

PREMESSA	1
-----------------	----------

CAPITOLO 1: ANALISI DELLE POLITICHE INTERNAZIONALI DI INCENTIVAZIONE ALL'EFFICIENTAMENTO ENERGETICO _____ **3**

1.1	INCENTIVI FINANZIARI	3
1.1.1	INCENTIVI DIRETTI (ECONOMICI).	3
1.1.2	INCENTIVI INDIRETTI (FISCALI).	4
1.2	FINANZIAMENTO PUBBLICO	4
1.3	POLITICHE DI REGOLAMENTAZIONE E ALTRI STRUMENTI	5
1.3.1	FEED-IN TARIFF	5
1.3.2	RENEWABLE PORTFOLIO STANDARDS (RPS)	6
1.3.3	NET METERING	6
1.3.4	BIOFUELS & HEAT OBLIGATION	6
1.3.5	TRADABLE REC	7
1.3.6	CARBON TAX	7
1.3.7	PROTOCOLLO DI KYOTO E MECCANISMI FLESSIBILI	8
1.4	PANORAMICA MONDIALE RIASSUNTIVA	12
1.5	SITUAZIONE NEI PRINCIPALI PAESI DI INTERESSE	16
1.5.1	UNIONE EUROPEA	16
1.5.2	ITALIA	17
1.5.3	RUSSIA	20
1.5.4	UCRAINA	22
1.5.5	THAILANDIA	23
1.5.6	SUD AFRICA	30
1.5.7	EMIRATI ARABI	32
1.5.8	ARABIA SAUDITA	34
1.5.9	GERMANIA	35
1.5.10	INDIA	39
1.5.11	TURCHIA	43
1.5.12	CINA	45

1.5.13	COREA DEL SUD	52
1.5.14	BRASILE	53
1.5.15	STATI UNITI	54
1.6	QUADRO SINTETICO DELLE POLITICHE NEI PAESI DI INTERESSE	64
1.7	MISURA DI INDICATORI ECONOMICI RELATIVI AGLI INVESTIMENTI LEGATI AI SISTEMI DI RECUPERO ENERGETICO PER LA GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA	66
1.7.1	INDICATORI ECONOMICI UTILIZZATI PER L'ANALISI	66
1.7.2	VALUTAZIONE DEL CONTRIBUTO DA INCENTIVI (TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA) NEL CONTESTO ITALIANO	70
1.7.3	VALUTAZIONE DEL CONTRIBUTO DA INCENTIVI DIVERSI IN ALTRI PAESI DI INTERESSE	73
1.7.4	VALUTAZIONE DEL PROGETTO DI RECUPERO ENERGETICO ED EFFETTO DEGLI INCENTIVI	77
1.7.5	STUDIO DELLE ELASTICITÀ DEGLI INDICI AL VARIARE DEI PARAMETRI DI INVESTIMENTO	116
1.7.6	CLASSIFICAZIONE DELL'IMPORTANZA DEI PARAMETRI VARIABILI IN BASE ALL'INCISIVITÀ	121
1.7.7	TRADE-OFF RENDIMENTO RISPETTO AL COSTO DI IMPIANTO	125
1.7.8	CONFRONTO DELLA REDDITIVITÀ PER REALIZZAZIONI IN NAZIONI DIVERSE	128
1.8	Principali riferimenti bibliografici	136
CAPITOLO 2: LA FORMAZIONE E L'EFFICIENTAMENTO ENERGETICO		137
2.1	INTRODUZIONE	137
2.2	OBIETTIVI E METODOLOGIA	137
2.2.1	OBIETTIVI E FASI DELLO STUDIO	137
2.2.2	IL CAMPIONE	138
2.2.3	IL QUESTIONARIO	144
2.3	RISULTATI EMPIRICI	144
2.4	PROPOSTA FORMATIVA	155
2.4.1	CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE	160
2.5	Principali riferimenti bibliografici legislativi e normativi	161
2.6	Appendice A: tabelle aggiuntive	162

CAPITOLO 3: EFFICIENTAMENTO ENERGETICO - BARRIERE E DRIVERS	167
3.1 PREMESSA	167
3.2. LE BARRIERE I DRIVERS ED I RELATIVI METODI DI RILEVAMENTO	167
3.2.1 LA SCALA LIKERT	167
3.2.2 METODI DI RILEVAMENTO	168
3.2.3 BARRIERE E DRIVERS: STUDI E TASSONOMIE	168
3.3. TASSONOMIA PROPOSTA DA CILIA-NARDIN	178
3.3.1. Integrazione Tassonomica	178
3.3.2 Barriere Classiche (Sorrell 2001)	178
3.3.3. Barriere integrative del sistema paese e drivers (Cilia - Nardin)	180
3.4 BARRIERE E DRIVER - RILEVAZIONE SPERIMENTALE PRESSO I PROFESSIONISTI	182
3.5 CONCLUSIONI	193
3.6 SVILUPPI FUTURI	193
3.7 Principali riferimenti bibliografici	195
CAPITOLO 4: EFFICIENTAMENTO NEL SISTEMA OSPEDALIERO	197
Introduzione	197
Sommario	198
4.1 Il Sistema Sanitario Regionale	199
4.2 Alcuni dati generali del SSR	200
4.2.1 Consumi energetici	200
4.2.2 Alcuni indicatori	204
4.2.3 I dati economici complessivi	208
4.3 Rilevanza della Spesa Energetica	209
4.3.1 Trend di crescita della spesa energetica	214
4.3.2 Potenzialità di riduzione della Spesa energetica.	215
4.3.3 Analisi generale: gli ospedali del Friuli Venezia Giulia ed il territorio	217
4.4 Classificazione degli interventi individuati in fase preliminare	219
4.5 Obiettivi generali	222
4.6 Aree di interesse	222
4.6.1 Area Organizzativa e Gestionale	222
4.6.2 Area Monitoraggio e Pianificazione	222

4.6.3	Area Azioni e Misura delle Azioni	223
4.6.4	Area documentazione tecnica	223
4.6.5	Area Contratti e Modelli Organizzativi	223
4.7	Modellizzazione del Sistema	223
4.7.1	Energia Elettrica	227
4.7.2	Energia Termica	227
4.7.3	Centrale Compressori	228
4.7.4	Acqua	228
4.7.5	Sicurezza	228
4.7.6	Definizione del sistema di monitoraggio	228
4.8	Interventi per il risparmio energetico	230
4.9	La gestione contrattualistica	237
4.9.1	La situazione esistente	237
4.9.2	Caratteristiche tecniche delle forme contrattuali	238
4.10	Reti di Teleriscaldamento	240
4.11	Interventi nell'area organizzativa e gestionale	245
4.12	Analisi delle figure nel Settore Energetico	245
4.12.1	Direttive Regionali in ambito energetico e Sistema Ospedaliero	245
4.12.2	Analisi delle Strutture Ospedaliere del Friuli Venezia Giulia	246
4.12.3	Una nuova struttura: l'Energy Manager del Sistema Ospedaliero (EMSO)	249
4.13	Prospettive future di collaborazione Università-CSC	258
4.14	Considerazioni finali	263
4.14	Conclusioni	265
4.15	Principali riferimenti bibliografici e legislativi.	267

**CAPITOLO 5: LO SVILUPPO DELLE FIGURE PROFESSIONALI E DI
IMPRESA NEL SETTORE ENERGETICO.** _____ 269

5.1	ESCO: Energy Service Company	269
5.2	SSE Società di Servizi Energetici	271
5.3	AUDITOR ENERGETICO	271
5.4	CERTIFICATORE ENERGETICO degli edifici	272
5.5	TERZO RESPONSABILE dell'esercizio e della manutenzione dell'impianto termico	273
5.6	ORGANISMI ESTERNI incaricati delle ispezioni sugli impianti termici	273
5.7	EM: Energy Manager	274

5.8	EGE: Esperto Gestione Energetica _____	274
5.9	SGE: Imprese con Sistemi di Gestione dell'Energia _____	276
5.10	Principali riferimenti bibliografici legislativi e normativi _____	277
CAPITOLO 6: ENTI INCARICATI IN AMBITO ENERGETICO. _____		281
6.1	ENEA: Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile. _____	281
6.2	GSE: Gestore Servizi Energetici _____	281
6.3	FIRE: Federazione Italiana per l'uso razionale dell'Energia _____	282
6.4	CTI: Comitato Termotecnico Italiano _____	283
6.5	CSEA: Cassa per i servizi energetici e ambientali _____	284
6.6	AEEG: L'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico _____	285
6.7	ISPRA: Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale _____	285
6.8	ACCREDIA: Ente Italiano di Accreditamento _____	286
6.9	Principali enti istituzionali di riferimento _____	288
CAPITOLO 7: EVOLUZIONE DEL CONTESTO LEGISLATIVO ATTUALMENTE IN CORSO. _____		289
7.1	SEN: Strategia Energetica Nazionale _____	289
7.2	PER: Piani Energetici Regionali _____	290
7.3	PER FVG: Piano Energetico Regionale del Friuli Venezia Giulia _____	291
7.4	Piani energetici locali _____	291
7.5	Riduzione oneri per le imprese energivore. _____	291
7.6	Certificati bianchi tramite GSE _____	292
7.7	Obbligo AUDIT ENERGETICO per le grandi imprese e per le imprese a forte consumo energetico. _____	293
7.8	Conto Termico _____	294
7.9	Conto Energia _____	294
7.10	Principali riferimenti legislativi e normativi _____	295
CONCLUSIONI _____		299

Appendice A – Prospettive delle fonti energetiche	301
1. Introduzione	301
2.1 PETROLIO	307
2.2 CARBONE	310
2.3 GAS NATURALE	312
2.4 NUCLEARE	315
2.5 IDROELETTRICO	317
2.6 ENERGIA EOLICA	319
2.7 ENERGIA SOLARE	320
2.8 BIOCOMBUSTIBILI	322
3. IL PROBLEMA AMBIENTALE	324
4. Conclusioni	330
Appendice B – Legislazione e Normativa	331
1. Introduzione	331
1.1 D.P.R. 74/2013 Impianti Tecnologici e Terzo Responsabile	331
1.2 D.Lgs. 102/2014 Incentivazione dell'Efficienza Energetica	331
2. Norme previste dal D.Lgs. 102/2014 per la certificazione secondo schemi ACCREDIA	331

PREMESSA

La tesi di dottorato è incentrata sull'efficienza energetica.

La problematica si è imposta progressivamente dapprima con riferimento alla necessità di riduzione del prelievo di fonti tradizionali, successivamente con il ricorso intensivo alle fonti rinnovabili ed attualmente con il recente COP 21 di Parigi l'efficientamento è stato rideclinato in termini ambientali (necessità della riduzione della CO₂ emessa).

Per affrontare la tematica in termini sistematici è stato necessario indagare sulle politiche, sugli incentivi, sulle formazioni e sulle figure professionali, inoltre è stato necessario affrontare gli aspetti meno tecnici legati alle barriere all'efficientamento, le figure professionali e gli enti incaricati la loro evoluzione e lo stato di fatto dell'attuale legislazione nazionale. Infine sono state effettuate valutazioni tecniche economiche nei due settori di attività più energivore in assoluto: gli ospedali in ambito civile e la siderurgia in ambito industriale.

In questo lavoro per esplicitare le tematiche di afferenza, nel capitolo 1 è stata svolta una indagine sulle politiche energetiche extraeuropee, europee e nazionali corredate dalle diverse forme di incentivazione.

Nel capitolo 2 è stata affrontato l'aspetto legato alla formazione corredata da una indagine empirica, con la proposta di un percorso formativo tecnico strutturato in base alle professionalità e ai temi specifici.

Nel capitolo 3 sono stati indagati i fattori promotori ed ostativi all'efficientamento energetico con un'analisi empirica rivolta agli ingegneri dell'ordine professionale di Udine.

Nel capitolo 4 è stato indagato il contesto ospedaliero del Friuli Venezia Giulia con una proposta di riforma regionale supportata da valutazioni tecniche economiche (il nuovo Piano Energetico Regionale FVG, a seguito della Strategia Energetica Nazionale del 2013, approvato in forma di proposta a cui ha collaborato il Prof. G. Nardin in rappresentanza dell'Università di Udine, è in attesa della stesura definitiva); rilevante è l'introduzione di un modello gestionale, che supera i limiti della Legge 10/91 e individua nell'Energy Manager di sistema a livello regionale (oggi EGE di Sistema certificato alla norma UNI CEI 11339 come il D.lgs. 102/2014 comincia a prevedere obbligatoriamente in alcuni contesti) in sostituzione di una pluralità di Energy Manager non formati nelle singole unità ospedaliere, che con la struttura attuale sono nella sostanza operativa inefficaci.

I capitoli 5, 6 e 7 dettagliano le diverse figure professionali, d'impresa ed enti chiamati all'applicazione, controllo, gestione e certificazione nell'ambito all'efficienza energetica con riferimento all'evoluzione legislativa attualmente in corso.

CAPITOLO 1: ANALISI DELLE POLITICHE INTERNAZIONALI DI INCENTIVAZIONE ALL'EFFICIENTAMENTO ENERGETICO

Premessa

Il presente capitolo intende valutare in prospettiva internazionale le opportunità di finanziamento per gli investimenti di risparmio energetico indispensabile per un business fortemente globalizzato. Si intende approfondire l'argomento delle politiche e strumenti di supporto all'efficienza energetica in alcuni paesi ai fini di una panoramica sufficientemente ampia in ambito internazionale. Nel paragrafo 1.1.6 viene riportata una tabella di sintesi di tutte le forme di incentivo individuate per i paesi analizzati (Italia, Russia, Ucraina, Tailandia, Sudafrica, Emirati Arabi, Arabia Saudita, Germania, India, Turchia, Cina, Corea del Sud, Brasile, Stati Uniti, Romania). L'analisi contiene dati pubblici ma di non facile reperibilità (anche a causa di barriere linguistiche) su prezzi dell'energia e incentivi in alcuni paesi emergenti. La natura del lavoro può essere soltanto informativa e indicativa, in quanto le fonti sono spesso documenti di data precedente al 2013, quindi un incentivo od una politica possono non esistere in data odierna, oppure ce ne possono essere altri appena creati. Per alcuni paesi è stato possibile reperire solo informazioni generiche o destinate a divenire rapidamente datate a causa dell'elevata instabilità politica; malgrado detti limiti l'analisi effettuata riesce a fornire un quadro sufficientemente chiaro delle varie forme politiche a livello internazionale. E ai fini di un ampliamento e una maggiore precisione dell'indagine è possibile reperire direttamente informazioni in lingua locale nei diversi paesi. Gli strumenti e incentivi ad oggi utilizzati in tutto il mondo possono essere raggruppati in tre macro aree: incentivi finanziari, forme di finanziamento pubblico e politiche di regolamentazione.

E' opportuno segnalare che a seguito del recente convegno tenuto a Parigi sul cambiamento climatico è lecito aspettarci un notevole impulso normativo e incentivante per la riduzione dei gas clima alternati. E' probabile che il panorama delle politiche afferenti all'efficientamento energetico e alla riduzione delle emissioni di anidride carbonica che sono aspetti fortemente correlati subiranno nei prossimi anni radicali cambiamenti. Ad oggi l'efficientamento energetico è sicuramente prevalente, in termini economici e finanziari, rispetto alla riduzione della CO₂. Ci si aspetta, nel breve medio periodo, un cambiamento radicale del rapporto tra incentivi riferibili alla riduzione dei consumi energetici rispetto a quelli riconducibili alla riduzione dei gas clima alteranti, in particolare la CO₂.

1.1 INCENTIVI FINANZIARI

Gli strumenti finanziari che possono essere utilizzati dalle istituzioni per promuovere l'efficienza energetica nelle imprese sono classificabili come incentivi finanziari e possono essere racchiusi in due categorie in base a come agiscono sulla riduzione del costo dell'investimento, ossia in maniera diretta (incentivi economici) o indiretta (incentivi fiscali).

1.1.1 INCENTIVI DIRETTI (ECONOMICI).

All'interno di questa categoria troviamo tutti quegli incentivi che influenzano in modo diretto l'investimento, ossia i contributi e i prestiti agevolati.

- **Contributi**

L'istituzione di contributi da parte del regolatore è una misura adottata al fine di ridurre la spesa a carico del consumatore che investe in efficienza energetica; questo strumento si basa sul rilascio di una quota fissa o sulla percentuale dell'investimento realizzato o in base all'energia risparmiata dall'impresa. I contributi si rivolgono sia all'utente finale che al produttore efficiente.

- **Prestiti agevolati**

L'altra tipologia di incentivo economico ha lo stesso obiettivo finale dei contributi, ovvero incentivare il consumatore ad essere energeticamente efficiente. Questo strumento si basa sul prestito agevolato (inferiore al tasso di mercato) da parte di istituti accreditati e si rivolge sia alle industrie che al settore residenziale.

1.1.2 INCENTIVI INDIRETTI (FISCALI).

Gli incentivi fiscali agiscono in maniera differente, ossia non sull'investimento iniziale, ma bensì sulla riduzione delle tasse pagate da colui che investe in efficienza energetica.

Esse comprendono ammortamenti anticipati, crediti d'imposta e detrazioni fiscali.

Più recentemente, le riduzioni fiscali per l'acquisto di apparecchiature (riduzione dell'IVA o dei dazi doganali) o per interventi di risparmio energetico (riduzione dell'aliquota IVA) sono state introdotte in molti Paesi.

- **Ammortamenti anticipati**

Servono a rendere più attraente gli investimenti in efficienza energetica, specialmente nel settore industriale. Il loro funzionamento si basa sull'aumento delle aliquote di ammortamento rispetto all'ordinario nel primo periodo di attività. In questo modo le aziende riescono ad abbattere il reddito imponibile nei primi periodi d'imposta. Si rivolgono agli utilizzatori finali.

- **Crediti d'imposta**

In questa situazione le aziende sono agevolate negli investimenti in quanto vengono ridotte le tasse a carico del consumatore. Si crea in questa maniera un credito verso lo Stato che può essere rimborsato attraverso la dichiarazione dei redditi.

- **Detrazioni fiscali**

Uno degli strumenti più utilizzati e come per i crediti d'imposta deve ridurre le tasse a carico del consumatore efficiente. In questo caso un importo proporzionale all'investimento effettuato viene sottratto dall'imposta che il consumatore deve pagare.

1.2 FINANZIAMENTO PUBBLICO

Investimenti pubblici, esempio EEEF

Poiché la domanda di energia negli stati membri dell'Unione Europea è in continuo aumento, l'attenuazione dei cambiamenti climatici mediante il miglioramento dell'efficienza energetica e l'utilizzo di energia rinnovabile al fine di ridurre l'emissione di gas a effetto serra assume importanza ancora maggiore. La crescente domanda di energia da parte di utenze domestiche, trasporti e settore dei servizi è una questione che va affrontata in quanto indicatore chiave delle emissioni di CO₂ nelle economie dell'Unione Europea.

Gli stati membri dell'Unione Europea si sono impegnati per il conseguimento degli obiettivi 20/20/20: taglio del 20% delle emissioni dei gas a effetto serra, aumento del 20% dell'uso dell'energia rinnovabile e taglio del consumo energetico attraverso un aumento del 20% dell'efficienza energetica.

Il Fondo Europeo per l'Efficienza Energetica (EEEF) punta quindi a supportare gli obiettivi dell'Unione Europea al fine di promuovere un mercato basato su energia sostenibile e protezione climatica.

L'EEEF contribuisce con una struttura stratificata rischio/rendimento all'aumento dell'efficienza energetica e alla promozione dell'energia rinnovabile sotto forma di partnership privato-pubblico mirata. Ciò avviene in primo luogo attraverso la fornitura di finanziamenti dedicati che potranno essere diretti o in collaborazione con gli istituti finanziari. Gli investimenti rappresenteranno un contributo

significativo al risparmio energetico e alla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra al fine di promuovere un utilizzo dell'energia a basso impatto ambientale. Massimizzandone l'impatto, l'EEEF facilita gli investimenti nel settore pubblico, il quale presenta un enorme potenziale, ma nel quale i progetti sono spesso ostacolati o rallentati a causa di restrizioni di budget e mancanza di esperienza in questa tipologia di investimento.

Gare d'appalto

Con gara d'appalto si riferisce alla concessione di un diritto esclusivo di gestire un progetto (di ricerca, di realizzazione, ecc.), o più progetti, ad un'impresa (o eventualmente un consorzio) a seguito di un processo competitivo.

L' autorità può anche concedere sovvenzioni all'impresa in compensazione per l'adempimento di obblighi di carattere pubblico.

Per esempio il legislatore in Portogallo regola l'uso delle *energy service companies*(ESCOs) attraverso un processo di gara d'appalto pubblica per l'individuazione da parte di queste compagnie di potenziali risparmi energetici negli edifici e nelle strutture pubbliche.

1.3 POLITICHE DI REGOLAMENTAZIONE E ALTRI STRUMENTI

Oltre gli incentivi finanziari e il finanziamento pubblico le imprese possono far appello a diversi strumenti presenti in molti paesi del globo che contribuiscono e incentivano lo sviluppo di forme di efficientamento energetico, vengono elencati qui di seguito per poi essere approfonditi singolarmente:

- Feed-in tariff;
- Renewable portfolio standards (RPS);
- Net metering;
- Biofuels obligation;
- Heat obligation;
- Tradable REC;
- Carbon tax;
- Meccanismi flessibili (protocollo Kyoto).

1.3.1 FEED-IN TARIFF

Un feed-in tariff (FIT) è un meccanismo volto ad accelerare gli investimenti in tecnologie di energia rinnovabile e si distingue in due categorie:

- Feed-in premium;
- Feed-in tariff.

Per **feed-in premium** si intende il meccanismo messo in opera in questi anni con il fotovoltaico: il conto energia.

Il conto energia è il meccanismo secondo cui si riconosce al titolare dell'impianto fotovoltaico di una tariffa incentivante con durata 20 anni per tutta l'energia prodotta dall'impianto, a prescindere dall'uso che ne venga fatto (immessa in rete o auto-consumata immediatamente). A questa tariffa incentivante viene aggiunto il valore dell'energia immessa in rete, ovvero il prezzo di vendita dell'energia alla rete. Quindi con la modalità del feed-in premium il soggetto responsabile dell'impianto fotovoltaico riceve la somma dell'incentivo (tariffa incentivante) più il valore dell'energia ceduta alla rete.

Per **feed-in tariff** si intende, invece, la "tariffa omnicomprensiva".

Questo meccanismo è già in vigore, in Italia, per molti impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili inferiori ad un Megawatt (200 Kw per l'eolico), ad esclusione, fino ad oggi, del solare fotovoltaico e termico.

E' anche la modalità più diffusa in Europa per incentivare le fonti rinnovabili.

Il feed-in tariff è il meccanismo attraverso il quale viene riconosciuta per 15 anni a tutti gli impianti IAFR (Impianti Alimentati a Fonti Rinnovabili), certificati come tali, una tariffa per tutta l'energia prodotta e immessa in rete. A differenza del *feed-in premium*, però, l'energia viene venduta alla rete con un'unica tariffa agevolata. Per tariffa omnicomprendensiva si intende infatti un'unica tariffa che include in sé la componente incentivante e la componente di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete.

1.3.2 RENEWABLE PORTFOLIO STANDARDS (RPS)

Le *Renewable portfolio standards* (RPS), note anche come *renewable electricity standards* (RES), pongono generalmente l'obbligo per le società fornitrici di energia elettrica di produrre una frazione specificata della loro elettricità da fonti energetiche rinnovabili.

I produttori certificati di energia rinnovabile guadagnano dei certificati per ogni unità di energia elettrica che producono e possono vendere questi con la loro energia elettrica.

Società di fornitura poi passano i certificati a una qualche forma di organismo di regolamentazione per dimostrare la loro conformità con i loro obblighi normativi. Poiché si tratta di un mandato di mercato, la RPS si basa quasi interamente sul mercato privato per la sua attuazione.

A differenza di tariffe feed-in, che garantiscono l'acquisto di tutta l'energia rinnovabile a prescindere dal costo, i programmi RPS tendono a consentire più la concorrenza dei prezzi tra i diversi tipi di energia rinnovabile, ma possono essere limitati.

Coloro che promuovono l'adozione di meccanismi di RPS sostengono che l'attuazione del mercato si tradurrà in concorrenza e l'efficienza e l'innovazione porteranno l'energia rinnovabile al costo più basso possibile, consentendo l'energia rinnovabile di competere con le fonti energetiche fossili più economiche.

1.3.3 NET METERING

Il *net metering* è un sistema di scambio con la rete che consente di cedere energia qualora la propria produzione sia in eccesso e di riceverla qualora non sia sufficiente.

Il sistema funziona mediante l'utilizzo di contatori reversibili che permettono di utilizzare la rete come un serbatoio dell'energia prodotta in eccesso rispetto agli autoconsumi, così da andare poi a compensare i consumi prelevati dalla rete nei periodi di bisogno.

Attualmente applicato al solare, rappresenterebbe un importante strumento di sviluppo anche per le altre fonti rinnovabili, ed in particolare per il micro-eolico.

Può accadere che momenti di produzione di energia coincidano con istanti di fabbisogno energetico nullo, come può accadere il contrario; il net metering permetterebbe all'utente di cedere al distributore locale l'elettricità prodotta allo stesso prezzo a cui l'acquista.

Permette di ridurre i costi, evitando il ricorso a costosi sistemi di accumulo dell'energia. Evita all'utente di installare contatori di energia aggiuntivi.

1.3.4 BIOFUELS & HEAT OBLIGATION

Si tratta di obblighi imposti per legge nei vari paesi con lo scopo di sviluppare le fonti rinnovabili in maniera forzata.

Ad esempio in Irlanda lo schema BOS (*biofuel obligation scheme*) pone l'obbligo per i fornitori di olio minerale a garantire che 6,383% (in volume) dei carburanti (in genere benzina e diesel) che immettono sul mercato è prodotta da fonti rinnovabili, come ad esempio etanolo e biodiesel.

In Inghilterra sono state introdotte le *Renewables Obligation* (RO) nel 2002 per incentivare la diffusione in larga scala l'energia elettrica rinnovabile nel Regno Unito.

Il RO richiede fornitori di energia elettrica nel Regno Unito di produrre una determinata percentuale di energia elettrica che forniscono ai clienti attraverso fonti rinnovabili ammissibili. Questa proporzione (nota come 'obbligo') viene impostata ogni anno e ha aumentato ogni anno.

1.3.5 TRADABLE REC

I RECs (*Renewable Energy Certificate System*) costituiscono un sistema di certificazione condiviso a livello internazionale volto alla promozione e allo sviluppo del mercato volontario dell'energia prodotta da fonti rinnovabili.

I relativi certificati sono titoli che attestano la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile per una taglia minima pari a 1MWh, e favoriscono la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile dagli impianti che altrimenti non avrebbero le condizioni economiche per continuare a produrre energia "verde".

I certificati RECs sono distinti dall'erogazione fisica dell'elettricità e la loro emissione consente la commercializzazione dei certificati stessi anche separatamente dall'energia elettrica cui fanno riferimento. Mediante il loro acquisto, l'acquirente finanzia l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili testimoniando, pertanto, il suo impegno a favore dell'ambiente.

Ciò favorisce lo sviluppo di un mercato internazionale delle fonti rinnovabili quindi promuove la diffusione di nuova capacità produttiva alimentata da fonti rinnovabili. I certificati, in tal senso, rappresentano l'intero beneficio conseguibile dalla produzione di energia da fonte rinnovabile, beneficio che investe la sfera ambientale, la diversificazione delle fonti energetiche, la diminuzione della dipendenza energetica dei paesi europei, nonché la diffusione di quei sistemi di produzione energetica cui è riconosciuto il massimo valore in termini di sostenibilità.

Rispetto alla normativa italiana relativa ai Certificati Verdi, i RECs risultano essere complementari in quanto rappresentano una forma alternativa di incentivazione per quegli impianti a fonte rinnovabile esclusi dal decreto ministeriale del novembre '99.

Il progetto RECs è nato in ambito europeo per favorire lo sviluppo, sulla base di una certificazione standard, di un mercato volontario e internazionale di *Green Certificate*. Attualmente il sistema RECs coinvolge più di 170 utilities tra produttori, *traders* e società di certificazione del settore elettrico distribuiti in 17 paesi.

1.3.6 CARBON TAX

Si tratta di una tassazione sui prodotti energetici, recentemente rivisitata dall'Unione Europea.

In particolare, si punta ad una rivisitazione dei regimi fiscali per quel che concerne i carburanti e non solo dal punto di vista energetico, ma anche sotto l'aspetto delle emissioni di CO₂ prodotte.

Dal punto di vista prettamente normativo, la Commissione UE mira a scindere l'aliquota in due parti: la prima si baserebbe sulle emissioni di CO₂, che ammonta a 20 euro per tonnellata prodotta.

La seconda, invece, riguarderebbe il contenuto energetico (ovvero la quantità d'energia prodotta espressa in GigaJoule (GJ)). L'aliquota, in quest'ultimo caso, ammonterebbe a 9,6 euro/GJ (2,66 euro /MWh) per i carburanti per i motori e a 0,15 euro/GJ (0,04 euro /MWh) per i carburanti utilizzati per il riscaldamento.

Tra i vari settori rientrano a pieno titolo i trasporti, i nuclei familiari, l'agricoltura e i piccoli sistemi industriali.

Lo scopo principale della nuova normativa è quello di incentivare il ricorso all'utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili e conseguentemente all'abbattimento delle emissioni di CO₂ in atmosfera. Tra l'altro, lo sottolinea la stessa Comunità Europea, le fonti più inquinanti sono quelle che usufruiscono di un sistema di tassazione meno incisivo. Al contrario, i biocarburanti risultano i più tassati.

All'interno della proposta si scorgono peraltro sgravi fiscali per le famiglie, con l'esenzione dall'imposta per chi versa in precarie condizioni economiche. Agli Stati membri si dà poi la possibilità di usufruire di un periodo transitorio fino al 2023 per consentire un adeguamento graduale alla nuova normativa. Se dovesse passare sia al Parlamento, sia al Consiglio, la proposta diverrebbe esecutiva a partire dal 2013.

1.3.7 PROTOCOLLO DI KYOTO E MECCANISMI FLESSIBILI

Il Protocollo di Kyoto è stato firmato l'11 dicembre 1997 a conclusione della terza sessione plenaria della Conferenza delle parti (COP3), organo decisionale e di controllo dell'applicazione della United Nations Framework Convention on Climate Change.

È entrato ufficialmente in vigore il 16 febbraio 2005 dopo la ratifica della Russia nel settembre 2004, che ha determinato il raggiungimento del livello minimo di emissioni richiesto.

Il Protocollo prevede, infatti, che per divenire operativo deve essere ratificato da almeno 55 Paesi, responsabili di almeno il 55% delle emissioni al 1990 dei Paesi soggetti ad obbligo di riduzione (Paesi dell'Allegato I). Con la ratifica del parlamento russo il livello totale di emissioni dei Paesi che hanno ratificato è salito a circa il 60% del totale dei Paesi soggetti ad obbligo di riduzione, rendendo pienamente operativi gli obblighi di Kyoto.

Il Protocollo di Kyoto impegna i Paesi industrializzati e quelli con economia in transizione a ridurre nel periodo di adempimento 2008-2012 complessivamente del 5,2% i livelli di emissione dei principali gas con effetto serra prodotti da attività antropiche rispetto ai valori del 1990, nel periodo compreso tra il 2008 e il 2012.

Il paniere di gas a effetto serra "Greenhouse Gases" (GHG) considerato nel Protocollo include sei gas: l'anidride carbonica (CO₂), il metano (CH₄), il protossido di azoto (N₂O), i fluorocarburi idrati (HFC), i perfluorocarburi (PFC), l'esafioruro di zolfo (SF₆).

Tutti i GHG sono convertiti in unità equivalenti di anidride carbonica (CO₂) attraverso dei fattori di conversione legati all'effetto serra (o potere riscaldante, warming power) relativo a ciascun gas. Gli obiettivi di Kyoto sono quindi riferiti al totale di GHG convertiti tutti in emissioni di CO₂.

La riduzione complessiva del 5,2% non è uguale per tutti i Paesi e può essere raggiunta anche in modo congiunto da gruppi di Paesi. Questa modalità, nota come "bolla", è stata ad esempio adottata dall'UE, dove la riduzione complessiva prevista dovrà essere pari all'8%, con una ripartizione differenziata per i 15 paesi membri.

All'interno dell'UE, la ripartizione degli obiettivi fissati per ciascuno Stato membro è resa obbligatoria con la decisione europea 2002/358/CE (CE, 2002), che ha ufficializzato tali obiettivi con il cosiddetto Burden Sharing Agreement (Consiglio europeo dei Ministri dell'Ambiente del 17 giugno 1998).

I dieci nuovi Paesi membri dell'UE a 25 dovranno invece mantenere gli obblighi previsti dal Protocollo senza subire modifiche in relazione al processo di allargamento.

In linea di principio il Protocollo di Kyoto prevede che la riduzione delle emissioni si deve ottenere con il minimo costo possibile (principio dell'efficienza economica).

In realtà, i paesi hanno una struttura economica (ed energetica) molto differenziata, con costi unitari di abbattimento molto diversi.

I maggiori oneri di riduzione sono a carico dei Paesi che nel 1990 avevano una struttura produttiva a bassa efficienza e ad alto impiego di carbone (ad esempio Germania, Lussemburgo, Regno Unito) mentre ai Paesi che avevano un'elevata efficienza energetica nel settore industriale, tra cui l'Italia, è stato attribuito un obiettivo di riduzione che seppur più modesto comporta costi marginali più elevati.

Nel caso in cui un Paese abbia un basso rapporto Energia/PIL risulta molto costoso ridurre ulteriormente la quantità di energia necessaria per produrre una unità di output, rispetto a Paesi con un alto rapporto Energia/PIL che possono ottenere riduzioni del consumo energetico a costi nettamente inferiori. Inoltre, per dieci Paesi dell'UE, Italia compresa, le emissioni complessive di gas serra sono nel frattempo aumentate rispetto ai livelli del 1990, per cui gli obiettivi di riduzione risultano sempre più onerosi. Solo Germania, Lussemburgo e Regno Unito hanno ridotto sostanzialmente le loro emissioni rispetto al 1990, in relazione soprattutto ai processi di cambiamento strutturale e industriale (Germania e Lussemburgo) e ai processi di riconversione energetica dal carbone al gas (Regno Unito).

Paesi	Obiettivi di riduzione delle emissioni di CO ₂ e
UE-15	-8%
Austria	-13%
Belgio	-7%
Danimarca	-21%
Finlandia	0%
Francia	0%
Germania	-21%
Grecia	+25%
Irlanda	+13%
Italia	-6,5%
Lussemburgo	-28%
Paesi Bassi	-6%
Portogallo	+27%
Regno Unito	-12%
Spagna	+15%
Svezia	+4%
Bulgaria, Estonia, Lettonia, Lituania, Monaco, Rep. Ceca, Rep. Slovacca, Romania, Slovenia, Svizzera	-8%
USA	-7%
Canada, Giappone, Polonia, Ungheria	-6%
Croazia	-5%
Federazione Russa, Nuova Zelanda, Ucraina	0%
Norvegia	+1%
Australia	+8%
Islanda	+10%

Tabella 1.1 – Obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂, protocollo di Kyoto

Per facilitare il raggiungimento degli obblighi, il Protocollo di Kyoto ha introdotto tre strumenti supplementari noti come “meccanismi flessibili”:

- Emission trading (ET);
- Joint implementation (JI) ;
- Clean development mechanism (CDM).

L'*emission trading* (ET) consente ad una parte contraente di vendere il surplus quantitativo di *removal units* (RMUs) calcolato sulla quota di riduzione delle emissioni da essa prodotte ad un'altra parte contraente, la quale incontra molteplici difficoltà e deve sostenere notevoli costi nel raggiungere il proprio limite di emissioni e che dunque preferisce acquistare tale surplus (art. 17 del Protocollo di Kyoto).

Le RMUs sono calcolabili come differenza tra la quantità di gas ad effetto serra

presente nell'atmosfera terrestre e la quantità degli stessi gas assorbita da piante ed alberi. Tale differenza, espressa in unità di credito, consente allo Stato parte contraente del Protocollo e partner di un progetto di ET di venderle in quanto in surplus rispetto alla quota limite di emissioni ad esso attribuita.

Gli Stati, per poter attivare il meccanismo dell'ET debbono soddisfare i seguenti requisiti:

- possedere lo status di Stato parte contraente del Protocollo;
- l'assegnazione di una quota di emissioni, in conformità all'art. 3 del Protocollo;
- la creazione di un sistema nazionale per la misurazione della quantità di emissioni di gas ad effetto serra, in conformità all'art. 5 del Protocollo;
- la predisposizione di un registro nazionale, in conformità all'art. 7 del Protocollo;
- la predisposizione di un inventario nazionale, in conformità all'art. 5 para. 2 ed all'art. 7 paragrafo 1 del Protocollo;
- la trasmissione di tutti i dati e le informazioni di natura supplementare circa la quota di emissioni assegnata, in conformità all'art. 7 paragrafo 1 del Protocollo.

L'ET può essere attivato altresì da soggetti giuridici non meglio identificati (*legal entities*), i quali devono essere inseriti in una apposita lista, resa pubblica e aggiornata nel registro nazionale di ciascuno stato parte contraente del protocollo.

Tuttavia gli stati sono responsabili dell'operato di tali soggetti nell'attuazione dei contenuti del protocollo ai fini del conseguimento degli obiettivi in esso prestabiliti; pertanto, qualora gli stessi Stati non soddisfino i requisiti sopra indicati, i suddetti soggetti non saranno abilitati ad attivare l'ET.

Nel caso in cui uno Stato parte contraente stia operando nel quadro dell'ET e non si conformi all'impegno di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra, il *Compliance Committee* può attribuire a suo carico l'obbligo di copertura a cui va aggiunto un ulteriore 30% sulla quota ad esso assegnata nel successivo periodo di adempimento, o può sospenderlo dalla partecipazione al meccanismo dell'ET.

Attualmente la procedura non ha valore vincolante: la discussione in merito è stata rinviata ad un momento successivo all'entrata in vigore del Protocollo. Allo stato attuale la progettazione sotto forma di ET non può essere ancora descritta, tuttavia una peculiare predisposizione di questo meccanismo è stata effettuata nel quadro dell'Unione Europea.

La *joint implementation* (JI) consente ad una parte contraente di ridurre le emissioni di gas ad effetto serra in un'altra parte contraente non inclusa nell'allegato I della convenzione quadro sui cambiamenti climatici, ottenendo in tal modo dei "crediti di emissione" (ERUs) che essa può utilizzare per rispettare il proprio limite di emissioni, in conformità con quanto disposto nell'allegato B del protocollo (art. 6 del protocollo di Kyoto).

La prima procedura (track one) presuppone che lo Stato sia incluso nell'allegato I della convenzione quadro sui cambiamenti climatici e sia parte contraente al protocollo, e che l'individuazione del limite delle emissioni ad esso attribuite sia conforme alla metodologia di calcolo prescritta nel protocollo (art. 3, para. 7-8); inoltre lo stato deve aver attivato un proprio sistema nazionale, dotato di un registro, e deve aver effettuato una stima nazionale delle emissioni e della capacità di rimozione dei *sink* (serbatoi di assorbimento dei gas ad effetto serra) di tutti i gas non controllati dal protocollo (art. 5 para. 1) e dalle linee guida successivamente adottate, fornendo tutte le informazioni suppletive richieste.

La seconda procedura (track two) viene attivata qualora si riscontrino solo le prime due condizioni sopra descritte, insieme alla creazione del registro nazionale. In tal caso gli stati interessati presentano un progetto da realizzare attraverso il meccanismo della JI. La quota di unità di scambio viene indicata da un apposito organismo, il *Supervisory Committee*.

Tale comitato dovrà essere composto da dieci membri, di riconosciuta competenza nel settore: tre rappresentanti gli stati inclusi nell'allegato I della convenzione quadro sui cambiamenti climatici contraddistinti da economie in transizione, tre rappresentanti gli stati inclusi nell'allegato I della convenzione quadro sui cambiamenti climatici, tre rappresentanti stati non inclusi nell'allegato I della convenzione quadro sui cambiamenti climatici, un rappresentante di un paese insulare in via di sviluppo. I componenti del Comitato di Verifica saranno eletti ed eserciteranno il loro mandato per un periodo di due o tre anni, rinnovabile una sola volta. Il comitato sarà convocato almeno per due sessioni annuali e le decisioni da esso adottate dovranno essere prese sulla base del consenso dei membri.

Il *clean development mechanism* (CDM) è assimilabile per certi aspetti alla *joint implementation*.

Il fattore che lo contraddistingue è correlato alla tipologia dei soggetti partecipanti, ovvero gli stati inclusi nell'allegato I della convenzione quadro sui cambiamenti climatici nonché i Paesi in via di sviluppo, per il conseguimento di un duplice obiettivo: supportare i primi nel raggiungere e rispettare i propri limiti di emissione, indicati nell'Allegato B del Protocollo, e promuovere nei secondi un sostenibile sviluppo economico (art. 12 del Protocollo di Kyoto).

I settori nei quali possono essere presentati i progetti inseriti nel quadro del CDM sono:

- l'efficienza energetica;
- l'energia rinnovabile;
- la riduzione delle emissioni antropogeniche di gas ad effetto serra;
- la progettualità legata alle attività di natura antropica, limitata agli interventi di afforestazione e riforestazione ed incidente sull'1% della quota di emissioni assegnata rispetto al 1990.

Data la complessa struttura del CDM rispetto alle altre procedure sopra descritte, si è ritenuto opportuno istituire, nei lavori della COP/7 (Marrakesh, 29 ottobre – 10 novembre 2001), un apposito organo: il Comitato Esecutivo che è composto da dieci membri scelti tra le Parti contraenti tenendo conto di criteri sia geografici che politici: un rappresentante per ciascuno dei cinque gruppi regionali delle Nazioni Unite, due rappresentanti di stati inclusi nell'allegato I della convenzione quadro sui cambiamenti climatici, due rappresentanti di stati non inclusi nell'allegato I della convenzione quadro sui cambiamenti climatici, un rappresentante di un paese insulare in via di sviluppo.

Esso è incaricato di monitorare l'attuazione del CDM e l'osservanza da parte degli Stati coinvolti, soprattutto dei Paesi industrializzati, utilizzatori potenziali di tale strumento per reperire più facilmente i crediti di riduzione delle emissioni per il rispetto dei limiti previsti per ciascuno di essi.

Dal punto di vista tecnico-procedurale per partecipare alla realizzazione di un progetto nel quadro del CDM gli stati partecipanti, inclusi e non inclusi nell'allegato I della convenzione quadro sui cambiamenti climatici, devono essere entrambi parti contraenti al protocollo e devono entrambi istituire un organo di controllo nazionale (*designated national authority*) incaricato di verificare l'applicazione del CDM stesso nell'ambito domestico.

Si tratta di un Fondo rotativo istituito presso la Cassa Depositi e Prestiti, ai sensi della Legge Finanziaria 2007, dell'ammontare complessivo di circa 600 milioni di euro, distribuiti in tre cicli da 200 milioni di euro l'uno.

I finanziamenti, erogati al tasso agevolato dello 0,50%, sono destinati alle seguenti misure:

- Microgenerazione diffusa (impianti che utilizzano fonti da gas naturale, biomassa vegetale, biocombustibili liquidi, biogas);
- rinnovabili di piccola taglia (eolico, idroelettrico, termico, fotovoltaico, solare termico);
- usi finali (involucro degli edifici e infissi; teleriscaldamento da impianti a gas naturale, biomassa, biocombustibili, biogas; geotermia; cogenerazione);
- sostituzione di motori elettrici industriali;
- interventi sui cicli produttivi delle imprese che producono acido adipico e delle imprese agro-forestali (protossido di azoto);
- ricerca in tecnologie innovative;
- gestione forestale sostenibile.

Il Primo Ciclo di Programmazione si è concluso il 14 luglio 2012. Le risorse assegnate per il Primo Ciclo e non utilizzate alla data di entrata in vigore del cd. "Decreto Crescita" saranno destinate al finanziamento degli interventi previsti per il "Nuovo Fondo Kyoto".

1.4 PANORAMICA MONDIALE RIASSUNTIVA

In questo paragrafo vengono riportate delle tabelle riassuntive che mostrano la situazione delle varie politiche e strumenti descritti in precedenza, nei paesi del mondo.

È interessante notare che non tutti i paesi adottano forme incentivanti per quanto concerne l'efficientamento energetico, generalmente più una nazione è politicamente ed economicamente sviluppata e più è interessata ai programmi di efficientamento energetico.

	REGULATORY POLICIES AND TARGETS							FISCAL INCENTIVES				PUBLIC FINANCING	
	Renewable energy targets	Feed-in tariff/premium payment	Electricity quota obligation/RPS	Net metering	Biofuels obligation/mandate	Heat obligation/mandate	Tradable REC	Capital subsidy, grant, or rebate	Investment or production tax credits	Reductions in sales, energy, CO ₂ , VAT, or other taxes	Energy production payment	Public investment, loans, or grants	Public competitive bidding/tendering
HIGH INCOME COUNTRIES \$\$\$\$													
Australia	●	○			○		●	●			●		
Austria	●	●			●		●	●			●		
Barbados	●			●							●		
Belgium	●		○	○	●		●		●		●	●	
Canada	○	○	○	○	●			●	●	●	●	●	
Croatia	●	●						●			●		
Cyprus	●	●			●			●			●		
Czech Republic	●	●			●		●	●	●		●		
Denmark	●	●		●	●		●	●		●	●	●	
Estonia	●	●			●					●	●		
Finland	●	●			●		●	●		●	●		
France	●	●			●		●	●	●		●	●	
Germany	●	●			●	●		●	●	●	●	●	
Greece	●	●			●			●	●	●	●		
Hungary	●	●			●			●		●	●		
Ireland	●	●			●	○	●				●	●	
Israel	●	●	●		●	●		●	●	●	●	●	
Italy	●	●	●	●	●	●	●	●	●		●	●	
Japan	●	●	●	●	●		●	●	●		●		
Luxembourg	●	●			●			●		●			
Malta	●	●		●				●		●			
Netherlands	●	●		●	●		●	●	●	●	●		
New Zealand	●												
Norway	●				●		●	●		●	●		
Oman										●		●	
Poland	●		●		●		●	●		●	●	●	
Portugal	●	●	●	●	●	●		●	●	●	●	●	
Singapore				●							●	●	
Slovakia	●	●						●		●			
Slovenia	●	●						●				●	
South Korea	●		●	●	●		●	●	●	●	●		
Spain ¹	●	●		●	●	●		●	●	●	●		
Sweden	●		●		●		●	●	●	●	●		
Switzerland	●	●						●		●			
Trinidad and Tobago	●								●	●			
United Arab Emirates	○		○			○				○	○	○	
United Kingdom	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●	●	
United States		○	○	○	●	○	○	●	●	●	●	●	

Tabella 1.2 A – Panoramica mondiale

	REGULATORY POLICIES AND TARGETS							FISCAL INCENTIVES				PUBLIC FINANCING	
	Renewable energy targets	Feed-in tariff/ premium payment	Electric utility quota obligation/ RPS	Net metering	Biofuels obligation/ mandate	Heat obligation/ mandate	Tradable REC	Capital subsidy, grant, or rebate	Investment or production tax credits	Reductions in sales, energy, CO ₂ , VAT, or other taxes	Energy production payment	Public investment, loans, or grants	Public competitive bidding/ tendering
UPPER-MIDDLE INCOME COUNTRIES \$\$\$													
Algeria	●	●										●	
Argentina	●	●			●			●	●	●	●	●	
Belarus									●				
Bosnia and Herzegovina	●	●						●				●	
Botswana	●							●		●			
Brazil	●			●	●	○			●	●	●	●	
Bulgaria	●	●			●			●		●	●	●	
Chile	●		●	●		●		●		●	●	●	
China	●	●	●		●	●		●		●	●	●	
Colombia	●				●					●			
Costa Rica	●			○									
Dominican Republic	●	●		●		●		●	●			●	
Ecuador		●								●	●		
Grenada	●			●						●			
Iran		●						●		●		●	
Jamaica	●			●	●				●			●	
Jordan	●	●		●	●					●	●	●	
Kazakhstan		●					●						
Latvia	●	●			●					●	●	●	
Lebanon	●			●		●				●	●	●	
Libya	●									●			
Lithuania	●	●	●		●	●					●		
Macedonia	●	●											
Malaysia	●	●	●		●					●	●	●	
Mauritius	●	●											
Mexico	●			●		●		●			●	●	
Montenegro	●	●											
Palau	●		●										
Panama		●		●				●		●	●	●	
Peru		●			●					●	●	●	
Romania	●		●		●		●			●	●		
Russia	●						●						
Serbia	●	●						●					
South Africa	●							●		●	●	●	
St. Lucia	●			●									
Thailand	●	●			●					●	●		
Tunisia	●			●				●		●	●		
Turkey	●	●			●			●			●	●	
Uruguay	●	●		●	●	●		●		●	●	●	
LOWER-MIDDLE INCOME COUNTRIES \$\$													
Armenia		●											
Cameroon										●			
Cape Verde	●			●				●		●		●	
Côte d'Ivoire	●									●			
Egypt	●			●			●			●	●	●	
El Salvador								●		●	●	●	

Tabella 1.2 B – Panoramica mondiale

	REGULATORY POLICIES AND TARGETS							FISCAL INCENTIVES				PUBLIC FINANCING	
	Renewable energy targets	Feed-in tariff/premium payment	Electric utility quota obligation/RPS	Net metering	Biofuels obligation/mandate	Heat obligation/mandate	Tradable REC	Capital subsidy, grant, or rebate	Investment or production tax credits	Reductions in sales, energy, CO ₂ , VAT, or other taxes	Energy production payment	Public investment, loans, or grants	Public competitive bidding/tendering
● indicates national level policy													
○ indicates state/provincial level policy													
Fiji	●							●	●				
Ghana	●	●			●			●			●		
Guatemala	●			●	●			●	●			●	
Guyana	●								●				
Honduras		●						●	●			●	
India	●	●	●	●	●	○	●	●	●	●	●	●	
Indonesia	●	●	●		●			●	●	●	●	●	
Lesotho	●	●		●				●		●	●	●	
Marshall Islands	●								●				
Micronesia, The Federated States of	●			○									
Moldova	●	●							●		●		
Mongolia	●	●										●	
Morocco	●										●	●	
Nicaragua		●							●				
Nigeria	●	●						●			●		
Pakistan	●	●		●				○			●		
Palestinian Territories ²	●	●			●				●			●	
Paraguay					●				●				
Philippines	●	●	●	●	●			●	●	●	●	●	
Senegal	●	●							●		●		
Sri Lanka	●	●	●	●	●			●	●	●	●		
Sudan	●								●				
Syria	●	●		●					●			●	
Ukraine	●	●							●	●			
Vietnam	●						●	●	●				
LOW INCOME COUNTRIES \$													
Bangladesh	●							●		●	●		
Burkina Faso									●	●	●	●	
Ethiopia	●				●				●		●		
Gambia									●				
Guinea									●				
Haiti											●		
Kenya	●	●				●			●				
Kyrgyzstan			●					●		●			
Madagascar	●								●				
Malawi	●				●				●				
Mali	●								●				
Mozambique	●				●						●		
Nepal	●							●	●	●	●	●	
Rwanda	●	●							●		●		
Tajikistan	●	●											
Tanzania		●						●		●			
Togo									●				
Uganda	●	●						●		●	●		
Zambia					●			●		●			

Tabella 1.2 C – Panoramica mondiale

	REGULATORY POLICIES AND TARGETS							FISCAL INCENTIVES				PUBLIC FINANCING	
	Renewable energy targets	Feed-in tariff/premium payment	Electric utility access obligation/RPS	Net metering	Biofuels obligation/mandate	Heat obligation/mandate	Tradable REC	Capital subsidy, grant, or rebate	Investment or production tax credits	Reductions in sales, energy, CO ₂ , VAT, or other taxes	Energy production payment	Public investment, loans, or grants	Public competitive bidding/tendering
UPPER-MIDDLE INCOME COUNTRIES \$\$\$													
Algeria	●	●										●	
Argentina	●	●			●			●	●	●	●	●	
Belarus													
Bosnia and Herzegovina	●	●						●				●	
Botswana	●							●		●			
Brazil	●			●	●	○			●	●	●	●	
Bulgaria	●	●			●			●		●	●	●	
Chile	●		●	●		●		●			●	●	
China	●	●	●		●	●		●		●	●	●	
Colombia	●				●					●			
Costa Rica	●			○									
Dominican Republic	●	●		●		●		●	●	●		●	
Ecuador		●								●	●		
Grenada	●			●									
Iran		●							●		●	●	
Jamaica	●			●	●				●	●	●	●	
Jordan	●	●		●	●					●	●	●	
Kazakhstan		●					●						
Latvia	●	●			●					●	●	●	
Lebanon	●			●		●				●	●		
Libya	●									●			
Lithuania	●	●	●		●	●					●		
Macedonia	●	●											
Malaysia	●	●	●		●					●	●	●	
Mauritius	●	●											
Mexico	●			●		●			●		●	●	
Montenegro	●	●											
Palau	●		●										
Panama		●		●					●		●	●	
Peru		●			●					●		●	
Romania	●		●		●		●			●	●		
Russia	●							●					
Serbia	●	●						●					
South Africa	●							●		●	●	●	
St. Lucia	●			●									
Thailand	●	●			●					●	●	●	
Tunisia	●			●				●		●	●		
Turkey	●	●			●			●			●	●	
Uruguay	●	●		●	●	●		●		●	●	●	
LOWER-MIDDLE INCOME COUNTRIES \$\$													
Armenia		●											
Cameroon										●			
Cape Verde	●			●					●		●	●	
Côte d'Ivoire	●									●			
Egypt	●			●				●		●	●	●	
El Salvador								●		●	●	●	

Tabella 1.2 D – Panoramica mondiale

1.5 SITUAZIONE NEI PRINCIPALI PAESI DI INTERESSE

In questo paragrafo verrà approfondita l'analisi della situazione politico-normativa nei principali paesi ossia quelle nazioni dove l'azienda intende intervenire con un nuovo impianto innovativo che permette di rendere più efficiente, dal punto di vista energetico, la produzione dell'acciaio, recuperando calore di scarto dal processo produttivo trasformandolo in energia elettrica. Tale progetto verrà trattato nei capitoli successivi e, come vedremo, la scelta della realizzazione o meno di tale soluzione dipenderà soprattutto dai meccanismi di incentivi e politiche di sostegno, in quanto influiranno direttamente sulla bontà dell'investimento nell'impianto innovativo.

Risulterà che in alcune nazioni il prodotto non sarà vendibile perché non esistono politiche ed incentivi a sostegno di tale innovazione, e che la renderanno economicamente non conveniente.

1.5.1 UNIONE EUROPEA

Per i paesi compresi nell'Unione Europea sono stati creati degli appositi strumenti finanziari.

Il sostegno finanziario è disponibile attraverso vari programmi e strumenti comunitari volti ad assistere gli Stati membri a sostenere l'attuazione delle politiche dell'UE e l'avvio di investimenti associati:

European Energy Efficiency Fund (EEE F)

Il Fondo è stato lanciato il 1° luglio 2011, con un volume totale di 265 milioni di euro, fornendo debito su misura e strumenti di capitale per le autorità pubbliche locali, regionali e enti pubblici o privati.

EEE F mira a finanziare progetti finanziabili per l'efficienza energetica (70%), energie rinnovabili (20%) e trasporti urbani (10%) attraverso strumenti innovativi e, in particolare, promuovere l'applicazione della CBE. Una sovvenzione tecnica (20 milioni di euro) è disponibile per i servizi di sviluppo del progetto (tecnici, finanziari) legati agli investimenti finanziati dal Fondo.

Intelligent Energy – Europe

Il programma Energia intelligente - *Europa Programme II* (EIE II) si concentra sulla rimozione delle barriere non tecnologiche per l'efficienza energetica e il mercato delle energie rinnovabili. Nell'ambito del periodo di programmazione 2007-2013, sono stati stanziati 730 milioni di euro. L' EIE aiuta la creazione di condizioni di mercato favorevoli, in modo da plasmare lo sviluppo e attuare delle politiche, preparando il terreno per gli investimenti e la capacità e le competenze di costruzione, informando le parti interessate e favorendone l'impegno. Questo include anche progetti sul finanziamento dell'efficienza energetica negli edifici pubblici.

ELENA Facility

Lanciato nel 2009, sotto EIE II, questa iniziativa prevede contributi per assistenza tecnica (fino al 90% dei costi ammissibili), agli enti locali e regionali per lo sviluppo e il lancio degli investimenti energetici sostenibili oltre i loro territori. Il sostegno dell'UE è subordinata ad investimenti indotti con una leva di almeno 1:20. Si compone di 4 finestre operative con le banche BEI, KfW, CEB e la BERS.

Finora, circa 31 milioni di euro sono stati assegnati a 17 progetti e dovrebbero attivarsi investimenti di circa 1,6 miliardi di euro, entro la durata di 3 anni di contratti ELENA. Circa un terzo di questi investimenti è destinato al settore delle costruzioni e un terzo è assegnato a progetti di trasporto urbano. ELENA consente il finanziamento di investimenti sia da fonti private che pubbliche e facilita la connessione con gli strumenti finanziari.

Mobilising Local Energy Investments (MLEI)

MLEI è un aiuto allo sviluppo dei progetti sostanziosi tra i 6 milioni di euro e 50 milioni di euro, gestito tramite invito annuale, presenta proposte gestite dall'Agenzia esecutiva per la competitività e l'innovazione (EACI).

Cohesion policy

Nell'ambito del periodo di finanziamento (2007-2013), il finanziamento della politica di coesione dell'UE è sempre più focalizzata su investimenti in efficienza energetica e fonti rinnovabili, in linea con la strategia Europa 2020 per una crescita intelligente, sostenibile e inclusiva e l'obiettivo di efficienza energetica del 20%. Le dotazioni finanziarie previste nei programmi 2007-2013 della politica di coesione per gli investimenti energetici sostenibili ammonta a circa 9,4 miliardi di euro, di cui 5,1 miliardi di euro circa è mirata a migliorare l'efficienza energetica.

Sotto il Sostegno europeo congiunto per gli investimenti sostenibili nelle aree urbane, agli stati membri viene offerta la possibilità di investire parte dei loro stanziamenti dei fondi strutturali in strumenti di ingegneria finanziaria (fondi di rotazione) a sostegno dello sviluppo urbano.

Questi strumenti finanziari (i cosiddetti Fondi di sviluppo urbano) investono in settori pubblici e privati e altri progetti inclusi in un piano integrato per lo sviluppo urbano sostenibile.

FP7 Funding

Sotto l'attuale programma di ricerca e sviluppo dell'UE (7 ° PQ 2007-2013), circa 2,3 miliardi di euro sono dedicati alla ricerca energetica correlata. La maggior parte di tale importo viene utilizzato per sostenere la ricerca, lo sviluppo tecnologico e dimostrazione attraverso gli inviti a presentare proposte.

1.5.2 ITALIA

In Italia nel 2009, il consumo energetico dell'industria è stato pari a 30,0 Mtep, con una riduzione del 19,9% rispetto al 2008. Analizzando l'andamento nel corso degli anni si nota un incremento nel periodo 1990-2005 pari al 12,6%, e una riduzione del 27,0% nel periodo 2005-2009.

Le tecnologie di interesse rilevante per il settore sono:

• Motori elettrici e inverter:

Il quadro su motori e inverter è attualmente in grande fermento grazie all'entrata in vigore del Regolamento 640/2009 - applicazione della direttiva 2005/32/CE 'Ecodesign' - e della norma CEI EN 60034-30 che definisce le nuove classi di rendimento dei motori asincroni trifase. Il Regolamento 640/2009 fissa la tempistica per la progressiva immissione sul mercato di motori ad alta efficienza (IE2 e IE3), con il contemporaneo divieto di immissione sul mercato di motori non efficienti.

ENEA valuta che potrebbero essere introdotti ca 1.000.000/anno di motori ad alta efficienza di potenza compresa nell'intervallo 5-90 kW, con un risparmio di ca 1,37 TWh/anno ed un risparmio economico per gli utenti finali di ca 178 M€, con un tempo di ritorno dell'investimento inferiore a tre anni. Il risparmio potenziale proveniente dagli inverter è ancora maggiore, pari a circa 3,5 TWh/anno, corrispondenti ad un risparmio per gli utenti di ca 450 M€.

• Cogenerazione:

La cogenerazione è una misura di effettivo risparmio di energia primaria, che ha meritato l'emanazione di un'apposita direttiva (2004/8/CE) recepita in Italia dal DLgs 20 del 8 febbraio 2007, il cui decreto attuativo è stato emanato il 5 settembre 2011.

Affinché la pratica della cogenerazione si possa affermare strutturalmente in tutti i settori idonei, è richiesta dal mondo imprenditoriale una sostanziosa politica di incentivazione. Si consideri che la cogenerazione è riconosciuta come misura di efficientamento energetico e può dunque già usufruire dei Titoli di Efficienza Energetica.

Si segnalano, inoltre, le seguenti tecnologie che mostrano elevati potenziali di risparmio energetico nel medio periodo:

- uso di impianti di ossidazione a bolle fini in sostituzione degli attuali metodi di diffusione dell'aria (a bolle medie, a turbina, ecc.) negli impianti di depurazione delle acque reflue civili (in Italia sono presenti 16.000 impianti di depurazione attivi);
- per gli impianti di grandi dimensioni, uso di soffianti centrifughe al posto delle soffianti a lobi;
- ricorso a motori elettrici sincroni a magneti permanenti in sostituzione di motori asincroni a induzione tradizionali.

In Italia gli strumenti adottati sia da soggetti pubblici che privati per rendere operative le politiche per l'efficienza energetica sono di varia natura:

- **R & D:** misure governative di investimento o agevolazione degli investimenti in ricerca tecnologica, sviluppo, dimostrazione, nonché attività di distribuzione;
- **Formazione e sensibilizzazione:** misure volte ad aumentare la conoscenza, la sensibilizzazione e la formazione tra i soggetti interessati o gli utenti;
- **Incentivi finanziari e sovvenzioni:** misure che incoraggiano o stimolano determinate attività comportamenti o investimenti utilizzando strumenti finanziari e fiscali;
- **Accordi volontari:** misure che nascono dall'impegno volontario di agenzie governative o enti del settore, sulla base di accordi formali;
- **Permessi commerciabili:** sistema di scambio di titoli di emissione di gas a effetto serra (Emissions Trading System, ETS), sistemi di Certificati Bianchi di efficienza energetica derivanti dal risparmio energetico o da obblighi e sistemi di Certificati Verdi in base agli obblighi di produrre o acquistare energia di origine rinnovabile (in genere energia elettrica);
- **Strumenti normativi:** questa categoria copre una vasta gamma di strumenti con cui un governo obbliga gli operatori ad adottare misure specifiche e/o a relazionare su informazioni specifiche.

TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA (TEE)

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE), denominati anche certificati bianchi, sono istituiti dai Decreti del Ministro delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, il 20 luglio 2004 (D.M. 20/7/04 elettricità, D.M. 20/7/04 gas) come successivamente modificati ed integrati con i D.M. 21/12/07 e D.M. 28 dicembre 2012 determinante, quest'ultimo, gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica per il quadriennio 2013-2016.

I TEE sono emessi dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) in favore dei soggetti di cui all'articolo 7 del D.M. 28 dicembre 2012 (distributori di energia elettrica e gas e società controllate dai distributori medesimi; società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCOs); soggetti di cui all'articolo 19, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 10, che hanno effettivamente provveduto alla nomina del responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia di cui al medesimo articolo 19; imprese operanti nei settori industriale, civile, terziario, agricolo, trasporti e servizi pubblici, ivi compresi gli Enti pubblici, purché abbiano provveduto alla nomina del responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia (applicando quanto previsto all'articolo 19, comma 1, della legge 9 gennaio 1991, n. 10) ovvero si siano dotati di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla norma ISO 50001 e mantengano in essere tali condizioni per tutta la durata della vita tecnica dell'intervento), sulla base dei risparmi conseguiti e comunicati al GME dal Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.(GSE), nel rispetto delle disposizioni di cui al D.M. 28 dicembre 2012. Il GME emette, altresì,

TEE tipo II-CAR attestanti interventi di risparmio energetico ottenuti su impianti di cogenerazione ad alto rendimento per i quali l'attività di certificazione è effettuata dal GSE, in attuazione delle previsioni di cui al Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 5 settembre 2011.

I TEE hanno un valore pari ad un tep e si distinguono nelle seguenti tipologie:

- titoli di tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- titoli di tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- titoli di tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale non destinate all'impiego per autotrazione;
- titoli di tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati con le modalità previste dall'articolo 30 del DLgs n. 28/11;
- titoli di tipo V, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati con modalità diverse da quelle previste dall'articolo 30 del DLgs n. 28/11;
- titoli di tipo II-CAR, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria, la cui entità è stata certificata sulla base di quanto disposto dal decreto ministeriale 5 settembre 2011;
- titoli di tipo IN emessi a seguito dell'applicazione di quanto disposto dall'articolo 8, comma 3, del decreto ministeriale 28 dicembre 2012 in materia di premialità per l'innovazione tecnologica;
- titoli di tipo E emessi a seguito dell'applicazione di quanto disposto dall'articolo 8, comma 3, del decreto ministeriale 28 dicembre 2012 in materia di premialità per la riduzione delle emissioni in atmosfera.

I distributori di energia elettrica e di gas naturale possono conseguire gli obiettivi di incremento di efficienza energetica sia attraverso la realizzazione di progetti di efficienza energetica e la conseguente emissione dei TEE, sia acquistando TEE da altri soggetti.

Il GME organizza e gestisce:

la sede per la contrattazione dei TEE (Mercato dei TEE) secondo le disposizioni contenute nelle regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica.

Il mercato dei TEE consente:

- l'acquisto di titoli da parte dei distributori che, attraverso i loro progetti, ottengono dei risparmi inferiori al loro obiettivo annuo e pertanto devono acquistare sul mercato i titoli mancanti per ottemperare all'obbligo;
- la vendita di titoli da parte dei distributori che raggiungono risparmi oltre l'obiettivo annuo e che possono realizzare dei profitti vendendo sul mercato i titoli in eccesso;
- la vendita di titoli ottenuti da progetti autonomi da parte delle ESCO o da parte degli altri soggetti/imprese aventi diritto, che, non dovendo ottemperare ad alcun obbligo, hanno la possibilità di realizzare dei profitti sul mercato.

il Registro TEE ovvero l'archivio elettronico dei titoli costituito dall'insieme dei conti proprietà su cui vengono depositati i titoli emessi dal GME in favore del soggetto intestatario del conto e registrate le movimentazioni dei titoli depositati per effetto delle negoziazioni, avvenute sul mercato o tramite contrattazione bilaterale, di operazioni di blocco, ritiro o annullamento. Le regole di funzionamento del Registro TEE sono contenute nel Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali dei titoli di efficienza energetica (approvato dall'AEEG con delibera n. EEN 5/08 del 14 aprile 2008 e successivamente modificato ed integrato con delibera 53/2013/R/efr del 14 febbraio 2013).

CERTIFICATI VERDI

I Certificati Verdi sono titoli negoziabili, rilasciati dal GSE (gestore servizi energetici) in misura proporzionale all'energia prodotta da un impianto qualificato IAFR (impianto alimentato da fonti rinnovabili), entrato in esercizio entro il 31 dicembre 2012 ai sensi di quanto previsto dal D.Lgs. 28/2011, in numero variabile a seconda del tipo di fonte rinnovabile e di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, potenziamento e rifacimento).

Il meccanismo di incentivazione con i Certificati Verdi si basa sull'obbligo, posto dalla normativa a carico dei produttori e degli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili, di immettere annualmente nel sistema elettrico nazionale una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Il possesso dei Certificati Verdi dimostra l'adempimento di questo obbligo: ogni Certificato Verde attesta convenzionalmente la produzione di 1 MWh di energia rinnovabile. I Certificati Verdi hanno validità triennale: quelli rilasciati per la produzione di energia elettrica in un dato anno (anno di riferimento dei CV) possono essere usati per ottemperare all'obbligo anche nei successivi due anni.

L'obbligo può essere rispettato in due modi: immettendo in rete energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili oppure acquistando i Certificati Verdi dai produttori di energia "verde".

Il produttore può richiedere l'emissione dei Certificati Verdi a valle dell'esito positivo della procedura di "qualifica di impianto alimentato da fonti rinnovabili" (qualifica IAFR).

Solo per gli impianti di potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW (0,2 MW per gli impianti eolici) con esclusione della fonte solare può essere esercitato il diritto di opzione tra i Certificati Verdi e la Tariffa Omnicomprensiva.

Contestualmente alla prima emissione di Certificati Verdi, il GSE attiva, a favore del produttore, un "conto proprietà" per il "deposito" dei certificati stessi.

Il GSE mantiene traccia delle emissioni dei Certificati Verdi e delle relative transazioni mediante un sistema informatico dedicato al quale i titolari del conto proprietà possono accedere, dopo l'assegnazione di un codice identificativo da parte del GSE. Il conto proprietà è attivato anche a favore dei produttori e/o importatori soggetti all'obbligo di cui all'art.11 del D.lgs.79/99, all'atto della ricezione, da parte del GSE, dell'autocertificazione attestante la produzione e/o importazione non rinnovabile, nonché a favore dei soggetti che intendano effettuare attività di trading di Certificati Verdi.

1.5.3 RUSSIA

Le attuali attività per il miglioramento dell'efficienza energetica in Russia si concentrano su quanto segue:

- la creazione di un quadro giuridico per l'efficienza energetica;
- la realizzazione di progetti pilota specifici;
- supportare le manifestazioni che si svolgono con le informazioni pertinenti.

Il Ministero dello Sviluppo Economico russo è l'organo esecutivo federale che svolge le funzioni di sviluppo di una politica di Stato e regolamentazione giuridica in materia di efficienza energetica nella Federazione Russa.

Altri ministeri competenti e le agenzie governative sono:

- Ministero dell'Energia;
- Ministero dell'Industria e del Commercio;
- Ministero dei Trasporti;
- Ministero della Salute e dello Sviluppo Sociale;
- Ministero delle Politiche Agricole;

I Documenti fondamentali che trattano di efficienza energetica nella Federazione Russa sono:

- Elenco dei compiti assegnati dal Presidente della Federazione russa sulla base dei risultati della riunione allargata del Presidium del Consiglio di Stato della Federazione Russa del 15 luglio 2009 n PIP-1802ГC;
- Legge federale del 27 novembre 2009 n ° 261-FZ;
- Legge federale del 7 giugno 2011 n° 132-FZ;
- Piano di Miglioramento per il risparmio energetico ed efficienza energetica della Federazione Russa, approvati con decreto del Governo della Federazione Russa del 1 ° dicembre 2009 n 1830-p;
- Piano da parte del Ministero dell'Industria e del Commercio della Federazione Russa ad attuare il risparmio energetico e l'efficienza energetica. Piano di Miglioramento approvato con Provvedimento del 29 dicembre 2009 n ° 1211;
- Le decisioni prese dalla Commissione per la modernizzazione e lo sviluppo tecnologico dell'economia russa istituite con Decreto del Presidente della Federazione Russa del 20 maggio 2009 n 579, che include V. Khristenko, Ministro dell'Industria e del Commercio della Federazione russa, in una delle cinque aree prioritarie, l'efficienza energetica.

• La legge federale n ° 261-FZ

Il 27 novembre 2009 la legge federale n 261 - FZ” sul risparmio energetico e l'aumento dell'efficienza energetica, e sugli emendamenti a taluni atti legislativi della Federazione russa” è entrata in vigore. La presente legge abolisce la Legge Federale n ° 28 – FZ ”On Energy Saving” del 3 aprile 1996.

Questa legge è una legge per l'efficienza energetica che crea il quadro generale per l'efficienza energetica in Russia. L'obiettivo principale della legge è il governo e il settore economico-finanziato. Nessuna misura specifica è inclusa per l'industria, ma si può prevedere che questi saranno sviluppati in futuro.

La legge si applica a tutti i tipi di attività connesse con l'uso delle risorse energetiche e i suoi contenuti possono essere riassunti in diversi punti:

- Efficienza energetica (EE) = caratteristiche che riflettono il rapporto tra effetti benefici dall'uso di risorse energetiche per il costo dell'energia prodotta al fine di ottenere questo effetto, per quanto riguarda i prodotti, processi tecnologici, enti e singoli imprenditori.
- Energy Saving (ES) = attuazione delle misure organizzative, legali, tecnologiche, economiche e di altro tipo in modo da ridurre il volume delle risorse energetiche utilizzate.

Questa legge prevede:

- un audit energetico obbligatorio nelle organizzazioni di bilancio finanziato, la prima revisione deve essere effettuata entro i prossimi tre anni;
- la possibilità di stipulare contratti di servizi energetici;
- l'obbligo di ridurre il consumo energetico in condizioni analoghe, di almeno il 3 % annuo entro cinque anni. I risparmi di cui sopra devono essere conservati da un istituto di bilancio finanziato e possono essere utilizzati, senza limitazione, per gli stipendi del personale;
- Requisiti per gli elettrodomestici e dispositivi. La legge introduce l'obbligo per i produttori e gli importatori di etichettare i loro prodotti secondo la classificazione di efficienza energetica;
- cambiamenti nella politica tariffaria. Uno dei principali incentivi per aumentare l'efficienza energetica dei monopoli naturali e delle organizzazioni di pubblica utilità è l'uso di metodi di tariffazione a lungo termine. Le tariffe saranno stabilite per tre anni o più, in contemporanea con gli obblighi delle imprese al fine di garantire l'affidabilità e la qualità dei servizi forniti.

Il piano d'azione della legge è costituito da:

- eliminazione graduale delle lampadine elettriche a incandescenza. Dal 1° gennaio 2011 è vietato produrre, importare, vendere lampadine ad incandescenza che superano i 100w. Nel 2013 verrà successivamente abbassato il limite a 75w e dal 2014 a 25w.
- Introduzione di classi EE per i beni e condomini. La legge introduce l'obbligo per i produttori e gli importatori di etichettare i propri prodotti secondo la classificazione di efficienza energetica:
- Introduzione dei contatori energetici "energy gauges" entro il 2012;
- Requisiti di EE per edifici, progetti di design e documenti di strutture.
- Requisiti di EE per gli appalti pubblici di beni, lavori, servizi.
- EE,ES e requisiti per i programmi comunali, federali, regionali.
- Sistema di informazione di Stato su ES e EE.

1.5.4 UCRAINA

Il settore energetico dell'Ucraina deve affrontare sfide senza precedenti, caratterizzata da una pesante dipendenza da costose importazioni di combustibili fossili e dalla presenza di infrastrutture e mercati inefficienti. Ma esiste anche un potenziale per l'Ucraina per sperimentare una rivoluzione energetica che potrebbe rilanciare l'occupazione, sollevare la crescita economica e migliorare la sicurezza energetica. Le manovre di modernizzazione del mercato dell'energia ucraino sono solo iniziate e richiederanno investimenti su vasta scala, inclusa una riforma fondamentale del contesto economico. I potenziali interventi di efficienza energetica spaziano in tutti i settori, dall'industria al residenziale. L'Ucraina è dotata di grandi riserve di energie convenzionali e di un considerevole potenziale rinnovabile, quindi la sfida per il futuro è lo sfruttamento efficiente di tutte le risorse in modo da essere indipendente dal punto di vista energetico. Il quadro presentato di seguito è precedente all'evoluzione politica degli ultimi mesi e non tiene conto delle relative implicazioni.

• ***State Energy Efficiency Economic Program for 2010-2015***
Про схвалення Концепції Державної цільової економічної програми енергоефективності на 2010-2015 роки

Questo programma ha lo scopo di ridurre le emissioni di gas serra delle imprese ucraine del 15-20% prima del 2016. Il governo prevede che l'attuazione del programma sarà di ridurre l'intensità energetica del PIL del 20% rispetto al 2008.

Il finanziamento del programma sarà attuato dai bilanci statali e locali, così come per l'attrazione degli investimenti. È possibile riassumere gli obiettivi fondamentali:

- Installazione di pompe di calore e la realizzazione di reti di teleriscaldamento;
- L'utilizzo di energia solare;
- Utilizzo di bio-carburanti;
- Implementazione delle tecnologie di cogenerazione;
- Modernizzazione del sistema di gasdotti dell'Ucraina;
- Ammodernamento delle centrali termoelettriche e realizzazione di cicli combinati per la produzione di energia elettrica e calore;
- Ammodernamento delle strutture comunali;
- Miglioramento della legislazione corrente e sistema di normativo.

A tale scopo sono stati stanziati 43.465,25 milioni di dollari provenienti dal governo centrale, da enti locali e da investitori esterni.

A supporto di tale politica sono stati creati anche degli incentivi per i soggetti che utilizzano fonti rinnovabili:

TECNOLOGIA	INCENTIVI
Cogenerazione	<ul style="list-style-type: none"> • Accesso completo alla rete; • Tariffe Tax-free fino al 2015; • No profit-Tax per 10 anni;
Bio-carburanti	<ul style="list-style-type: none"> • Niente accise; • No value-added – Tax fino al 2019; • Chi produce o vende biocarburanti è esente da tasse per 10 anni a partire dal 2010;
Eolico	<ul style="list-style-type: none"> • Contributo finanziario dello 0,75% sulla tariffa di mercato; • Tariffe agevolate “green-tariff”;
Metano	<ul style="list-style-type: none"> • Estrazione e uso No Tax fino al 2020;

Tabella 1.3 – Incentivi per le energie rinnovabili in Ucraina

Inoltre più in generale:

- Riduzione della trattenuta fiscale sui profitti delle società, istituzioni, organizzazioni di sviluppo, che implementano sistemi di efficienza energetica e progetti ad alta efficienza energetica, ma in somma non superiore al 50% della somma degli utili soggetti a tassazione;
- Liberazione fiscale per il profitto delle imprese che vendono sul territorio dell'Ucraina prodotti e attrezzature di produzione propria che funzionano su fonti non tradizionali di energia e fonti rinnovabili, dispositivi di risparmio energetico.

In seguito il programma è stato esteso al 2016 con evidenti problemi di rifinanziamento legati al conflitto nelle aree orientali del paese.

1.5.5 THAILANDIA

Le politiche e strumenti per il sostegno all'efficienza energetica in Thailandia sono molto numerose, frutto di un governo molto attento e virtuoso che mira ad un futuro sviluppo sostenibile.

● *Energy Conservation Promotion (ENCON) Act*

L'Energy Conservation Promotion Act, o ENCON Act, in vigore dal 1992, è un piano che definisce la legislazione completa, lo scopo generale, i requisiti e le responsabilità per i settori chiave del consumo energetico. Esso definisce gli accordi istituzionali e finanziari, le responsabilità dei governi e i requisiti e le responsabilità dei soggetti che, all'interno del settore, compreso quello industriale, consumano energia.

I tre obiettivi principali dell'ENCON Act sono:

- Supervisionare, promuovere e sostenere gli enti nei settori che consumano energia (compresi l'industriale e il residenziale) nell'adozione di misure di risparmio energetico;
- Promuovere e sostenere la produzione e l'utilizzo di apparecchiature ad alta efficienza energetica;
- Promuovere e sostenere il risparmio energetico, fornendo assistenza finanziaria agli enti.

Per gli impianti industriali, l'ENCON Act viene applicato alle cosiddette "Fabbriche Designate", che sono definite nel Decreto Reale sulle Fabbriche Designate, B.E. 2540 (1997).

Questa categoria comprende le fabbriche industriali con potenza installata non inferiore a 1MW o 1.175 kVA e con consumo annuo di elettricità non inferiore a 20 milioni di MJ. Le misure di risparmio energetico incluse nell'atto sono:

- Miglioramento nell'efficienza di combustione delle fonti primarie;
- Prevenzione delle perdite di energia;
- Riciclo dell'energia (recupero del calore di scarto o produzione combinata di elettricità e vapore, cogenerazione);
- Sostituzione dei combustibili;
- Uso più efficiente dell'energia elettrica attraverso il miglioramento dei fattori di potenza, la riduzione della domanda di energia durante i picchi giornalieri e stagionali, l'utilizzo di attrezzature adeguate e attraverso altri approcci;
- L'uso di macchine/attrezzature di efficienza energetica, nonché l'utilizzo di sistemi operativi di controllo e di materiali che contribuiscono al risparmio energetico;
- Altre misure di risparmio energetico previste dal regolamento ministeriale.

L'ENCON Act richiede agli impianti industriali la nomina di un *Energy Manager*, il monitoraggio, la registrazione e l'invio al Governo delle informazioni sul consumo, audit energetici condotti da terze parti e la fissazione di obiettivi di riduzione con relativi piani d'intervento dettagliati.

Ai fini operativi, è stato stabilito un piano quinquennale chiamato *ENCON Program* ai fini dell'implementazione dell'atto, mentre l'assistenza finanziaria viene fornita *dall'ENCON Fund*. Infine, l'ENCON Act identifica le sanzioni per i soggetti che non rispettano i requisiti imposti dalla legge, come ad esempio segnalazioni insufficienti sui consumi energetici, dati inesatti o manipolati o mancata nomina dell'Energy Manager. Tali sanzioni includono la detenzione fino a 3 mesi e varii livelli di sanzione pecuniarie che vanno dai 5.000 ai 150.000 THB.

Energy Conservation (ENCON) Program

L'*Energy Conservation Program*, o ENCON Program, è stato istituito in accordo con l'ENCON Act.

Esso supporta l'implementazione dell'ENCON Act attraverso un programma rotante della durata di cinque anni sulla gestione dell'energia e delle attività connesse, che viene di volta in volta aggiornato per riflettere gli ultimi sviluppi e le strategie, le politiche e le priorità del Governo.

Le prime tre Fasi del piano hanno coperto i periodi 1995-1999, 2000-2004 e 2005-2011.

La fase 3 ha avuto come obiettivo il miglioramento dell'efficienza del 20% rispetto i valori del 2005. Attualmente l'ENCON Program è entrato nella Fase 4 (2012-2016).

L'Ufficio Politiche Energetiche e Pianificazione (EPPO), sotto il Ministero dell'Energia, ha sviluppato il Programma e disegnato il quadro politico e le misure, nonché ha garantito il budget per l'ENCON Fund. L'EPPO assicura che la gestione del Programma ENCON e il sostegno finanziario col Fondo ENCON siano in linea con l'ENCON Act ed è responsabile per quanto riguarda l'implementazione, il monitoraggio e la valutazione del Programma.

La Fase 3 è stata modificata nel 2008 per riflettere le strategie, le politiche e le priorità del Governo thailandese. Il target che si prometteva di raggiungere era una riduzione dei consumi energetici di 10 milioni di tep entro il 2011.

Per il settore industriale nello specifico, gli obiettivi includevano:

- Riduzione nei consumi del settore energetico del 20% rispetto ai valori del 2005;
- Sostituzione del 5% dei consumi di petrolio a favore del gas naturale nei grandi stabilimenti industriali;
- Promozione del teleriscaldamento e della cogenerazione nelle grandi industrie.

La Fase 3 revisionata (2008-2011) era divisa in 3 aree principali:

- Programmi per lo sviluppo delle energie rinnovabili;
- Programmi di miglioramento dell'efficienza energetica, focalizzati sui miglioramenti riguardanti l'intensità energetica nelle piccole-medie imprese. Nel 2010 è stato allocato un ammontare di 2,034 milioni di THB per questi tipi di intervento.
- Programma di gestione strategica, che includeva politiche di ricerca per implementare insegnamenti tratti dalle fasi precedenti.

• ***Thailand 20-Year Energy Efficiency Development Plan (2011-2030)***

Il Governo thailandese ha sviluppato il nuovo Piano Nazionale per lo Sviluppo dell'Efficienza Energetica (*Energy Efficiency Development Plan -EEDP*) nel 2011.

I due obiettivi principali del piano sono:

- Fissare gli obiettivi di breve (2011-2015) e di lungo (2011-2030) termine sul risparmio energetico sia a livello nazionale sia a livello di settore, inclusi l'industria, i trasporti, il commerciale e il residenziale.
- Definire le strategie e le linee guida per il piano di conservazione dell'energia, stabilire il quadro di pianificazione e il piano di lavoro, assegnare i compiti alle agenzie governative collegate.

Gli obiettivi fissati dall'EEDP sono:

- Per tutti i settori economici, riduzione dell'intensità energetica del 25% rispetto al 2005;
- Riduzione del consumo complessivo di energia del 20% (circa 30 milioni di tep) rispetto ai livelli previsti nel 2030, riduzione delle emissioni di CO₂ di 49 milioni di tonnellate e riduzione del consumo energetico industriale di circa 11 milioni di tep;
- Per il breve periodo 2011-2015, la riduzione complessiva (tutti i settori) di 5 milioni di tep entro il 2015; per il settore industriale, la riduzione dovrebbe essere pari a 1,9 milioni di tep sempre entro il 2015.

L'EEDP manterrà l'implementazione dei programmi e delle misure esistenti (come ad esempio l'ENCON Act e l'ENCON Program) e nel contempo svilupperà nuove misure con le parti più interessanti dedicate alle imprese, al pubblico in generale, al mondo accademico e ai settori governativi. Ci sono 5 linee strategiche delineate nell'EEDP:

- Requisiti obbligatori attraverso norme, regolamenti e standard;
- Promozione e supporto del risparmio energetico;
- Sensibilizzazione dell'opinione pubblica, creazione e cambiamento comportamentale;
- Promozione dello sviluppo tecnologico e dell'innovazione;
- Risorse umane e sviluppo della capacità istituzionale.

L'EEDP ha pianificato lo stanziamento di un budget per il periodo 2011-2015 che verrà prelevato dal Fondo ENCON per un totale di 29,5 miliardi THB (5,9 miliardi all'anno di media).

La spesa viene divisa in 5 tipologie:

- Finanziamenti diretti per risparmi energetici raggiunti;
- Attività di gestione e di relazione col pubblico;
- Labeling, sviluppo di misure obbligatorie;
- Finanziamenti per la ricerca e progetti dimostrativi;
- Sviluppo delle risorse umane e della capacità istituzionale.

In termini di distribuzione del budget tra i vari settori, l'industria copre una quota pari al 37% del totale finanziato per gli interventi.

• *Energy Efficiency Resources Standards (EERS)*

Gli Standard di Efficienza Energetica sulle Risorse (EERS) sono di supporto al conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico fissati nell'EEDP. Sono applicati alle compagnie energetiche di grandi dimensioni, come i generatori di energia elettrica o le industrie petrolifere e di gas naturale, per aiutare i consumatori a raggiungere un certo livello minimo di risparmio energetico.

Come indicato nell'EEDP, le grandi compagnie energetiche sono tenute ad attuare misure di conservazione e promozione dell'energia dal 2011 al fine di incoraggiare i propri clienti a ridurre il consumo energetico, espresso in percentuale della loro capacità di produzione o di vendita.

Un gruppo di lavoro composto da rappresentanti appartenenti ad agenzie governative o private legate all'energia ed esperti qualificati determinano i criteri di applicazione dell'EERS alle imprese elettriche di proprietà dello Stato. Il *working group* determina il risparmio energetico che deve essere raggiunto, l'approccio di misurazione che deve essere utilizzato nella fase di verifica dei risultati, le sanzioni nel caso di mancato rispetto dei requisiti EERS e il tasso di incentivazione per i risultati performanti al di là delle specifiche EERS.

L'EERS dovrebbe rappresentare un importante meccanismo per fornire assistenza tecnica e finanziaria soprattutto alle piccole-medie imprese.

FONDI E INCENTIVI A SOSTEGNO DEI PIANI

• **Fondo promozione risparmio energetico (ENCON Fund)**

Il Fondo per il Risparmio Energetico (ENCON Fund) è stato istituito per fornire sostegno finanziario all'attuazione del programma ENCON.

Esso supporta tutti i programmi e le attività relativi al risparmio energetico, come il miglioramento dell'efficienza energetica, lo sviluppo delle energie rinnovabili ed alternative, i progetti di Ricerca e Sviluppo, lo sviluppo delle Risorse Umane, l'educazione pubblica e le campagne che sostengono il risparmio energetico.

Ci sono tre programmi principali che sostengono l'efficienza energetica racchiusi nell'ENCON Fund, che sono gli incentivi statali, l'ESCO Fund e l'Energy Efficiency Revolving Fund.

Per il miglioramento dell'efficienza energetica a livello industriale, il fondo si focalizza particolarmente sulle seguenti azioni:

- Fornire aiuti finanziari per accelerare il miglioramento dell'efficienza energetica;
- Promuovere le società di servizi energetici (ESCO);
- Supportare misure di risparmio energetico per le piccole-medie imprese.

Il fondo ENCON (art.24, legge ENCON) convoglia al suo interno gli incassi derivanti da una tassa di 0,07 THB per litro riguardante tutti i prodotti petroliferi, per un ammontare di circa 7 miliardi di THB all'anno di introiti complessivi.

Un Comitato, composto da personale ministeriale proveniente da vari ministeri e dipartimenti, è stato appositamente creato per la gestione del fondo. Il Ministero dell'Energia gestisce la liquidità e le procedure di erogazione del fondo, come indicato dalla legge ENCON.

Il Comitato del fondo ENCON nomina un sub-comitato per assisterlo mediante l'ausilio di diversi strumenti, come ad esempio lo screening e la valutazione dei progetti o altre questioni rilevanti da risolvere prima della presentazione del progetto al Comitato stesso.

Ogni sub-comitato ha la facoltà di deliberare ed approvare progetti con budget non superiore a 10 milioni di THB e di valutare anche le performance dei progetti finanziati.

• **Incentivi fiscali**

Nel 2006 il governo thailandese ha introdotto incentivi fiscali per i progetti di efficienza energetica.

Gli incentivi includono:

- Esenzione dai dazi doganali connessi all'importazione di apparecchiature/impianti relativi all'efficienza energetica o alle energie rinnovabili;
- Esenzione dall'imposta sul reddito per 8 anni per i produttori di apparecchiature/impianti di efficienza energetica e di energie rinnovabili e per le ESCO;
- Riduzione dell'imposta sul reddito per quelle società in grado di migliorare la loro efficienza energetica e/o sviluppare progetti legati all'energia rinnovabile.

La detrazione fiscale viene resa disponibile mediante l'implementazione di tre metodi:

- **Cost-based** (applicabile ai primi 50 milioni di THB investiti): questo consente una riduzione fiscale del 25% sugli investimenti effettivi in progetti di efficienza energetica attraverso la graduale detrazione fiscale per un periodo di 5 anni.
- **Performance-based** (massimo incentivo di 2 milioni di THB per azienda): il 30% del valore risparmiato grazie all'implementazione dell'intervento di efficienza energetica diventa una detrazione fiscale sulle imposte sul reddito dei titolari del progetto. Vengono condotti degli audit per valutare le performance del progetto.
- **BOI (Thailand Board of Investment)**: il *Board of Investment* permette agli investitori che investono in efficienza energetica o in energie rinnovabili di ottenere una deroga sul pagamento dell'imposta sul reddito o sulle tasse di importazione per un periodo massimo di 8 anni.

Il Dipartimento per lo Sviluppo delle Energie Alternative e l'Efficienza (DEDE) monitora questi incentivi fiscali. Ci sono state 2 fasi: fase 1 (2006-2007) e fase 2(2008-2010),e due anni di proroga. Il meccanismo riguardante i nuovi incentivi è tuttora in discussione.

• **ESCO Fund**

Il Fondo ESCO è stato istituito dal DEDE, sotto il Ministero dell'Energia. Ad esso afferiscono le sovvenzioni provenienti dal Fondo ENCON e mira ad incoraggiare l'efficienza energetica e le rinnovabili e facilita gli investitori nelle operazioni di vendita dei *Carbon Credits* (CERs) sul Mercato Internazionale del Carbonio.

Il Fondo ESCO si propone di affrontare la tematica della mancanza di capitale tipica delle piccole-medie imprese che sviluppano progetti legati all'efficienza energetica o alle energie rinnovabili. Il Fondo incoraggiagli investimenti in progetti di questo tipo attraverso una serie di canali, per esempio investimenti di capitale proprio o di capitale di rischio, leasing, *carbon markets*, assistenza tecnica e crediti di garanzia. Il fondo offre fino al 50% del capitale totale necessario per effettuare l'investimento. Nel caso di progetti di piccola taglia, fornisce supporto attraverso l'acquisto in leasing delle attrezzature/impianti. Il Fondo, al suo avvio, prevedeva lo stanziamento di 500 milioni THB provenienti dal Fondo ENCON.

Gli obiettivi del Fondo ESCO sono:

- Favorire l'espansione del mercato dei servizi energetici (ESCO);
- Stimolare gli investimenti in progetti di efficienza energetica o di energie rinnovabili;
- Incoraggiare le imprese a sviluppare progetti di questo tipo;
- Facilitare le imprese nella riduzione dei costi energetici e nell'ottenimento di benefici derivanti dalla riduzione delle emissioni attraverso la vendita di certificati all'interno del Mercato Globale delle Emissioni;
- Incrementare la confidenza delle istituzioni finanziarie nei confronti del finanziamento rivolto al sostentamento dei progetti di efficienza energetica ed energie rinnovabili;
- Incoraggiare il risparmio energetico e ridurre la dipendenza dalle importazioni di energia.

Ci sono due livelli principali per quanto concerne la gestione del Fondo ESCO: il primo è il Comitato d'Investimento che imposta le politiche e i criteri, l'approvazione e la supervisione del progetto. Il secondo è la nomina di gestori del fondo (*Fund Managers*) che sono responsabili per le attività di marketing e di sviluppo, la valutazione, il coordinamento con gli istituti finanziari, fondi e altri investitori, firma degli accordi contrattuali, consigli agli investitori e gestione del portafoglio attività e del rischio.

Il DEDE nomina due enti per la gestione del Fondo: la Fondazione per il Risparmio Energetico della Thailandia (ECFT) e la Fondazione Energia per l'Ambiente (E for E).

Il processo tipico per la richiesta del finanziamento da parte delle imprese è il seguente:

- Le imprese, le ESCO e gli investitori presentano la domanda al Fund Manager;
- Il Fund Manager propone il progetto al Comitato d'Investimento per l'approvazione;
- La valutazione del progetto è condotta dal Fund Manager;
- Una volta che il progetto è stato approvato, il Fund Manager firma il contratto con l'impresa, la ESCO o l'investitore, e fornisce consulenza al proprietario oltre che a svolgere attività di supervisione;
- Il Fund Manager riferisce al Comitato sullo stato di avanzamento del progetto ogni tre mesi.

Ci sono state due fasi di implementazione del fondo: la Fase 1 (Ottobre 2008 – Settembre 2010) ha previsto lo stanziamento di 250 milioni THB per ogni Fund Manager e la Fase 2 (Ottobre 2010 – Settembre 2012) che ne ha previsti 200 milioni. Nell'agosto del 2010, i progetti aderenti al progetto risultavano 33, per un investimento totale finanziato pari a 328 milioni THB.

• *Energy Efficiency Revolving Fund (EERF)*

L'*Energy Efficiency Revolving Fund* (EERF) è stato istituito nel 2003 e mira a stimolare gli investimenti in efficienza energetica nel settore industriale relativo alle imprese con alti consumi energetici. Il Fondo è stato lanciato per un ammontare di 2 miliardi THB che provenivano, originariamente, dal Fondo ENCON.

L'EERF ha impegnato le banche commerciali thailandesi per sviluppare e snellire le procedure di valutazione e finanziamento dei progetti di efficienza energetica. Vengono infatti elargiti prestiti ad un tasso di interesse che può arrivare a toccare lo 0% per una durata di 7 anni, come incentivo per incoraggiare queste banche a concedere prestiti ai proprietari/sviluppatori di progetti EE, e dalle ESCO ad un tasso di interesse massimo del 14%. Questa forma di partnership ha contribuito a sbloccare il collo di bottiglia per il finanziamento degli interventi di efficienza energetica.

Il DEDE stipula un contratto standard con ogni banca partecipante.

Le disposizioni sono:

- Il massimo ammontare del prestito alla banca per ogni specifico progetto;
- Il massimo ammontare del prestito alla banca per tutti i progetti di efficienza energetica;
- Il tasso di interesse applicato dal DEDE (Dipartimento per lo Sviluppo di Energie Alternative e l'Efficienza) alla banca;
- Il tasso di interesse massimo applicabile dalla banca ai mutuatari;
- Termini del prestito;
- I rimborsi dei fondi EERF da parte della banca al momento del ricevimento dei rimborsi da parte dei debitori;
- Trattamento di inadempienza da parte del debitore che non rimborsa il capitale prestatogli dalla banca;
- Trattamento di inadempienza da parte della banca che non rimborsa il capitale prestatogli dal Fondo EERF.

- Le banche partecipanti prendono la responsabilità di gestire ed elargire i prestiti e di riferire all'autorità governativa (DEDE) circa l'andamento del processo. Il DEDE si focalizza su:
 - Assicurare che tutti i progetti realizzati raggiungano un reale risparmio energetico, invece che una semplice sostituzione degli impianti;
 - Monitoraggio delle prestazioni delle banche per garantire il rispetto degli obiettivi in termini di prestito e di rimborso;
 - Valutazione del programma per misurare il risparmio energetico.

Il DEDE utilizza una serie di KPI (*Key Performance Indicator*) per monitorare le performance dell'EERF:

- Sviluppo della filiera progetto (numero di richieste ricevute dal DEDE e come gli investitori considerano il Fondo);
- Numero di giorni necessari dal DEDE per l'approvazione dei progetti per le richieste di prestito;
- Risparmio energetico previsto ed effettivo per ciascun progetto;
- Performance di ogni banca partecipante;
- Numero di prestiti approvati e loro ammontare totale.

I passi principali per la richiesta dei prestiti bancari sono:

- Le banche individuano i progetti EE ammissibili per un prestito;
- Le banche conducono l'analisi finanziaria del progetto;
- Valutazione del DEDE (ad esempio, il progetto fa rispettare alcuni criteri o condizioni specifiche, come la fattibilità tecnica delle misure progettuali);
- Approvazione del prestito da parte della banca;
- Implementazione del progetto;
- Rimborso del prestito.

La fase I dell'EERF è stata lanciata nel 2003 come programma triennale ed è stata rinnovata per altri due periodi analoghi. I fondi allocati sono i seguenti: nella Fase I e nella Fase II circa 1,5miliardiTHBpertriennio, nella Fase III circa 2,27 miliardi THB (inclusi 0,77 miliardi per le energie rinnovabili).

Per un piano a lungo termine del Fondo, probabilmente il DEDE ridurrà le fonti di finanziamento a favore di progetti di co-finanziamento con le banche, ma fornirà più assistenza tecnica ai funzionari bancari sul know-how in materia di efficienza energetica.

●*Thailand Energy Awards*

Il "*Thailand Energy Awards*" è iniziato nell'anno 2000 come attività annuale organizzata dal DEDE. Questi premi mirano a incoraggiare la leadership nel campo del risparmio energetico da parte delle imprese e a promuovere gli operatori più virtuosi nel settore. Questa campagna pubblica sostiene l'implementazione dell'ENCON Act e dell'ENCON Program.

Il premio è classificato in cinque categorie, tra cui:

- Progetti riguardanti le energie rinnovabili (on-grid, off-grid e cogenerazione da biomassa);
- Miglioramenti in efficienza energetica per gli edifici e l'industria;
- Innovazioni;
- Prestazioni individuali o di team eccezionali per quanto riguarda gli interventi di efficienza energetica negli impianti/edifici;
- Supporto per il risparmio energetico (come accademie, NGOs, banche).

I vincitori dei premi ricevono il riconoscimento da parte del primo ministro e dei funzionari a livello ministeriale. Si tratta di uno dei premi energetici/ambientali più importanti della Thailandia.

Il DEDE nomina una commissione composta da esperti in materia di efficienza energetica e con esperienza sulle energie rinnovabili. I candidati sono tenuti a presentare il modulo di domanda a questo comitato, il quale valuterà la proposta e condurrà una visita sul sito dopo una prima fase di screening dei richiedenti.

Le aziende/progetti/soggetti premiati dovrebbero rappresentare i modelli leader del risparmio energetico nel paese.

1.5.6 SUD AFRICA

Il Sud Africa è un paese con alta intensità energetica ed è uno dei maggiori emettitori di gas serra (GHG). Tre sono le cause principali che possono essere identificate:

- L'importanza del settore industriale al suo PIL;
- Il basso grado di efficienza energetica (industria, edilizia, trasporti, energia elettrica) derivante da bassi prezzi dell'energia (l'elettricità distribuita in Sud Africa è tra la più economica del mondo);
- L'abbondanza di risorse di carbone, che non favoriscono il risparmio energetico.

Investimenti insufficienti in capacità di generazione ha portato il Sudafrica al suo limite in materia di fornitura di energia elettrica e una migliore gestione della domanda è oggi necessaria per affrontare l'aumento della domanda di energia elettrica.

Pertanto, le energie rinnovabili e la promozione dell'efficienza energetica è diventata una priorità per garantire la fornitura di energia elettrica.

Tuttavia, i progetti di questa natura devono affrontare diversi ostacoli. Nel settore dell'efficienza energetica per esempio, vi è una mancanza di investimento e di finanziamento perché il miglioramento di strutture esistenti è visto come un secondo investimento e le banche preferiscono finanziare progetti che garantiscono nuovi flussi di cassa piuttosto che progetti che generano risparmi.

Inoltre, poiché il costo di energia elettrica rimane relativamente basso, il ritorno sugli investimenti di questi progetti è minore che in altri paesi.

In risposta alle problematiche legate alla carenza di fornitura di energia elettrica l'agenzia governativa per la strategia dell'efficienza energetica ha programmato degli interventi atti alla riduzione della domanda.

Eskom (la più grande azienda produttrice di energia elettrica dello stato con la produzione del 95% dell'energia elettrica utilizzata in Sud africa e approssimativamente il 45% di quella utilizzata nel continente) ha lanciato un piano di incentivi di natura finanziaria in tal senso per la promozione dell'implementazione di tecnologie più efficienti e di processi e comportamenti meno energivori da parte dell'utenza.

I programmi ai quali si fa riferimento sono stati lanciati nel 2004 e continuano ad essere estesi

E rafforzati ancor oggi. Scendendo nel particolare possiamo affermare che nel febbraio del 2012 Eskom ha lanciato una serie di iniziative orientate al risparmio energetico proprio per il settore industriale privato:

• *Lo Standard Product Program*

È il programma dedicato al risparmio energetico ottenuto tramite delle tecnologie specifiche contenute nel testo di legge; in questo caso Eskom provvede dei rimborsi sul costo degli investimenti effettuati per l'implementazione di queste tecnologie (il flusso finanziario da Eskom all'azienda in questione avviene solo quando il progetto viene effettivamente commissionato). Questo programma si focalizza

soprattutto su progetti medio-piccoli (sotto i 100kW) ad esempio per l'illuminazione o pompe di calore industriali.

- ***Lo Standard Offer Program***

È il programma di supporto all'efficienza energetica che ripaga l'entità che porta effettivamente dei *savings* (risparmi di consumo) misurabili per un determinato periodo di tempo (16 ore al giorno). In particolare ogni utente finale, o ESCOs, che è in grado di sviluppare dei risparmi energetici verificabili tra i 50kW e i 5MW può proporre la progettualità individuata a Eskom e può, in caso di accettazione della stessa, ricevere un pagamento prefissato per kWh (42-70 centesimi di ZAR/kWh, ossia 5-10 centesimi di euro/kWh, in base alla tecnologia e nelle ore di picco) per un periodo totale di tre anni. È un sistema di incentivo basato sulle performance ed include tecnologie quali: sistemi di illuminazione efficienti, sistemi di gestione degli edifici efficienti, sistemi di riscaldamento dell'acqua efficienti, ottimizzazione di processi industriali particolarmente energivori.

Altri incentivi o programmi a cui fare riferimento sono i seguenti:

- ***Energy Efficiency and Demand Side Management (EEDSM)***

Questa politica si propone di stimolare l'efficienza energetica attraverso regolamenti di abilitazione e strutture di *governance* istituzionale, e l'introduzione di incentivi finanziari mirati.

Di conseguenza, gli obiettivi di questa politica sono:

- Fornire il quadro per quanto riguarda il ruolo del regolatore e la responsabilità di pertinenza a vari interventi EEDSM.
- Prevedere il piano delle risorse integrato per includere una serie di strumenti per l'efficienza energetica, al fine di garantire che l'opzione "carburante" venga messa in secondo piano in materia di efficienza energetica;
- Fornire il quadro di un incentivo finanziario basato su tariffe, necessario per stimolare l'efficienza energetica;
- Introdurre una struttura di *governance* per il modello di offerta standard per il finanziamento di interventi di EEDSM, tra cui i rispettivi ruoli e responsabilità dei vari protagonisti;
- Garantire la certezza regolamentata per quanto riguarda la portata e l'estensione della tariffa base e per gli incentivi finanziari;
- Fornire il quadro per la definizione di obiettivi relativi a vari interventi di EEDSM nel settore domestico, commerciale e industriale.

- ***Clean Development Mechanism (CDM)***

È uno degli strumenti definiti dal protocollo di Kyoto.

- ***Municipal Funded Programmes***

Finanziamento pubblico destinato a progetti di efficienza energetica ed energie rinnovabili;

- ***The Green Energy Fund: Industrial Development Corporation (IDC)***

Il Fondo per l'efficienza energetica verde (GEEF) sostiene l'introduzione dell'efficienza energetica e di utilizzo delle tecnologie di energia rinnovabile col fine di continuare a contribuire alla protezione del clima globale, sostenendo lo sviluppo economico e la crescita del Sud Africa.

I vantaggi di questo investimento includono, ma non sono limitati a:

- Assistenza tecnica disponibile per le valutazioni energetiche in base alle dimensioni e la complessità del progetto proposto;

- Riduzione del rischio di investimento attraverso controlli di convalida per l'efficienza energetica;
- Modernizzazione delle apparecchiature industriali e l'uso di tecnologie ad alta efficienza energetica comporterà un consumo energetico ridotto;
- Miglioramento della qualità del prodotto e la capacità di produzione, aumentando la redditività della società;
- Immagine aziendale migliorata in seguito alla riduzione dell'impronta di carbonio;
- Vulnerabilità inferiore all'aumento dei prezzi dell'energia.

• **UNIDO Industrial Energy Efficiency (IEE) Improvement Project**

Questo progetto migliorerà l'efficienza energetica e ridurrà le emissioni di gas serra.

Prevede l'introduzione di norme di gestione dell'energia (ISO 50001), l'ottimizzazione del sistema e l'espansione delle opportunità di finanziamento per gli investimenti di efficienza energetica.

Il quadro di progetto comprende:

1. Introduzione dei sistemi di gestione dell'energia (SGE) e delle capacità;
2. *Capacity Building* ottimizzazione del sistema;
3. Sviluppo della capacità finanziaria per sostenere progetti di efficienza energetica nel settore industriale;
4. Attuazione della gestione energetica e progetti di ottimizzazione del sistema;

Il miglioramento dell'efficienza energetica nel settore industriale porterà alla riduzione di 67.442 tonnellate di CO₂ e le riduzioni indirette ammontano a 522.960 tonnellate di CO₂ equivalenti, per un totale di 596.402 tonnellate di CO₂ equivalenti ridotti in un periodo di 10 anni. Il costo evitato sulla base di una riduzione delle emissioni dirette e indirette è stimato a 3,7 milioni di dollari per tonnellata di CO₂ equivalente.

Sono in cantiere dal punto di vista legislativo i seguenti programmi:

- *Electricity Conservation Scheme*;
- *Electricity Growth Management (EGM)*;
- *Power Conservation Programme (PCP)*;
- *Department of Energy Standard Offer*;
- *Carbon Emission Tax*.

1.5.7 EMIRATI ARABI

Gli Emirati Arabi Uniti hanno annunciato che mirano a produrre il 7 per cento di energia elettrica da fonti rinnovabili entro il 2020. Inoltre è la patria di alcune delle maggior parte delle iniziative di alto profilo della regione in materia di sviluppo di energia da fonti rinnovabili.

• ***Estidama initiative***

Abu Dhabi ha lanciato l'iniziativa *Estidama* che ha come obiettivo rendere l'emirato capitale della sostenibilità del Medio Oriente, con l'attuazione di un programma per gli edifici e le comunità sostenibili. Il programma è stato avviato da un gruppo di agenzie governative e sviluppatori, tra cui l'*Abu Dhabi Urban Planning Council (UPC)*, *Abu Dhabi Municipality (ADM)* e *Masdar*.

Il programma fa parte del piano di Abu Dhabi 2030.

Plan 2030 è un piano di struttura urbana pubblicato dalla UPC nel settembre 2007 ed è un *framework* di alto livello che disciplina il futuro dello sviluppo urbano di Abu Dhabi. Esso fornisce i principi, le politiche e le soluzioni concettuali per modellare la crescita di Abu Dhabi nel prossimo quarto di secolo. [40].

- ***The green building code***

Il tanto atteso regolamento verde (codice verde) è stato approvato dal governo nel 2010 e sarà implementato in fasi. Il codice verde, sviluppato congiuntamente da DEWA (*Dubai Electricity and Water Authority*) e ADM, stabilisce regole facoltative o obbligatorie al fine di rendere gli edifici a Dubai compatibili con le esigenze ambientali che comprendono un insieme di fattori quali la scelta del sito, l'uso efficiente dell'energia e dell'acqua, qualità ambientale interna e la gestione dei rifiuti.

Tali norme mirano generalmente a ridurre il consumo di energia elettrica, razionalizzazione del consumo di acqua e l'uso ottimale delle energie rinnovabili. Tutti questi fattori contribuiscono efficacemente a ridurre le emissioni di gas, che riflette positivamente sulla salute pubblica.

- ***Dubai Carbon Centre of Excellence***

Il *Dubai Carbon Centre of Excellence* (DCCE) è stato istituito al fine di sfruttare le potenzialità del carbonio di Dubai attraverso un meccanismo di sviluppo pulito, in collaborazione con il Programma di sviluppo delle Nazioni Unite (UNDP), sia per il trasferimento di tecnologie e competenze nell'emirato. Il DCCE nasce come una società per azioni pubblica / privata con un capitale versato di 10 milioni di euro. Soci fondatori di DCCE includono DEWA, Dubai alluminio, Estidama, ENOC, ed Emirates Airlines.

Il DCCE avrà il compito di concentrarsi sulle opportunità dei *carbon projects*, ma allo stesso tempo agire come stimolante, con sede a Dubai, per sviluppare un'economia del carbonio efficiente, e avviare lo sviluppo di incentivi relativi alla diminuzione delle emissioni di carbonio per le principali parti interessate dell'Emirato. I principali obiettivi del DCCE sono di creare *leader repository* di conoscenza della regione in materia di carbonio, istituire un fondo di capitali e incentivi per attrarre le aziende globali leader di tecnologia, e di creare un portafoglio di crediti ambientali con sede a Dubai e consulenza di progetti di riduzione delle emissioni per soddisfare le esigenze delle istituzioni.

Il DCCE sarà principalmente responsabile per il commercio e approvvigionamento di *carbon-credits*, vale a dire che fungerà da intermediario per il proprio libro dei crediti e da mediatore dei crediti dei clienti alla rete di DCCE, tra cui i fondi governativi, utilities e grandi imprese nei mercati. Questo sarà di vitale importanza per tutte le compagnie aeree locali che viaggiano in Europa perché dovranno compensare i livelli delle emissioni di carbonio imposto sulle rotte europee e piuttosto che acquistare i crediti di carbonio dal mercato commerciale globale a margini significativi, le compagnie aeree possono acquistare questi crediti dal DCCE a tariffe interessanti.

Nonostante il ruolo cruciale del petrolio e del gas per gli Emirati Arabi Uniti, il paese ha preso impegni rivoluzionari in energie alternative. Gli Emirati Arabi Uniti stanno prendendo provvedimenti per ridurre le emissioni di carbonio attraverso importanti iniziative sia in Abu Dhabi e Dubai.

Gli Emirati Arabi Uniti sono stati a lungo un importante fornitore di energia e stanno diventando un consumatore sempre più rilevante.

L'anno scorso, Abu Dhabi ha annunciato l'intenzione di sviluppare una politica energetica che si possa stabilire su contributi per l'energia rinnovabile, ma comunque deve ancora materializzarsi.

L'attuazione di un regime giuridico che prevede una tariffa *feed-in* fissa richiederà molto tempo e costi nella revisione e modifica della legislazione energetica.

Inoltre, l'introduzione di una tariffa *feed-in* corre altri rischi, ossia se il prezzo dell'elettricità è troppo basso, gli sviluppatori non potranno costruire progetti ad energie rinnovabili e il governo correrà il pericolo di non soddisfare le sue richieste di energia.

Se d'altra parte la tariffa è troppo alta, gli sviluppatori saranno più di quanti ne servano realmente, mettendo a dura prova le risorse del governo. Ciò solleva questioni particolari per i paesi del GCC, dove i consumatori di elettricità hanno beneficiato a lungo termine dei prezzi dell'energia elettrica pesantemente sovvenzionati, e quindi trasferire l'onere per i consumatori sotto forma di prezzi più elevati dell'energia elettrica non è politicamente fattibile.

1.5.8 ARABIA SAUDITA

Attualmente, l'Arabia Saudita non ha una struttura politica formale per lo sviluppo e la regolamentazione di un mercato delle energie rinnovabili.

Tuttavia il governo ha annunciato diversi obiettivi per stabilire un quadro giuridico che promuova lo sviluppo di un mercato delle energie rinnovabili.

• *National Renewable Energy Policy and Law*

ERCA (l'organismo responsabile per la regolamentazione del settore della dissalazione di acqua di energia elettrica e in Arabia Saudita) sta attualmente lavorando allo sviluppo di una politica nazionale per l'energia rinnovabile. Le altre questioni che ERCA sta attualmente considerando sono:

- preparazione di un piano di ristrutturazione per il settore elettrico, per terminare l'integrazione verticale e creare operatori di mercato indipendenti;
- promuovere la partecipazione del privato nel settore della generazione attraverso IPP (*independent power producers*);
- promuovere e creare il “mercato parallelo”, che permette ai grandi consumatori di ottenere i loro servizi di energia elettrica direttamente dai fornitori di loro scelta sulla base dei prezzi concordati e altre condizioni commerciali;
- impostare e regolare le tariffe necessarie per l'energia elettrica e preparare un sistema di indicatori chiave di *performance* per il settore elettrico.

Il progetto definitivo della politica nazionale sulle energie rinnovabili non è stato pubblicato. Tuttavia, i rapporti pubblicati della proposta di progetto suggeriscono che vengano prese in esame le seguenti funzioni:

- una procedura di gara centralizzata;
- una procedura di appalto separato per l'energia rinnovabile che va a servire posizioni *off-grid*, al fine di promuovere l'uso di fonti rinnovabili in aree remote;
- regolamenti, norme e procedure che non agiscono come ostacoli allo sviluppo delle energie rinnovabili;
- una *feed-intariff* elettrica verrebbe fissata ad un tasso equivalente alla generazione convenzionale con il deficit a carico del governo come parte di un Fondo di bilanciamento;
- contratti di acquisto di energia per i termini di almeno 20 anni;
- certificati verdi e un meccanismo volontario per la negoziazione di tali certificati;
- regole di dispaccio in griglia in merito di priorità per le energie rinnovabili saranno ancora richiesti fornitori di energie rinnovabili per rispettare i requisiti di licenza ERCA esistenti.

La legge nazionale sulle energie rinnovabili è stata prevista nel 2011, ma non ci sono stati ulteriori annunci al riguardo.

• *National Industrial Clusters development programme*

Il cluster di energia solare è uno dei cinque distretti mirati per lo sviluppo del programma riguardante i distretti industriali dell'Arabia Saudita (IC).

Il programma incoraggia gli investimenti in tutte le fasi della catena di approvvigionamento di energia solare, tra cui:

- produzione di gas tecnici, lingotti, wafer, celle solari, moduli (pannelli), inseguitori e software di monitoraggio;
- creazione di centri di ricerca applicata per la creazione di prototipi, prove e certificazioni di prodotti solari;
- la generazione, l'integrazione e la distribuzione di energia solare;

- sviluppo della ricerca applicata nel miglioramento delle prestazioni, superfici repellenti alla polvere e pulizia senz'acqua, e esportazione a lungo termine dei prodotti solari, energia e competenza.

Oltre a fornire un sostegno finanziario per la formazione e l'occupazione e la ricerca industriale, il programma fornisce anche consigli agli investitori su come accedere a finanziamenti, vale a dire i fondi del **Fondo di investimenti pubblici (PIF)**, la **Saudi Industrial Development Fund (SIDF)** e il capitale di rischio privato.

1.5.9 GERMANIA

La Germania dispone di un ampio portafoglio di politiche ed incentivi volti all'efficienza energetica, ma non mette a disposizione il meccanismo dei certificati energetici presente in diversi paesi europei come Italia e Francia.

Tale meccanismo si rivela molto importante perché, come si vedrà nei prossimi capitoli, influenza in modo considerevole i flussi di cassa in quando i certificati acquisiti sono cedibili in appositi mercati regolamentati e generano proventi extra.

POLITICHE

• Programmi KfW

Il KfW (precedentemente denominato Banken gruppe) ovvero "*Kreditanstalt für Wiederaufbau*" è una banca di sviluppo di proprietà dello stato tedesco composta da diverse sussidiarie e unità.

La KfW Förderbank (KfW promotional Bank) è l'unità di business più importante del gruppo con un totale impegnato di 33.8 miliardi di euro di investimenti nel 2008, riferibili soprattutto agli investimenti in termini ambientali e di efficienza energetica. Sinteticamente possiamo individuare due macro tipologie di programmi per le energie rinnovabili, pertanto possiamo classificare i rispettivi

Investimenti in "standard" per impianti atti alla produzione di energia elettrica a partire da fonti rinnovabili (fotovoltaico, biogas, idroelettrico, solare e geotermico) e di calore tramite cicli combinati e "premium" per impianti di grandi dimensioni con l'obiettivo principale di produrre calore a partire da rinnovabili (pannelli solari, biomasse, biogas, energia geotermica) come pure per installazioni di cicli combinati (CHP, *Combined Heat and Power*) o pompe non incluse nel programma standard. L'implementazione del programma "premium" è dovuta alla volontà del governo di rafforzare

L'utilizzo delle tecnologie rinnovabili all'interno del mercato del calore ed in particolare supporta tecnologie quali:

- Sistemi di pannelli solari con più di 40 metri quadrati di superficie per il riscaldamento dell'acqua o degli ambienti per tre o più unità abitative o per proprietà non residenziali con un'area utilizzabile di non meno di 500 metri quadrati;
- Impianti a biomassa per la combustione di biomassa solida con una capacità nominale maggiore di 100 kW o impianti con funzionamento similare con CHP con un massimo di 2 MW nominali;
- Reti di teleriscaldamento con una soglia minima del 50% di calore generato tramite fonti rinnovabili o con un minimo del 20% del calore generato da pannelli solari e con un valore minimo di energia venduta annua pari a 500 kWh;
- Accumuli di calore con più di 20 metri cubi e pompe di calore con una capacità nominale superiore a 100Kw;
- Impianti per lo sviluppo e l'utilizzo di energia geotermica profonda con una quota di perforazione maggiore di 400 metri ed una temperatura del fluido non inferiore ai 20°C.

Il finanziamento delle progettualità sopra esposte è garantito nel lungo termine con tassi di Prestito agevolati fino al 100% dell'investimento (escludendo la VAT) per una quota massima di 25 milioni di euro per progetti standard e 10 milioni di euro per progetto premium. Sono disponibili politiche di prestito agevolato addizionali per impianti premium a carico di imprese medio piccole; i limiti temporali dei prestiti sono 3: 5, 10 o 20 anni.

In aggiunta ai programmi KfW citati esiste un programma dedicato specificatamente gli impianti eolici offshore soprattutto per le aree settentrionali della Germania, quelle del Mar Baltico e della *Exclusive Economic Zone* (EEZ) tedesca. Per questa tipologia di impianti sono previsti prestiti diretti garantiti da istituzioni bancarie con un massimo di 400 milioni di euro a progetto, con i termini degli stessi fino a 20 anni.

●Consulenza energetica per le piccole-medie imprese

Il programma di consulenza energetica per le PMI è un programma sviluppato dal Ministero Federale di Economia e Tecnologia ed è implementato dalla Banca di Sviluppo tedesca KfW.

Attraverso questo programma, vengono offerti audit indipendenti e consulenza alle piccole e medie imprese per identificare i potenziali di efficienza energetica ed incrementare il livello di informazione di questo potenziale. La consulenza è finanziata dal Governo e sono disponibili ulteriori incentivi per l'implementazione o l'identificazione di misure di efficienza energetica. Le richieste di audit devono essere inoltrate ad un partner regionale di KfW, ad esempio una Camera di Commercio, una società di sviluppo economico o un'agenzia locale per l'energia. Il programma distingue tra consultazioni iniziali (per identificare i potenziali e le minacce di efficienza energetica all'interno dell'azienda) e consigli dettaglianti (che offrono proposte concrete e piani d'azione per l'implementazione degli interventi).

Il contributo per la consultazione iniziale è pari all'80% del tasso concordato giornaliero, con un massimo di 800€ per giornata di consulenza, in modo da poter usufruire di un contributo massimo di 1.280€ (sono previsti due giorni di consulenza). Il contributo per consigli dettaglianti è invece pari al 60% del concordato, con un massimo di 800 euro per giornata di consulenza, in modo da poter usufruire di un contributo massimo di 4.800€.

●Partnership per la Protezione del Clima e l'Energia

Nel 2009, il Governo tedesco e l'Associazione Camere dell'Industria e del Commercio (DIHK) ha lanciato un progetto di collaborazione per affrontare congiuntamente le sfide della sostenibilità ambientale e dell'efficienza energetica nel contesto economico del Paese.

Attraverso la partnership, il Ministero Federale per lo Sviluppo (BMU) sostiene un ampio progetto gestito sia dalla DIHK che dalle Camere dell'Industria e del Commercio. Il Ministero Federale per l'Economia e la Tecnologia (BMWi) e la KfW forniscono anch'esse i fondi per facilitare l'accesso alla consulenza per gli interventi di efficienza energetica.

Lo scopo della collaborazione è quello di incoraggiare le compagnie ad aumentare notevolmente i propri investimenti in efficienza energetica o in progetti di tutela ambientale che sono già economicamente redditizi. I programmi operativi attraverso la partnership si rivolgono direttamente alle aziende al fine di creare ulteriori incentivi per l'efficienza energetica che rappresenta un fattore chiave per superare l'attuale crisi economica e permette di posizionarsi in maniera ottimale nell'ambiente competitivo globale.

Il primo pilastro della partnership è il lancio del *KLIMASCHUTZ UNTERNEHMEN* (Azienda per la Tutela Climatica): le aziende associatesi impegnano ad integrare nelle loro strategie aziendali programmi di efficienza energetica e di tutela ambientale volte al monitoraggio dei risparmi realizzati e alla realizzazione di energia regolare e/o audits per la cogenerazione.

Operatori di tutte le dimensioni e di diversi settori fungono da modelli di ruolo, dimostrando che l'efficienza energetica e la mitigazione climatica viene ripagata per i soggetti virtuosi in questo campo. Vista la loro esperienza, sono nella posizione ideale per convincere altre aziende a seguire il loro esempio e ad implementare misure di questo genere.

Il secondo pilastro della collaborazione è un programma di informazione e formazione promosso sempre dai due enti.

Il programma di informazione incoraggia le imprese a esplorare le alternative riguardanti le tecnologie energeticamente efficienti attraverso la mediazione di “*energy coaches*” (o esperti energetici). Come elementi chiave del processo, gli *energy coaches* effettuano visite in loco e identificano le opportunità per le aziende di accedere alle misure proposte, oltre che a sostenere programmi di sostegno ed eventi formativi riguardanti la materia in questione. I programmi di formazione prevedono lo stanziamento di contributi volti all’addestramento del personale dell’azienda specializzato nel ruolo (*Energy Managers*).

●30 Pilot Network Project

Il Ministero per lo Sviluppo (BMU) supporta, nel periodo compreso tra il 2009 e il 2013, 30 reti per l’efficienza energetica e il clima come parte della campagna di tutela climatica. Ogni rete convoglia gli obiettivi energetici di 10-15 imprese sotto gli obiettivi imposti da un iniziatore, che spesso coincide con una Camera di Commercio locale o regionale, una piattaforma industriale regionale, un’agenzia energetica o un’associazione commerciale. Fino ad un terzo dei costi sostenuti per la gestione di tale rete è finanziato dal Governo, almeno per i primi anni e le domande sono aperte alle imprese che sostengono costi energetici annui tra i 150 mila e i 50 milioni di euro. Il programma è coordinato dalla Fraunhofer ISI, l’istituto di ricerca tedesco finanziato da fondi pubblici.

Il progetto mira ad incrementare la partecipazione a programmi di efficienza energetica da parte delle imprese tedesche. Questo è facilitato da uno scambio regolare di esperienze tra gli *Energy Managers* coinvolti nel progetto. Gli incontri sono promossi dai promotori della rete e sono supportati da software basati sul calcolo tecnico-economico come mezzi a disposizione dei consulenti: ciò permette di ridurre sensibilmente i costi di transazione delle aziende coinvolte e al tempo stesso aumenta l’efficacia e l’efficienza del servizio offerto.

Le componenti principali di ciascuna rete seguono un framework comune:

- Una consultazione iniziale presso ogni società partecipante effettuata da Fraunhofer ISI o per mezzo dei suoi partner di consorzio;
- Informare tutti i gestori di energia partecipanti che le tecnologie sono affidabili, discutendo con loro i vantaggi e svantaggi, identificando i benefici e le minacce;
- Lo scambio di esperienze permette di limitare i costi di transazione delle imprese facenti parte della rete;
- Lo scambio di esperienze e conoscenze porta alla formulazione di nuove idee su come gestire gli investimenti in efficienza energetica e la struttura organizzativa interna dell’azienda;
- Il quadro integra concetti di psicologia sociale ed individuale, come l’accettazione sociale da parte degli *Energy Managers*, la motivazione a contribuire al conseguimento di obiettivi comuni, la valorizzazione della carriera professionale e la motivazione nel conseguire un elevato livello di reputazione nei confronti del pubblico di riferimento;
- Le aziende partecipanti stabiliscono un obiettivo comune di riduzione di CO₂ e di efficienza energetica per i prossimi 3-4 anni;

I partecipanti pagano i due terzi del costo delle reti oltre che alle spese al di fuori del finanziamento pubblico ammissibile.

●Incentivi per l’efficienza energetica e la tutela ambientale

Oltre alla produzione diretta di energia elettrica o alla generazione di calore dalle stesse la Germania offre strumenti dedicati all’efficienza energetica, alla protezione dell’ambiente in campo sia corporate che residenziale, modernizzazione delle strutture abitative e riduzione delle emissioni diossidi di carbonio. In particolare possiamo citare i tassi di interesse agevolati per i prestiti e i sussidi per la produzione di energia (soprattutto per le SMEs, piccole e medie imprese), i sussidi per nuovi edifici privati con livelli elevati di efficienza energetica ed interessi ridotti o abbattimento delle rate sui prestiti già effettuati o addirittura sussidi diretti per la modernizzazione degli edifici e per la riduzione delle emissioni di carbonio.

● **Legge sulla cogenerazione (*Kraft Wärme Kopplungsgesetz*)**

Nell'aprile del 2002 è stata emanata la legge tedesca sulla cogenerazione. La legge è stata modificata più volte, l'ultima versione è datata 1° gennaio 2009.

La legge tutela gli impianti cogenerativi esistenti che immettono energia elettrica in rete per un periodo di tempo limitato attraverso incentivi fiscali, al fine di accelerare l'ammodernamento di questi impianti e di incoraggiare la costruzione di nuovi impianti di piccola dimensione riferiti anche alla tecnologia a celle a combustibile. Inoltre, gli operatori che soddisfano i requisiti specificati per quanto riguarda il rapporto potenza-calore sono abilitati a ricevere un bonus finanziario per l'energia elettrica immessa in rete che sarà venduta ad un prezzo superiore rispetto al prezzo di mercato.

La tariffa varia in base al tipo di impianto e viene progressivamente ridotta nel tempo, eccetto che per le celle a combustibile e per i nuovi impianti di piccole dimensioni. Nel 2009 la tariffa massima è stata fissata a 5,11 €cent/kWh per gli impianti di cogenerazione molto piccoli. I costi di pagamento del premio sono distribuiti equamente tra tutti gli operatori connessi alla rete in base al principio stesso della legge sulle Energie Rinnovabili. Gli incentivi sono infatti finanziati attraverso un prelievo dalla bolletta nel 2011 il prelievo è stato di 0,03 € cent per kWh, nel 2012 questo valore è stato fortemente ridotto a 0,002 €cent/kWh.

● **Feed-in tariff**

Anche in Germania sono attive le modalità di remunerazione dell'energia prodotta da fonti Rinnovabili tramite tariffe di feed-in; le informazioni che qui si presentano per le diverse tipologie di risorsa rinnovabile fanno riferimento a tutti gli impianti commissionati a partire dal 2012.

FIT/mFIT PRICE SCHEDULE (April 5, 2012)

Fuel	Project Size Tranche	Price (€/kWh)	Escalation Percentage**
Solar Rooftop	≤10 kW	54.9	0%
	>10 kW ≤100 kW	54.8	0%
	>100 kW ≤500 kW	53.9	0%
	>500 kW	48.7	0%
Solar Groundmount	≤10 kW	44.5	0%
	>10 kW ≤500 kW	38.8	0%
	>500 kW ≤5 MW	35.0	0%
	>5 MW	34.7	0%
Wind	All Sizes	11.5	20%
Water	≤10 MW	13.1	20%
	>10 MW ≤50 MW	12.2	20%
Renewable Biomass	≤10 MW	13.8	50%
	>10 MW	13.0	50%
Biogas on Farm	≤100 kW	19.5	50%
	>100 kW ≤250 kW	18.5	50%
Biogas	≤500 kW	16.0	50%
	>500 kW ≤10 MW	14.7	50%
	>10 MW	10.4	50%
Landfill Gas	≤10 MW	11.1	50%
	>10 MW	10.3	50%

Tabella 1.4 – Feed-in tariff Germania

1.5.10 INDIA

L'India ha la quinta rete elettrica e la terza distribuzione al mondo per dimensioni. Tuttavia, la richiesta di un incremento delle attività economiche e il crescente tenore di vita della popolazione ha portato ad una situazione in cui la fornitura di energia è inferiore alla domanda.

Il settore energetico Indiano si trova ad affrontare sfide importanti: enormi carenze di approvvigionamento, il furto di energia, reti di distribuzione scarsamente previste, e in efficienza nella misurazione e riscossione delle bollette.

Anche se ci sono enormi lacune in termini di infrastrutture di base, l'India sta ancora valutando gli investimenti in tecnologie *smart grid*.

La ragione è che per proseguire il suo percorso di crescita economica aggressiva, ha bisogno di costruire una rete moderna, intelligente. È solo con una rete sicura e affidabile anche dal punto di vista finanziario che l'India può fornire un ambiente stabile per gli investimenti per le infrastrutture di energia elettrica, un requisito indispensabile per risolvere i problemi fondamentali con la rete. Senza questo, l'India non sarà capace di tenere il passo con le crescenti esigenze di energia elettrica da parte delle sue industrie.

Le reti intelligenti possono riunire il dosaggio affidabile e la riscossione delle entrate, portando quindi ad una migliore contabilità energetica. Ciò permette di individuare le cause delle perdite, che possono essere poi rettificare.

POLITICHE

● *India Smart Grid Task Force (ISGTF)*

Il governo indiano ha costituito questa task force nel 2010 come un gruppo inter-ministeriale che servirà come punto focale del governo.

Si tratta di un organismo composto da funzionari di diverse amministrazioni ed è pensato principalmente per la comprensione e attuazione delle politiche di *smart grid*.

Le principali funzioni dell'ISGTF sono:

- Garantire la consapevolezza, coordinamento e integrazione delle diverse attività legate alle tecnologie *smart grid*;
- Promuovere pratiche e servizi di R & S di reti intelligenti;
- Coordinare e integrare altre attività intergovernative competenti;
- Collaborare a un quadro di interoperabilità;
- Verificare e validare le raccomandazioni dall'*India Smart Grid Forum*.

● *India Smart Grid Forum (ISGF)*

Il governo indiano ha anche formulato l'ISGF nel 2010 come un consorzio no-profit pubblico e privato con l'obiettivo principale di accelerare lo sviluppo delle tecnologie di *smart grid* nel settore energetico. Il ISGF ha ruoli e responsabilità complementari all'ISGTF.

L'obiettivo dell'ISGF è quello di aiutare il settore energetico a distribuire tecnologie *smart grid* in modo efficace, economicamente efficiente e innovativo.

L'ISGF coordina e coopera con gli organismi mondiali e indiani in modo da sfruttare l'esperienza e gli standard globali con la volontà di evidenziare eventuali lacune dal punto di vista indiano.

Le raccomandazioni dell'ISGF saranno di natura consultiva.

Il ISGF cercherà le migliori pratiche al mondo e svilupperà una tabella di marcia per le soluzioni di rete intelligente appropriate per le esigenze e le condizioni dell'India.

Il ISGF opera in una struttura a strati con diversi gruppi di lavoro incentrati su diverse aspetti della *smart grid*:

- WG1: Trasmissione avanzata;

- WG2: Distribuzione avanzata;
- WG3: Comunicazioni;
- WG4: Metering;
- WG5: Load control;
- WG6: Regolamentazione e politica;
- WG7: Architettura e Design;
- WG8: Modelli di business.

• Riforma della distribuzione, di aggiornamento e di gestione (DRUM)

Il Ministero dell'energia, il governo dell'India e l'agenzia degli Stati Uniti per lo sviluppo internazionale (USAID) hanno tracciato assieme il progetto DRUM (*Distribution Reform, Upgrades and Management*).

Il progetto ha lo scopo di dimostrare "le migliori pratiche commerciali e tecnologiche che migliorano la qualità e l'affidabilità della distribuzione di energia". Il progetto è in sintonia con la politica sulla riforma del settore energetico (*Electricity Act* del 2003) e con il *Re-Structured Accelerated Power Development and Reforms Program (R-APDRP)*.

L'obiettivo programmatico globale del Progetto DRUM è quello di dimostrare che il sistema di distribuzione di energia elettrica è commercialmente affidabile, che è di qualità sufficiente per i consumatori e inoltre ha il compito di stabilire un quadro commerciale ed una metodologia replicabile adottata da istituzioni finanziarie per la fornitura di finanziamenti dei programmi.

I risultati attesi sono:

- Miglioramento della distribuzione di energia;
- Una migliore disponibilità e qualità di energia elettrica;
- Orientamento commerciale avanzato;
- Migliorata consenso sul processo di riforma della distribuzione;
- Sostenibilità migliorata del settore;
- Rafforzamento delle iniziative di riforma della distribuzione;
- Maggiore utilizzo efficiente dei fondi R-APDRP;
- Meccanismi di finanziamento innovativi.

• *The Energy Conservation Act (ECA)*

L'*Energy Conservation Act*, 2001 (ECA) è la normativa principale che disciplina l'efficienza energetica (EE) in India.

L'ECA prevede l'istituzione di un BEE (Bureau of Energy Efficiency), che opera sotto il Ministero dell'energia e sviluppa politiche e strategie per ridurre l'intensità energetica.

L'ECA elenca una serie di funzioni propositive e regolamentari che la BEE deve attuare e rispettare:

- raccomandare al governo centrale norme per i processi e gli standard di consumo energetico per apparecchiature che utilizzano energia elettrica;
- rafforzare i servizi di consulenza nel campo del risparmio energetico ;
- promuovere l'uso di dispositivi e sistemi ad alta efficienza energetica ;
- fornire assistenza finanziaria alle istituzioni per promuovere l'uso efficiente dell'energia e della sua conservazione ;
- specificare le qualifiche per gli auditor energetici accreditati attraverso regolamenti.

L'ECA prevede l'istituzione di fondi di risparmio energetico a livello centrale e di Stato per far fronte alle spese sostenute per l'attuazione del ECA dal BEE.

- ***Re-Structured Accelerated Power Development and Reforms Program (R-APDRP)***

R- PDRP è un pacchetto di stimolo volto a mescolare le utility di distribuzione statali per riformare e rafforzare l'infrastruttura di distribuzione. Il RAPDRP nel 2008 si è focalizzata sulla performance effettiva e dimostrabile in termini di perdite, sia economiche che tecniche, dell'infrastruttura di rete indiana.

Questo programma è progettato per durare 3-5 anni ed è suddiviso in due parti: parte A e parte B.

Il programma si occupa di ICT (*Information and communications technology*), di attivazione dei sistemi di alimentazione e degli investimenti in infrastrutture energetiche, nel tentativo di prima misurare e poi mitigare le perdite associate a inefficienze operative e al furto di energia. L'obiettivo primario del programma è una riduzione delle perdite, concentrandosi sulla fisica reingegnerizzazione della rete.

La parte A comprende la preparazione dei dati di base per l'area di progetto che copre l'indicizzazione dei consumatori, la mappatura, la misurazione dei trasformatori di distribuzione e alimentatori, la loro registrazione e il controllo di supervisione e acquisizione dati (SCADA / DMS) di ingresso.

Esso comprende anche l'adozione di applicazioni di lettura dei contatori, la fatturazione e la raccolta IT, la contabilità energetica e la revisione contabile.

La parte B comprende la ristrutturazione, ammodernamento e potenziamento della rete.

- ***National Mission on Enhanced Energy Efficiency (NMEEE)***

Il BEE è stato designato come agenzia esecutiva del NMEEE.

Ci sono quattro componenti chiave del NMEEE:

- A. Perform, Achieve and Trade (PAT) Scheme***

PAT è un meccanismo basato sul mercato per migliorare il rapporto costo-efficacia dei miglioramenti in termini di efficienza energetica nelle industrie e attività di alta intensità energetica, attraverso la certificazione del risparmio energetico che potrebbe essere scambiato.

Gli obiettivi di efficienza energetica PAT sono misurate in termini di riduzione del loro consumo energetico specifico (SEC).

Il regime prevede che i certificati di risparmio energetico (ESCerts) vengano rilasciati sulla base di una valutazione della SEC di un settore.

Gli ESCerts così acquistati verrebbero considerati tali da soddisfare i requisiti di conformità per evitare la penalità per non conformità ai sensi della legge.

- B. Market Transformation for Energy Efficiency (MTEE)***

Questo è il secondo componente del NMEEE, e cerca di accelerare il passaggio agli elettrodomestici ad alta efficienza energetica in settori designati, attraverso misure innovative per rendere i prodotti più accessibili.

A tale scopo, esso prevede diversi passaggi, in particolare sostenendo i fondi internazionali per promuovere l'efficienza energetica, attuare una tabella di marcia nazionale sull'efficienza energetica, e programmi di attività per l'illuminazione domestica, gestione della domanda nel settore agricolo e edifici commerciali.

- C. Energy Efficiency Financing Platform (EEFP)***

Il terzo componente del NMEEE cerca di creare meccanismi che aiutino a finanziare i programmi di gestione della domanda in tutti i settori, catturando i futuri risparmi energetici.

- D. Framework for Energy Efficient Economic Development (FEEED)***

Il quarto componente della NMEEE cerca di fornire incentivi fiscali che possano integrare gli sforzi del governo per la creazione di mercati per l'efficienza energetica.

Ad esempio la creazione di due fondi per promuovere il finanziamento di progetti di EE e l'introduzione di un "*Energy Efficiency Index Performance*".

Esenzioni da imposte e tasse per la promozione dell'efficienza energetica possono anche essere considerati sotto il FEEED.

MECCANISMI DI FINANZIAMENTO E SUPPORTO

● Fondo del progetto R-APDRP

Il programma di riforma e rafforzamento della distribuzione dell'energia elettrica ha il seguente meccanismo di finanziamento:

- Il governo dell'India attraverso il Ministero dell'Energia fornirà prestiti al 100% per la parte A del piano di R-APDRP, che includono progetti per la creazione di dati di base e le applicazioni per la contabilizzazione dell'energia / audit e IT-based, servizi ai consumatori, ecc;
- Il governo dell'India fornirà fino al 25% (90% per categorie speciali) in prestiti per la parte B dei programmi di R-APDRP, che includono progetti di rafforzamento della distribuzione;
- *Power Finance Corporation Limited*, un istituto di credito di proprietà del governo focalizzato sul settore energetico, concederà il finanziamento di controparte e coordinerà delle attività necessarie per il programma.

●Strumenti di supporto basati sul mercato

L'ufficio di efficienza energetica dell'India è in partnership con IBM per creare il primo progetto di rete intelligente del paese (5/18/2011). Con IBM sarà condotta una analisi costi-benefici su varie iniziative di *smart grid* come parte della missione nazionale dell'India per una maggiore efficienza energetica (NMEEE).

NMEEE è una delle otto missioni nazionali che promuovono politiche e regolamentano le iniziative, i meccanismi di finanziamento e modelli di business per promuovere il mercato dell'efficienza energetica.

Il focus dell'analisi determinerà la prontezza dell'India nell'implementazione di tecnologie *smart grid*. Sarà anche sviluppato un *framework* per l'adozione di nuove tecnologie di reti intelligenti e relativi aspetti normativi. L'analisi calcola il ritorno sugli investimenti di una serie di progetti di reti intelligenti in programma in tutta l'India.

●Renewable Energy Certificates (RECs)

La politica tariffaria nazionale riconosce certificati di energia rinnovabile (REC) come meccanismo auspicabile per consentire l'acquisto di energia da fonti rinnovabili in Stati diversi in proporzioni simili. I REC sono applicabili in tutta l'India ad eccezione dello Stato di Jammu e Kashmir. Il Regolamento dei REC mira a colmare il divario tra la disponibilità di fonti energetiche rinnovabili in America e l'obbligo imposto a taluni soggetti per soddisfare le loro RPO con l'acquisto di REC. Un REC rappresenta 1 MWh di energia elettrica che viene generata da fonti rinnovabili e viene iniettato nella rete.

Il Regolamento REC prevede due tipi di REC: solare e non solare. Il solare può essere rilasciato a soggetti ammissibili per la generazione di energia elettrica sulla base di energia solare, e il non solare può essere rilasciato per la generazione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili diverse da quella solare. La validità del REC è di 365 giorni dalla data di emissione. Questi certificati sono considerati estinti dopo che sono stati scambiati a titolo di vendita o di acquisto alla borsa.

INCENTIVI

● Generation-based incentives (GBI)

Un incentivo basato sulla generazione (GBI) è il pagamento di una certa somma legata alla potenza generata da fonti rinnovabili. Il *Ministry of New and Renewable Energy* (MNRE) ha regimi GBI per solare fotovoltaico e per progetti di energia solare termica, che prevedono il pagamento di una certa somma specificata per ogni unità di energia elettrica prodotta dall'impianto ad energia rinnovabile.

Gli GBI vengono anche utilizzati dal MNRE per incentivare tetti fotovoltaici e piccoli progetti di energia solare e di progetti di energia eolica.

• Capitali e interessi agevolati

Alcuni esempi di sistemi che offrono assistenza finanziaria sono:

Il MNRE fornisce supporto finanziario attraverso una combinazione di sovvenzioni del 30% e/o 5% per finanziamenti onerosi sui progetti solari *off-grid*.

Sussidi su interessi e capitali sono forniti anche per incoraggiare l'uso di scaldacqua solari.

Il sostegno finanziario è previsto per le banche e istituzioni di micro-finanziamento in modo che essi possono concedere prestiti per sostenere l'installazione di illuminazione domestica ad energia solare e altri piccoli sistemi che sfruttano l'energia solare.

Esiste inoltre un piccolo programma di alimentazione idrica del MNRE (fino a 25 MW), che offre assistenza finanziaria per sviluppare piccole centrali idroelettriche.

• Tasse, benefici diretti

I progetti sulle energie rinnovabili possono beneficiare dei vantaggi a disposizione generalmente alle centrali, ai sensi della legge sull'imposta sul reddito del 1961, con riserva del rispetto dei criteri ivi specificati, per esempio:

- Gli ammortamenti anticipati: i progetti possono avvalersi del beneficio per ammortamenti anticipati fino al 80% del costo del progetto nel primo anno, e di ulteriore deprezzamento al tasso del 20% per i progetti commissionati dopo il marzo del 2005 con nuovi impianti e macchinari.
- Esenzione fiscale sugli utili per 10 anni.

• Tasse, benefici indiretti

I progetti di RE possono beneficiare di una serie di benefici fiscali indiretti sul dazio doganale, delle accise e dell'imposta sulle vendite.

- Un dazio doganale agevolato e l'esenzione dalle accise è stata fornita ad alcuni macchinari necessari per il primo insediamento del solare fotovoltaico e di unità solari di generazione di energia termica;
- Un'esenzione dazio doganale del 5% è stata prevista su una serie di attrezzature necessarie gli impianti di energia eolica;
- L'esenzione delle accise è stata fornita per i generatori eolici ad azionamento elettrico e dei loro componenti, pompaggio dell'acqua nei mulini a vento, aerogeneratori e carica-batterie a vento e beni specifici per la produzione di pale per generatori elettrici azionati dall'energia eolica.

1.5.11 TURCHIA

La Turchia ha diverse strategie nei diversi settori della politica ambientale. Tuttavia, non vi è alcun piano specifico che miri l'utilizzo efficace delle risorse in generale. Verranno quindi prettamente trattati documenti di politica nazionale che coprono diversi aspetti di efficienza.

POLITICHE

• *National Program of Turkey for the Adoption of the EU Acquis (2008)*

Il Programma Nazionale della Turchia per l'adozione dello status comunitario copre i passi previsti dal processo di adesione della Turchia all'UE nel breve e medio termine. Il Programma Nazionale è stato preparato per stabilire i principi fondamentali e gli elementi di opere da realizzare in questo campo. Il Programma Nazionale prevede un calendario per l'armonizzazione con la normativa descritta di seguito:

- Controllo delle spedizioni di rifiuti;
- Controllo dei rifiuti pericolosi;
- Controllo della Rifiuti di Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche;
- Legislazioni sull'adesione volontaria delle organizzazioni EMAS;
- Classificazione, imballaggio ed etichettatura delle sostanze pericolose;
- Legislazione sulla importazione e l'esportazione di prodotti chimici pericolosi;
- Legge sul marchio di qualità ecologica;
- Legge sulla responsabilità ambientale;
- Legislazione sui requisiti di progettazione ecocompatibile per i prodotti che consumano energia;
- Legge sulla estensione dell'uso dei biocarburanti.

• *Turkish Industrial Strategy (Towards EU Membership) (2010)*

L'obiettivo di base del documento di strategia industriale turco preparato nel 2010 è mobilitare la trasformazione della struttura industriale verso una maggiore competitività ed efficienza che richiede maggiori azioni verso un commercio mondiale. La strategia industriale turca afferma esplicitamente che uno degli elementi chiave della competitività sarà l'utilizzo di tecnologie eco-compatibili nell'immediato futuro. L'industria turca ha bisogno di aumentare l'efficienza energetica per sostenere il tasso di crescita elevato. Inoltre, aumentare la quota di energie rinnovabili nel settore dell'energia è un'altra priorità per garantire la sicurezza dell'approvvigionamento energetico.

• *SME ("small and medium enterprises") Strategy and Action Plan (2007-2009)*

Il piano di azione per le piccole e medie imprese dichiara che l'opinione pubblica è diventata più sensibile per quanto riguarda la prevenzione dell'inquinamento ambientale e la tutela delle risorse naturali in tutto il mondo, che porta alla preferenza delle imprese produttrici e dei prodotti realizzati senza recare danno all'ambiente, e in questa direzione, le PMI devono integrare una cultura operativa basata su ambiente di produzione amichevole al fine di preservare la loro competitività. Inoltre, la strategia suggerisce che la capacità delle imprese di adempiere ai loro obblighi ambientali richiede l'adozione di politiche di protezione ambientale, le attività di produzione compatibili con le norme ambientali e la legislazione e la minimizzazione degli impatti ambientali utilizzando tecnologie amiche dell'ambiente. Settori prioritari sono l'istruzione e la formazione, lo sviluppo di processi più economici e più veloci per la creazione di nuove imprese, emanazione di una migliore legislazione, migliorando l'accesso online e le transazioni via Internet, aprendo nuovi mercati, il miglioramento della materia tributaria e finanziaria, lo sviluppo tecnologico e di capacità di innovazione delle piccole e medie imprese, informare le PMI sulle migliori pratiche via Internet e lo sviluppo di regimi di sostegno di alto livello.

• *Energy Efficiency Law No. 5627*

La legge è stata pubblicata il 02 maggio 2007 con lo scopo di aumentare l'efficienza nell'uso delle risorse energetiche, al fine di utilizzare in modo efficiente l'energia, prevenire stravaganza, alleviare l'onere dei costi energetici per l'economia e proteggere l'ambiente. La legge riguarda i principi e le procedure applicabili ad aumentare e sostenere l'efficienza energetica, lo sviluppo di una consapevolezza del

pubblico circa l'energia e l'uso di risorse energetiche rinnovabili nelle fasi sulla generazione, trasmissione, distribuzione e consumo di energia, negli impianti industriali, edifici, impianti di produzione di energia elettrica, reti di distribuzione e nei trasporti. Misure volte a garantire un uso efficace ed efficiente di energia a enti e istituzioni pubbliche sono state stabilite attraverso la circolare del Primo Ministro 2008/2. La circolare ha avviato un Movimento nazionale di efficienza energetica.

INCENTIVI

• ***Small and Medium Industry Development and Support Administration (KOSGEB)***

Un programma di sovvenzioni è stato preparato per fornire il supporto di KOSGEB per i servizi di formazione, di studio e di consulenza alle PMI in materia di efficienza energetica.

Ai sensi della legge sull'efficienza energetica No. 5627 e nel quadro sulle sovvenzioni KOSGEB, un contributo di massimo 2.000 TL (circa 900Euro) è previsto per le commissioni di uno studio energetico preliminare, massimo 20.000 TL (circa 9000Euro) per commissioni su studi avanzati energetici e massimo 10.000 TL (circa 4600 Euro) per i servizi di consulenza ricevuti per il progetto di efficienza energetica (EIP) di preparazione, realizzazione e /o gestione per i primi due anni per le PMI.

• ***Incentivi contenuti nella Energy Efficiency Law No. 5627***

Progetti di efficienza energetica, con un budget di massimo 500.000 TL e il periodo di recupero di massimo di 5 anni sono sovvenzionati al tasso del 20 per cento, con un livello di sovvenzione massima di 100.000 TL per progetto.

Gli impianti industriali possono firmare "accordi volontari" con *Electricity Affairs Survey Administration* (EIE), impegnandosi a ridurre le loro intensità energetiche da minimo 10 per cento entro un periodo di 3 anni.

Per i soggetti che soddisfano il loro impegno, il 20 per cento (massimo 100.000 TL) delle loro spese energetiche, per l'anno in cui viene firmato l'accordo, sono sovvenzionate.

I progetti di efficienza energetica da attuare presso le strutture industriali (con dimensioni di investimento sopra l'importo determinato dal Consiglio dei Ministri) e investimenti di cogenerazione (a seconda del carburante e della tecnologia) hanno il diritto di beneficiare degli incentivi previsti dal Sottosegretariato del Tesoro.

• ***Law No.5346 on Utilization of Renewable Energy Resources for the Purpose of Generating Electrical Energy***

La legge garantisce che l'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili sarà acquistata dalle società di distribuzione di energia elettrica al prezzo di 5-5,5 centesimi di Euro / kWh per un periodo di 10 anni e alle società di generazione è data la facoltà di vendere la loro elettricità al di sopra della soglia di 5,5 centesimi di euro/kWh nel mercato libero. Attraverso il decreto del Consiglio dei Ministri, sono anche previsti incentivi per gli investimenti degli impianti di generazione di energia, l'approvvigionamento di produzione nazionale di sistemi elettromeccanici, R&S e gli investimenti produttivi se appartengono al quadro dei sistemi di produzione di energia elettrica mediante celle solari e unità di messa a fuoco e alla produzione di energia elettrica da biomasse.

1.5.12 CINA

La pressione mondiale sugli accordi internazionali per limitare le emissioni di gas serra, nonché le prospettive future di una strategia di crescita economica meno dispendiosa di risorse primarie, spinge la Cina ad investire forti capitali nel settore delle rinnovabili. Il governo di Pechino nel 2008 si è difatti preposto l'obiettivo di incrementare del 6% l'utilizzo delle rinnovabili e di passare così ad un contributo totale del 15% sul bilancio energetico nazionale entro il 2020. Secondo quanto riportato dal 'The PEW',

la Cina nel 2009 è la nazione che al mondo ha più investito sul settore rinnovabili. Con i suoi 34,6 miliardi di \$, essa ha stanziato per il settore circa il doppio di quanto fatto dagli USA. Per adempiere le promesse fatte e per puntare ad una crescita dell'economia domestica sostenibile, la Cina ha fatto registrare negli ultimi cinque anni un incremento di investimenti sul rinnovabile del 148%, alla pari con il Brasile secondo al mondo.

INCENTIVI

• *Corporate Income Tax (CIT)*

Questa tipologia di tassa è l'imposta sul reddito delle società private, e in Cina questo cuneo fiscale è pari al 15% per aziende che sviluppano nuove tecnologie in determinati settori scientifici di interesse strategico. I campi inclusi in questo cluster sono metodologie di produzione energetica da sorgenti quali solare, eolico, biomasse e geotermica. Il meccanismo di sviluppo pulito (*Clean Development Mechanism* o CDM) il quale fa parte del meccanismo flessibile previsti dal Protocollo di Kyoto (art.12), e che in particolare permette alle imprese dei paesi industrializzati con vincoli di emissione di realizzare progetti che mirano alla riduzione delle emissioni di gas serra nei paesi in via di sviluppo senza vincoli di emissione sono esenti completamente dalla CIT sulle seguenti fonti di reddito:

- La quota parte dei proventi dati dalle emissioni di carbonio abbattute (CERs. *Carbon Emissions Reductions*) condivisa con il governo;
- Donazioni da organizzazioni finanziarie internazionali;
- Interessi derivanti da deposito di capitale o da obbligazioni nazionali,
- Donazioni da istituzioni o cittadini stranieri.

Va ricordato che le aziende che operano nelle progettualità del CDM possono dedurre prima della CIT (tasse sul reddito d'azienda) le CERs sempre per la quota parte reddituale condivisa con il governo. Sono previsti tre anni di esenzione dal CIT, seguiti da una riduzione della stessa per il 50% per i tre anni successivi riguardo i proventi derivanti da specifici progetti appartenenti al CDM che includono idrofluorocarburi (HFC), per fluoro carburi (PFC) e ossidi di azoto (N₂O).

Tale politica fiscale agevolata parte dall'anno nel quale i trasferimenti monetari per l'abbattimento del gas serra vengono ricevuti per la prima volta.

Lo scopo di questo meccanismo è duplice: da una parte permette ai paesi in via di sviluppo di disporre di tecnologie più pulite ed orientarsi sulla via dello sviluppo sostenibile; dall'altra permette l'abbattimento delle emissioni lì dove è economicamente più conveniente e quindi la riduzione del costo complessivo d'adempimento degli obblighi derivanti dal Protocollo di Kyoto. In accordo con le nuove misure del governo per la gestione dei progetti CDM, ogni progetto sviluppato dalle aziende, eccetto per le 41 compartecipate dallo stato, deve presentare domanda per un'approvazione formata alla commissione nazionale per lo sviluppo e le riforme (NDRC, *National Development and Reform Commission*) a livello provinciale. Qualora vi sia l'approvazione l'ente in esame sottoporrà la progettualità proposta in maniera preliminare alla NDRC. Le differenze con la modalità precedente non si fermano alla presentazione

Tre anni di esenzione dalla CIT, seguiti da altri tre anni con il 150% di riduzione sono invece messi a disposizione per i progetti qualificati come "atti alla tutela ambientale e alla conservazione dell'energia e dell'acqua".

Tale politica agevolata parte dal primo anno in cui vengono generati proventi. I campi di applicazione cui sono applicabili tali incentivi fiscali sono i biomateriali, innovazioni tecnologiche sul risparmio energetico e sull'abbattimento di emissioni.

In aggiunta, il dieci per cento sul totale dell'investimento in macchinari ed equipaggiamento correlato alla tutela ambientale e o al risparmio energetico viene tolto all'imponibile CIT per l'anno in cui è stato fatto l'investimento. Inoltre per quanto concerne il reddito derivante dall'utilizzo di apparecchiature specifiche che utilizzano direttamente materie prime, il governo mette a disposizione questo vantaggio economico: solamente il 90% del reddito imponibile CIT viene preso in considerazione per la computazione finale della tassa finale da versare.

Per quanto concerne invece gli investimenti in ricerca e sviluppo va ricordato che è possibile detrarre fino al 150% dette spese sostenute in tale ambito nella computazione finale della CIT.

● **Value Added Tax (imposta a valore aggiunto)**

Per quanto concerne questa tipologia di imposta possiamo affermare che vi è il 50% di rimborso su quella derivante dalla vendita di energia eolica mentre si arriva ad un rimborso del 100% su quella derivante dalla vendita di olio biodiesel ottenuto a partire dall'utilizzo di scarti animali e vegetali.

In aggiunta va ricordato che la VAT pagata sulla vendita di beni prodotti da materiali riciclati o residui di fabbricazione è completamente rimborsabile e che vi è l'esenzione dal pagamento della stessa per la vendita di beni predefiniti come ad esempio la gomma ottenuta a partire da pneumatici usati o alcuni materiali edili ottenuti tramite l'utilizzo di scarti di produzione (con una percentuale minima del 30%). L'esenzione da VAT si applica anche per la vendita di servizi ad impatto ambientale come il trattamento delle acque reflue, dei rifiuti e dei fanghi. La VAT è rimborsabile per quanto concerne i prodotti derivanti da materiali riciclati con quote percentuali diverse in base al periodo ma soprattutto alla tipologia di risorsa di partenza: essendo la normativa in evoluzione si consiglia di consultare i siti delle agenzie governative per informazioni aggiornate e puntuali.

● **Sussidi finanziari e incentivi fiscali disponibili per i progetti orientati all'efficienza energetica (EPC)**

I sussidi finanziari per questa tipologia di attività vengono erogati rispettivamente dalle agenzie governative provinciali e centrali. La tariffa standard a livello centrale è di 240 CNY (Yuan cinese) per tonnellata di carbone risparmiato mentre invece la tariffa a livello provinciale si attesta ad un livello minimo di 60 CNY per tonnellata di carbone standard risparmiato. Nel marzo 2011 l'agenzia NDRC (*National Development and Reform Commission*) prima citata e il ministero delle finanze hanno annunciato il secondo round di ESCOs (Energy Service Companies) qualificate in particolare 523.

Queste 523 compagnie unitamente a quelle identificate con il primo round del primo gennaio 2012 (461) possono presentare domanda per ottenere tali sussidi finanziari. Proprio queste compagnie qualificate che possono prendere parte a progetti EPC sono ammissibili alla domanda per un'esenzione dalle tasse per i primi tre anni ed una riduzione effettiva del 12,5% per i 3 successivi a partire dal primo anno in cui per l'azienda vi sono ricavi.

SOVVENZIONI OPERATIVE

● **Feed-in tariff e fondi dedicati**

Con la rivisitazione e la modifica della legge sulle energie rinnovabili avvenuta nell'aprile 2010, lo *State Bureau of Energy* e altri dipartimenti dello *State Council* hanno promulgato le linee guida per la vendita di energia da rinnovabili per i prossimi anni. In accordo con questo quadro normativo il prezzo dell'energia immessa in griglia generata da questi fondi deve essere sempre determinata dal dipartimento competente dello *State Council*, il quale prenderà in considerazione le differenze tra aree geografiche e le differenti tipologie di fonti e di aziende che verranno utilizzate. In aggiunta alle tariffe per l'immissione di energia elettrica da rinnovabili in rete, sono disponibili in Cina dei fondi speciali creati con il fine di facilitare lo sviluppo delle energie rinnovabili nelle seguenti attività:

- ricerca tecnica e scientifica;
- standardizzazione di processi e progetti di ingegneria legati alla produzione da rinnovabili;
- progetti con fonti rinnovabili in aree rurali;
- costruzione di sistemi energetici a se stanti in aree remote e o isole;
- somministrazione di sondaggi, valutazione e costruzione di sistemi informativi dedicati; localizzazione di strutture atte alla produzione di beni e servizi a supporto del settore energetico rinnovabile.

Questa tipologia di fondi può essere anche utilizzata come compensazione alle *Feed-in tariff* per coprire deficienze o problematiche congiunturali degli impianti rinnovabili preesistenti. Le aziende che intendono richiedere accesso a tali sussidi devono interfacciarsi con gli uffici locali delle agenzie governative che hanno la responsabilità dei progetti inerenti il contesto energetico.

● Incentivi monetari per il miglioramento delle tecnologie per l'efficienza energetica

Durante il dodicesimo piano quinquennale, il governo centrale ha continuato ad inserire a norma di legge sussidi speciali per sostenere i progetti atti al miglioramento dell'efficienza energetica.

Al fine di raggiungere obiettivi di efficienza elevati, tali sussidi sono strettamente collegati alla quantità di energia risparmiata. Le aziende che fanno richiesta per questa tipologia di sussidi li vedono erogati completamente solo al raggiungimento della preservazione dell'energia posta come soglia obiettivo.

Per i progetti nelle regioni orientali le compagnie possono fare richiesta per un contributo a tantum di 240 CNY per tonnellata risparmiata sul consumo annuale di energia dopo il completamento del progetto mentre invece per i progetti nelle regioni centrali e occidentali tale sussidio a tantum si concretizza con cifre attorno a 300 CNY per tonnellata.

● Programma “*Ten Key Projects*”

Il programma “*Ten Key Projects*” è un elemento chiave del piano di medio-lungo termine cinese per la conservazione dell'energia ed è incorporato nell'11th FYP (*Five Year Plan*) e nel 12th per supportare gli obiettivi nazionali vincolanti in materia di riduzione dell'intensità energetica.

Sotto l'11th FYP, lo sforzo miliardario ha previsto incentivi finanziari per i governi locali e l'industria per il conseguimento di una vasta gamma di progetti di risparmio energetico. I fondi stanziati dal Governo centrale per il *Ten Key Projects* hanno rappresentato circa il 5% delle spese necessarie per il finanziamento di tali investimenti mentre la quota restante è stata coperta dalle imprese stesse.

Nel 2007, il governo centrale cinese ha allocato un totale di 23,5 miliardi di RMB (3,4 miliardi \$) per migliorare l'efficienza energetica e abbattere l'inquinamento. Gli stanziamenti hanno supportato il *Ten Key Projects*, che ha eliminato le compagnie e energetiche inefficienti e introdotto misure di protezione ambientale.

Il Ministero delle Finanze (MOF) e la Commissione Nazionale Sviluppo e Riforme (NDRC) useranno quota parte di questi fondi per premiare le aziende virtuose stanziando 200 RMB (29\$) per ogni **tonnellata di carbone equivalente⁷ (tce)** risparmiato dalle imprese localizzate nell'est del Paese e 250 RMB (36\$) per ogni tce risparmiato alle imprese della zona centro-occidentale, relativamente all'implementazione di cinque dei 10 punti chiave del progetto.

I premi e gli sconti sono pagati alle imprese che hanno sistemi energetici di misurazione e rilevamento che possono comprovare un risparmio di energia pari a 10.000 tce derivante da progetti di trasformazione tecnica volta al risparmio energetico.

Assumendo un fattore di emissione medio per la Cina di 2,42 tonnellate CO₂ per ogni tce consumato, questo fondo equivale ad un valore che va dai 12\$ ai 15\$ per tonnellata di CO₂ risparmiata.

Nel 2008 il Governo centrale ha destinato un finanziamento ancora maggiore, pari a 41,8 miliardi RMB (6 miliardi \$), per promuovere il risparmio energetico e la riduzione delle emissioni.

	Key Projects	11 th FYP Stated Energy-Saving Goals	11 th FYP Energy Savings (Mtce)	11 th FYP CO ₂ Emission Reductions (MtCO ₂)
1	Renovation of coal-fired industrial boilers	35 Mt coal during 11th FYP	25	69
2	District level combined heat and power projects	35 Mtce/yr in 2010	85	244
3	Waste heat and pressure utilization	7 Mtce/yr in 2010	21	60
4	Oil conservation and substitution	38 Mt of oil	8	16
5	Motor system energy efficiency	20 TWh/yr in 2010	17	4
6	Energy systems optimization	Not stated		
7	Energy efficiency and conservation in buildings	108 Mtce	100	323
8	Energy-efficient lighting saving	29 TWh	12	25
9	Government procurement energy efficient products	Not stated		
10	Monitoring and evaluation systems	Not stated		
	TOTAL		268	743

Tabella 1.5 – Ten key projects Cina

● Ricompense finanziarie per il Risparmio Energetico da Riadattamenti Tecnici

Il programma di Ricompense Finanziarie per il Risparmio Energetico da Riadattamenti Tecnici (“节能技术财政奖励”) è un programma finanziato dal Ministero delle Finanze (MOF) e dalla Commissione Nazionale Sviluppo e Riforme (NDRC) volto alla premiazione delle imprese che hanno raggiunto obiettivi di risparmio energetico.

Dal 2007 al 2010, i progetti dovevano soddisfare i seguenti requisiti per essere incentivati:

- I progetti ammissibili devono coincidere con almeno uno dei cinque previsti dal “Ten Key Projects” relativi agli interventi industriali;
- I progetti qualificati devono tradursi in risparmi energetici di almeno 10.000 tce;
- I progetti devono essere approvati dalla Commissione Economica e Commerciale (ETC);
- Le imprese devono disporre di estesi sistemi di misurazione dell’energia, contabili e gestionali.

Il programma è proseguito con l’avvento del 12thFYP. Nel giugno del 2011, il MOF ed il NDRC hanno emanato il Regolamento Gestionale di Ricompense Fiscali per il Risparmio Energetico da Riadattamenti Tecnici. I premi sono aumentati rispetto all’11thFYP e hanno raggiunto quota 240 RMB per tce risparmiato nella zona orientale e 300 RMB per tce risparmiato nelle zone centrali ed occidentali. Per godere degli incentivi, i progetti devono soddisfare i seguenti requisiti:

- Il risparmio di energia deve essere di almeno 5.000 tce all’anno;
- Il consumo annuale complessivo di energia dell’impresa che andrà a beneficiare del premio doveva essere di almeno 20.000 tce prima dell’opera di riadattamento tecnico;
- L’impresa è operativa da almeno 3 anni;
- Le imprese devono disporre di estesi sistemi di misurazione dell’energia, contabili e gestionali.

L’NDRC ha pure fornito una lista contenente indicazioni su quali progetti sono supportati dal MOF e dallo stesso NDRC nel 2011, dividendoli per cinque aree principali di competenza:

- caldaie industriali a carbone (forni);
- utilizzo di calore e pressione da reflui di processo;
- risparmio e sostituzione dell’olio;
- risparmio energetico da motori;
- ottimizzazione del sistema energetico.

Nell’ottobre del 2010 è stato concordato che i benefici fiscali saranno forniti per progetti riguardanti l’ammodernamento di forni e caldaie, l’utilizzo di calore e di pressione da reflui di processo, il risparmio energetico nei motori l’ottimizzazione del sistema energetico, l’illuminazione verde e il risparmio energetico negli edifici. Nel documento vengono inoltre indicate le categorie di progetti che non sono

ammissibili al progetto, come nuovi progetti appaltati, progetti con lo scopo di aumentare la capacità produttiva, progetti nei quali la funzione principale viene gradualmente eliminata e progetti sull'energia solare, eolica, biomassa e la cogenerazione.

●Prezzo dell'energia elettrica differenziato per l'industria

Nel giugno del 2004, l'NDRC ha stabilito una politica che concedeva alle industrie fortemente energivore un differenziale di prezzo relativo all'energia elettrica acquistata che variava in base al livello di intensità energetica raggiunto dalle stesse. In base al loro livello di efficienza energetica, le imprese vengono raggruppate in quattro categorie:

- “*encouraged*”;
- “*permitted*”;
- “*restricted*”;
- “*eliminated*”

Ogni categoria ha uno specifico prezzo dell'energia, con tariffe progettate per eliminare gradualmente le imprese inefficienti (*eliminated*) ed incoraggiare quelle più virtuose (*encouraged*). Le imprese “*encouraged*” e “*permitted*” pagano il prezzo normale dell'elettricità corrispondente alla loro area, mentre le “*restricted*” e le “*eliminated*” pagano un sovrapprezzo di 0.006 \$ e di 0.0242 \$ per kWh acquistato, rispettivamente. Dal 2006, il prezzo per le “*eliminated*” è aumentato gradualmente in modo da condurre questi impianti verso la chiusura o verso il miglioramento delle performance energetiche.

●Demand Side Management Implementation Measures

Alla fine del 2010 l'NDRC ha pubblicato il “*Demand Side Management Implementation Measures*” che prevede la realizzazione di programmi di efficienza energetica presso gli utenti finali da parte delle compagnie energetiche al fine di raggiungere un obiettivo di riduzione nei risparmi energetici annuali e nella domanda del 0,3% rispetto all'anno precedente. Dato che l'industria rappresentava nel 2010 il 74% del consumo di elettricità a livello nazionale, il settore energetico deve lavorare a stretto contatto con questo settore per sviluppare pienamente le sue capacità DSM.

Le nuove misure prevedono che sia la stessa utility ad implementare il DSM, ma in pratica la realizzazione degli interventi richiede la partecipazione attiva e cooperativa dei consumatori finali.

Le compagnie energetiche provinciali e le autorità sono tenute a definire un piano generale DSM, i target annuali e le strategie di implementazione, nonché identificare i grandi utilizzatori con grande potenziale di risparmio ed offrire a questi la consultazione del DSM, potenzialmente tramite una società di servizi energetici (ESCO).

Le autorità incaricate dei prezzi sono anche tenute ad osservare gli incentivi tariffari come mezzo per sostenere l'attuazione del DSM, come prezzi minimi e massimi, tariffe stagionali, affidabilità e carico dei prezzi.

Mentre gli utilizzatori finali sviluppano le capacità DSM, le compagnie energetiche sono tenute a sviluppare la capacità di gestione della potenza di carico. Esse hanno la capacità di monitorare almeno il 70% del carico massimo in ogni località (capacità di monitoraggio obbligatoria per tutti gli utenti con potenza superiore a 100 kWh) e di controllare direttamente almeno il 10% di questo carico massimo.

Viene incoraggiata, ma non richiesta, la verifica del risparmio energetico attraverso una terza parte indipendente. L'NDRC sta sviluppando un protocollo di misure e di verifiche per il risparmio come un sistema per valutare le performance delle utilities al raggiungimento degli obiettivi annuali.

●EE Financing Regulations and Instruments

Il finanziamento dell'efficienza energetica viene enfatizzato a partire dall'11th FYP con l'obiettivo di sostenere il raggiungimento nazionale di riduzione dell'intensità energetica.

Una serie di politiche e di regolamenti governativi sono stati rilasciati al fine di potenziare la struttura dei servizi finanziari relativi all'efficienza energetica, alla riduzione delle emissioni e alla tutela dell'ambiente.

La politica del Prestito/Credito Verde (*Green Loan/Credit*) è stata istituita nel giugno 2007 dall'ex Agenzia Statale rivolta alla protezione dell'ambiente (ora Ministero per la Protezione Ambientale) dalla Banca Popolare Chinese e dalla Commissione di Vigilanza Banche. Le agenzie locali governative e le commissioni di vigilanza hanno successivamente emesso i propri piani di implementazione locali.

Le tre principali componenti della politica Green Loan/Credit sono:

- Utilizzo di politiche di prestito diversificate (in base alla tipologia del prestito, alla durata al tasso d'interesse ed all'ammontare dello stesso) a supporto dei progetti aziendali rivolti alla tutela energetica ed ambientale;
- Adozione di misure punitive (come fermi, rinvii o ritiro del prestito) se le imprese o i specifici progetti violano i regolamenti relativi alla protezione ambientale o alla conservazione dell'energia;
- Guidare, vigilare e sollecitare gli istituti di credito per prevenire i rischi, implementare la responsabilità sociale e ridurre il rischio del prestito.

La politica *Green Security* è invece stata emanata nel febbraio 2008. Si impone alle aziende operanti in materia di centrali elettriche a carbone, acciaio, cemento, alluminio e ad industrie fortemente inquinanti di condurre un'analisi ambientale all'atto della richiesta di un finanziamento IPO (*Initial Public Offering*) o di un ri-finanziamento. Questa politica è sviluppata dal Ministero per la Protezione Ambientale e dalla Commissione di Vigilanza Sicurezza. Il suo scopo è quello di verificare con certezza che le aziende che ricevono finanziamenti dal mercato azionario pubblico siano effettivamente energeticamente efficienti.

Nel 2009, quattro agenzie governative, incluse la Banca Popolare Chinese, la Commissione di Vigilanza Banche, la Commissione di Vigilanza Sicurezza e la Commissione di Vigilanza Assicurazioni, hanno pubblicato un documento dal nome "Suggerimenti su come migliorare ulteriormente i servizi finanziari volti a sostenere gli adeguamenti e lo sviluppo delle industrie chiave e frenare le capacità in eccesso di altre industrie".

Nel 2010 la Banca Popolare e la Commissione di Vigilanza Banche hanno emanato un'ulteriore documento, contenente suggerimenti e consigli ulteriori per migliorare i servizi finanziari a sostegno dell'efficienza energetica, la riduzione delle emissioni e l'eliminazione graduale della capacità produttiva arretrata. Analogamente alle politiche precedenti, questo regolamento richiede alle filiali locali della Banca Popolare e della Commissione di rivedere ed analizzare il finanziamenti tramite prestiti/crediti relativamente all'efficienza energetica, la riduzione delle emissioni e l'eliminazione della capacità obsoleta. Attraverso un rigido controllo dei crediti e dei prestiti alle imprese ad alta intensità energetica, questa politica incentiva fortemente i progetti ad alta efficienza energetica e la graduale eliminazione della capacità produttiva obsoleta. Essa inoltre supporta lo sviluppo e la distribuzione delle tecnologie efficienti, così come i cataloghi tecnologici promossi dal governo nazionale nel "Ten Key Projects". Sia il programma *Green Credit/Loan* che il *Green Security* stanno continuando nel corso del 12th FYP. Oltre che ad aumentare il sostegno al credito e ai prestiti per progetti di efficienza energetica, le istituzioni finanziarie sono incoraggiate ad esplorare nuovi modelli gestionali riguardanti le diverse forme di finanziamento. È stata inoltre stabilito anche una nuova metodologia di "green rating" per le banche.

1.5.13 COREA DEL SUD

La domanda di energia in Corea è aumentata in quasi con la stessa velocità di una rapida crescita del PIL, che ha dimostrato un tasso di crescita medio annuo dell'8%. La Corea importa circa il 97 % della sua energia primaria e le fonti di energia principali sono l'olio combustibile, carbone, energia nucleare, e GNL. Anche se si prevede un uso crescente di energia rinnovabile, non contribuirà a una notevole fornitura di energia nei sistemi energetici Coreani. Questa scarsa autosufficienza è una delle componenti più critiche del sistema energetico nazionale, che lasciano la Corea vulnerabile a futuri shock energetici. In questa luce, l'approvvigionamento energetico stabile e la conservazione è fondamentale per lo sviluppo sostenibile del Paese. Un uso efficiente di energia non è solo vantaggioso per l'economia della nazione, ma anche importante per la conservazione dell'ambiente naturale. Sono stati promossi numerosi programmi di conservazione dell'energia come, ad esempio, agevolazioni fiscali, prestiti e programmi di sovvenzione, le tecnologie di risparmio energetico, vari progetti pilota e il programma di società di servizi energetici.

POLITICHE

Dal 1993 la Corea del Sud ha messo a punto dei piani quinquennali di base sull'utilizzo razionale dell'energia. Il 4 ° Piano di base 2008-2012 ha come obiettivo la riduzione dell'intensità energetica l'11,3% tra il 2007 e il 2012. Nel 2008, la Corea del Sud ha annunciato il suo piano energetico nazionale 2008-2030, che mira a ridurre l'intensità energetica del 46% tra il 2007 e il 2030. Il generale l'obiettivo di risparmio energetico per il 2030 è di quasi 38 Mtep, di cui il 44% proviene dall'industria (17 Mtep), il 32% dalle famiglie e del settore dei servizi (12 Mtep), il 19% dal settore dei trasporti (7 Mtep), e il 5% dal settore pubblico (1,9 Mtep). La *Corea Energy Management Corporation* (KEMCO), creata nel 1980 attraverso la legge sull'uso razionale dell'energia, implementa i programmi di efficienza energetica. L'atto sull'uso razionale dell'energia (1979) è stato modificato nel 2002, 2003 e 2008 per introdurre nuove misure di risparmio energetico.

Tre programmi di etichettatura sono stati avviati per promuovere elettrodomestici ad alta efficienza:

- *the Energy Efficiency Standards and Labeling Program* (1992);
- *the High-efficiency Appliances Certification Program* (1996);
- *the E-Standby Program* (1999).

Le aziende e gli individui che investono in impianti a risparmio energetico hanno diritto a riduzioni fiscali (fino al 20 per cento dei costi di investimento per un anno) o prestiti a basso interesse. Le società ESCOs sono attive dal 1992.

•17 Mtoe of energy savings by 2030

Il Piano Energetico Nazionale di Base 2008-2030 fissa un obiettivo di riduzione del consumo di energia di circa 17 milioni di tep nel settore entro il 2030. KEMCO promuove accordi volontari quinquennali con gruppi industriali.

Le imprese che stipulano accordi volontari o di investimento in tecnologie a risparmio energetico hanno diritto al sostegno finanziario, tecnico e di crediti d'imposta che coprono fino al 20 per cento del costo di investimento.

Dal 2007 grandi *energy consumers* (oltre 2 ktep/anno) devono effettuare audit energetici obbligatori ogni 5 anni, nel caso delle piccole e medie imprese (sotto i 5 ktep/anno) fino al 90 per cento dei costi di audit può essere sovvenzionato.

Sotto l'*Integrated Energy Supply Act* (1999), le industrie che investono in impianti di cogenerazione per la propria fornitura di calore hanno diritto a riduzioni fiscali. L'*Energy Saving Partnership Program* (ESP) si propone di condividere nuove tecnologie di risparmio nei settori industriali dell'energia.

Le fabbriche che consumano più di 20 ktep possono partecipare al ESP (oltre 10 ktep nel automobilistico, alimentare, elettrico ed elettronico). Ad oggi, 195 aziende sono coinvolte in questo programma che ha permesso di risparmiare 285 ktep di carburante e 393 GWh di energia elettrica tra il 2000 e il 2007.

- ***Clean Development Mechanism and the carbon market***

Il *Clean Development Mechanism* (CDM) è uno dei tre programmi introdotti dal Protocollo di Kyoto, che insieme con lo scambio di emissioni e la *Joint Implementation* (JI), costituiscono il mercato ufficiale internazionale del carbonio.

La Corea, come un paese non allegato, è stato attivamente coinvolto nel CDM da progetti unilaterali. Società di investimento coreane possiedono le CER e possono venderle a qualsiasi paese allegato nel mercato. La Corea ha 35 progetti iscritti dove i progetti di energia rinnovabile rappresentano un terzo di loro. Altri 47 progetti sono in fase di registrazione. A partire dal febbraio 2010, la UNFCCC prevede la registrazione di progetti in Corea per ridurre la CO₂ equivalente di una media di 15 milioni di tonnellate all'anno.

- ***Korea Certified Emissions Reductions (KCERs)***

Dal 2005, il governo ha attivato un mercato del carbonio volontario chiamato *Korea Certified Emissions Reductions* (KCERs) che è aperto anche a imprese che hanno ridotto le emissioni di CO₂ di oltre 500 tonnellate l'anno attraverso una migliore efficienza energetica dei processi produttivi e gli investimenti nello sviluppo delle energie rinnovabili.

Le imprese ricevono KCERs per i loro progetti di riduzione di gas serra che possono essere negoziati nel mercato o acquistati per circa 5000 won (circa 4,50 \$) per tonnellata. In pratica, ci sono pochi acquirenti data la mancanza di un obbligo di riduzione nazionale, quindi il governo acquista maggior parte dei KCERs in modo da promuovere e compensare la misura per ridurre le emissioni di gas serra. A partire dalla fine del 2009, 287 progetti hanno generato 5,6 milioni di KCERs, di cui 4,7 milioni erano stati acquistati dal governo per 23 miliardi di won (20 milioni dollari). Il governo ha anche lanciato un fondo di carbonio di 105.000.000.000 con la partecipazione di fondi privati nel 2007 per investire in progetti CDM.

INCENTIVI

- ***Tax reduction on CHP investment costs***

Il supporto consente alle aziende registrate di detrarre il 10% dell'investimento in impianti cogenerativi dai loro utili imponibili nel primo anno di operatività. Dal momento che l'aliquota dell'imposta sulle società in Corea è pari al 27,5%, il valore del supporto è il 2,75% sul totale dell'investimento in tecnologie *combyned heat and power*. Tale supporto è valido fino al 31 dicembre 2008, e può essere prolungato a discrezione del governo.

1.5.14 BRASILE

Per quanto concerne il Brasile possiamo iniziare il discorso sulle metodologie di supporto alle rinnovabili e all'efficienza energetica dal regime fiscale agevolato per i produttori e gli importatori di biodiesel. Importatori e produttori infatti hanno a disposizione due diverse progettualità di supporto: il

PIS (Programma di Integrazione Sociale) e il CSF (Fondo per la Sicurezza Sociale), attraverso i quali possono scegliere un'imposta PIS del 6.15% e una COFINS/CSF del 28.32% sui ricavi provenienti dalla vendita del biodiesel o un prezzo fisso per PIS e COFINS/CSF per metro cubo commercializzato di biodiesel pari a biodiesel *Brazilian real* (BRL) 31.75 per la (PIS) e BRL 146.20 per la COFINS/CSF. In alcuni casi particolari i produttori che optano per la seconda scelta, quella del pagamento di un fisso per metro cubo commercializzato, possono ottenere delle riduzioni fiscali o delle esenzioni in base alla tipologia di fornitore di materia prima o in base alla fonte di input (per esempio ci sono dei vantaggi fiscali nel caso in cui il biodiesel venga prodotto a partire dal ricino). Sono disponibili sostegni anche per importatori o produttori di etanolo, anche qui come per il biodiesel in due differenti modalità: una PIS dell'1.5% e una COFINS/CSF del 6.9 sul fatturato derivante dalle vendite di etanolo oppure un prezzo fisso per metro cubo commercializzato pari a 8.57BRL per la PIS e 39.43BRL per la COFINS/CSF.

La volontà di investire nelle energie rinnovabili in Brasile è evidenziata dal fatto che il Ministero dell'Energia è stato costruito con l'intenzione di coordinare le attività del settore energia. La normativa del protocollo di Kyoto che è entrata in vigore e la regolazione dei *Clean Development Mechanism* (CDM) ha evidenziato l'importanza di creare un'entità in Brasile che potesse indirizzare questo potenziale come una delle priorità nazionali di sviluppo. Nel 2007 fu creato dal governo federale il Comitato Inter-Ministeriale sul Cambiamento Climatico (CIM21) con il compito di guidare lo sviluppo, l'implementazione, il monitoraggio e la valutazione del Programma Nazionale sul Cambiamento Climatico ed altre funzioni.

Il Governo Federale è determinato ad assicurarsi che la seconda fase del programma accelerato di crescita darà un'assoluta priorità a fonti di energia rinnovabile a bassa emissione di CO₂. Inoltre in zone più remote esiste una richiesta forte per il fotovoltaico, piccoli impianti eolici e sistemi di generazione tramite l'utilizzo di oli vegetali.

Un altro interessante programma d'incentivazione per le fonti di energia alternativa voluto dal governo brasiliano nel 2002 è il *Proinfa ed ha* l'obiettivo di incentivare la produzione di energia da fonti rinnovabili e al contempo investire nella riduzione delle emissioni di gas, valutando i progetti in considerazione delle potenzialità e delle caratteristiche legate alle località destinate ad accogliere tali strutture.

Per quanto riguarda gli investimenti, è interessante sapere che nel 2007 è stata creata una "Partnership Strategica UE-Brasile", con l'obiettivo di promuovere investimenti e attività produttive fra le due regioni. In questo accordo l'UE incoraggia il Brasile ad abbassare i propri ostacoli tariffari e di mantenere un ambiente di regolamentazione stabile per gli investitori e commercianti Europei, specialmente nel settore qui trattato.

Per quanto concerne i sussidi operativi ed in particolare le tariffe di *feed-in*, va sottolineato che il Brasile non ha ancora sviluppato nessuna normativa per la remunerazione dell'energia elettrica immessa in rete proveniente da rinnovabili. Nonostante questa lacuna normativa è necessario ricordare che il Brasile è considerato il sesto paese al mondo nella classifica degli investitori in energia rinnovabile.

Il 43.9% della produzione interna di energia proviene da rinnovabili mentre la media mondiale si attesta all'14% fino a raggiungere il 6% negli stati occidentali. Inoltre la banca nazionale per l'economia e lo sviluppo sociale (BNDES) rende disponibili diverse varietà di programmi finanziari al fine di stimolare la produzione di energia da rinnovabili. Con queste politiche di incentivi non è difficile credere che lo sviluppo di energia da rinnovabili sia in aumento in Brasile.

1.5.15 STATI UNITI

Nel vasto campo delle normative relative all'efficienza energetica degli Stati Uniti, verranno trattate solo le politiche e gli incentivi del settore industriale, in quanto la trattazione diventerebbe troppo estesa

ed è quindi preferibile ridurla al solo settore di interesse per quanto riguarda il tema e gli scopi di questa tesi.

Il settore industriale, che rappresenta il 31% del consumo di energia primaria degli Stati Uniti (EIA 2008), si estende su una vasta gamma di sotto-settori, che hanno tutti diverse esigenze energetiche.

Le politiche per migliorare l'efficienza energetica in questo settore sono progettate per consentire la flessibilità in una serie di diverse esigenze del settore, tra cui:

- Incentivi, sia finanziari che non finanziari;
- L'assistenza tecnica, inclusi i programmi, come ad esempio audit energetici, che aiutano le industrie ad identificare e attuare programmi di efficienza energetica;
- Ricerca e sviluppo.

Il governo federale offre tutti i tre tipi di politiche. Esso offre incentivi fiscali per la produzione e la costruzione nel settore edilizio, e prestiti che permettono il risparmio energetico e la riduzione delle emissioni dalle aziende partecipanti. Questi incentivi sono abbastanza flessibili da applicare ad una vasta gamma di comparti industriali. Inoltre, il governo federale offre diversi programmi generali del settore che forniscono assistenza tecnica specifica nelle industrie ad alta intensità energetica.

Programmi governativi statali si concentrano su incentivi finanziari, tra cui crediti d'imposta, prestiti e sovvenzioni, per compensare i costi alle industrie per l'adozione di tecnologie efficienti.

Molti stati offrono anche programmi che possono fornire supporto personalizzato ai singoli settori industriali nell'ambito di programmi di efficienza energetica più ampi. Questi programmi prevedono fondi da spendere per gli incentivi e assistenza tecnica.

	Federal	State	Local
Incentives	Si	Alcuni	Alcuni
Technical Assistance	Si	Alcuni	No
Research and development	si	Alcuni	No

Tabella 1.6 – Quadro generale USA

INCENTIVI

Gli incentivi nel settore industriale spesso comportano due obiettivi in materia di efficienza energetica. In primo luogo, gli incentivi finanziari possono aiutare le industrie che si fanno carico dei costi iniziali di adozione di tecnologie ad alta efficienza energetica.

In secondo luogo, gli incentivi finanziari e non finanziari che vengono utilizzati per attirare industrie verdi, con l'obiettivo finale non di risparmio energetico, ma della creazione di posti di lavoro in un mercato emergente.

INCENTIVI A LIVELLO FEDERALE

Il governo federale ha stabilito gli incentivi che riguardano specificamente il settore industriale.

- ***Appliance Tax Credit for Manufacturers***

Il governo federale offre un credito d'imposta per produttori di elettrodomestici ad alta efficienza energetica (lavatrici, frigoriferi e lavastoviglie).

Le gamme di credito sono da \$45-\$200 per ogni apparecchio supplementare prodotta sopra una baseline pianificata di due anni (Dsire 2009). EPAAct2005 ha fornito incentivi fino al 2007, che sono stati estesi

fino al 2010 attraverso il miglioramento energetico e l'*Energy Improvement and Extension Act of 2008 (H.R. 1424, Division B)*.

- ***Energy Efficient New Homes Tax Credit for Home Builders***

Questi \$2000 in crediti d'imposta sono per i costruttori di nuove case ad efficienza energetica, ad esempio, case costruite in loco devono consumare il 50 % in meno di energia di riscaldamento e raffreddamento rispetto agli standard dell'IECC. Inizialmente prevista per scadere alla fine del 2007, il credito d'imposta è stato esteso fino al 2008 dalla Sezione 205 del *Tax Relief and HealthCare Act of 2006 (H.R. 6111)*, e poi nuovamente prorogato fino al 2009 dalla Sezione 304 del *Energy Improvement and Extension Act of 2008 (H.R. 1424)* (DSIRE 2009).

- ***DOE Loan Guarantee Program***

Il DOE, prevede emissioni di prestiti e garanzie per progetti commerciali che adottano nuove tecnologie ad alta efficienza energetica, ad esempio, per l'illuminazione, finestre e tetti. I prestiti per l'efficienza energetica sono parte di un programma più ampio che include tecnologie di energia rinnovabile (EPAct 2005 e Dsire 2009).

- ***Business Energy Investment Tax Credit***

Il credito d'imposta sugli investimenti relativi ai business energetici (Business Energy Investment Tax Credit - ITC) è un incentivo per lo sviluppo e la diffusione di tecnologie energetiche basate sulle fonti rinnovabili e la cogenerazione. L'ITC riduce le imposte federali sul reddito per i contribuenti qualificati che hanno sostenuto investimenti di questo genere nel periodo compreso tra il 3 ottobre 2008 e il 31 dicembre 2016.

L'ITC è stato ampliato in modo significativo dalla legge sul miglioramento e l'estensione dell'energia (*Energy Improvement and Extension Act*) del 2008, entrata in vigore nell'ottobre dello stesso anno. In base a questo regime gli investitori sono autorizzati a richiedere il credito in sostituzione della tassa minima alternativa (AMT), fatto salve alcune limitazioni.

Inoltre, un'opzione alternativa al credito d'imposta per i progetti ITC ammissibili è il contributo diretto in denaro, che può coprire fino al 30% del capitale investito per il solare, le celle a combustibile e gli impianti eolici di piccola taglia, e fino al 10% per l'energia geotermica, microturbine e la cogenerazione.

- ***Modified Accelerated Cost-Recovery System (MACRS)***

Sotto il *Modified Accelerated Cost-Recovery System (MACRS)* le imprese possono recuperare gli investimenti sostenuti per certi impianti attraverso una serie di detrazioni legate all'ammortamento. Il MACRS stabilisce una serie di classi di vita utile per varie tipologie di impianto, che vanno dai 3 ai 50 anni, in base alle quali le proprietà possono essere deprezzate.

L'*Energy Improvement and Extension Act* del 2008 ha precisato che le proprietà messe in servizio nel periodo compreso tra l'8 settembre 2010 e il 1° gennaio 2012 potranno godere al 100% del primo anno bonus di ammortamento. Per il 2012, l'ammortamento bonus è ancora disponibile, ma la detrazione ammissibile cambia dal 100% al 50% rispetto alla base ammissibile.

Un certo numero di tecnologie legate alle energie rinnovabili e le unità di cogenerazione sono classificate in beni di 5 anni. La definizione di bene ammissibile segue quella dell'ITC e comprende tecnologie tra le quali impianti solari elettrici o termici, celle a combustibile, microturbine, geotermiche elettriche, utilizzo diretto geotermico e pompe di calore geotermiche, eolici di piccola taglia (100 kW o inferiore), produzione combinata di elettricità e calore (CHP) ed eolici di larga scala. Il programma di 5 anni per la maggior parte degli impianti solari, geotermici ed eolici è in vigore dal 1986.

L'EPAct del 2005 ha classificato le celle a combustibile, le microturbine e le tecnologie di illuminazione solare ibride come impianti di durata quinquennale aggiungendo ad essi il credito d'imposta relativo. Questa sezione è stata ulteriormente ampliata nell'ottobre 2008 con l'aggiunta delle pompe di calore geotermiche, la produzione combinata di elettricità e calore e piccolo eolico sotto l'*Energy Improvement*

and Extension Act del 2008. Inoltre, per alcuni impianti come la biomassa, la classe di vita è stata fissata a 7 anni.

INCENTIVI A LIVELLO STATALE

Le politiche statali offrono principalmente incentivi per incoraggiare le industrie ad adottare tecnologie a basso consumo energetico. I meccanismi finanziari utilizzati variano in base all'utente finale, e comprendono i prestiti a tassi di interesse ridotti per coprire i costi iniziali di capitale, crediti d'imposta che si rivolgono ad aziende con grandi appetiti fiscali, e le sovvenzioni che promuovono la ricerca e lo sviluppo nel territorio dello Stato.

È possibile riassumere i principali incentivi statali nella seguente tabella (fonte Dsire2009):

Stato	Incentivo
CA	<i>Agriculture and Food Processing Energy Loans</i>
CO	<i>Clean Energy Fund: New Energy Economic Development</i>
DE	<i>Green Energy Fund R&D Program</i>
GA	<i>Clean Energy Tax Credit</i>
IA	<i>Grants for Energy Efficiency and Renewable Energy Research</i>
KY	<i>Sales Tax Exemption for Manufacturing Facilities</i>
MD	<i>Income Tax Credit for Green Buildings (Corporate)</i>
MS	<i>Energy Investment Loan Program</i>
NC	<i>Energy Improvement Loan Program</i>
OR	<i>Business Energy Tax Credit</i>
OR	<i>Energy Trust of Oregon - Industrial Production Efficiency Program</i>
PA	<i>Pennsylvania Energy Development Authority Grants</i>
VT	<i>Clean Energy Development Fund Loan Program</i>
WI	<i>Focus on Energy - Commercial/Industrial Efficiency Incentives</i>

Tabella 1.7 – Incentivi statali, USA

Oltre ai programmi specifici di cui alla tabella 1.7, i programmi di finanziamento statali generali che comprendono l'efficienza energetica sono a disposizione anche per il settore industriale (tabella successiva).

Questi programmi, in genere finanziati da tariffe dei servizi, prezzo eccessivo di olio, e / o di stoccaggio di scorie nucleari tariffe accordo, forniscono una fonte di finanziamento stabile per i prestiti, borse di studio, istruzione e programmi di informazione al pubblico.

Tali fondi possono essere utilizzati per aiutare le industrie a sostenere le spese di capitale degli investimenti di efficienza energetica.

Stato	Incentivo
CA	<i>California SGIP</i>
CT	<i>New Energy Technology Program</i>
MA	<i>Energy Efficiency Fund (PBF)</i>
ME	<i>Efficiency Maine (PBF)</i>
MI	<i>Low Income and Energy Efficiency Fund (PBF)</i>
MT	<i>Universal System Benefits Program</i>

NH	<i>System Benefits Charge</i>
NJ	<i>Societal Benefits Charge</i>
NY	<i>Systems Benefit Charge</i>
OH	<i>Advanced Energy Fund</i>
OR	<i>Oregon Energy Trust (PBF)</i>
PA	<i>Public Benefits Programs</i>
RI	<i>Rhode Island Renewable Energy Fund</i>
WI	<i>Focus on Energy (PBF)</i>
VT	<i>Efficiency Vermont</i>
VT	<i>Clean Energy Development Fund</i>

Tabella 1.8 – Incentivi statali per l'industria

CALIFORNIA SGIP

Il *Self Incentive Program Generation* (SGIP), con 544 progetti completati per una capacità totale di 252 megawatt, è uno dei programmi di incentivazione più longevi e di maggior successo nel paese. Nel solo 2011, questi impianti hanno fornito oltre 760.000 MWh di energia elettrica alla California, elettricità sufficiente a soddisfare le esigenze di oltre 116.000 abitazioni. Il programma continua a fare passi avanti verso un futuro dell'energia distribuita.

L'SGIP è stato inizialmente concepito come un programma di riduzione dei picchi di carico in risposta alla crisi energetica del 2001. Il programma è stato progettato come complemento al programma *Emerging Renewables* della Commissione California Energy, che si è concentrata sui sistemi più piccoli rispetto al SGIP.

Dal 2001, l'SGIP si è evoluto in modo significativo. Esso non supporta più le tecnologie solari fotovoltaiche, che sono state spostate sotto la competenza della *California Solar Initiative* dopo il suo lancio nel 2006.

E' stato anche modificato per includere tecnologie di stoccaggio dell'energia e per sostenere progetti di grandi dimensioni.

La Commissione ha colto l'occasione per ampliare il portafoglio di tecnologie ammissibili, modificare l'approccio degli incentivi, e di mettere in atto altri requisiti operativi, comprese le garanzie e il monitoraggio delle prestazioni per garantire la riduzione dei gas a effetto serra. L'incentivazione SGIP in base alla tecnologia è la seguente:

Technology Type	Incentive (\$/W)
Renewable and Waste Energy Recovery	
Wind Turbine	\$1.19
Waste Heat to Power	\$1.19
Pressure Reduction Turbine ¹¹	\$1.19
Non-Renewable Conventional CHP	
Internal Combustion Engine - CHP	\$0.48
Micro-turbine – CHP	\$0.48
Gas Turbine – CHP	\$0.48
Emerging Technologies	
Advanced Energy Storage	\$1.80
Biogas Adder ¹²	\$1.80
Fuel Cell – CHP or Electric Only	\$2.03

Tabella 1.9– SGIP e tecnologie riconosciute

Dove l'incentivo fa riferimento a i Watt di potenza elettrica installata ed è riconosciuto fino ad un massimo di 3MW installati. Nella normativa è presente anche una riduzione del contributo man mano che ci si avvicina alla soglia di 3MW:

Capacity	Incentive Rate (Pct. of Base)
0 – 1 MW	100%
1 MW – 2 MW	50%
2 MW – 3 MW	25%

Tabella 1.10– SGIP e incentive rate

Il pagamento è previsto in due parti: il 50% viene rilasciato da subito una volta approvato il progetto, e il restante 50% in cinque pagamenti annui, pesati in base a quanto prodotto annualmente a fronte di una previsione.

INCENTIVI A LIVELLO LOCALE

I programmi di incentivazione dell'efficienza energetica in giurisdizioni locali sono spesso non finanziari nel campo di applicazione.

Oggi, i programmi di utilità sono ancora il principale motore per i programmi industriali locali, ma ci sono una serie di programmi emergenti legati all'efficienza che riguardano gli obiettivi primari del governo locale: sviluppo economico e di creazione di posti di lavoro.

A differenza del livello statale, i cui programmi sono finanziati dalla tassazione statale, e quindi in grado di offrire finanziamenti e incentivi, i governi locali devono affrontare restrizioni di bilancio e si concentrano invece sugli incentivi non finanziari per attrarre la produzione e altri sotto-settori industriali.

Molte aziende sono specificatamente destinate al settore emergente delle energie pulite, e di conseguenza sono agevolate da politiche di incentivazione.

Negli incentivi non finanziari rientrano aree verdi, distretti industriali ben forniti e campagne di informazione per le imprese.

ASSISTENZA TECNICA

I programmi di assistenza tecnica sono stati progettati per aiutare le industrie a individuare strategie per ridurre il consumo di energia, come ad esempio attraverso audit energetici e campagne di informazione. Il risultato previsto per tali programmi è quello di incorporare l'efficienza energetica nel processo decisionale. Ciò consente alle industrie di "imparare facendo". I programmi si estendono anche al di là di piani e attività commerciali, specifici per incoraggiare l'industria in senso più ampio e per mantenere la loro competitività attraverso una maggiore efficienza.

ASSISTENZA TECNICA A LIVELLO FEDERALE

Gestiti con fondi federali, i programmi di efficienza energetica industriale mirano ad incoraggiare l'adozione di tecnologie che aumentano l'efficienza a livello di impianto. Mentre ci sono un certo numero di programmi dedicati all'assistenza, i programmi principali che collaborano con l'industria sono:

- ***Department of Energy Industrial Assessment Centers (IAC):***

Il programma IAC, iniziato nel 1976, è una collaborazione innovativa tra le parti interessate da parte del governo federale, le università e l'industria. Il programma IAC forma ingegneri in grado di eseguire

audit industriale dell'energia, i costi stimati di realizzazione e finanziamento, e processi di progettazione per il follow-up nel. Questo è un programma di livello di base che utilizza le risorse combinate del settore pubblico / privato per supportare i team di progettazione per realizzare miglioramenti di efficienza energetica su larga scala. Ci sono 26 strutture di audit in tutti gli Stati Uniti che hanno, fino ad oggi, completato oltre 14.000 verifiche di progetto e hanno fornito oltre 100.000 raccomandazioni che vanno dal miglioramento dell'illuminazione alla conversione di calore in energia elettrica.

●**Leadership Programs:**

Poiché le industrie sono molto variabili dal punto di vista dell'intensità energetica, vi è una corrispondente ampia gamma di possibilità di ridurre il consumo di energia tra i diversi settori. L'EPA esegue programmi di volontariato in cui le aziende si impegnano a ridurre gli impatti ambientali. Un passo fondamentale per moderare l'impatto ambientale è quello di aumentare l'efficienza energetica, in primo luogo a livello di impianto e successivamente in tutta l'azienda.

●**Industries in Focus:**

Questi programmi offrono servizi su misura sulle migliori pratiche energetiche e sull'energia innovativa per l'industria. Essi offrono anche assistenza per individuare le risorse di finanziamento per l'industria e riconoscono i leader di efficienza energetica.

ASSISTENZA TECNICA A LIVELLO STATALE

Molti dei programmi di finanziamento dello stato in ambito di efficienza energetica descritti in precedenza possono essere messi a disposizione delle industrie. Oltre agli incentivi finanziari, questi programmi offrono anche audit energetici e le informazioni su come ridurre il consumo di energia.

RICERCA E SVILUPPO

Il DOE (*Department of Energy*) sponsorizza 90 milioni dollari in R & S per il settore industriale, con un obiettivo globale di riduzione del 20% dell'intensità energetica ai livelli del 1990 nelle industrie ad alta intensità energetica entro il 2020. Ecco gli obiettivi di finanziamento della ricerca:

- Conversione di energia e l'utilizzo, come ad esempio nel campo delle tecnologie di gassificazione, caldaie ad alta efficienza, scambiatori di calore di recupero dei rifiuti e cogenerazione;
- Processi emettitori di biossido di carbonio, con l'obiettivo, per esempio, di produrre ferro di alta qualità senza l'uso del coke metallurgico;
- Il recupero delle risorse e l'utilizzo, come ad esempio attraverso la riduzione nel consumo di materiale, sullo sviluppo del riciclaggio dei materiali, migliore utilizzo di rifiuti e sottoprodotti, e individuare nuovi mercati per i materiali recuperati (DOE 2009).

1.5.16 ROMANIA

La Romania ha accumulato un significativo ritardo nei confronti delle altre nazioni europee nell'introduzione di misure relative all'efficienza energetica, nonostante i passi in avanti compiuti negli ultimi dieci anni, per effetto di provvedimenti ad hoc ma anche delle necessità derivanti dalla crisi economica. L'economia romena è al terzo posto nell'UE per livello di intensità energetica: in altre parole, la Romania per produrre il proprio PIL utilizza maggiori risorse energetiche rispetto alle altre nazioni europee; ciò significa che la Romania ha margini molto ampi a sua disposizione per il risparmio energetico, sia a livello industriale, che commerciale, che di utenza residenziale. Dovrebbero dunque essere fissati obiettivi realistici di efficienza energetica, raggiungibili attraverso politiche efficienti, eliminando le distorsioni del mercato. Si deve continuare a offrire sostegno all'efficienza energetica e alle tecnologie pulite al fine di ridurre la dipendenza dai combustibili fossili, il cui prezzo è destinato ad aumentare. Bisogna inoltre utilizzare meglio i Fondi UE per alimentare gli investimenti in questo

settore, anche perché attualmente questi fondi sono la fonte di finanziamento meno costosa per tali progetti in Romania. Oltre ai Fondi e politiche dell'UE la Romania ha attuato alcune politiche e misure proprietarie che vengono elencate.

POLITICHE

• *RO2 Long Term Agreements with Industry- innovative measure*

Il miglioramento dell'efficienza energetica negli operatori industriali passa attraverso la gestione della domanda di energia e l'elaborazione di bilanci energetici. Con i *long term agreements* (LTA), l'industria deve impegnarsi ad adottare misure per il risparmio energetico per ridurre la domanda di energia e raggiungere il suo pieno potenziale di risparmio energetico.

Questo obiettivo sarà raggiunto attraverso la modernizzazione dei processi tecnologici e di attrezzature, nonché l'uso efficiente dell'energia. Secondo la valutazione fornita dalla UE, il risparmio energetico è stato del 10-20% negli stati che hanno implementato i LTA. La mancanza di possibilità di offrire servizi alle aziende nel settore della produzione portano al congelamento dei negoziati per il presente. Nella prospettiva del 2020, la Romania nei prossimi anni creerà la piattaforma per la conclusione di questi accordi a lungo termine.

• *RO5 Implementation of investment projects co-financed by community funds*

Il finanziamento dei progetti sotto il punto 4 del Programma Operativo Settoriale, utilizzando i fondi comunitari e le altre risorse, deve essere effettuato per uso finale dei consumatori industriali, ai fini della riduzione dei consumi energetici.

La realizzazione di tali investimenti avrà i seguenti effetti:

- la riduzione del consumo energetico attraverso la sostituzione degli inefficienti equipaggiamenti con attrezzature progettate con un ridotto consumo energetico;
- la promozione di alta efficienza di co-generazione per i consumatori industriali;
- la riduzione dell'impatto sull'ambiente.

• *RO11 Combined Heat Power (Cogeneration) (Directive 2004/8/EC) - The promotion of CHP's*

Esiste un grande potenziale per la cogenerazione in Romania, e questo può essere sfruttato attraverso la promozione di cogenerazione ad alta efficienza. La promozione di alta efficienza di co-generazione porterà i seguenti benefici:

- un risparmio di energia primaria rispetto alla produzione separata di energia elettrica;
- la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, in particolare le emissioni di CO₂.

L'efficacia di queste misure sarà maggiore se le risorse rinnovabili, in particolare la biomassa, sono utilizzate come combustibile nel processo di cogenerazione.

INCENTIVI

• *Green certificate scheme*

Al fine di promuovere gli investimenti in capacità di produzione di energia elettrica rinnovabile, il sistema dei certificati verdi (TGC o GC) è in vigore in Romania dal 2004 insieme con un sistema della quota d'obbligo dei fornitori.

In questo contesto, i produttori di energia hanno diritto a ricevere una certa quantità di GC in base alla quantità di energia elettrica prodotta da loro da fonti rinnovabili. I ricavi delle vendite GC rappresentano entrate supplementari per i produttori di energia elettrica sul mercato. Ai sensi della Legge 220/2008, i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili beneficiano di un numero diverso di certificati verdi a seconda del combustibile utilizzato (ad esempio tra 0,5 e 3 GC/Mw per l'idroelettrico, variabile sulla capacità dell'impianto; 2 GC/MWh per l'energia eolica, fino al 31 dicembre 2017, 1 GC/MWh per l'energia eolica, a partire da 1 gennaio, 2018, 6 GC/MWh per l'energia solare). Il regime di sostegno è concesso tra i 3 e 15 anni, a seconda dell'età degli impianti e la capacità installata. Produttori di energia elettrica saranno in grado di accedere al sistema solo se la messa in servizio/lavori di ristrutturazione della centrale avverranno entro il 31 dicembre 2016.

FINANZIAMENTI

•Finanziamenti Europei: fondi strutturali

I finanziamenti dei fondi strutturali UE a favore della Romania sono stati suddivisi in 7 programmi operativi. Un sostegno finanziario per interventi concernenti la produzione di energia da fonti rinnovabili e l'acquisto di installazioni e attrezzature per il miglioramento dell'efficienza energetica è previsto nell'ambito dell'Asse Prioritario 4 del Programma Operativo - Crescita della Competitività Economica (POS – CCE).

Obiettivi di questa operazione sono la crescita dell'efficienza energetica, la riduzione dei costi dell'energia sul totale dei costi delle imprese del settore industriale e la riduzione dell'impatto ambientale.

Categorie di attività eleggibili:

- Attrezzature specifiche per imprese industriali, per ottenere economie in campo energetico (per esempio, compressori ad aria, pompe, sistemi di ventilazione, sistemi di riscaldamento/raffreddamento, boiler, bruciatori, convertitori di frequenza, sistemi integrati di gestione dei consumi di energia e altre attrezzature);
- Unità di co-generazione, ad alta efficienza, per le imprese industriali (modernizzazione delle centrali di cogenerazione o costruzione ex novo);
- Costruzioni relative al processo industriale oggetto del progetto.

I beneficiari possono essere le PMI o Grandi Imprese, che implementano progetti destinati alla crescita dell'efficienza energetica e al risparmio energetico. La percentuale massima concessa di finanziamento a fondo perduto è pari a:

- 70% del valore eleggibile del progetto se il richiedente è una Piccola Impresa (tra i 10 e i 49 dipendenti ed un giro d'affari annuale netto inferiore od uguale a 10 milioni di euro)
- 60% nella regione Bucarest-Ilfov;
- 60% del valore eleggibile del progetto se il richiedente è una Media Impresa (tra i 50 ed i 249 dipendenti ed un utile annuale netto inferiore o uguale a 50 milioni) - 50% nella regione Bucarest-Ilfov;
- 50% del valore eleggibile del progetto se il richiedente è una Grande Impresa (più di 250 dipendenti e/o un fatturato netto annuale di oltre 50 milioni di euro) - 40% nella regione Bucarest-Ilfov.

Il valore massimo del contributo a fondo perduto erogato è pari a: 9 milioni di Euro e il stanziamento totale per questo bando: 43 milioni di Euro.

● **Finanziamenti Nazionali: il fondo per l'ambiente**

Uno strumento economico – finanziario destinato al sostegno e alla realizzazione dei progetti e dei programmi per la protezione dell'ambiente è rappresentato dal Fondo governativo per l'Ambiente.

Il budget del fondo è sostenuto prevalentemente tramite entrate fiscali, come la recente tassa sull'inquinamento degli autoveicoli introdotta tramite l'Ordinanza di Urgenza no. 50 del 21 aprile 2008.

Il Fondo per l'Ambiente, gestito dall'Amministrazione per l'Ambiente, finanzia una serie di programmi e i progetti contenenti le seguenti misure di protezione ambientale:

- programma per favorire il rinnovamento del parco auto nazionale;
- programma nazionale per il miglioramento della qualità dell'ambiente mediante la realizzazione di spazi verdi in diverse località;
- progetti di sostituzione o completamento degli impianti classici che utilizzano l'energia solare, geotermica o eolica;
- progetti relativi alla produzione di energia da fonti rinnovabili: eolica, geotermica, solare, biomassa, idroelettrica;
- progetti riguardanti il rimboschimento dei terreni degradati o disboscati;
- progetti per la riabilitazione dei terreni che non fanno più parte del patrimonio naturale;
- progetti per la realizzazione di piste ciclabili.

1.6 QUADRO SINTETICO DELLE POLITICHE NEI PAESI DI INTERESSE

In questo paragrafo viene riportata una sintesi delle politiche adottate nei diversi paesi in modo da fornire uno strumento rapido per effettuare confronti e valutazioni. La tabella riassuntiva è strutturata in modo da riportare i principali punti chiave che descrivono le politiche nel paese di interesse e il *focus*, ossia su cosa è orientata una determinata nazione, dove **EE** è acronimo di Efficienza Energetica e **ER** è acronimo di Energie Rinnovabili.

Nazione	Punti chiave delle politiche	Focus
UE	<ul style="list-style-type: none"> • Iniziative orientate al finanziamento di progetti nel settore pubblico; • Ricerca e strumenti di mercato; 	EE ER
Italia	<ul style="list-style-type: none"> • Certificati bianchi e verdi; • <i>Feed-in tariff</i>; • Cogenerazione; • <i>Emission trading system</i>; 	EE ER
Russia	<ul style="list-style-type: none"> • Politiche ancora in fase embrionale; • Gettate le basi normative per l'efficienza energetica; • Gettate le basi normative per interventi in R&S, esenzioni, crediti d'imposta e ammortamenti; 	EE
Ucraina	<ul style="list-style-type: none"> • Piani di miglioramento della rete di fornitura e del sistema produttivo; • Riduzioni sulle tasse per cogenerazione e interventi ER; • Biocarburanti; 	ER
Thailandia	<ul style="list-style-type: none"> • Politica energetica molto evoluta; • Fondi e finanziamenti su interventi EE; • Obblighi imposti sulle emissioni; • Incentivi per interventi di ER; 	ER EE
Sud Africa	<ul style="list-style-type: none"> • Fondi per ER; • Incentivi basati sulle performance di EE; • Carbon Tax; • Basi per futuri sviluppi di politiche ed incentivi mirati; 	EE ER
Emirati Arabi	<ul style="list-style-type: none"> • Interessamento solo a progetti ER in settore pubblico; • Sviluppo di un mercato per <i>carbon credits</i>; • Incentivi solo su riduzione delle emissioni; 	ER
Arabia Saudita	<ul style="list-style-type: none"> • Piani di sviluppo per introdurre ER e produttori indipendenti; • Fondi per lo sviluppo e la ricerca sulla tecnologia solare; 	ER

Tabella 1.11– Quadro sintetico delle politiche nei paesi di interesse

Nazione	Punti chiave delle politiche	Focus
Germania	<ul style="list-style-type: none"> • Prestiti agevolati per interventi di EE; • Grande orientamento verso le ER; • <i>Feed-in tariff</i> per ER; 	EE ER
India	<ul style="list-style-type: none"> • Politiche di sviluppo e ammodernamento della rete distributiva; • Politiche di risparmio energetico; • Esenzioni fiscali per progetti EE e ER; • Futura creazione di un mercato di certificati di risparmio energetico; • <i>Carbon Tax</i> e sgravi; 	EE ER
Turchia	<ul style="list-style-type: none"> • Piano di adeguamento alle direttive europee; • Sovvenzioni per piccoli interventi di EE; • Compenso per i produttori da ER indipendenti; • Premi per la riduzione dei consumi; 	EE ER
Cina	<ul style="list-style-type: none"> • Fondi e sovvenzioni per progetti di EE; • Ricompense sul risparmio energetico da EE; • <i>Feed-intariff</i> per ER; • Meccanismo “punitivo” per aziende poco efficienti; • Biocarburanti; 	EE ER
Corea del sud	<ul style="list-style-type: none"> • Piani nazionali per ridurre l’intensità energetica; • Crediti d’imposta per interventi di EE; • Certificati sulle riduzioni delle emissioni; • Sgravio fiscale per le tecnologie cogenerative; 	EE
Brasile	<ul style="list-style-type: none"> • Piani nazionali di interventi ER; • Crediti d’imposta su ER; • <i>Feed-in tariff</i> per EE e cogenerazione; • Biocarburanti; 	EE ER
USA	<ul style="list-style-type: none"> • Politiche sullo sviluppo della ricerca in EE e ER; • Fondi, crediti d’imposta, agevolazioni e sgravi in diversi stati per ER; • Programmi a supporto e promozione dell’assistenza e consulenza in ambito energetico; • Politiche e incentivi dipendono molto dallo Stato in cui si opera; 	ER EE
Romania	<ul style="list-style-type: none"> • Politiche per il risparmio energetico e riduzione dell’impatto ambientale; • Politiche a sostegno della cogenerazione; • Sistema dei certificati verdi per ER 	ER EE

Tabella 1.12– Quadro sintetico delle politiche nei paesi di interesse

1.7 MISURA DI INDICATORI ECONOMICI RELATIVI AGLI INVESTIMENTI LEGATI AI SISTEMI DI RECUPERO ENERGETICO PER LA GENERAZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Obiettivi:	Valutazione di massima della fattibilità economica di sistemi di recupero energetico in diversi contesti nazionali
Rilevanza:	Indispensabile per un settore di business fortemente globale
Descrizione breve:	Presenta la valutazione dell'investimento in un sistema di recupero energetico con ORC e serbatoio di accumulo.
Elementi innovativi:	Valuta un progetto innovativo in contesti nazionali molto diversi.
Affidabilità analisi:	Bassa
Limiti analisi:	La stima per analogia dei costi dell'impiantistica tramite rapporto di costo è molto approssimativa. I tassi di sconto utilizzati sono piuttosto bassi, sono vicini al costo del denaro in area europea, ma andrebbero confrontati con le redditività effettivamente attese dalla azienda interessata e dai customer potenzialmente interessati all'investimento nel recupero energetico. I metodi utilizzati per tenere conto dell'incertezza sono semplificati, danno una misura della robustezza delle variabili ma non dell'effettiva incertezza dei parametri.
Attività da svolgere:	Raccolta dati economici sulla base di installazioni prototipali o in scala, stima evoluzione dei costi tramite curve di apprendimento, valutazioni comparative con altre alternative progettuali e di gestione dell'energia, confronto con Energy Manager ABS per la valutazione di effettivi costi dei vettori energetici, obligations sulla gestione delle GHG e relativi costi. Uso di metodi più raffinati (analisi di incertezza, analisi di rischio, analisi fattoriale) per la valutazione dell'effetto di parametri incerti.

Tabella 1.13– Riepilogo attività e obiettivi per la valutazione degli indicatori economici

1.7.1 INDICATORI ECONOMICI UTILIZZATI PER L'ANALISI

Il Valore Attuale Netto (VAN)

Il criterio del VAN è uno degli strumenti più utilizzati nel mondo anglosassone per la valutazione degli investimenti per la sua indubbia capacità di legare gli obiettivi di creazione di valore dell'impresa con le decisioni, appunto, di investimento.

Esso esprime, in unità monetarie, quanta ricchezza può essere creata o distrutta dalla realizzazione di un investimento, considerando congiuntamente tutti gli elementi necessari:

- Flussi di cassa
- Periodi di manifestazione degli stessi
- Profilo di rischio dell'investimento
- Costo opportunità del capitale.

Ciò significa che se il VAN è positivo (>0), l'investimento in esame:

- Assicura il *break-even* finanziario dell'esposizione assunta a titolo di mezzi propri o di indebitamento oneroso);
- Assicura la remunerazione dei capitali investiti coerentemente con il profilo rischio-rendimento stimato.

L'eccedenza positiva che rimane, è nuovo valore che è liberamente disponibile per l'impresa.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+K)^t} - F_0 = \sum_{t=1}^n DCF_t - F_0$$

Dove F_t è il flusso di cassa positivo (in entrata) a tempo t , K è il tasso di sconto, F_0 è il flusso di cassa negativo iniziale (costo dell'investimento).

Chiaramente, il VAN non è legato esclusivamente all'orizzonte temporale dell'investimento, ma anche al rischio dell'investimento stesso e al livello di remunerazione richiesto dai portatori di capitale.

Pertanto, il tasso di sconto da utilizzare sarà il WACC (*Weighted Average Cost of Capital*).

Confrontando il VAN di due o più investimenti alternativi si riesce a valutare l'opzione più vantaggiosa attraverso il meccanismo dell'attualizzazione dei costi e dei ricavi, che prevede il ricondurre ad un medesimo orizzonte temporale i flussi di cassa che si manifesterebbero in momenti diversi e che quindi di norma non sarebbero direttamente confrontabili.

Un VAN negativo non vuol dire che non c'è un rendimento netto, bensì vuol dire che il rendimento dell'investimento è minore di quello alternativo (cioè di quelli con lo stesso rischio).

Per quanto riguarda l'interpretazione del VAN nel progetto dell'impianto di recupero energetico, lo considereremo accettabile semplicemente quando sarà positivo, ossia quando crea più valore rispetto alla semplice capitalizzazione al tasso di sconto.

Periodo di Recupero Attualizzato (Discounted Payback Period)

Il metodo del periodo di recupero attualizzato o Discounted Pay-Back Period (DPBP) rappresenta un perfezionamento del metodo del periodo di recupero attraverso l'introduzione del fattore tempo. Attualizzando i flussi di cassa con un tasso K , permette di calcolare in maniera più accurata il numero di anni necessari a recuperare l'investimento. Dal punto di vista analitico la soluzione del problema è data dalla relazione:

$$PBP = l \text{ tale che}$$
$$\sum_{t=0}^l \frac{FCF_t}{(1+K)^t} \geq 0$$

Con $0 \ll l \ll n$ e l primo valore per cui tale relazione è soddisfatta. Risulta essere più attendibile del periodo di recupero semplice in quanto tiene in considerazione l'attualizzazione del capitale, ossia quantifica il valore del capitale futuro ad oggi. Genericamente per impianti in industria siderurgica è buona norma accettare investimenti con ridotti DPBP in quanto, essendo impianti altamente tecnologici e in continuo sviluppo, diventano obsolescenti rapidamente, venendo surclassati da diverse soluzioni che la continua ricerca e sviluppo propone. Quindi per quanto riguarda la valutazione dell'investimento riguardante l'impianto di recupero energetico, considereremo accettabili i tempi di recupero attualizzati inferiori a 6 anni.

Tasso Interno di Rendimento (TIR)

Si definisce tasso interno di rendimento (TIR), quel particolare valore i^* del tasso di attualizzazione che rende il valore attuale di tutti i flussi di cassa uguale all'esborso iniziale per l'investimento.

Dal punto di vista analitico il metodo del tasso interno di rendimento si applica risolvendo la relazione:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{FCF_t}{(1+i)^t} = 0$$

Altra interpretazione significativa è quella per la quale il tasso interno di rendimento può essere interpretato come quel particolare valore del tasso di interesse al quale è possibile prendere in prestito tutti i fondi necessari per realizzare l'investimento senza avere né utili né perdite al termine della vita del progetto dopo aver restituito l'esborso iniziale ed i relativi interessi maturati. Secondo questo metodo, una proposta di investimento deve essere accettata se il suo tasso effettivo di rendimento risulta sufficientemente minore del TIR. La valutazione tramite TIR presenta le stesse caratteristiche riscontrate nel VAN e derivate dal processo di attualizzazione, ma è intrinsecamente indipendente da una scelta preliminare del tasso di sconto, con il quale l'indice viene invece confrontato dopo il calcolo. In caso di investimenti con flussi di cassa alternativamente positivi e negativi, tale metodo può comunque portare a soluzioni ambigue in quanto la curva del VAN, presentando diversi punti a VAN = 0, potrebbe suggerire di scartare progetti vantaggiosi per tassi di rendimento comunque maggiori del TIR. Nel nostro caso in esame non avremo mai flussi di cassa negativi a parte l'esborso iniziale che è pari al costo della realizzazione dell'impianto (costo della turbina e parte impiantistica), quindi il TIR sarà una misurazione attendibile, e verrà considerato accettabile se maggiore del tasso di sconto utilizzato. Ovviamente, maggiore è il TIR e maggiore è la rapidità con il quale i flussi di cassa vanno a colmare l'esborso iniziale. Avendo scelto un costo del capitale del 4%, risulteranno accettabili quelle soluzioni che presentano TIR maggiori del 4%.

Indice di Rendimento Attualizzato (IRA)

Questo tipo di indicatore, è il frutto della seguente formula:

$$IRA = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} \frac{1}{F_0}$$

Com'è possibile vedere, esso è dato dal rapporto tra i flussi positivi attualizzati del progetto, ed il valore assoluto di quelli in uscita. Data la sua modalità di calcolo, esso esprime quanta ricchezza viene creata da un'unità monetaria di capitale investito nel progetto. A differenza del VAN non si concentra sulla massimizzazione del capitale generato, ma sull'allocazione ottimale del capitale: in caso di scarsità del fattore capitale, andranno privilegiati gli investimenti con maggior IRA. In ottica di massimizzazione del valore creato dagli investimenti, VAN e IRA andrebbero comunque sempre valutati congiuntamente. In caso di investimenti alternativi, pertanto un investimento, usando come criterio di analisi l'IRA, dovrebbe essere intrapreso se $IRA > 1$.

Rendimento Medio Contabile (RMC)

Il rendimento medio contabile è un indicatore medio della performance contabile di un progetto nel tempo e spesso è preferito dai manager che sono a loro agio con i dati di bilancio e che vedono la valutazione di un progetto dal punto di vista dei dati di bilancio. L'RMC non è una misura dei flussi di cassa o del valore di mercato, ma una misura contabile che in molti casi ha ben poco a che fare con il valore effettivo di un progetto. Inoltre, la determinazione di una data di rientro è arbitraria, e il valore temporale del denaro viene ignorato. Per il manager finanziario, sia l'affidamento sui dati contabili anziché sui dati di mercato, sia l'esclusione del valore temporale del denaro, sono aspetti problematici. Nonostante questi problemi, l'RMC continua a essere usato perché:

- le informazioni contabili sono generalmente disponibili;
- gli analisti impiegano spesso gli indici contabili per valutare la performance dell'impresa;

- la remunerazione del management è legata frequentemente al conseguimento di indici-obiettivo calcolati sui valori contabili.

Il ROI che utilizzeremo per lo scopo è definito come:

$$ROI(RMC) = \frac{\text{Reddito Medio Annuo}}{\text{Valore Contabile Medio}}$$

Dove il reddito medio annuo è la media tra tutte le componenti di reddito annuali, che sono date dal flusso di cassa in entrata, alle quali viene sottratta la quota di ammortamento, che è stata ipotizzata fissa nei dieci anni (quota ammortamento equi-distribuita). Mentre il valore contabile medio è la media tra i valori contabili di costo annui, ossia il costo iniziale decurtato dalla quota di ammortamento cumulata fino a quell'anno. Per semplicità di comprensione possiamo considerare il seguente esempio:

Costo impianto=1000;

Anni=4;

Quota ammortamento=1000/4=250;

Anno	0	1	2	3	4
Valore contabile	1000	750	500	250	0
Quota ammortamento		250	250	250	250
Flusso di cassa		250	300	400	300
Reddito		0	50	150	50

Tabella 1.13 – Calcolo rendimento medio contabile

Allora il **reddito medio annuo** sarà pari a: $(0+50+150+50)/4 = 62,5$;

mentre il **valore contabile medio**: $(1000+750+500+250+0)/5 = 500$;

infine **ROI(RMC)** = $300/500 = 0,125 = 12,5\%$.

Se il ROI aziendale è inferiore al ROI di progetto, allora l'investimento è conveniente.

Quindi l'accettabilità o meno del progetto, per quanto riguarda lo studio di questo indice, è legata al confronto tra il ROI aziendale e il RMC di progetto.

Criteri di Valutazione Complessivi

Un investimento non deve essere giudicato in base ai soli singoli risultati dei principali indici, ma deve essere fatta un'attenta valutazione della combinazione degli indicatori in relazione al contesto del progetto di investimento.

Per esempio in ambito industriale, soprattutto nel settore della produzione dell'acciaio, il tempo di ritorno dell'investimento è un indice dominante in quanto, essendo gli impianti caratterizzati da un alto contenuto di tecnologia ed innovazioni, i cicli di vita sono ridotti in quanto il processo produttivo è sempre in evoluzione e la vita utile di un impianto tecnologico si riduce per obsolescenza. Il criterio generale utilizzato in questo contesto è dunque di prediligere, tra due investimenti che garantiscono van e tir accettabili, quello che ha tempi di ritorno più brevi.

	VAN	TIR	DPBP	SCELTA
Progetto 1	€ 15.000,00	10%	3,5	✓
Progetto2	€ 25.000,00	15%	4,5	

Tabella 1.14 – Esempio di scelta investimento

Secondo quanto detto in precedenza, è possibile riassumere i criteri di accettazione scelti per il progetto in esame, ossia le soglie di accettazione, che sono i valori per i quali al di sotto (o al di sopra nel caso di DPBP) l'investimento è sconsigliabile:

INDICE	CRITERIO ACCETTABILITÀ
VAN	>0
TIR	>4%
ROI(RMC)	>ROI AZIENDALE
IRA	>1
DPBP	<6

Tabella 1.15 – Criteri di accettabilità investimento

1.7.2 VALUTAZIONE DEL CONTRIBUTO DA INCENTIVI (TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA) NEL CONTESTO ITALIANO

Come visto in precedenza nella sezione relativa al mercato italiano (4.1.5.2), i titoli di efficienza energetica sono dei particolari certificati rilasciati dal GME (gestore del mercato energetico) che consentono di ottenere benefici di tipo economico (flussi di cassa entranti) derivanti dallo scambio degli stessi in un apposito mercato regolamentato.

Per il progetto di recupero energetico dagli off-gas di forno ad arco elettrico, si fa riferimento a titoli di tipo I (attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica). L'aspetto economico dei progetti è strettamente legato al coefficiente di conversione tep/kWh_{el} esprime la quantità di energia primaria che occorre utilizzare a livello di sistema elettrico nazionale per produrre il singolo kWh e la delibera AEEG 03-08 ha fissato tale coefficiente a $0,187 \times 10^{-3} \text{ tep/kWh}_{el}$.

Mentre per quanto riguarda i combustibili il coefficiente di conversione tep/kWh_{term} esprime la quantità di energia primaria che occorre per produrre un singolo kWh termico, ed è stato fissato secondo il D.M. 20 luglio 2004 a $0,086 \times 10^{-3} \text{ tep/kWh}_{term}$. Questa differenza di valori si giustifica in quanto per produrre uguali quantità di energia elettrica e termica sono necessari apporti di energia primaria diversi. Questa differenza si quantifica con il rendimento di conversione $\eta_e=46\%$, che dobbiamo sempre tenere conto in progetti di miglioramento dell'efficienza energetica negli impianti di trasformazione dell'energia.

Il valore raggiunto dai titoli sul mercato è riportato in Tabella 5.4, relativa all'anno 2012:

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n.TEE)	271.947	219.410	124.876
Controvalore (€)	26.252.167	20.927.158	11.950.539
Prezzo minimo (€/TEE)	86,98	87,40	89,50
Prezzo massimo (€/TEE)	102,00	107,00	100,00
Prezzo medio (€/TEE)	96,53	95,38	95,70

Tabella 1.16 – Valore certificati bianchi 2012

I titoli di tipo IV non vengono scambiati sul mercato, poiché non danno diritto ai distributori di ricevere il contributo tariffario. Verrà considerato un prezzo cautelativo per i titoli di efficienza energetica, ossia il prezzo minimo per il 2012 di 86,98 euro. Una volta stabilito il prezzo di vendita del singolo certificato e fatta chiarezza sul fattore di conversione kWh/tep bisogna individuare il coefficiente di durabilità per stabilire con quale regola si otterranno i flussi di cassa. Secondo la Delibera EEN 9/11 allegato A, è possibile inquadrare il proprio progetto negli esempi di intervento. Per l'impianto di recupero energetico da off-gas di forno elettrico è stato individuata la seguente regolamentazione:

IND-T) Processi industriali: generazione o recupero di calore per raffreddamento, essiccazione, cottura, fusione, ecc.

Esempi d'intervento	U	T	τ
Recupero energetico nei sistemi di rigassificazione del GNL Dispositivi per la combustione delle fonti energetiche non rinnovabili - Interventi per la sostituzione di dispositivi esistenti con altri a più elevata efficienza Essiccazione con dispositivi a microonde e radiofrequenza Fusioni e cotture con forni a conduzione e irraggiamento Dispositivi per la riqualificazione termodinamica del vapore acqueo attraverso compressione meccanica Utilizzo di calore di recupero Impiego di impianti alimentati a biomassa per la produzione di calore	5	20	3,36

Tabella 1.17 – Estratto delibera EEN 9/11

Dove è prevista una durata utile (**U**) di 5 anni, una durata tecnica (**T**) di 20 anni e un coefficiente di durabilità (**τ**) pari a 3,36.

Il coefficiente di durabilità è definito nel modo seguente:

$$\tau = \frac{RNI}{RNc} = \frac{\sum_{i=0}^{T-1} (1-\delta)^i}{U} = 1 + \frac{RNa}{RNc} = 1 + \frac{\sum_{i=U}^{T-1} (1-\delta)^i}{U}$$

Dove:

- **RL (risparmio lordo)**: è la differenza nei consumi di energia primaria prima e dopo la realizzazione di un progetto [considerati anche dunque gli assorbimenti], determinata con riferimento ad un certo orizzonte temporale [anno] mediante una misurazione o una stima ed assicurando la normalizzazione delle condizioni esterne che influiscono sul consumo energetico, misurata in tep.
- **RN (risparmio netto)**: è il risparmio lordo, depurato dei risparmi energetici non addizionali, cioè di quei risparmi energetici che si stima si sarebbero comunque verificati, anche in assenza di un intervento o di un progetto, per effetto dell'evoluzione della tecnologia, normativa e del mercato.
- **RNI (risparmio netto integrale)**: il risparmio netto che si stima venga conseguito nell'arco della vita tecnica di un intervento e applicando il tasso di decadimento annuo.
- **RNc (risparmio netto contestuale)**: il risparmio netto conseguito nel corso della vita utile.
- **RNa (risparmio netto anticipato)**: il risparmio netto conseguito dal termine della vita utile al termine della vita tecnica dell'intervento.
- **T** è la vita tecnica espressa in anni.
- **U** è la vita utile espressa in anni.

- δi è il tasso di decadimento annuo pari a 0% per valori di i compresi tra zero e U-1 e 2% per valori di i compresi tra U e T-1.

La normativa non specifica se il coefficiente di durabilità τ sia applicabile al calcolo utilizzando potenze lorde o potenze nette, ma si ritiene opportuno considerare, nel calcolo dei certificati bianchi, le potenze nette.

Riassumiamo quindi tutti i passaggi che portano dal calore di scarto degli off-gas al valore dei tep risparmiati in un anno, ovviamente passando per la trasformazione dell'energia termica in energia elettrica. Il rendimento della turbina verrà assunto pari a $\eta_{\text{turbina}}=17\%$.

Dati di partenza:

Conversione tep/MWh_{el} = 0,187.

Rendimento turbina $\eta_{\text{turbina}} = 17\%$.

Energia termica recuperata = 4,6 MW_t.

Tempo di funzionamento = 7000 ore/anno.

Coefficiente di durabilità = 3,36.

Valore singolo tep = 86,98€.

Procedimento:

$$\begin{aligned} \text{Energia elettrica recuperata} &= \text{energia termica recuperata} \times \text{rendimento turbina} = \\ &= 4,6 \times 0,17 = \mathbf{782 \text{ kW}_e} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Energia elettrica prodotta annualmente} &= \\ &= \text{energia elettrica recuperata} \times \text{tempo di funzionamento} = \\ &= 0,782 \times 7000 = \mathbf{5,474 \text{ MWh}_{el}/\text{anno}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Ricavo annuale da certificati bianchi} &= \\ &= \text{energia elettrica prodotta annualmente} \times \text{valore singolo tep} \times \text{fattore di conversione} \times \\ &\text{coefficiente di durabilità} = 5,474 \times 86,98 \times 0,187 \times 3,36 = \mathbf{299160 \text{ €} \cong 300000 \text{ €}}. \end{aligned}$$

Tale meccanismo ha la validità di 5 anni come stabilito dalla delibera EEN 9/11 per i processi industriali: generazione o recupero di calore per raffreddamento, essiccazione, cottura, fusione, ecc. Ciò significa che i certificati bianchi genereranno una rendita per 5 anni.

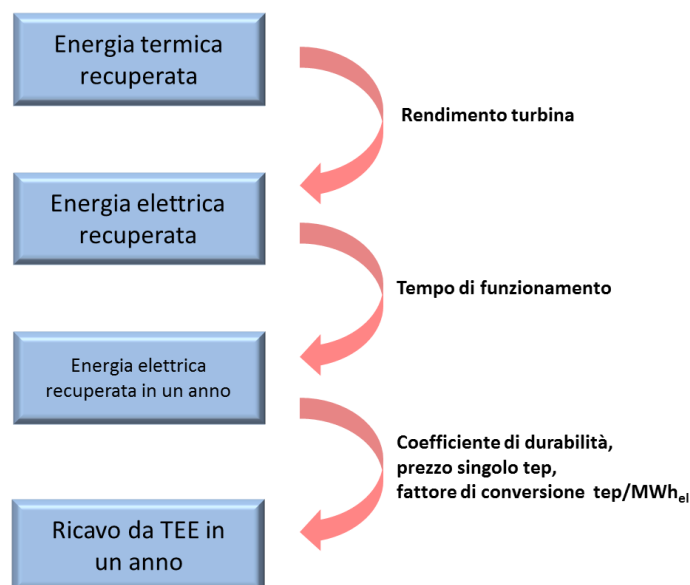


Figura 1.1 – Calcolo dei certificati bianchi

È importante sottolineare che il meccanismo dei certificati bianchi esiste anche in altri paesi europei, ma in alcuni in forma ridotta o riservata al solo settore dei produttori di energia:

Paesi	Francia	Gran Bretagna	Belgio
Soggetti obbligati	Fornitori di energia	Fornitori di energia	Distributori di energia elettrica
Ambito di applicazione	Residenziale e terziario	Residenziale	Residenziale e industrie a bassa intensità energetica
Settori obbligati	Tutti i settori	Residenziale	Residenziale, parte industriale
Chi può partecipare	Aperto	Solo i fornitori di energia	Distributori gas ed elettricità nel residenziale
Unità di calcolo	Energia finale	Contenuto carbonio	Energia finale
Mercato dei CB	Sì	No	No

Tabella 1.18 – Certificati bianchi in Europa (fonte ENEA 2010)

1.7.3 VALUTAZIONE DEL CONTRIBUTO DA INCENTIVI DIVERSI IN ALTRI PAESI DI INTERESSE

Dalla precedente panoramica sulle politiche e gli strumenti per l'efficienza energetica nei paesi di interesse, è possibile estrapolare dati riassuntivi per capire in quale paese sia conveniente o meno un progetto di recupero energetico in acciaieria. Siccome le politiche e gli incentivi sono soprattutto centrati sulle energie rinnovabili piuttosto che sull'efficientamento energetico, la cerchia dei paesi che giovano di misure a favore di un progetto di questo tipo si restringe a poche nazioni, anche perché la difficoltà di raccogliere informazioni in certi paesi è assai alta.

Basandosi su uno studio recente studio, Waste heat recovery for power generation enea 2012, si apprende che il recupero di calore di scarto al fine della produzione di energia elettrica non è riconosciuto in tutti i governi del mondo. Ad esempio nei paesi in via di sviluppo non viene nemmeno menzionato a livello di politiche, e quindi solo con il CDM (*clean development mechanism*) si può sperare di ottenere degli incentivi e dei meccanismi di guadagno come la cessione dei certificati sulle emissioni di carbonio o come la riduzione della *carbon tax*.

Dallo studio emerge la seguente panoramica mondiale ed europea:

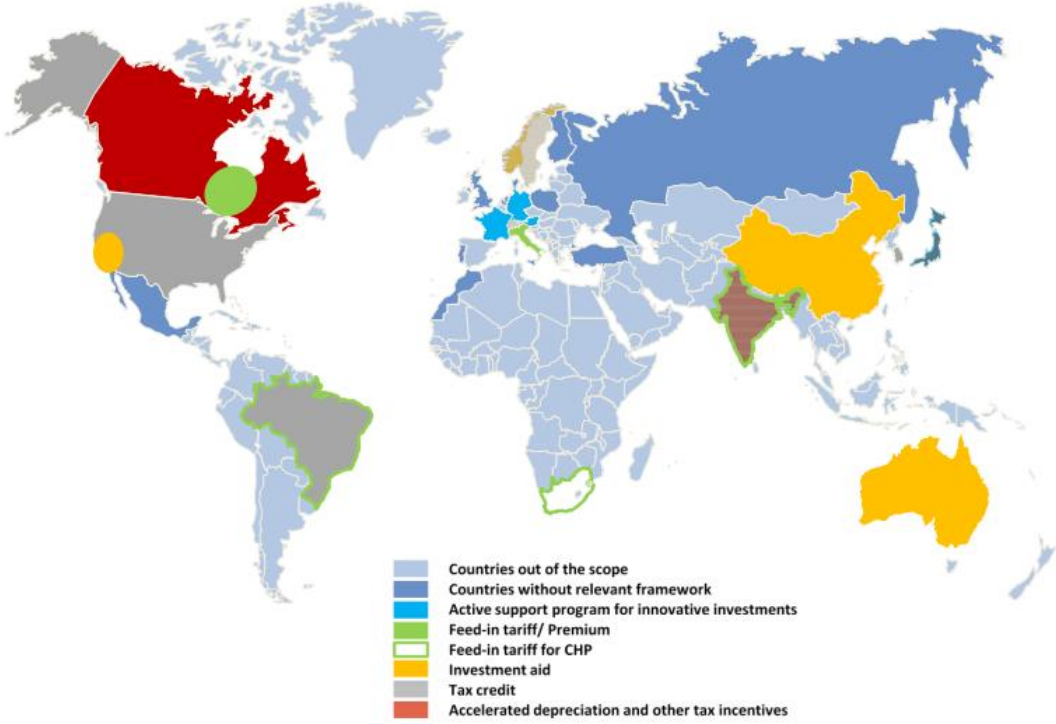


Figura 1.2 – Incentivi per il recupero energetico

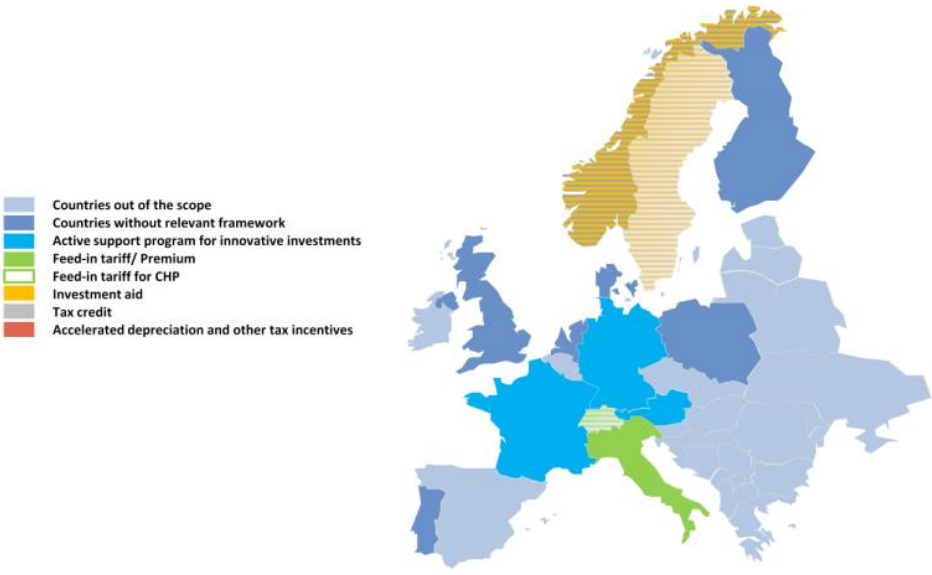


Figura 1.3 – Incentivi per il recupero energetico

È importante sottolineare che, a giudizio di chi scrive, lo studio di riferimento (enea, 2012) è incompleto in quanto non prende nemmeno in considerazione meccanismi di ricompensa sui risparmi conseguiti come i certificati bianchi, e dunque viene integrato con le informazioni raccolte nella sezione 1.1, come sintetizzato in tabella 1.19 per quanto concerne le politiche e gli incentivi a supporto del recupero del calore di scarto da processi industriali.

TIPOLOGIA DI POLITICA	Non interessati al recupero del calore di scarto	Senza un framework preciso	Programmi di supporto attivo agli investimenti innovativi	Feed-in tariff for combined heat and power	Contributo agli investimenti	Credito d'imposta	Meccanismi di ricompensa sui risparmi conseguiti	Ammortamenti accelerati e altri incentivi
Sud africa								
Russia								
Thailandia								
Stati uniti								
Italia								
India								
Germania								
Cina								
Brasile								
Romania								
Arabia Saudita								
Emirati Arabi								
Turchia								
Ucraina								
Corea del Sud								

Tabella 1.19 – Incentivi di supporto al recupero del calore di scarto nei paesi di interesse

In Romania, Turchia, Ucraina, Russia, Thailandia, Arabia Saudita e Emirati Arabi non sono presenti politiche o incentivi che coinvolgono i progetti di efficienza energetica mirati al recupero di calore in ambito industriale per successiva conversione in energia elettrica, quindi l'unico strumento sfruttabile è quello del CDM (*clean development mechanism*) descritto negli strumenti creati dal protocollo di Kyoto.

Il CDM permette ai progetti di riduzione delle emissioni nei paesi in via di sviluppo (derivanti da un investimento da parte di una compagnia di un paese industrializzato) di guadagnare *Certified Emission Reduction* (CER), ciascuno equivalente a una tonnellata di biossido di carbonio. Questi CER possono essere scambiati, venduti e utilizzati dai paesi industrializzati per soddisfare una parte dei loro obiettivi di riduzione delle emissioni nell'ambito del protocollo di Kyoto (fino ad un massimo del 10% del totale pacchetto di emissioni consentite).

Il CDM stimola lo sviluppo sostenibile e la riduzione delle emissioni, mentre dà ai paesi industrializzati una certa flessibilità nel soddisfare i loro obiettivi di limitazione di riduzione delle emissioni.

Tuttavia non verrà considerato come meccanismo valido in questa analisi perché non si tratta di “una soluzione certa”, in quanto nei paesi in via di sviluppo i progetti CDM non sempre vengono riconosciuti come tali e devono essere approvati da una commissione strutturata in modo differente in ogni stato.

Anche se nelle migliori delle ipotesi la soluzione venisse acquistata da un cliente appartenente a una nazione in via di sviluppo e successivamente riconosciuto come CDM, i flussi di cassa in entrata derivanti dalla cessione dei CER non sarebbero molto influenti perché un CER viene scambiato sul mercato europeo attualmente a 0,38 centesimi di euro (media 2013, fonte ICE Futures Europe), dopo aver subito un calo negli ultimi anni, e rappresenterebbe un'entrata esigua a fronte di tempi di rientro dall'investimento stretti e di un ingente dispendio di capitali iniziale; quindi la quota di flussi derivante

da il solo autoconsumo sarebbe di molto predominante e, la scelta o meno della convenienza economica di tale progetto, deriverebbe solo da variabili come il prezzo dell'energia e il coefficiente di utilizzo. Per quanto concerne gli altri paesi le politiche compatibili con il progetto analizzato sono evidenziate in tabella 1.20

	Politica/Incentivo	Beneficio conseguito	Condizione	Durata
Sud Africa	Standard offer program	42-70 centesimi di ZAR/kWh prodotti (3-5 centesimi di euro kWh)	risparmio verificabile tra i 50kW e i 5MW; tempo di funzionamento di almeno 16 ore giornaliere	3 anni
	Carbon tax	riduzione della tassa in base alla riduzione di emissioni	/	/
Stati Uniti	California SGIP	contributo di investimento fino a 0,8€/W fino a 1MW, 0,40€/W da 1 a 2MW, 0,20€/W se >3MW	progetti fino a 3MW	fino al 2016
Thailandia	EEF	Prestiti a tasso agevolato	Massimo 50 milioni di THB (1,1 M€) per progetto	7 anni
Italia	Certificati bianchi	86,97€/tep risparmiato	come da delibera EEN 9/11 e DM 28 dicembre 2012	5
India	Accelerated depreciation	ammortamento anticipato fino al 80% del costo del progetto del primo anno	/	/
	Carbon tax	riduzione della tassa in base alla riduzione di emissioni	/	
Germania	Programmi KfW	finanziamento (fino al 100%) e/o tassi agevolati (0,1%)	fino a 25 milioni di euro, 10 milioni di euro per progetti premium	3,5,10,20 anni
Brasile	Feed-in tariff	non ancora noto, in fase di discussione	/	/
Corea del Sud	Korea Certified Emissions Reductions (KCERs)	certificato negoziabile 5000 won (circa 3,40€) per tce risparmiato	riduzione delle emissioni di oltre 500 tonnellate annue	/
	Tax credit	2,75% sul totale dell'investimento	/	/
Cina	Programma di Ricompense Finanziare per il Risparmio Energetico da Riadattamenti Tecnici	240 RMB (28€) per tce risparmiato nella zona orientale e 300 RMB (36€) per tce risparmiato nelle zone centrali ed occidentali	risparmio di almeno 5.000 tce/anno; Il consumo annuale complessivo di energia deve essere di almeno 20.000 tce prima dell'opera di riadattamento tecnico;	/

	Programma “Ten Key Projects”	200 RMB (24€) per ogni tce risparmiato nell’est del Paese e 250 RMB (30€) per ogni tce risparmiato nella zona centro-occidentale	risparmio di almeno 10.000 tce/anno; il progetto deve rientrare nei 10 punti del programma	/
	Green credit/loan	Contributo all’investimento in progetti di efficienza energetica	Non è stato possibile reperire informazioni	/

Tabella 1.20 – Incentivi di supporto al recupero del calore di scarto nei paesi di interesse

1.7.4 VALUTAZIONE DEL PROGETTO DI RECUPERO ENERGETICO ED EFFETTO DEGLI INCENTIVI

I flussi di cassa per che considereremo per la valutazione del progetto di recupero energetico da off-gas saranno rappresentati da un flusso negativo iniziale, che rappresenta l’investimento, ossia il costo dell’impianto completo chiavi in mano, e da flussi in entrata con cadenza annuale.

Nel caso dell’utilizzo del solo autoconsumo quindi la componente in ingresso è un risparmio rappresentato da un flusso positivo.

$$VAN = \sum_{t=0}^n DCF_t - F_0$$

Risparmio da autoconsumo
Investimento iniziale

Figura 1.4 – Flussi di cassa con solo autoconsumo

In presenza di certificati bianchi (caso italiano) la componente annuale in entrata verrà suddivisa in due contributi (nel caso dell’utilizzo dei TEE), e in un solo contributo nel caso di utilizzo dell’energia prodotta solo ai fini dell’autoconsumo, quindi utilizzandola come “sconto” sul conto energetico. Nel caso più generale, i diversi tipi di incentivi hanno effetto sul flusso di cassa annuale o sull’investimento iniziale secondo le modalità sintetizzate in figura 1.6.

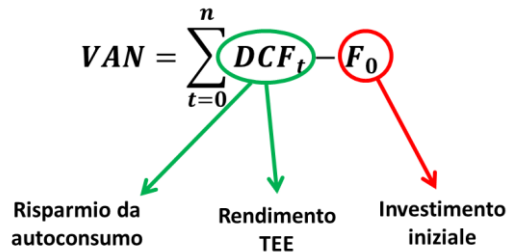


Figura 1.5 – Flussi di cassa con certificati bianchi

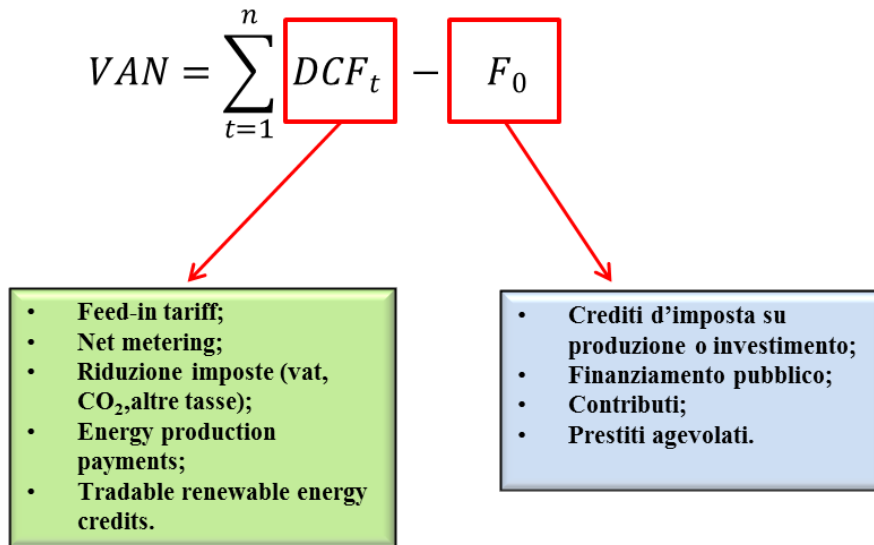


Figura 1.6 – Flussi di cassa e tipologia di incentivi

Per ognuna delle valutazioni verrà effettuata l'analisi di sensitività. L'analisi di sensitività è il procedimento più semplice per tener conto dei fattori incerti sulla redditività di un progetto di investimento e si effettua modificando uno per uno i parametri soggetti ad incertezza in base a cui sono calcolati gli indicatori di sostenibilità economica e finanziaria del progetto stesso. La procedura seguita per l'analisi di sensitività è la seguente:

1. individuare tutte le variabili utilizzate per il calcolo degli output e degli input nelle analisi finanziaria ed economica, raggruppandole per categorie omogenee;
2. effettuare un'analisi dei parametri elencati per individuare eventuali variabili deterministicamente dipendenti. In conclusione le variabili considerate devono essere variabili indipendenti;
3. è opportuno effettuare un'analisi qualitativa di impatto delle variabili, in modo da selezionare quelle che hanno una elasticità marginale o piccola. L'analisi quantitativa successiva può essere limitata alle variabili più significative, verificando anche i casi dubbi;
4. si effettua la valutazione dell'incisività delle variabili eseguendo i calcoli. Occorre di volta in volta assegnare un nuovo valore (in più o in meno) a ciascuna variabile e ricalcolare con il modello il nuovo TIR o VAN, rilevandone la variazione (assoluta e in percentuale) rispetto al caso base;
5. si individuano le variabili critiche in base al criterio prescelto.

Il progetto di recupero analizzato si basa sulla possibilità di utilizzare l'acqua derivante dal raffreddamento delle condotte (inclusa la *settling chamber*), e di quella che eventualmente verrebbe fatta passare attraverso ulteriori scambiatori di calore o economizzatori, per poi successivamente trasferire il calore con un'apposito evaporatore al fluido organico dell'impianto ORC, in modo da produrre energia elettrica facendo espandere tale fluido in turbina.

L'inserimento di uno scambiatore di calore/economizzatore (*Heat-xchanger/Economizer*) dopo i condotti raffreddati ad acqua, permette di evitare l'installazione di eventuali dissipatori di calore.

Questa soluzione permette di recuperare la grande quantità di calore disponibile a temperatura relativamente bassa, non recuperabile direttamente da pannelli raffreddati ad acqua. Siccome il processo di fusione non garantisce portate e temperature di fumi costanti (tempi di standby, carica delle ceste, picchi di temperatura), è previsto un serbatoio accumulatore (HPWA) che ha la funzione di garantire una alimentazione continua di energia alla turbina ORC.

L'acqua calda, che esce dallo scambiatore di calore, viene inviata ad un accumulatore principalmente per due motivi:

- il processo di fusione è discontinuo, mentre le prestazioni dell'impianto di recupero sono ottimizzate in caso di alimentazione continua;
- l'acqua calda nell'accumulatore diminuisce le oscillazioni di temperatura massimizzando la produzione di energia elettrica;

Per l'analisi di sensitività di questo progetto verranno considerate tre taglie di recupero, espresse in MW elettrici, quindi riguardanti la dimensione della turbina.

Le tre taglie scelte per l'analisi sono quelle di maggiore interesse industriale, e sono stati forniti anche i prezzi approssimativi di mercato delle turbine, mentre il costo complessivo dell'installazione non è noto e può essere stimato solo per analogia. Lo scopo di questa analisi è quindi di variare una variabile (ad esempio il rendimento), portandola a un valore migliorativo e a un valore peggiorativo rispetto al valore medio, mantenendo le altre variabili fissate al valor medio. Quindi, bloccate le altre variabili, si analizza il comportamento degli indici per la valutazione dell'investimento al variare della variabile in esame, in uno scenario ottimistico e in uno pessimistico, per tutte e tre le taglie di turbina di interesse. Con l'ausilio di MS EXCEL, è stato creato un foglio di calcolo dove per ogni scheda si effettua lo studio di una singola variabile, ottenendo grafici rappresentativi e di confronto tra i tre scenari, per tutte le tre taglie di turbina di interesse.

Con riferimento alla possibilità di implementazione presso un'acciaieria italiana, verrà presa in considerazione anche l'opportunità dello sfruttamento dei rendimenti derivanti dalla cessione dei TEE (titoli di efficienza energetica), ossia i certificati bianchi. La tabella 1.20 rappresenta il foglio di calcolo utilizzato.

Per ogni scheda del programma è presa in considerazione la variazione di una variabile dell'analisi sensitiva (in questa immagine la variabile in esame è il rapporto costi evidenziato in blu), quindi saranno presenti tre blocchi di calcolo che varieranno solo per quanto riguarda il valore scelto per la variabile, in modo da ottenere tre tabelle che rappresentino i tre scenari (migliorativo, peggiorativo e medio) per un rapido confronto e per la comparazione attraverso grafici di confronto.

Inoltre è immediato il confronto tra il solo autoconsumo dell'energia elettrica prodotta e l'adozione dei titoli ad efficienza energetica in aggiunta all'autoconsumo.

	Taglia	Mwe	1	2,5	5
	Energia termica recuperata	kWt	5000	12500	25000
	Energia elettrica recuperata (h=0,17)	kWe	850	2125	4250
	Ore anno		8760	8760	8760
	Coefficiente di utilizzo		0,8	0,8	0,8
	Tempo di funzionamento	ore/anno	7.008	7.008	7.008
	Efficienza elettrica turbina		0,17	0,17	0,17
	Energia prodotta	MWeh/anno	5.957	14.892	29.784
	Costo Turbina	€	1.300.000	3.000.000	4.375.000
	Costo impianto	€	1.300.000	3.000.000	4.375.000
	Totale costi	€	2.600.000	6.000.000	8.750.000
	Costo energia elettrica	€/MWh	80	80	80
	Risparmio energetico	€/anno	476.544	1.191.360	2.382.720
	Tep	tep/MWh	0,187	0,187	0,187
	Fattore moltiplicativo (2013)		3,36	3,36	3,36
	Valore singolo tep	€	86,98	86,98	86,98
	Ricavo totale da CB	€/anno	325.547	813.867	1.627.734
	Somma dei risparmi per un anno	€/anno	802.091	2.005.227	4.010.454
autoconsumo + TEE	VAN (10 anni)	€	2.714.475	7.286.187	17.822.374
	DPBP	anni	3,55	3,25	2,33
	TIR	%	24,66%	27,69%	41,74%
	RMC		29%	33%	53%
	IRA		2,04	2,21	3,04
autoconsumo	VAN (10 anni)	€	1.265.199	3.662.997	10.575.994
	DPBP	anni	6,28	5,74	4,05
	TIR	%	12,86%	14,90%	24,07%
	RMC		17%	20%	34%
	IRA		1,49	1,61	2,21

Tabella 1.21 – Calcolo dell'analisi di sensitività, tabella principale

Mentre le operazioni di calcolo dei flussi di cassa e degli indici sono svolti come in Tabella 1.22.

ANNO	INTERESSE COMPOSTO	FLUSSI DI CASSA	REDDITO	VALORE CONTABILE	FDC ATTUALIZZATI	DATA	FLUSSI CUMULATI
0	1	-€ 3.900.000,00		€ 3.900.000,00	-€ 3.900.000,00	01/01/2013	-€ 3.900.000,00
1	1,04	€ 921.226,71	€ 531.226,71	€ 3.510.000,00	€ 885.794,91	01/01/2014	-€ 3.014.205,09
2	1,0816	€ 921.226,71	€ 531.226,71	€ 3.120.000,00	€ 851.725,88	01/01/2015	-€ 2.162.479,21
3	1,124864	€ 921.226,71	€ 531.226,71	€ 2.730.000,00	€ 818.967,19	01/01/2016	-€ 1.343.512,03
4	1,16985856	€ 921.226,71	€ 531.226,71	€ 2.340.000,00	€ 787.468,45	01/01/2017	-€ 556.043,58
5	1,216652902	€ 921.226,71	€ 531.226,71	€ 1.950.000,00	€ 757.181,20	01/01/2018	€ 201.137,62
6	1,265319018	€ 595.680,00	€ 205.680,00	€ 1.560.000,00	€ 470.774,56	01/01/2019	€ 671.912,18
7	1,315931779	€ 595.680,00	€ 205.680,00	€ 1.170.000,00	€ 452.667,84	01/01/2020	€ 1.124.580,02
8	1,36856905	€ 595.680,00	€ 205.680,00	€ 780.000,00	€ 435.257,54	01/01/2021	€ 1.559.837,57
9	1,423311812	€ 595.680,00	€ 205.680,00	€ 390.000,00	€ 418.516,87	01/01/2022	€ 1.978.354,43
10	1,480244285	€ 595.680,00	€ 205.680,00	€ 0,00	€ 402.420,06	01/01/2023	€ 2.380.774,50
11	1,539454056	€ 595.680,00			€ 386.942,37	01/01/2024	€ 2.767.716,87
12	1,601032219	€ 595.680,00			€ 372.059,97	01/01/2025	€ 3.139.776,84
13	1,665073507	€ 595.680,00			€ 357.749,97	01/01/2026	€ 3.497.526,81
14	1,731676448	€ 595.680,00			€ 343.990,36	01/01/2027	€ 3.841.517,16
15	1,800943506	€ 595.680,00			€ 330.759,96	01/01/2028	€ 4.172.277,12
16	1,872981246	€ 595.680,00			€ 318.038,42	01/01/2029	€ 4.490.315,55
17	1,947900496	€ 595.680,00			€ 305.806,18	01/01/2030	€ 4.796.121,72
18	2,025816515	€ 595.680,00			€ 294.044,40	01/01/2031	€ 5.090.166,12
19	2,106849176	€ 595.680,00			€ 282.735,00	01/01/2032	€ 5.372.901,12
20	2,191123143	€ 595.680,00			€ 271.860,58	01/01/2033	€ 5.644.761,70
					SOLO RISPARMIO		-556043,5773
					RISPARMIO + CB		757181,2016
TIR	VAN	IRA	RDM/VCM	T+	RMC	DPBP	
0,163367	2380774	-€ 1,61	QUOTA AMM	€ 368.453,35	-0,734359987	€ 0,19	4
16,34%		1,61	€ 390.000,00	€ 1.950.000,00	0,73	19%	4,73

Tabella 1.22 – Software dell'analisi di sensitività, flussi di cassa e indici

1.7.4.1 PARAMETRI VARIATI NELL'ANALISI DI SENSITIVITÀ

I parametri variabili considerati possono essere interni, se inerenti all'impianto e al suo utilizzo, o esterni, se dipendono da fattori esterni come luogo, prezzo dell'energia etc.

I parametri interni individuati sono quindi:

- **Il rapporto dei costi;**
- **Il rendimento;**
- **Il coefficiente di utilizzo.**

Mentre come parametri esterni sono stati individuati:

- **Il prezzo dell'energia;**
- **Il tasso di attualizzazione.**

RAPPORTO COSTI

I costi dell'impianto possono essere suddivisi in due voci principali:

- il costo della turbina;
- il costo dell'impiantistica complementare.

Costo della turbina

Il costo della turbina fa riferimento ai kWe recuperati. Tale costo è quindi proporzionale all'energia elettrica recuperata.

I costi relativi alle tre taglie di recupero scelte in esame a fronte di una stima sono riportati di seguito:

TAGLIA [MWe]	COSTO [€]
1	1.300.000,00
2,5	3.000.000,00
5	4.375.000,00

Tabella 1.23 – Prezzo delle turbine in base alla taglia

Costo dell'impiantistica complementare

La voce "Impiantistica complementare" comprende, oltre alle spese amministrative e di installazione, tutti gli apparati dell'impianto complementari alla turbina che consentono il recupero energetico: scambiatore fumi/fluido transfer, accumulo, scambiatore emergenza, piping, pompe, gruppo di pressurizzazione, opere civili, montaggio.

Siccome non è stato possibile accingere ai costi reali, in quanto sono ancora in fase di studio e preventivazione, una azienda siderurgica ha fornito solo una stima di tali costi definendo un rapporto di costo che intercorre tra il costo della turbina e il costo dell'impianto, definito nel modo seguente:

$$\text{Rapporto Costi} = \frac{\text{Costo Turbina}}{\text{Costo Impiantistica Complementare}}$$

Quindi fissato il costo della turbina, attraverso il rapporto di costi è possibile stimare il costo dell'impiantistica complementare, per poi accorpate le due voci di costo nei costi complessivi di investimento. Secondo le stime di una azienda siderurgica il costo dell'impiantistica dovrebbe oscillare tra un valore pari al costo della turbina e uno pari al doppio del costo della turbina, ma comunque in precauzione verrà considerato anche un costo pari a tre volte il costo della turbina. Siccome il progetto è in fase di studio e test presso un'acciaieria, nei costi complessivi non verranno considerati i costi di progetto, ossia le risorse umane e tecniche impiegate in fase di studio e progettazione, tantomeno non verrà considerato il *mark up* finale di vendita dell'impianto chiavi in mano a un'azienda esterna al gruppo considerato.

Riassumendo, i rapporti di costo che verranno qui analizzati sono:

	TAGLIA [MWe]		
Rapporto costi	1	2,5	5
1/1	1.300.000,00	3.000.000,00	4.375.000,00
1/2	2.600.000,00	6.000.000,00	8.750.000,00
1/3	3.900.000,00	9.000.000,00	13.125.000,00

Tabella 1.24 – Scelta valori per la variabile del rapporto costi

RENDIMENTO

Il rendimento individuato come variabile interna nell'analisi sensitiva è il rendimento medio operativo della turbina, cioè esso esprime quanta energia termica viene convertita in energia elettrica.

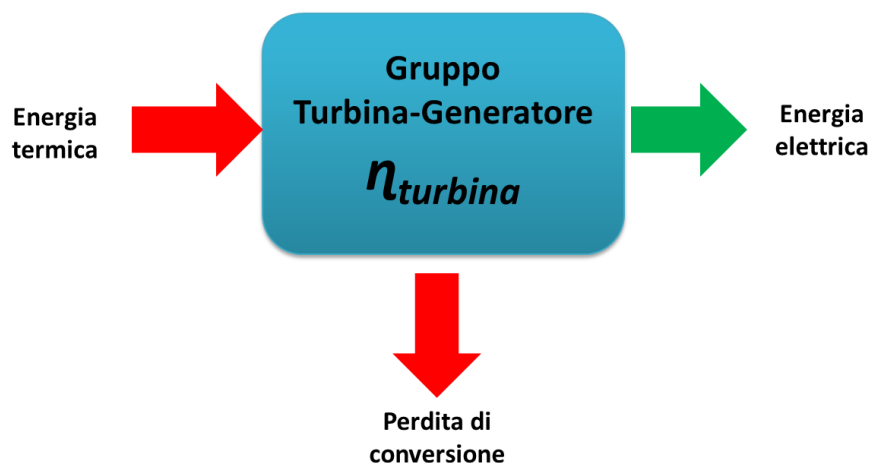


Figura 1.7– Rendimento

Per ottenere energia elettrica da riutilizzare nel processo produttivo si utilizza un ciclo Rankine a fluido organico (ORC), che può essere a bassa o alta temperatura.

In base alla temperatura dei fumi entranti, si considerano due tipologie di intervento:

- **Ciclo ORC a Bassa temperatura:** si ottengono potenze dai 100 ai 300 kWe, il rendimento della turbina varia da 0,10 a 0,12;

- **Ciclo ORC ad Alta temperatura:** si ottengono potenze dai 300 ai 3000 kWe, il rendimento della turbina varia da 0,18 a 0,20 (a volte si possono raggiungere valori anche superiori, fino a 0,30).

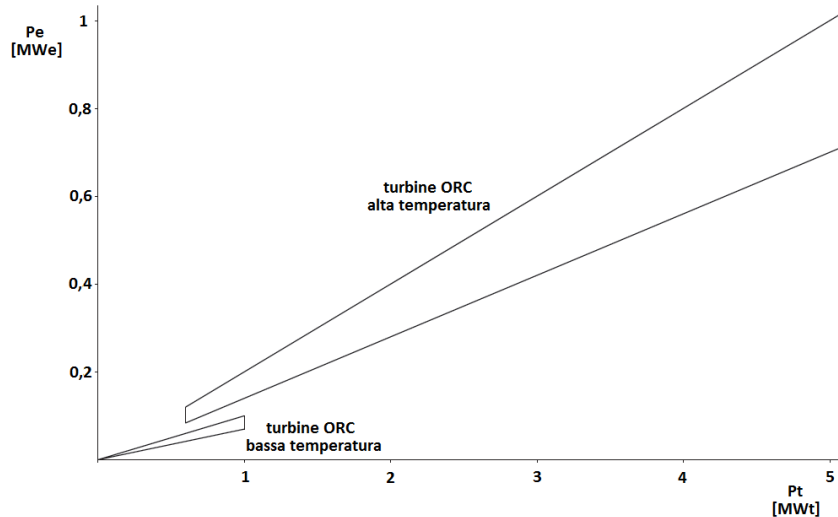


Figura 1.8 – Rendimenti turbine ORC

Per quanto riguarda le entità del recupero, nel seguente elaborato si farà sempre riferimento a cicli ORC ad alta temperatura.

Nel corso dell'analisi di sensitività, quanto verrà effettuata l'analisi sul parametro del rendimento, si prenderanno in considerazione tre valori:

RENDIMENTO MEDIO OPERATIVO
0,20
0,17
0,15

Tabella 1.25 – Scelta valori per la variabile del rendimento

Il valore cautelativo di rendimento pari a 0,15 è stato inserito per completare lo studio dell'analisi sensitiva, anche se una caduta di rendimento tale è poco probabile. Il valore centrale di 0,17 verrà tenuto come riferimento in fase di studio delle altre variabili.

COEFFICIENTE DI UTILIZZO

Il coefficiente di utilizzo rappresenta la frequenza con la quale un impianto o apparecchiatura è in funzione nell'arco di un anno ed è una variabile interna perché dipende direttamente da come l'impianto verrà utilizzato.

È definito nel modo seguente:

$$\text{coefficiente di utilizzo} = \frac{\text{ore di funzionamento effettive}}{\text{ore di funzionamento potenziali in un anno}}$$

Quindi ad un coefficiente di utilizzo pari a 1 corrisponde un utilizzo continuativo dell'impianto o dell'apparecchiatura, tutto il giorno, tutti i giorni dell'anno. Le apparecchiature e gli impianti nel settore della produzione dell'acciaio restano in funzione quasi tutto l'anno, salvo imprevisti tecnici o di altra

natura, per ottimizzare i costi di gestione, ridurre i costi di prodotto unitari e soddisfare la continua domanda. Tipicamente un impianto siderurgico è attivo in media dai 300 ai 330 giorni l'anno e si ferma solo per brevi intervalli dati da guasti tecnici o da intervalli più ampi per le manutenzioni programmate. Tuttavia in alcuni paesi come l'India tale media di operatività degli impianti si abbassa ulteriormente per problemi sia interni che esterni all'impianto produttivo, quindi verranno analizzati anche casi fuori statistica.

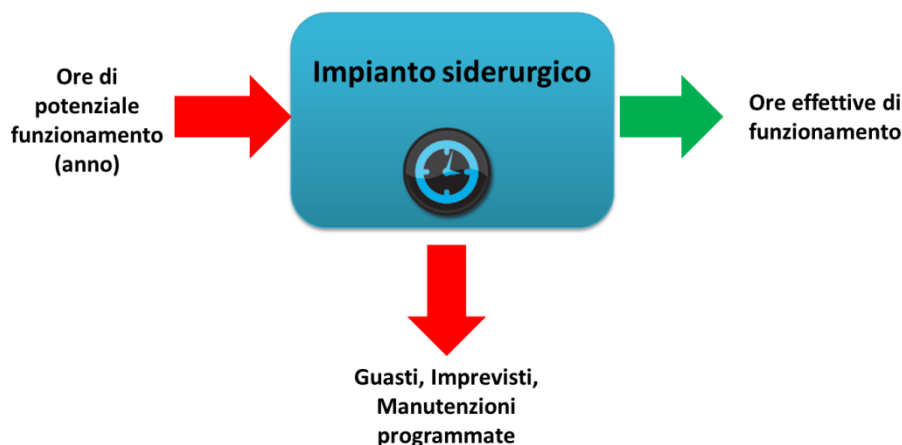


Figura 1.9 – Coefficiente di utilizzo

Siccome l'impianto di recupero energetico è direttamente legato all'operatività del forno elettrico, esso entrerà in funzione solo quando il processo produttivo dell'acciaio è avviato, quindi è da considerare parte integrante dell'impianto siderurgico, salvo guasti o manutenzione propri.

Il valore assunto dai coefficienti di utilizzo in esame in questo elaborato è il seguente:

Coefficiente di Utilizzo	Ore annue	Giorni all'anno
0,90	7884	328
0,80	7008	292
0,65	5694	237

Tabella 1.26 – Scelta valori per la variabile del coefficiente di utilizzo

Ovviamente il valor medio di 0,80 verrà preso in considerazione come valore di riferimento per l'analisi delle altre variabili dell'analisi sensitiva.

PREZZO DELL'ENERGIA

Il prezzo dell'energia è una variabile importantissima in quanto determina in maniera diretta i flussi di cassa positivi dati dal risparmio per autoconsumo. Ovviamente la situazione dei prezzi nei paesi di interesse è molto differente ed è influenzata dalle politiche locali, dalle fonti primarie e tutto il contesto energetico locale. Nella seguente tabella sono raccolti i prezzi per i settori industriali altamente energivori nei vari paesi di interesse:

Paese	€/kWh	€/MWh	Fonte
Sud africa	0,0473	47,30	http://www.nersa.org.za
Russia	0,0590	59,00	http://www.sbyt.irkutskenergo.ru
Thailandia	0,0667	66,70	http://www.boi.go.th

Stati Uniti	0,0482	48,20	http://www.eia.gov/
Italia	0,0958	95,80	www.autorita.energia.it
India	0,0460	46,00	http://articles.timesofindia.indiatimes.com/ , http://data.gov.in/
Germania	0,0860	86,00	http://epp.eurostat.ec.europa.eu
Cina	0,0577	57,70	http://www.e-to-china.com/
Brasile	0,0677	67,70	http://relatorios.aneel.gov.br/
Romania	0,0930	93,00	http://ec.europa.eu/
Arabia Saudita	0,0237	23,70	http://www.mowe.gov.sa/
Emirati Arabi	0,0242	24,20	http://www.rsb.gov.ae/
Turchia	0,0830	83,00	http://www.tedas.gov.tr
Ucraina	0,0631	63,10	http://www.rbc.ua/
Corea del Sud	0,0559	55,90	http://cyber.kepco.co.kr/

Tabella 1.27 – Prezzi energia nei pesi di interesse, settori energy intensive

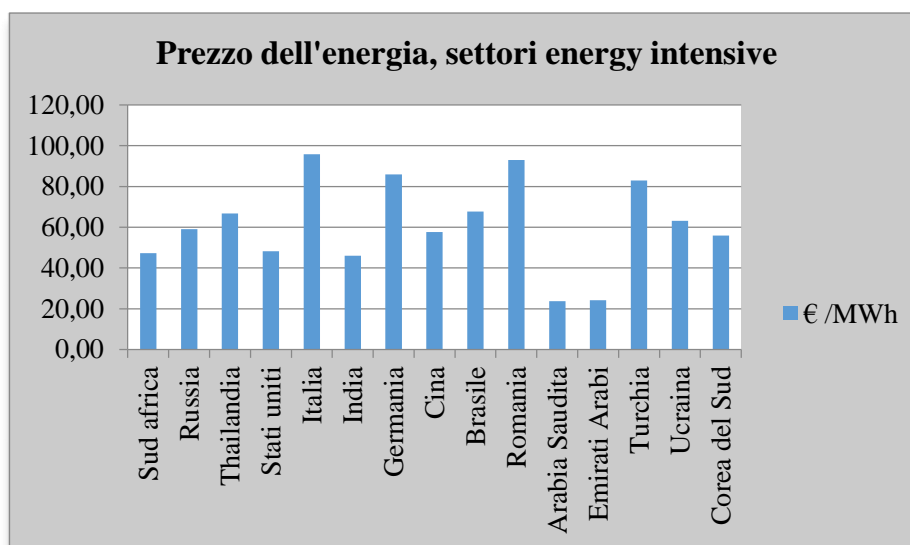


Figura 1.10 – Prezzi energia nei settori energivori

Tuttavia i prezzi non sono da considerare attendibili al cento per cento in quanto, per utenze altamente energivore come il settore siderurgico, i distributori di energia elettrica applicano una tariffa che è il risultato di diverse contrattazioni con il cliente. Quindi tale tabella è da considerare solo un dato di partenza, infatti il prezzo al MWh che paga l'acciaierie è di 80€ (fonta azienda considerata), contro i 95,80€ reperiti presso l'autorità per l'energia per quanto riguarda i grandi consumatori industriali. Inoltre non è stato possibile reperire informazioni riguardo l'opportunità o meno di trattare il prezzo in fase di stipula di un accordo / contratto con l'ente fornitore negli altri paesi di interesse e, se ciò non fosse possibile, il cliente industriale pagherebbe il prezzo esposto in tabella (prezzi aggiornati 11/2013). Sfruttando i dati raccolti in tabella sul prezzo per i clienti *energy intensive* nei paesi di interesse, è possibile definire un range di prezzo che varia da 20€/MWh a 100€/MWh. Escludendo il valore più basso che riguarda soltanto due paesi il quale interesse è marginale, le tariffazioni che verranno prese in esame nell'analisi di sensitività sono le seguenti:

€/MWh
50
80
100

Tabella 1.28 – Scelta dei valori per la variabile del prezzo dell'energia

Il prezzo di 80€/MWh è stato scelto come valore di riferimento perché è il prezzo che verrà preso in considerazione per il progetto in analisi.

IL TASSO DI ATTUALIZZAZIONE

Il tasso di sconto i , o tasso di attualizzazione, si usa nelle operazioni di attualizzazione e capitalizzazione. La sua accurata determinazione è di estrema importanza poiché anche da esso dipende la buona riuscita delle analisi economico-finanziarie. Il tasso di sconto ha un valore minimo che è generalmente dato dal tasso di interesse di medio-lungo termine sui prestiti concessi alle banche; in alternativa si può prendere a riferimento il rendimento medio dei capitali già investiti in azienda (ROI, Return on Investments) o dei capitali di terzi (ROD, Return on Debt). esso deve riflettere:

- Il costo medio del capitale per l'azienda;
- Le opportunità alternative di investimento;
- Le caratteristiche di rischio dell'investimento.

Pertanto il tasso di attualizzazione da usare nelle analisi di redditività assume il significato di tasso medio di remunerazione del capitale, e sarà composto da una parte che rappresenta il costo del denaro (tasso di interesse vero e proprio) e da un'altra che rappresenta il compenso del rischio imprenditoriale (tasso di redditività atteso o desiderato relativo al capitale di rischio).

La valutazione del tasso di sconto varia pertanto da caso a caso, anche in funzione delle modalità di finanziamento (l'indebitamento bancario, l'emissione di prestiti obbligazionari, l'emissione di azioni per le Società per azioni, l'apporto di capitale da parte dei soci, l'autofinanziamento), della congiuntura economica, del livello di rischio stimato per l'iniziativa, degli indici inflattivi, ecc.

Il tasso di attualizzazione riflette anche le condizioni economiche esterne al settore; esso oltre ad influenzare il confronto tra progetti diversi, può condurre a valutare la convenienza o meno del progetto rispetto alla situazione esistente.

Poiché il fattore di sconto tende a 0 per t che tende a ∞ , esso ha una ripercussione sui flussi di cassa: essi avranno una maggiore incidenza se vicini nel tempo e quindi sarà necessario stimare con più accuratezza quelli temporaneamente a più breve distanza. All'interno dell'analisi di sensitività questa variabile verrà rappresentata con tre valori:

Tasso di attualizzazione
2%
4%
6%

Tabella 1.29 – Scelta dei valori per la variabile del tasso di attualizzazione

1.7.4.2 ANALISI DEL CASO NELLO SCENARIO DI RIFERIMENTO

Come accennato nei paragrafi precedenti, lo scopo dell'analisi di sensitività è quello di studiare il comportamento dei principali indici di valutazione dell'investimento al variare delle variabili scelte. Le variabili vengono modificate una ad una in due scenari: uno ottimistico e uno pessimistico rispetto allo scenario di riferimento, che viene ritenuto quello più probabile e i cui valori caratteristici sono riportati in tabella 1.29.

Variabile	Valore
Rendimento	17%
Coefficiente di utilizzo	80%
Tasso di attualizzazione	4%
Rapporto costi	1/2
Prezzo dell'energia	80€/MWh

Tabella 1.30 – Valori intermedi del caso di confronto

Inserendo nel foglio di calcolo i dati di riferimento per le tre taglie di impianto considerate si ottengono gli indici riportati in tabella 1.30.

Taglia		Mwe	1	2,5	5
	Energia termica recuperata	kWt	5000	12500	25000
	Energia elettrica recuperata (h=0,17)	kWe	850	2125	4250
	Ore anno		8760	8760	8760
	Coefficiente di utilizzo		0,8	0,8	0,8
	Tempo di funzionamento	ore/anno	7.008	7.008	7.008
	Efficienza elettrica turbina		0,17	0,17	0,17
	Energia prodotta	MWeh/anno	5.957	14.892	29.784
	Costo Turbina	€	1.300.000	3.000.000	4.375.000
	Costo impianto	€	2.600.000	6.000.000	8.750.000
	Totale costi	€	3.900.000	9.000.000	13.125.000
	Costo energia elettrica	€/MWh	80	80	80
	Risparmio energetico	€/anno	476.544	1.191.360	2.382.720
	Tep	tep/MWh	0,187	0,187	0,187
	Fattore moltiplicativo (2013)		3,36	3,36	3,36
	Valore singolo tep	€	86,98	86,98	86,98
	Ricavo totale da CB	€/anno	325.547	813.867	1.627.734
	Somma dei risparmi per un anno	€/anno	802.091	2.005.227	4.010.454
autoconsumo + TEE	VAN (10 anni)	€	1.414.475	4.286.187	13.447.374
	DPBP	anni	5,87	5,08	3,58
	TIR	%	11,75%	14,02%	24,31%
	RMC		13%	16%	29%
	IRA		1,36	1,48	2,02
autoconsumo	VAN (10 anni)	€	-34.801	662.997	6.200.994
	DPBP	anni	10,11	9,18	6,35
	TIR	%	3,82%	5,45%	12,62%
	RMC		4%	6%	16%
	IRA		0,99	1,07	1,47

Tabella 1.31 – Calcolo indici nello scenario di riferimento

Nello scenario di riferimento, tutti gli indici economici valutati sono accettabili solo nel caso in cui si ottengano i titoli di efficienza energetica in abbinamento ai flussi positivi dati dall'autoconsumo, nonostante l'elevato costo dell'energia elettrica del contesto italiano e il basso valore del tasso di sconto assunto come riferimento.

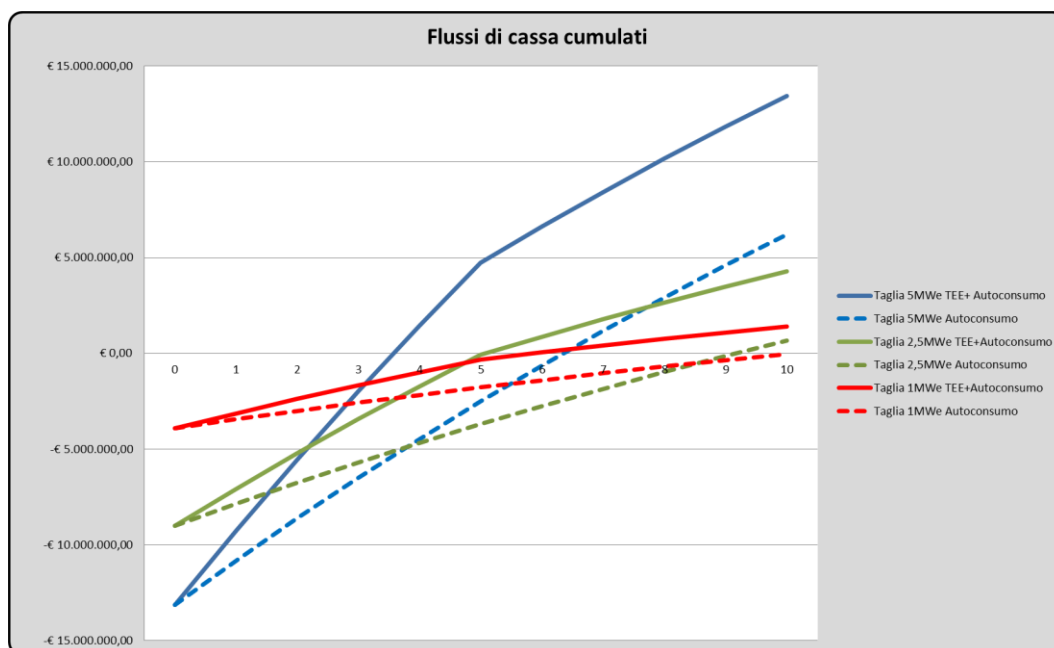


Figura 1.11 – Andamento flussi di cassa cumulati con rapporto costi 1/2

Come si vede dal grafico dei flussi di cassa cumulati in Fig. 1.11, le due configurazioni dei flussi di cassa in entrata generano soluzioni che si differenziano in modo sempre più accentuato per quanto riguarda taglie di recupero maggiori.

La componente derivante dal rendimento dei certificati bianchi, che ha durata di cinque anni, spinge i flussi in un recupero dell'investimento più rapido e più redditizio.

1.7.4.3 SENSITIVITÀ RISPETTO AL RAPPORTO DI COSTO

In questa prima fase di studio dell'analisi di sensitività è stato variato il rapporto costi e mantenendo gli altri parametri al valore di riferimento, ossia:

Variabile	Valore
Rendimento	17%
Coefficiente di utilizzo	80%
Tasso di attualizzazione	4%
Prezzo dell'energia	80€/MWh

Tabella 1.32 – Valori assunti dai parametri fissi nell'analisi di sensitività rispetto al rapporto di costo

Estendendo lo studio alle tre taglie in esame e con la presenza o meno dei flussi di cassa derivanti dalla rendita dei certificati bianchi (TEE), essendo fissi i costi del gruppo ORC vengono confrontati:

- Un rapporto costi turbina/costi impianto unitario (ottimistico rispetto allo scenario di riferimento, che prevedeva 1/2), i cui risultati sono riportati in tabella 1.33.
- Un rapporto costi turbina/costi impianto pari a 1/3 (pessimistico rispetto allo scenario di riferimento), i cui risultati sono riportati in tabella 1.34.

Taglia	Mwe	1	2,5	5	
Energia termica recuperata	kWt	5000	12500	25000	
Energia elettrica recuperata (h=0,17)	kWe	850	2125	4250	
Ore anno		8760	8760	8760	
Coefficiente di utilizzo		0,8	0,8	0,8	
Tempo di funzionamento	ore/anno	7.008	7.008	7.008	
Efficienza elettrica turbina		0,17	0,17	0,17	
Energia prodotta	MWeh/anno	5.957	14.892	29.784	
Costo Turbina	€	1.300.000	3.000.000	4.375.000	
Costo impianto	€	1.300.000	3.000.000	4.375.000	
Totale costi	€	2.600.000	6.000.000	8.750.000	
Costo energia elettrica	€/MWh	80	80	80	
Risparmio energetico	€/anno	476.544	1.191.360	2.382.720	
Tep	tep/MWh	0,187	0,187	0,187	
Fattore moltiplicativo (2013)		3,36	3,36	3,36	
Valore singolo tep	€	86,98	86,98	86,98	
Ricavo totale da CB	€/anno	325.547	813.867	1.627.734	
Somma dei risparmi per un anno	€/anno	802.091	2.005.227	4.010.454	
autoconsumo + TEE	VAN (10 anni)	€	2.714.475	7.286.187	17.822.374
	DPBP	anni	3,55	3,25	2,33
	TIR	%	24,66%	27,69%	41,74%
	RMC		29%	33%	53%
	IRA		2,04	2,21	3,04
autoconsumo	VAN (10 anni)	€	1.265.199	3.662.997	10.575.994
	DPBP	anni	6,28	5,74	4,05
	TIR	%	12,86%	14,90%	24,07%
	RMC		17%	20%	34%
	IRA		1,49	1,61	2,21

Tabella 1.33 – Calcolo indici con rapporto costi 1/1

Con un rapporto costi di 1/1 si ottengono risultati notevoli a parità delle altre condizioni, infatti gli indici sono accettabili per quasi tutte le soluzioni, registrando risultati ottimi per le tre taglie che utilizzano i certificati bianchi, mentre per il solo autoconsumo si registrano VAN dimezzati e tempi di rientro accettabili solo per taglie maggiori di 2,5MW_e.

È interessante notare che la taglia da 1MW_e in presenza di flussi positivi da autoconsumo e da rendimento dei certificati bianchi, presenta indici molto vicini alla soluzione da 5MW_e con solo autoconsumo.

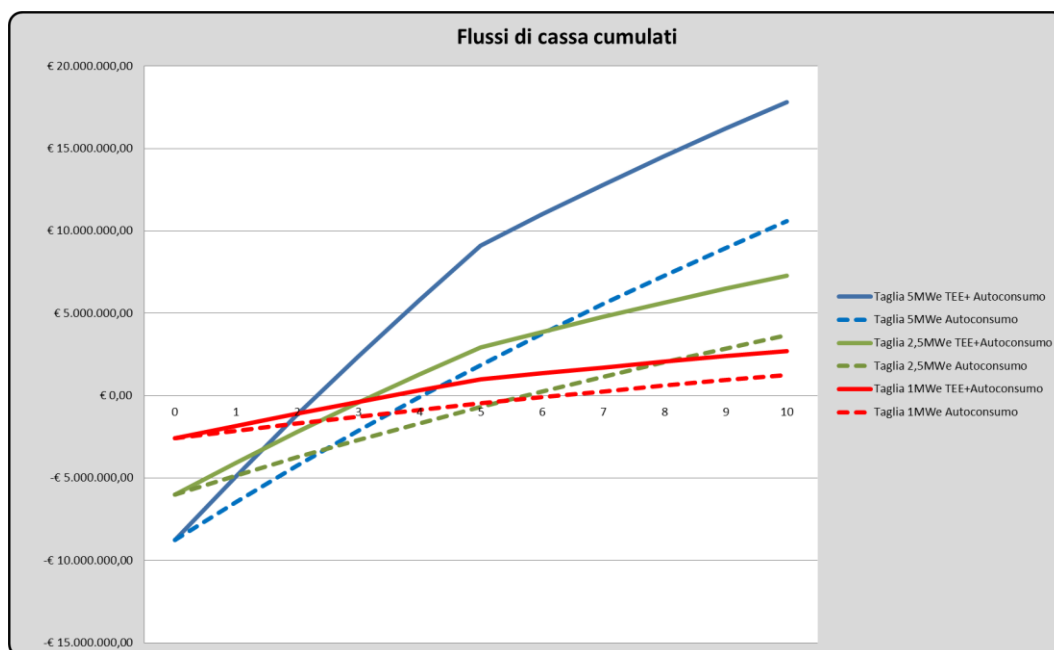


Figura 1.12– Andamento flussi di cassa cumulati con rapporto costi 1/1

È interessante notare che nel caso ottimistico, l'andamento dei flussi di cassa cumulati rivela che (Fig. 1.12) le due soluzioni da 1MWe e da 2,5MWe con entrambi flussi provenienti dalla rendita di certificati bianchi registrano tempi di ritorno prossimi ai tre anni, e un vantaggio nei rimanenti indici per la taglia da 2,5MWe molto ridotto.

Quindi in un'ottica decennale, puntando a minimizzare il tempo di recupero dell'investimento le due soluzioni sono equivalenti.

	Taglia	Mwe	1	2,5	5
	Energia termica recuperata	kWt	5000	12500	25000
	Energia elettrica recuperata (h=0,17)	kWe	850	2125	4250
	Ore anno		8760	8760	8760
	Coefficiente di utilizzo		0,8	0,8	0,8
	Tempo di funzionamento	ore/anno	7.008	7.008	7.008
	Efficienza elettrica turbina		0,17	0,17	0,17
	Energia prodotta	MWeh/anno	5.957	14.892	29.784
	Costo Turbina	€	1.300.000	3.000.000	4.375.000
	Costo impianto	€	3.900.000	9.000.000	13.125.000
	Totale costi	€	5.200.000	12.000.000	17.500.000
	Costo energia elettrica	€/MWh	80	80	80
	Risparmio energetico	€/anno	476.544	1.191.360	2.382.720
	Tep	tep/MWh	0,187	0,187	0,187
	Fattore moltiplicativo (2013)		3,36	3,36	3,36
	Valore singolo tep	€	86,98	86,98	86,98
	Ricavo totale da CB	€/anno	325.547	813.867	1.627.734
	Somma dei risparmi per un anno	€/anno	802.091	2.005.227	4.010.454
autoconsumo + TEE	VAN (10 anni)	€	114.475	1.286.187	9.072.374
	DPBP	anni	9,64	8,42	4,89
	TIR	%	4,50%	6,39%	14,85%
	RMC		5%	7%	17%
	IRA		1,02	1,11	1,52
autoconsumo	VAN (10 anni)	€	-1.334.801	-2.337.003	1.825.994
	DPBP	anni	14,63	13,15	8,87
	TIR	%	-1,56%	-0,13%	6,04%
	RMC		-2%	0%	7%
	IRA		0,74	0,81	1,10

Tabella 1.34 – Calcolo indici con rapporto costi 1/3

Nel caso pessimistico (tabella 1.34 e figura 1.13, rappresentativa dei flussi cumulati) i costi lievitano e il flusso di cassa negativo iniziale è veramente imponente, tanto da rendere conveniente soltanto una soluzione, ossia quella della taglia da 5MW_e (TEE e autoconsumo).

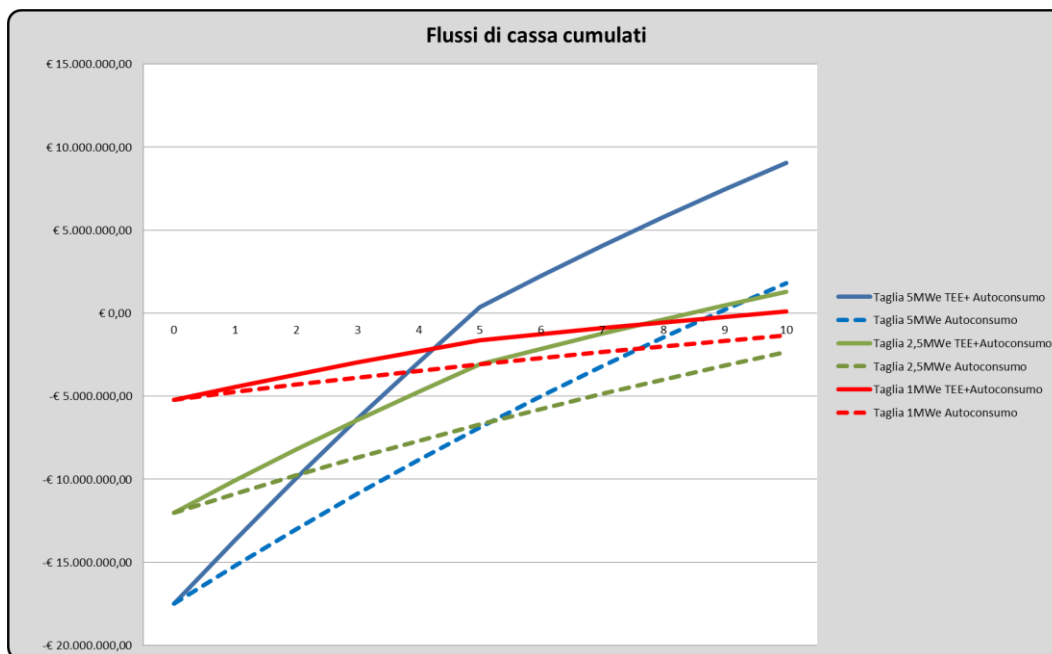


Figura 1.13 – Andamento flussi di cassa cumulati con rapporto costi 1/3

In figura 1.14 vengono visualizzati i valori assunti dagli indici di valutazione dell'investimento nelle tre configurazioni di costo scelte per l'analisi, per tutte e tre le taglie del recupero energetico in esame, sia nel caso di solo autoconsumo e sia nel caso dell'utilizzo dei titoli di efficienza energetica. Il confronto dei flussi cumulati è fornito in figura 1.15.

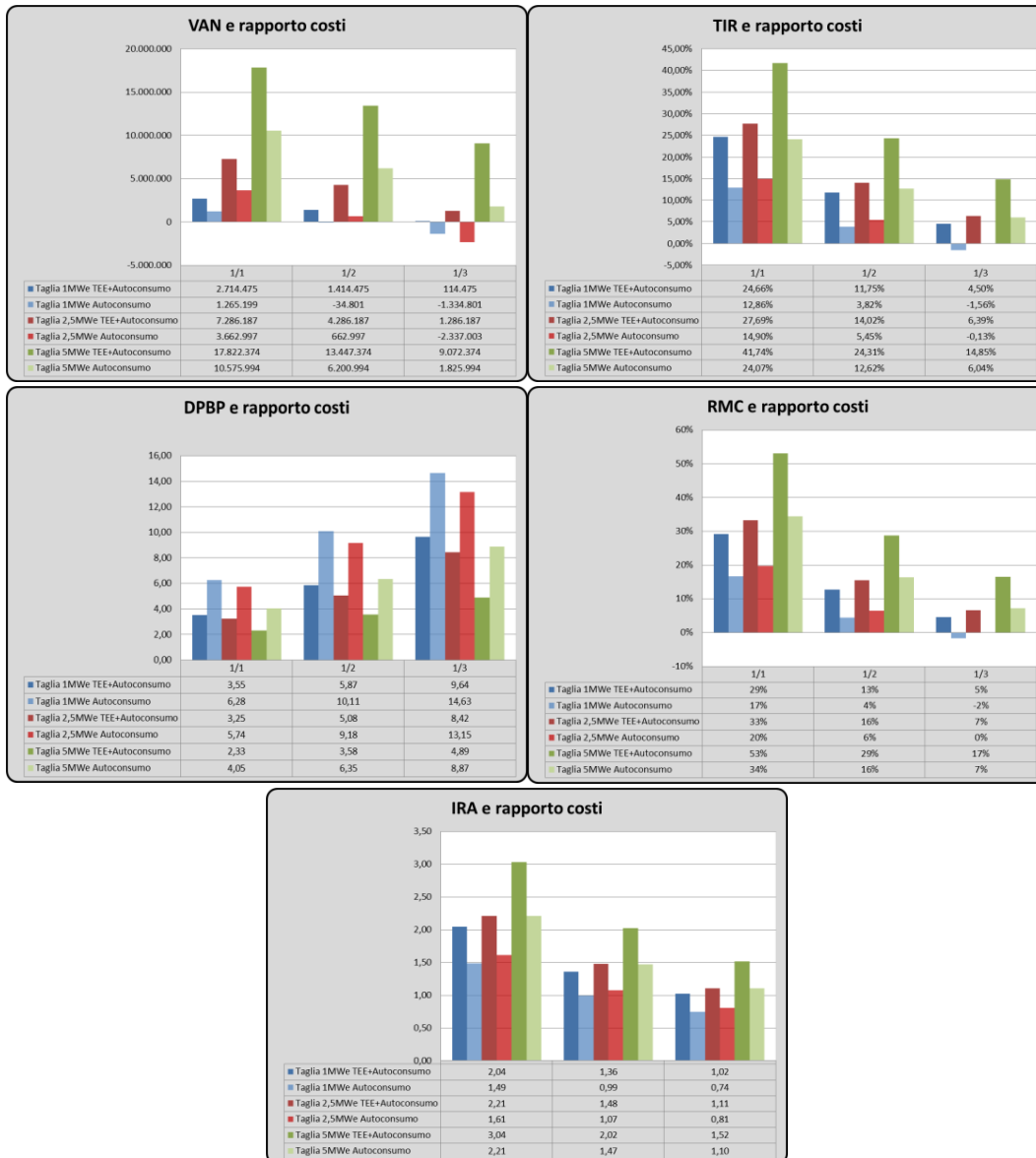


Figura 1.14 – Andamento indici al variare del rapporto costi

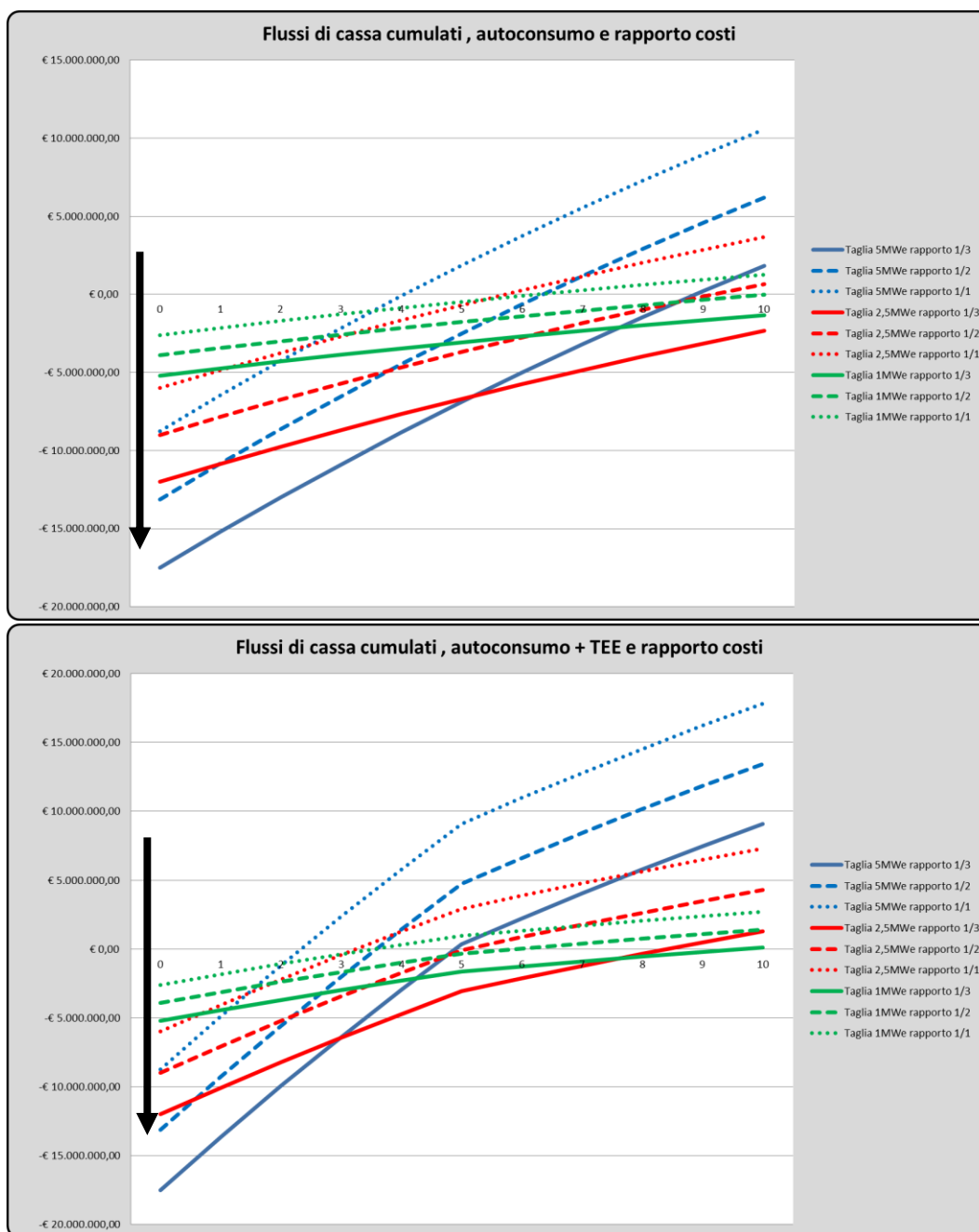


Figura 1.15 – Andamento flussi di cassa cumulati al variare del rapporto costi

Come si nota dallo studio incrociato dei risultati, il rapporto costi è una variabile cruciale che influenza la convenienza economico-finanziaria della specifica soluzione di progetto. All'aumentare del rapporto di costi i flussi di cassa mantengono la stessa pendenza perché le entrate non sono influenzate dal costo iniziale, ma slittano nel tempo ritardando il tempo di recupero e abbassando gli altri indici di redditività. La presenza di strumenti di incentivazione è determinante, in ogni caso, per l'ottenimento di redditività soddisfacenti.

1.7.4.4 SENSITIVITÀ RISPETTO AL RENDIMENTO

In questa fase di studio dell'analisi di sensitività è stato variato il rendimento della turbina come da paragrafo 1.2.4.1, mantenendo gli altri parametri ai valori di riferimento:

Variabile	Valore
Rapporto costi	1/2
Coefficiente di utilizzo	80%
Tasso di attualizzazione	4%
Prezzo dell'energia	80€/MWh

Tabella 1.35 – Scelta variabili nello studio della variazione del rendimento

Rendimento 20%

Taglia	Mwe	1	2,5	5	
Energia termica recuperata	kWt	5000	12500	25000	
Energia elettrica recuperata (h=0,20)	kWe	1000	2500	5000	
Ore anno		8760	8760	8760	
Coefficiente di utilizzo		0,8	0,8	0,8	
Tempo di funzionamento	ore/anno	7.008	7.008	7.008	
Efficienza elettrica turbina		0,2	0,2	0,2	
Energia prodotta	MWeh/anno	7.008	17.520	35.040	
Costo Turbina	€	1.300.000	3.000.000	4.375.000	
Costo impianto	€	2.600.000	6.000.000	8.750.000	
Totale costi	€	3.900.000	9.000.000	13.125.000	
Costo energia elettrica	€/MWh	80	80	80	
Risparmio energetico	€/anno	560.640	1.401.600	2.803.200	
Tep	tep/MWh	0,187	0,187	0,187	
Fattore moltiplicativo (2013)		3,36	3,36	3,36	
Valore singolo tep	€	86,98	86,98	86,98	
Ricavo totale da CB	€/anno	382.996	957.490	1.914.981	
Somma dei risparmi per un anno	€/anno	943.636	2.359.090	4.718.181	
autoconsumo + TEE	VAN (10 anni)	€	2.352.323	6.630.808	18.136.617
	DPBP	anni	4,61	4,23	3,01
	TIR	%	16,49%	19,02%	30,63%
	RMC		19%	22%	37%
	IRA		1,60	1,74	2,38
autoconsumo	VAN (10 anni)	€	647.293	2.368.232	9.611.463
	DPBP	anni	8,32	7,57	5,29
	TIR	%	7,21%	8,98%	16,85%
	RMC		9%	11%	23%
	IRA		1,17	1,26	1,73

Tabella 1.36 – Calcolo indici con rendimento 20%

Con un aumento del rendimento al valore del 20%, gli indici risultano essere più attraenti, ma soltanto per quanto riguarda il caso in cui sono presenti i certificati bianchi oltre al risparmio per autoconsumo. Nonostante il rendimento influisca sull'energia elettrica prodotta, e quindi maggiormente sul flusso dato dall'autoconsumo, ma in maniera più lieve anche sul rendimento dato dai certificati bianchi, in questa configurazione (che presenta un valore intermedio delle restanti variabili), è strettamente necessario il supporto di un incentivo come i titoli di efficienza energetica. Infatti se ci trovassimo in una

configurazione con rapporto costi inferiore, allora una piccola percentuale di aumento del rendimento garantirebbe la riuscita economica dell'investimento.

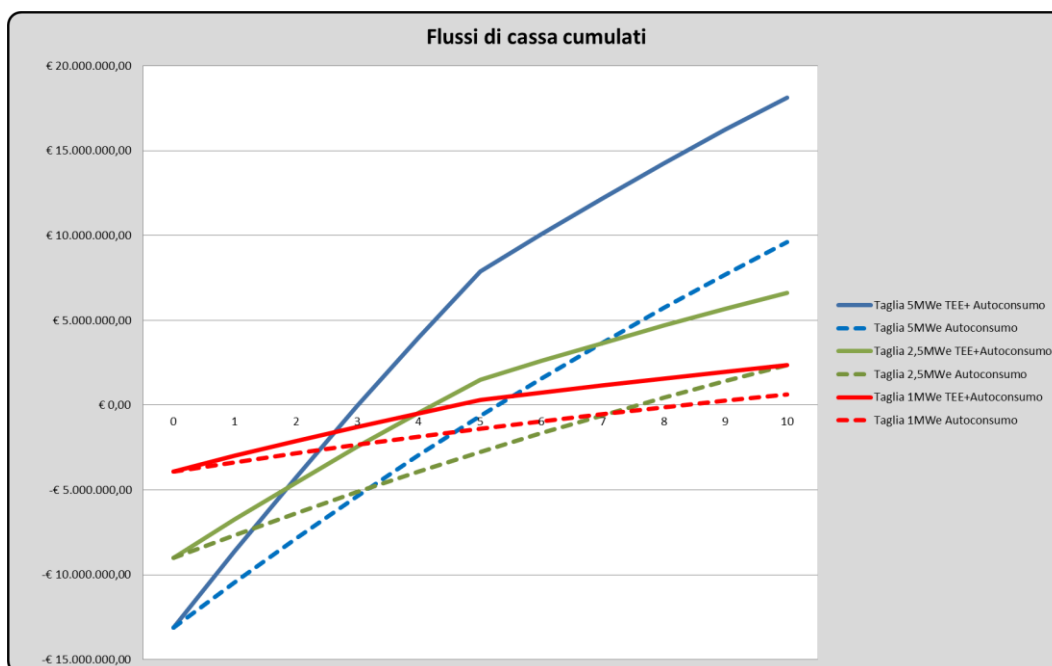


Figura 1.16 – Andamento flussi di cassa cumulati con rendimento 20%

Come si vede in figura 1.16 l'andamento dei flussi di cassa è più ripido rispetto alla configurazione di rendimento pari al 17%, questo perché il rendimento influisce in maniera diretta sulla quantità di energia elettrica prodotta, garantendo un flusso di cassa positivo per risparmio da autoconsumo più elevato, e allo stesso tempo un aumento del flusso proveniente dalla cessione dei certificati bianchi perché producendo più energia elettrica si possono risparmiare ulteriori tep.

Detto ciò c'è da precisare che un aumento del rendimento spesso è una procedura costosa perché viene coinvolto anche il budget destinato alla realizzazione dell'impiantistica di contorno della turbina.

Ad esempio per garantire un rendimento più elevato è necessario predisporre un serbatoio di accumulo maggiore e quindi più costoso. Anche far lavorare il fluido vettore della parte vapore a pressioni e temperature maggiori comporta un costo maggiore (materiali e componentistica impiegata), ma che incide sul rendimento.

Nella fase finale dell'analisi di sensitività svolta si cercherà di dare un peso alle variabili, in modo da capire se un aumento dei costi di impiantistica finalizzato all'aumento del rendimento abbia risultati benefici sull'investimento o meno.

Rendimento 15%

Come si vede dai risultati, una caduta di rendimento fino al valore del 15% comporta l'esclusione di tutte le taglie di recupero che utilizzano solo il risparmio per autoconsumo come flusso di cassa.

Tuttavia anche le taglie da 1 e da 2,5 MWe diventano non convenienti dal punto di vista del tempo di rientro dall'investimento, quindi una caduta di rendimento non è ammessa per piccole taglie di impianto. È anche importante notare come una caduta di rendimento di questa entità porti a considerare le due soluzioni da 1MWe e 2,5MWe, nel caso di solo autoconsumo, soluzioni equivalenti. Infatti ottengono indici negativi molto prossimi, quindi è da sottolineare che una taglia maggiore garantisce ovviamente più sicurezza dal punto di vista dell'investimento, ma che per problemi tecnici come il calo di rendimento, può porsi al livello di una soluzione con taglia di recupero minore avente stesso deficit di rendimento.

Taglia	Mwe	1	2,5	5	
Energia termica recuperata	kWt	5000	12500	25000	
Energia elettrica recuperata (h=0,15)	kWe	750	1875	3750	
Ore anno		8760	8760	8760	
Coefficiente di utilizzo		0,8	0,8	0,8	
Tempo di funzionamento	ore/anno	7.008	7.008	7.008	
Efficienza elettrica turbina		0,15	0,15	0,15	
Energia prodotta	MWeh/anno	5.256	13.140	26.280	
Costo Turbina	€	1.300.000	3.000.000	4.375.000	
Costo impianto	€	2.600.000	6.000.000	8.750.000	
Totale costi	€	3.900.000	9.000.000	13.125.000	
Costo energia elettrica	€/MWh	80	80	80	
Risparmio energetico	€/anno	420.480	1.051.200	2.102.400	
Tep	tep/MWh	0,187	0,187	0,187	
Fattore moltiplicativo (2013)		3,36	3,36	3,36	
Valore singolo tep	€	86,98	86,98	86,98	
Ricavo totale da CB	€/anno	287.247	718.118	1.436.235	
Somma dei risparmi per un anno	€/anno	707.727	1.769.318	3.538.635	
autoconsumo + TEE	VAN (10 anni)	€	789.242	2.723.106	10.321.212
	DPBP	anni	7,32	6,37	4,10
	TIR	%	8,44%	10,53%	19,95%
	RMC		9%	11%	23%
	IRA		1,20	1,30	1,79
autoconsumo	VAN (10 anni)	€	-489.531	-473.826	3.927.347
	DPBP	anni	11,82	10,69	7,33
	TIR	%	1,39%	2,93%	9,63%
	RMC		2%	3%	12%
	IRA		0,87	0,95	1,30

Tabella 1.37 – Calcolo indici con rendimento 15%

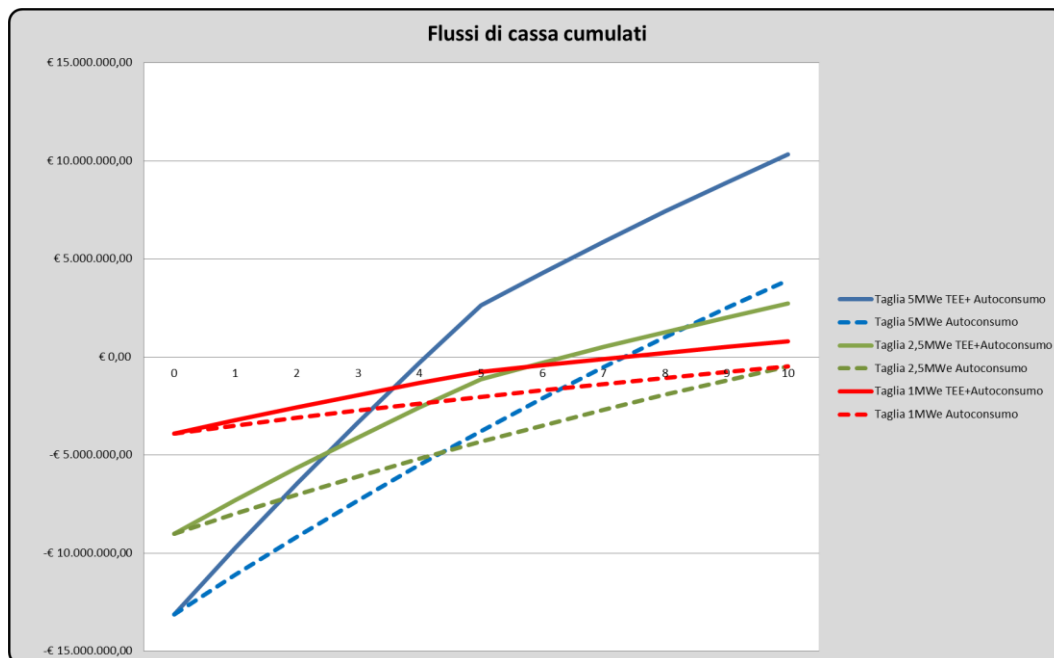


Figura 1.17 – Andamento flussi di cassa cumulati con rendimento 15%

Come si vede anche da figura 1.17 l'andamento dei flussi di cassa cumulati esclude tutte le opzioni tranne quella da 5MW_e supportata dai certificati bianchi. In figura 1.21 vengono visualizzati i valori assunti dagli indici di valutazione dell'investimento nelle tre configurazioni di costo scelte per l'analisi, per tutte e tre le taglie del recupero energetico in esame, sia nel caso di solo autoconsumo e sia nel caso dell'utilizzo dei titoli di efficienza energetica. Il confronto dei flussi cumulati è fornito in figura 1.19.

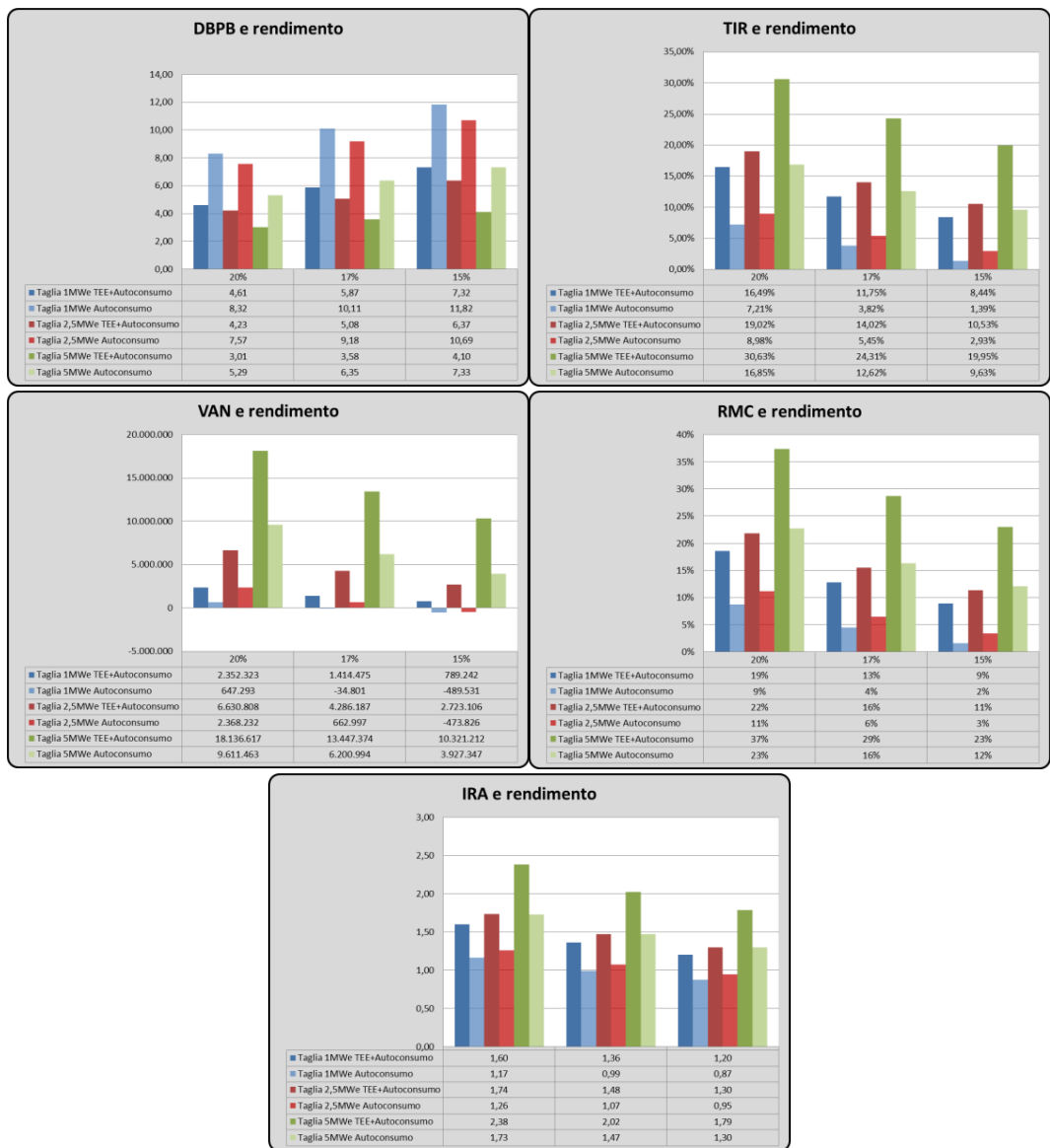


Figura 1.18 – Andamento degli indici al variare del rendimento

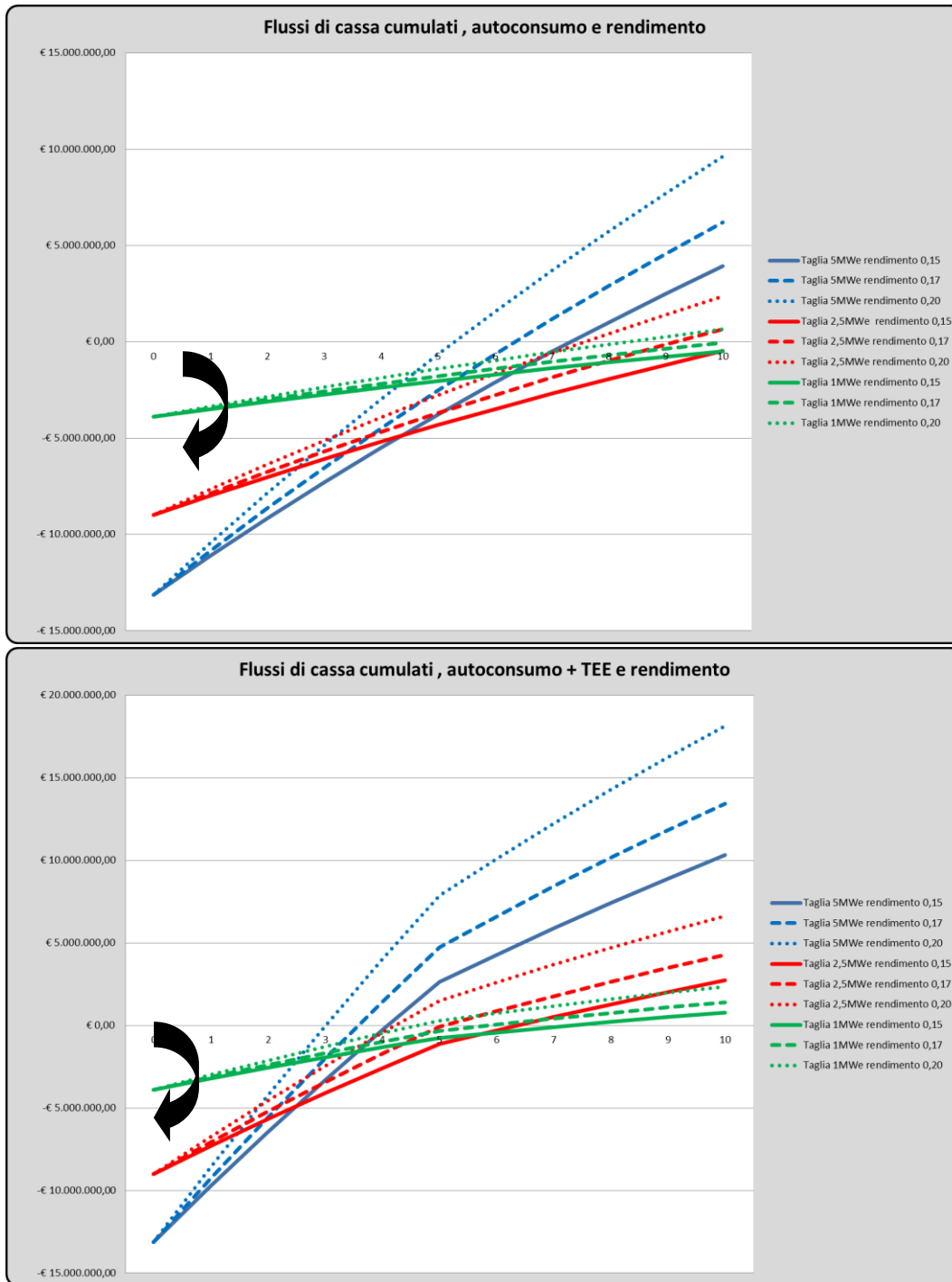


Figura 1.19 – Andamento flussi di cassa cumulati al variare del rendimento

Come visto in precedenza una variazione del rendimento “ruota” i flussi di cassa cumulati che fanno perno sul costo iniziale dato dal capitale d’investimento. Ovviamente cambiando inclinazione in senso orario (calo di rendimento) i flussi determinano tempi di recupero maggiori, VAN e TIR minori.

1.7.4.5 SENSITIVITÀ RISPETTO AL COEFFICIENTE DI UTILIZZO

In questa prima fase di studio dell’analisi di sensitività è stato variato il coefficiente di utilizzo come da paragrafo 1.2.4.1, mantenendo gli altri parametri al valore intermedio, ossia:

Variabile	Valore
Rendimento	17%
Rapporto costi	1/2
Tasso di attualizzazione	4%
Prezzo dell'energia	80€/MWh

Tabella 1.38 – Parametri fissi nell'analisi di sensitività rispetto al coefficiente di utilizzo

Coefficiente di utilizzo 90%

Taglia	Mwe	1	2,5	5	
Energia termica recuperata	kWt	5000	12500	25000	
Energia elettrica recuperata (h=0,17)	kWe	850	2125	4250	
Ore anno		8760	8760	8760	
Coefficiente di utilizzo		0,9	0,9	0,9	
Tempo di funzionamento	ore/anno	7.884	7.884	7.884	
Efficienza elettrica turbina		0,17	0,17	0,17	
Energia prodotta	MWeh/anno	6.701	16.754	33.507	
Costo Turbina	€	1.300.000	3.000.000	4.375.000	
Costo impianto	€	2.600.000	6.000.000	8.750.000	
Totale costi	€	3.900.000	9.000.000	13.125.000	
Costo energia elettrica	€/MWh	80	80	80	
Risparmio energetico	€/anno	536.112	1.340.280	2.680.560	
Tep	tep/MWh	0,187	0,187	0,187	
Fattore moltiplicativo (2013)		3,36	3,36	3,36	
Valore singolo tep	€	86,98	86,98	86,98	
Ricavo totale da CB	€/anno	366.240	915.600	1.831.200	
Somma dei risparmi per un anno	€/anno	902.352	2.255.880	4.511.760	
autoconsumo + TEE	VAN (10 anni)	€	2.078.784	5.946.960	16.768.921
	DPBP	anni	4,84	4,44	3,16
	TIR	%	15,13%	17,59%	28,81%
	RMC		17%	20%	35%
	IRA		1,53	1,66	2,28
autoconsumo	VAN (10 anni)	€	448.349	1.870.871	8.616.743
	DPBP	anni	8,77	7,98	5,56
	TIR	%	6,24%	7,98%	15,65%
	RMC		7%	10%	21%
	IRA		1,11	1,21	1,66

Tabella 1.39 – Calcolo indici con coefficiente di utilizzo 90%

Come per il rendimento, il coefficiente di utilizzo determina la quantità di energia elettrica prodotta nell'arco dell'anno e quindi un coefficiente di utilizzo più basso determina una produzione annua inferiore a un coefficiente alto.

Con un coefficiente di utilizzo maggiore i flussi di cassa entranti aumentano in entrambe le configurazioni dei flussi di cassa, ma in maniera ancora più marcata per quelle soluzioni che utilizzano solo il risparmio per autoconsumo come flusso positivo.

I risultati sono simili ad un aumento di rendimento.

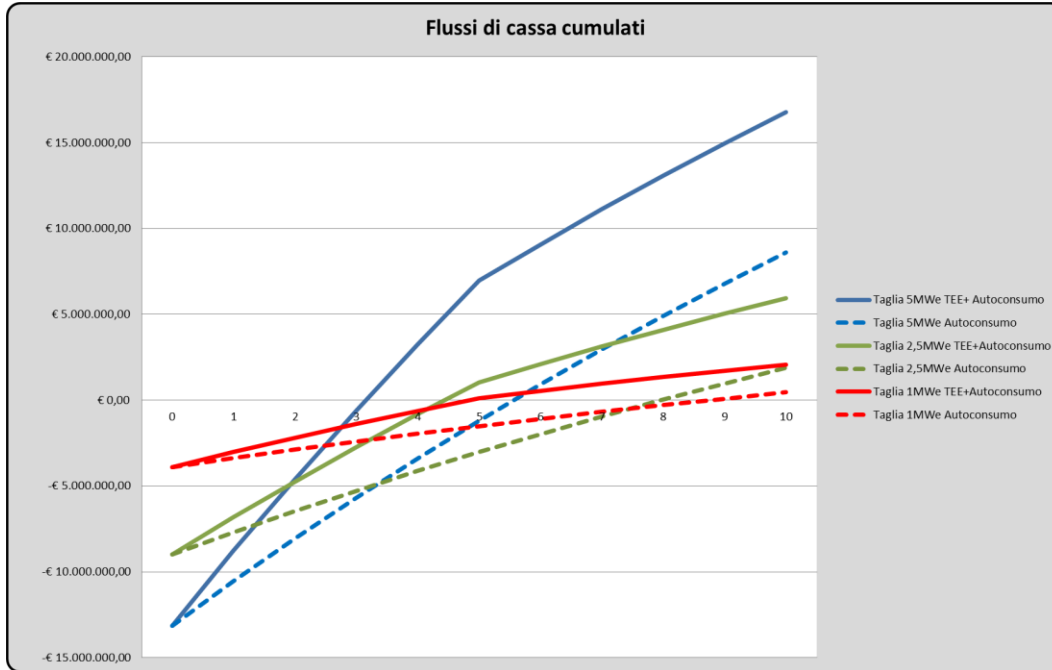


Figura 1.23 – Andamento flussi di cassa cumulati con coefficiente di utilizzo 90%

Coefficiente di utilizzo 65%

	Taglia	Mwe	1	2,5	5
	Energia termica recuperata	kWt	5000	12500	25000
	Energia elettrica recuperata (h=0,15)	kWe	850	2125	4250
	Ore anno		8760	8760	8760
	Coefficiente di utilizzo		0,65	0,65	0,65
	Tempo di funzionamento	ore/anno	5.694	5.694	5.694
	Efficienza elettrica turbina		0,17	0,17	0,17
	Energia prodotta	MWeh/anno	4.840	12.100	24.200
	Costo Turbina	€	1.300.000	3.000.000	4.375.000
	Costo impianto	€	2.600.000	6.000.000	8.750.000
	Totale costi	€	3.900.000	9.000.000	13.125.000
	Costo energia elettrica	€/MWh	80	80	80
	Risparmio energetico	€/anno	387.192	967.980	1.935.960
	Tep	tep/MWh	0,187	0,187	0,187
	Fattore moltiplicativo (2013)		3,36	3,36	3,36
	Valore singolo tep	€	86,98	86,98	86,98
	Ricavo totale da CB	€/anno	264.507	661.267	1.322.533
	Somma dei risparmi per un anno	€/anno	651.699	1.629.247	3.258.493
autoconsumo + TEE	VAN (10 anni)	€	418.011	1.795.027	8.465.054
	DPBP	anni	8,42	7,35	4,48
	TIR	%	6,39%	8,37%	17,29%
	RMC		7%	9%	20%
	IRA		1,11	1,20	1,64
autoconsumo	VAN (10 anni)	€	-759.526	-1.148.815	2.577.370
	DPBP	anni	13,15	11,86	8,07
	TIR	%	-0,13%	1,35%	7,77%
	RMC		0%	2%	10%
	IRA		0,81	0,87	1,20

Tabella 1.40 – Calcolo indici con coefficiente di utilizzo 65%

E' raro che un coefficiente di utilizzo così basso venga raggiunto; il valore è stato introdotto perché spesso in alcune acciaierie in India la produzione è discontinua e le ore di funzionamento annue sono di molto inferiori ai valori tipici del settore. Essendo un valore pessimistico esclude tutte le soluzioni tranne quella per la taglia da 5MW_e supportata dai certificati bianchi. Tale valore assunto dal coefficiente di utilizzo penalizza addirittura la taglia da 2,5MW_e nei confronti della taglia più piccola da 1MW_e, per quanto riguarda il VAN e il DPBP, in configurazione di flussi di casa dati dal solo autoconsumo. Il divario tra le due configurazioni dei flussi di cassa è ovvio ed è in linea con quello mostrato dall'analisi sulla variazione del rendimento.

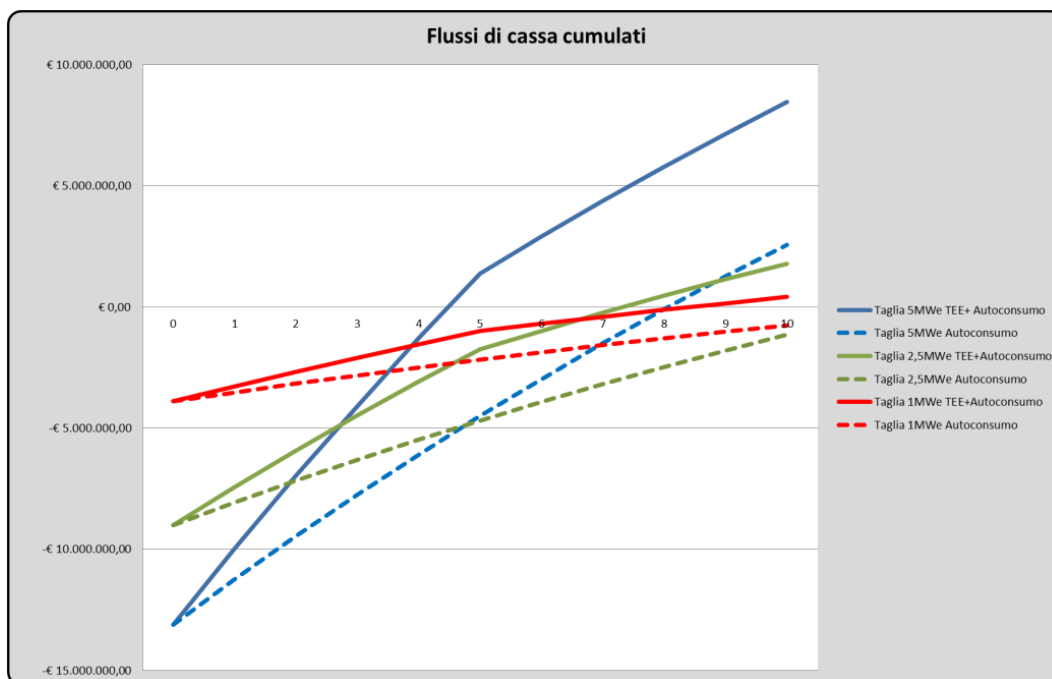


Figura 1.20 – Andamento flussi di cassa cumulati con coefficiente di utilizzo 65%

In figura 1.21 vengono visualizzati i valori assunti dagli indici di valutazione dell'investimento nelle tre configurazioni di costo scelte per l'analisi, per tutte e tre le taglie del recupero energetico in esame, sia nel caso di solo autoconsumo e sia nel caso dell'utilizzo dei titoli di efficienza energetica. Il confronto dei flussi cumulati è fornito in figura 1.22.

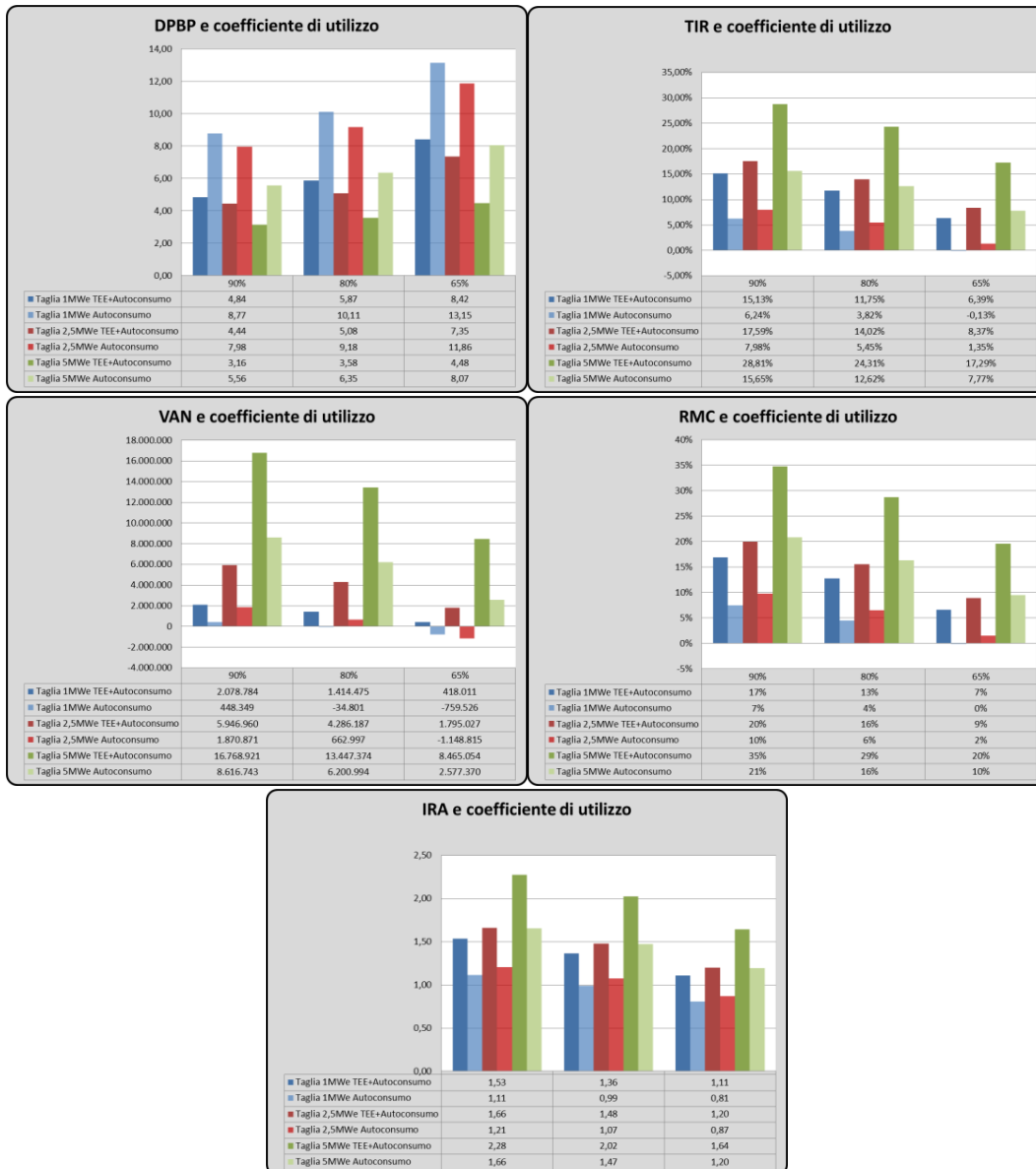


Figura 1.21 – Andamento degli indici al variare del coefficiente di utilizzo

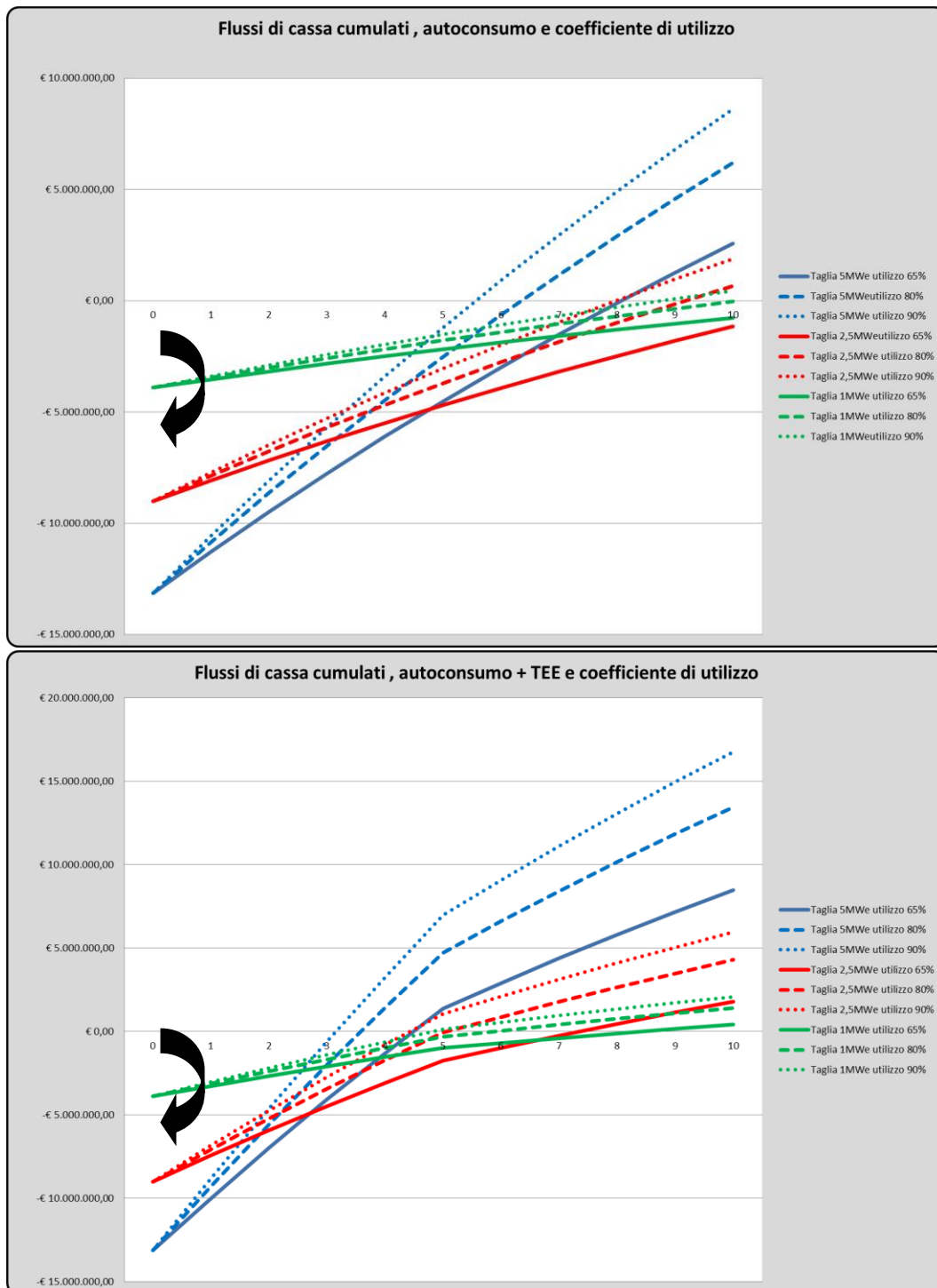


Figura 1.22 – Andamento flussi di cassa cumulati al variare del coefficiente di utilizzo

Concludendo, è di grande importanza, ove possibile, cercare di mantenere alto il numero di ore di funzionamento dell'impianto, curando la manutenzione preventiva evitando così guasti (fermi macchina). È sconsigliabile l'adozione di tale soluzione tecnologica da parte di clienti che hanno un basso numero di ore di funzionamento annuo degli impianti, perché una riduzione delle ore di utilizzo, anche solo dell'ordine del 25%, decreterebbe il fallimento economico dell'investimento.

1.7.4.6 SENSITIVITÀ RISPETTO AL PREZZO DELL'ENERGIA

In questa prima fase di studio dell'analisi di sensitività è stato variato il prezzo dell'energia come da paragrafo 1.2.4.1, mantenendo le altre variabili al valore intermedio, ossia:

Variabile	Valore
Rendimento	17%
Rapporto costi	1/2
Tasso di attualizzazione	4%
Coefficiente di utilizzo	80%

Tabella 1.41 – Scelta variabili nello studio della variazione del prezzo dell'energia

Prezzo dell'energia 100€/MWh

Taglia	Mwe	1	2,5	5
Energia termica recuperata	kWt	5000	12500	25000
Energia elettrica recuperata (h=0,17)	kWe	850	2125	4250
Ore anno		8760	8760	8760
Coefficiente di utilizzo		0,8	0,8	0,8
Tempo di funzionamento	ore/anno	7.008	7.008	7.008
Efficienza elettrica turbina		0,17	0,17	0,17
Energia prodotta	MWeh/anno	5.957	14.892	29.784
Costo Turbina	€	1.300.000	3.000.000	4.375.000
Costo impianto	€	2.600.000	6.000.000	8.750.000
Totale costi	€	3.900.000	9.000.000	13.125.000
Costo energia elettrica	€/MWh	100	100	100
Risparmio energetico	€/anno	595.680	1.489.200	2.978.400
Tep	tep/MWh	0,187	0,187	0,187
Fattore moltiplicativo (2013)		3,36	3,36	3,36
Valore singolo tep	€	86,98	86,98	86,98
Ricavo totale da CB	€/anno	325.547	813.867	1.627.734
Somma dei risparmi per un anno	€/anno	921.227	2.303.067	4.606.134
autoconsumo + TEE				
VAN (10 anni)	€	2.380.774	6.701.936	18.278.872
DPBP	anni	4,73	4,34	3,09
TIR	%	16,34%	18,81%	30,13%
RMC		19%	22%	38%
IRA		1,61	1,74	2,39
autoconsumo				
VAN (10 anni)	€	931.498	3.078.746	11.032.492
DPBP	anni	7,75	7,06	4,95
TIR	%	8,54%	10,38%	18,55%
RMC		11%	13%	25%
IRA		1,24	1,34	1,84

Tabella 1.42 – Calcolo indici con prezzo dell'energia 100€/MWh

Il prezzo dell'energia è un'altra variabile cruciale dell'analisi di sensitività, infatti influenza direttamente il flusso di cassa positivo dato dal risparmio per autoconsumo. Ovviamente maggiore è il prezzo dell'energia e maggiore sarà l'entità di risparmio sulla bolletta. In questa fase il prezzo dell'energia è stato ipotizzato di 100€/MWh e come si nota dai risultati questo fattore influisce maggiormente su quelle soluzioni che non prevedono l'incentivazione dei certificati bianchi, perché appunto il prezzo dell'energia non influisce sul rendimento dei titoli di efficienza energetica, che dipendono a loro volta dai tep risparmiati, quindi dalla produzione di energia. È interessante notare come il tempo di ritorno dell'investimento si abbassa in media di 2 anni (per solo autoconsumo) rispetto al caso di riferimento con prezzo 80€/MWh. Anche le soluzioni che beneficiano delle rendite dei certificati bianchi registrano un miglioramento, ma non così sostanzioso come per le soluzioni che

utilizzano il solo autoconsumo. In questo scenario tutte le opzioni supportate dai titoli di efficienza energetica sono ottime, soprattutto la taglia da 5MWe che offre VAN e TIR consistenti e tempi di rientro di appena 3 anni.

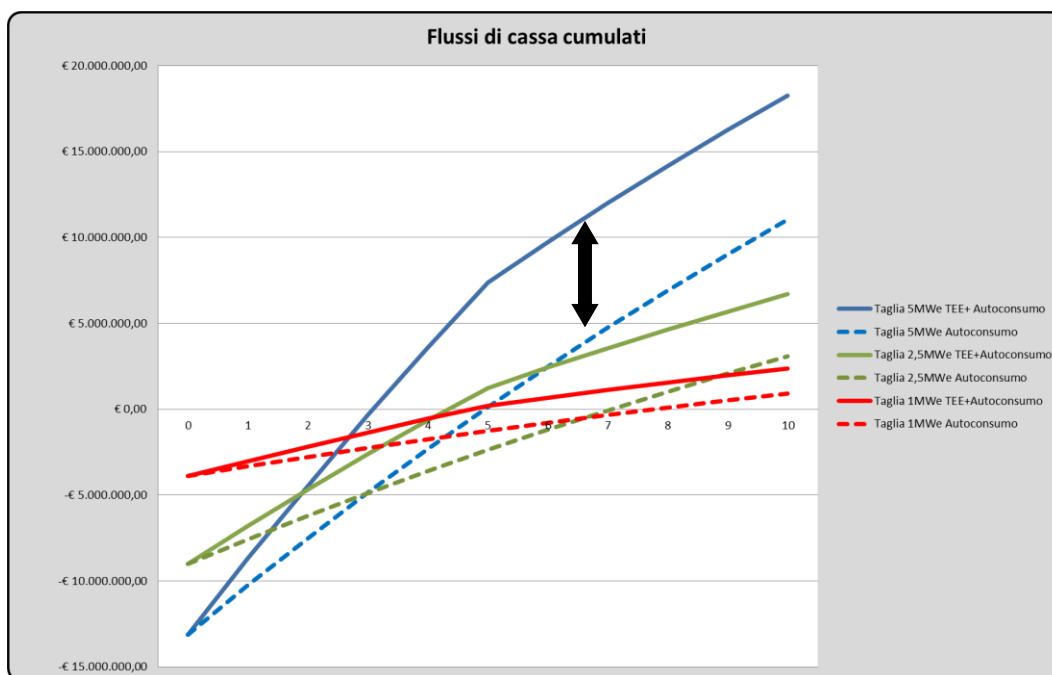


Figura 1.23 – Andamento flussi di cassa cumulati con prezzo dell'energia 100€/MWh

Come si vede dal grafico dell'andamento dei flussi di cassa cumulati, le soluzioni che utilizzano il solo autoconsumo si avvicinano maggiormente a quelle che utilizzano anche il meccanismo dei certificati bianchi, infatti per ogni taglia le due rette sono più vicine rispetto al caso intermedio di partenza.

Prezzo dell'energia 50€/MWh

Taglia	Mwe	1	2,5	5	
Energia termica recuperata	kWt	5000	12500	25000	
Energia elettrica recuperata (h=0,15)	kWe	850	2125	4250	
Ore anno		8760	8760	8760	
Coefficiente di utilizzo		0,8	0,8	0,8	
Tempo di funzionamento	ore/anno	7.008	7.008	7.008	
Efficienza elettrica turbina		0,17	0,17	0,17	
Energia prodotta	MWeh/anno	5.957	14.892	29.784	
Costo Turbina	€	1.300.000	3.000.000	4.375.000	
Costo impianto	€	2.600.000	6.000.000	8.750.000	
Totale costi	€	3.900.000	9.000.000	13.125.000	
Costo energia elettrica	€/MWh	50	50	50	
Risparmio energetico	€/anno	297.840	744.600	1.489.200	
Tep	tep/MWh	0,187	0,187	0,187	
Fattore moltiplicativo (2013)		3,36	3,36	3,36	
Valore singolo tep	€	86,98	86,98	86,98	
Ricavo totale da CB	€/anno	325.547	813.867	1.627.734	
Somma dei risparmi per un anno	€/anno	623.387	1.558.467	3.116.934	
autoconsumo + TEE	VAN (10 anni)	€	-34.975	662.563	6.200.126
	DPBP	anni	10,18	8,70	4,71
	TIR	%	3,78%	5,74%	14,53%
	RMC		4%	6%	15%
	IRA		0,99	1,07	1,47
autoconsumo	VAN (10 anni)	€	-1.484.251	-2.960.627	-1.046.254
	DPBP	anni	18,92	16,85	11,08
	TIR	%	-4,62%	-3,30%	2,36%
	RMC		-5%	-3%	3%
	IRA		0,62	0,67	0,92

Tabella 1.43 – Calcolo indici con prezzo dell'energia 50€/MWh

Portando il prezzo dell'energia ad un valore prossimo a quello dei paesi in via di sviluppo nessuna soluzione di recupero al fine della produzione di energia elettrica è conveniente. Quindi con prezzi dell'energia relativamente bassi è necessaria la presenza di incentivazioni importanti e un'attenta progettazione che limiti i costi ma non sacrifichi il rendimento.

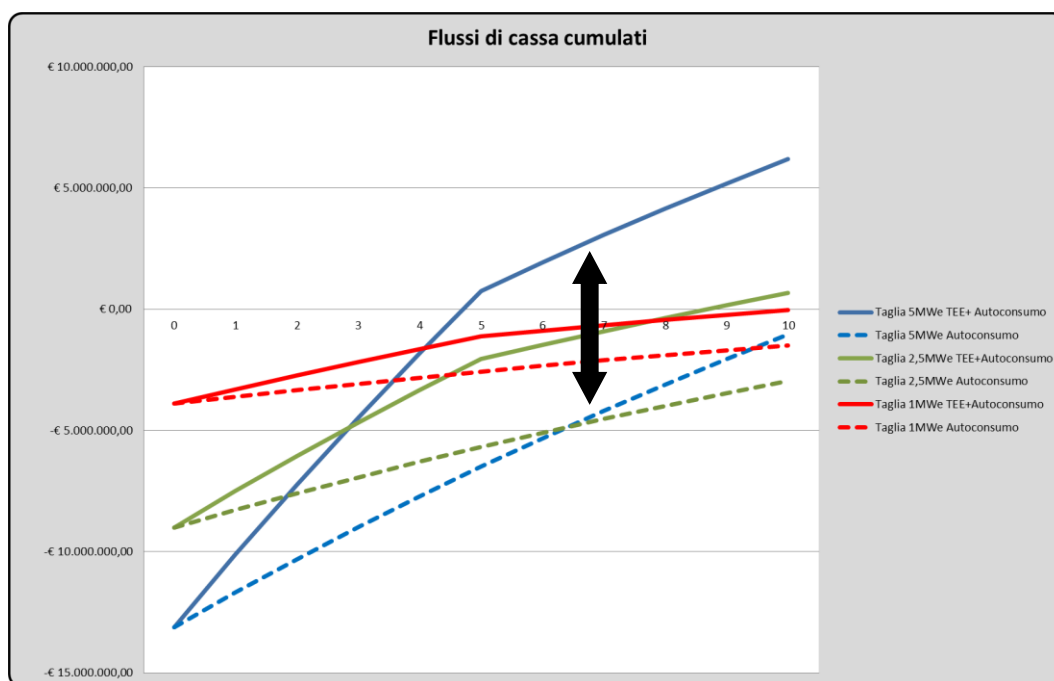


Figura 1.24 – Andamento flussi di cassa cumulati con prezzo dell'energia 50€/MWh

Come visto per un prezzo maggiore a quello di riferimento, dove le due tipologie di flussi si avvicinavano per un prezzo dell'energia maggiore, con un prezzo dell'energia inferiore i flussi si allontanano tra loro, rendendo ancora più marcata la differenza tra le due tipologie di flussi entranti (autoconsumo e autoconsumo con TEE). In figura 1.25 vengono visualizzati i valori assunti dagli indici di valutazione dell'investimento nelle tre configurazioni di costo scelte per l'analisi, per tutte e tre le taglie del recupero energetico in esame, sia nel caso di solo autoconsumo e sia nel caso dell'utilizzo dei titoli di efficienza energetica. Il confronto dei flussi cumulati è fornito in figura 1.26.

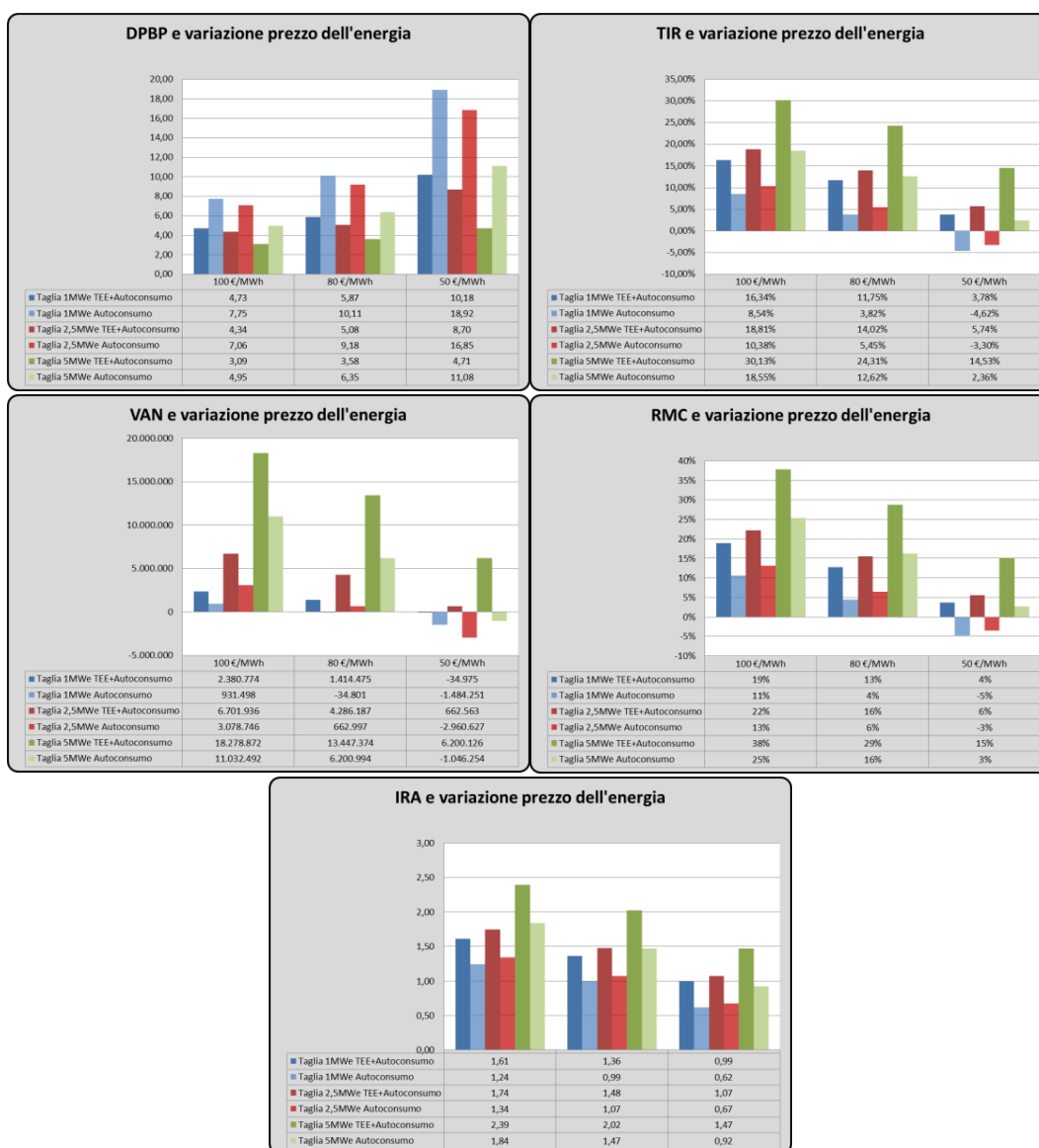


Figura 1.25– Andamento degli indici al variare del prezzo dell'energia

Da questi istogrammi di confronto si nota come le due configurazioni dei flussi di cassa siano influenzate diversamente dal prezzo, tranne che per l'indice IRA che mantiene sempre un divario costante tra le due tipologie di flussi. Come accennato nei paragrafi precedenti, qualora il prezzo dell'energia sia basso è necessario limitare i costi di investimento, senza sacrificare il rendimento perché più il prezzo è basso e più le rette dei flussi di cassa cumulati diminuiscono la loro pendenza ritardando il tempo di rientro dall'investimento e abbassando tutti i rimanenti indici di redditività. La presenza di un'incentivazione è fondamentale per la riuscita dell'investimento perché un prezzo basso dell'energia non garantisce flussi di cassa ingenti e quindi è necessario un meccanismo che garantisca maggiori

entrate (come i certificati bianchi) oppure uno che permetta di ridurre l'investimento iniziale (fondi e agevolazioni sull'investimento).

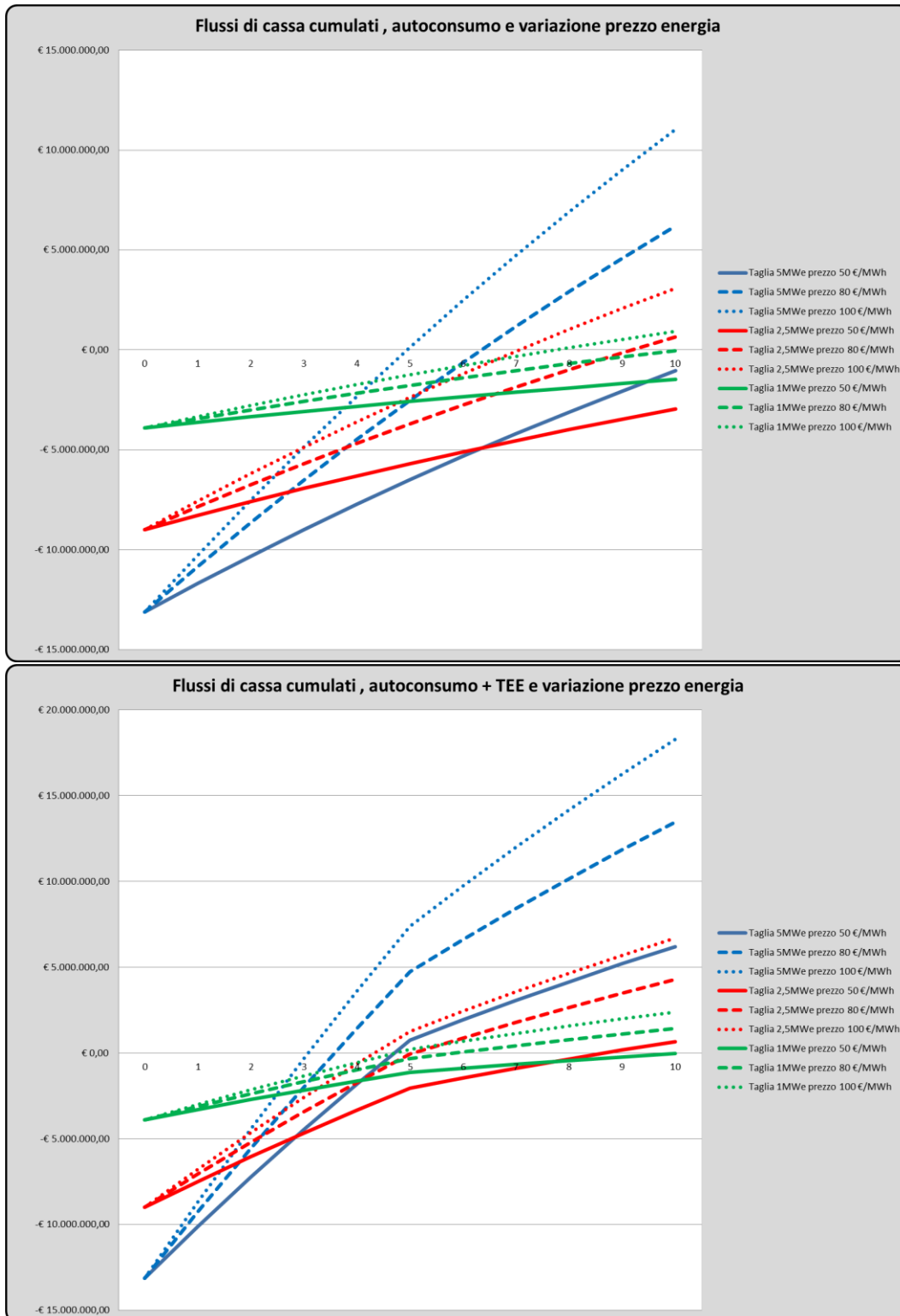


Figura 1.26 – Andamento flussi di cassa cumulati al variare del prezzo dell'energia

1.7.4.7 EFFETTO DELL'INCREMENTO DEL PREZZO DELL'ENERGIA

In questa fase dello studio di fattibilità economica si è ipotizzato un trend crescente dei prezzi dell'energia elettrica, partendo dal valore di riferimento di 80€/MWh.

Si è quindi supposto un aumento del prezzo dell'energia nell'ordine del 15% su un orizzonte di 5 anni, ovviamente la percentuale di aumento è stata equi-distribuita di anno in anno.

Anno	Prezzo [€/MWh]	Aumento % in 5 anni
1	80	15%
2	82,4	0,15
3	84,8	
4	87,2	
5	89,6	Aumento annuale [€/MWh]
6	92	2,4

Tabella 1.44 – Trend aumento prezzi dell'energia

I risultati poi ottenuti sono stati confrontati con la stessa configurazione delle rimanenti variabili (rapporto costi, tasso di attualizzazione, rendimento e coefficiente di utilizzo) che sono state mantenute al valor medio di riferimento, a meno del prezzo che è stato mantenuto costante ad 80€/MWh.

Prezzo 80€/MWh con trend di aumento del 15% in 5 anni:

autoconsumo + TEE	VAN (10 anni)	€	1.798.332	5.245.829	15.366.658
	DPBP	anni	5,48	4,87	3,50
	TIR	%	13,39%	15,67%	26,01%
	RMC		15%	18%	33%
	IRA		1,46	1,58	2,17
autoconsumo	VAN (10 anni)	€	349.055	1.622.639	8.120.277
	DPBP	anni	9,06	8,28	5,88
	TIR	%	5,71%	7,38%	14,69%
	RMC		7%	9%	20%
	IRA		1,09	1,18	1,62

Tabella 1.45 – Calcolo indici con trend del prezzo dell'energia in aumento

Prezzo 80€/MWh:

autoconsumo + CB	VAN (10 anni)	€	1.414.475	4.286.187	13.447.374
	DPBP	anni	5,87	5,08	3,58
	TIR	%	11,75%	14,02%	24,31%
	ROI		13%	16%	29%
	IRA		1,36	1,48	2,02
autoconsumo	VAN (10 anni)	€	-34.801	662.997	6.200.994
	DPBP	anni	10,11	9,18	6,35
	TIR	%	3,82%	5,45%	12,62%
	ROI		4%	6%	16%
	IRA		0,99	1,07	1,47

Tabella 1.46 – Calcolo indici con prezzo dell'energia 80€/MWh

I risultati testimoniano l'importanza del prezzo dell'energia, infatti un piccolo aumento del 15% distribuito nell'arco dei cinque anni garantisce un VAN e altri indici più elevati. Il DPBP per le soluzioni di solo autoconsumo si abbassa in modo più marcato, trasformando la taglia da 5MWe in una soluzione ancora più appetibile. Detto ciò con il prezzo dell'energia che tenderà ad aumentare, un progetto di recupero energetico potrà rivelarsi una scelta economica di investimento interessante.

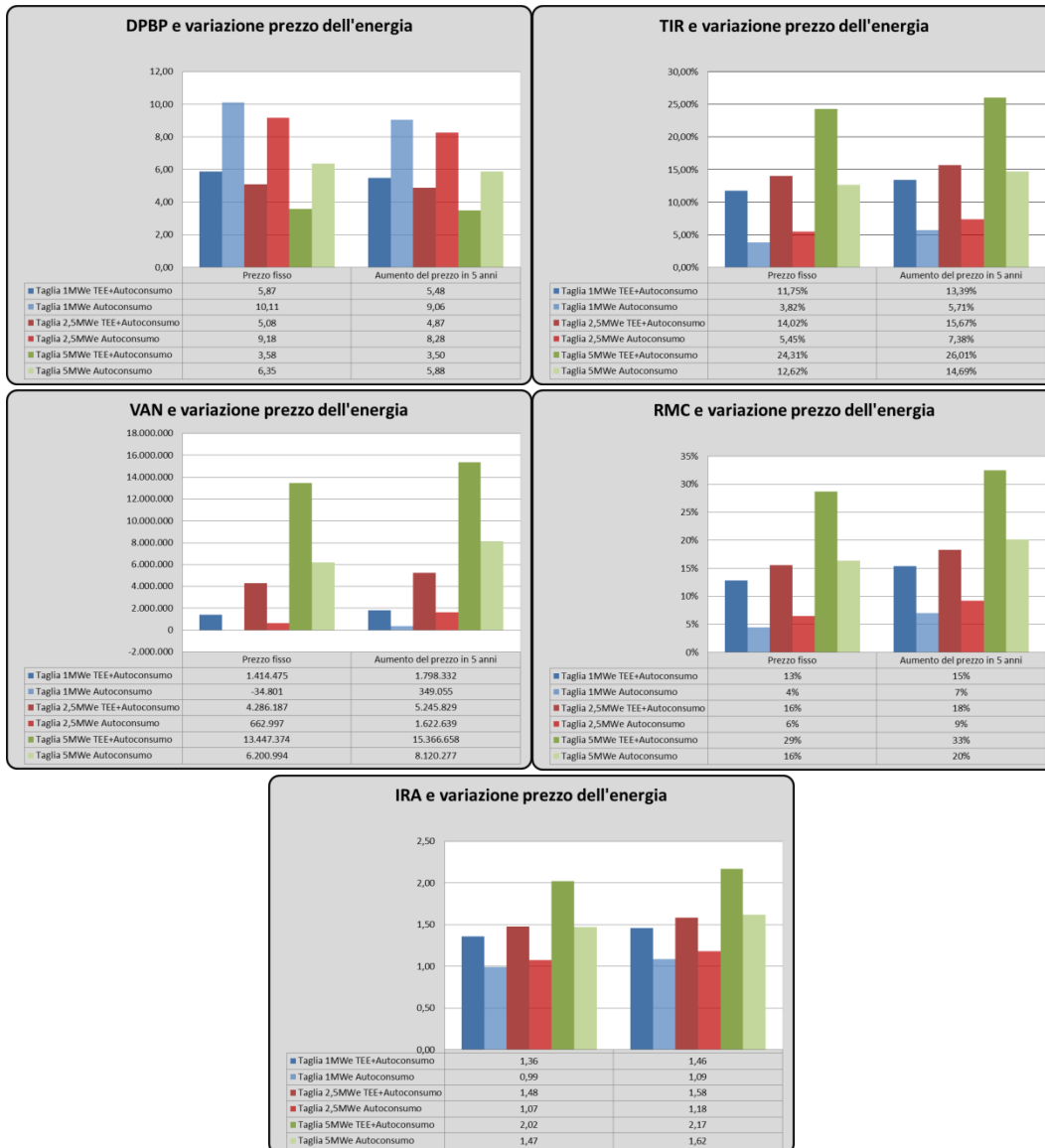


Figura 1.27– Andamento degli indici al variare del trend di prezzo dell'energia

In figura 1.28 è possibile visualizzare l'effetto di un trend crescente di prezzo, che sarà più marcato per le soluzioni che adottano come flusso di cassa entrante il solo risparmio per autoconsumo. Infatti come detto nel paragrafo precedente la componente entrante derivante dalla rendita dei titoli di efficienza energetica non dipende dal prezzo dell'energia, ma bensì dal valore del singolo certificato bianco.

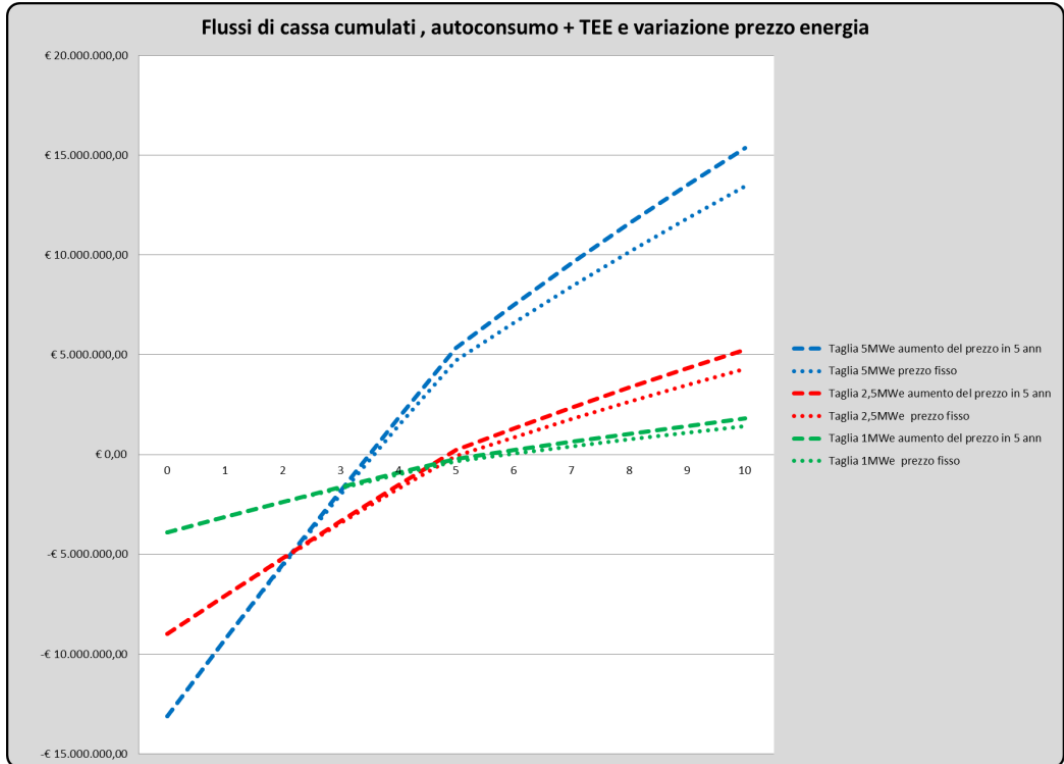
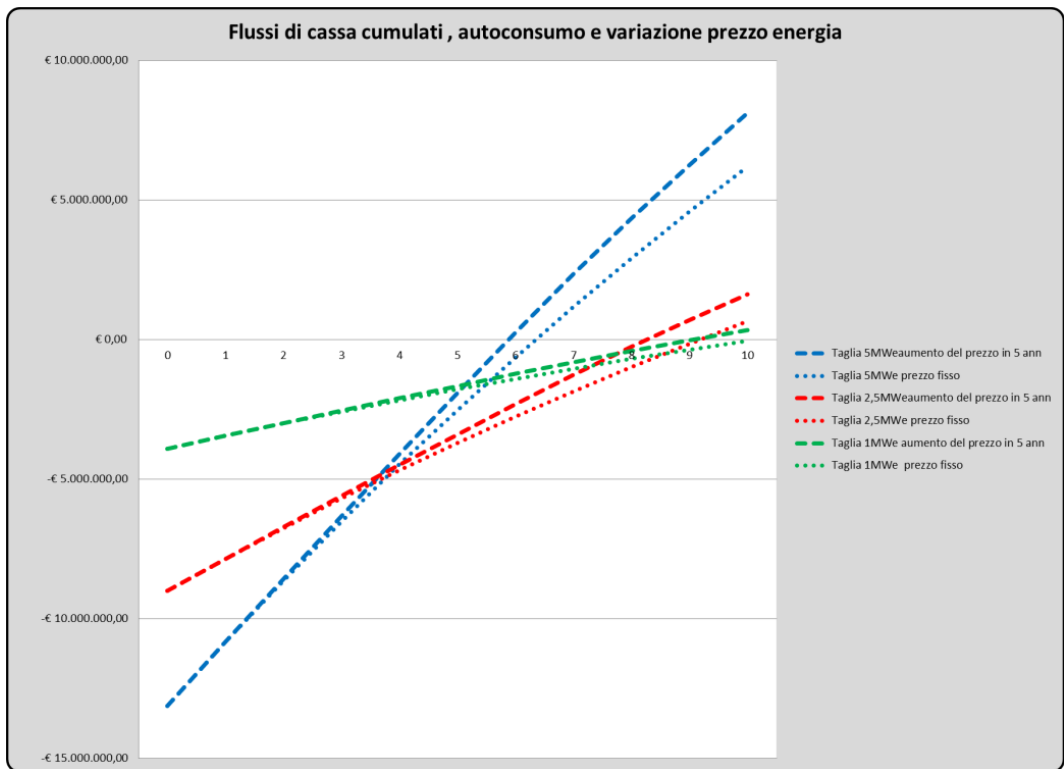


Figura 1.28– Andamento dei flussi di cassa cumulati al variare del trend di prezzo dell'energia

1.7.4.8 SENSITIVITÀ RISPETTO AL TASSO DI ATTUALIZZAZIONE

In questa prima fase di studio dell'analisi di sensitività è stato variato il tasso di attualizzazione come da paragrafo 1.2.4.1, mantenendo gli altri parametri al valore di riferimento.

Variabile	Valore
Rendimento	17%
Rapporto costi	1/2
Costo dell'energia	80€/MWh
Coefficiente di utilizzo	80%

Tabella 1.47 – Parametri fissi nell'analisi della variazione del tasso di attualizzazione

Tasso di attualizzazione 2%

Taglia		Mwe	1	2,5	5
	Energia termica recuperata	kWt	5000	12500	25000
	Energia elettrica recuperata (h=0,17)	kWe	850	2125	4250
	Ore anno		8760	8760	8760
	Coefficiente di utilizzo		0,8	0,8	0,8
	Tempo di funzionamento	ore/anno	7.008	7.008	7.008
	Efficienza elettrica turbina		0,17	0,17	0,17
	Energia prodotta	MWh/anno	5.957	14.892	29.784
	Costo Turbina	€	1.300.000	3.000.000	4.375.000
	Costo impianto	€	2.600.000	6.000.000	8.750.000
	Totale costi	€	3.900.000	9.000.000	13.125.000
	Costo energia elettrica	€/MWh	80	80	80
	Risparmio energetico	€/anno	476.544	1.191.360	2.382.720
	Tep	tep/MWh	0,187	0,187	0,187
	Fattore moltiplicativo (2013)		3,36	3,36	3,36
	Valore singolo tep	€	86,98	86,98	86,98
	Ricavo totale da CB	€/anno	325.547	813.867	1.627.734
	Somma dei risparmi per un anno	€/anno	802.091	2.005.227	4.010.454
autoconsumo + TEE	VAN (10 anni)	€	1.915.048	5.537.621	15.950.241
	DPBP	anni	5,28	4,75	3,42
	TIR	%	11,75%	14,02%	24,31%
	RMC		13%	16%	29%
	IRA		1,49	1,62	2,22
autoconsumo	VAN (10 anni)	€	380.597	1.701.492	8.277.985
	DPBP	anni	9,03	8,27	5,90
	TIR	%	3,82%	5,45%	12,62%
	RMC		4%	6%	16%
	IRA		1,10	1,19	1,63

Tabella 1.48 – Calcolo indici con prezzo tasso di attualizzazione 2%

Abbassando la percentuale del tasso di attualizzazione si abbassa la perdita di valore per i flussi di cassa dilazionati nel tempo. I risultati ottenuti testimoniano, a parità delle altre variabili, un miglioramento sensibile di indici quali VAN, IRA e DPBP. Mentre gli indici TIR e RMC, che non dipendono dall'attualizzazione dei flussi, rimangono invariati.

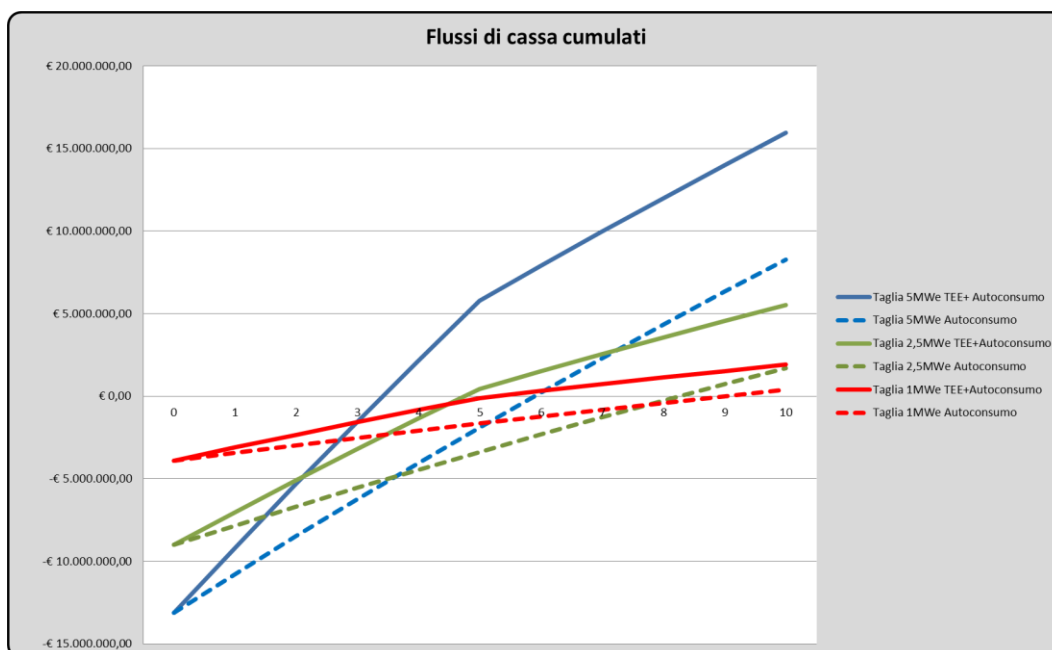


Figura 1.29– Andamento dei flussi di cassa cumulati con tasso di attualizzazione 2%

Tasso di attualizzazione 6%

Taglia	Mwe	1	2,5	5
Energia termica recuperata	kWt	5000	12500	25000
Energia elettrica recuperata (h=0,15)	kWe	850	2125	4250
Ore anno		8760	8760	8760
Coefficiente di utilizzo		0,8	0,8	0,8
Tempo di funzionamento	ore/anno	7.008	7.008	7.008
Efficienza elettrica turbina		0,17	0,17	0,17
Energia prodotta	MWch/anno	5.957	14.892	29.784
Costo Turbina	€	1.300.000	3.000.000	4.375.000
Costo impianto	€	2.600.000	6.000.000	8.750.000
Totale costi	€	3.900.000	9.000.000	13.125.000
Costo energia elettrica	€/MWh	80	80	80
Risparmio energetico	€/anno	476.544	1.191.360	2.382.720
Tep	tep/MWh	0,187	0,187	0,187
Fattore moltiplicativo (2013)		3,36	3,36	3,36
Valore singolo tep	€	86,98	86,98	86,98
Ricavo totale da CB	€/anno	325.547	813.867	1.627.734
Somma dei risparmi per un anno	€/anno	802.091	2.005.227	4.010.454
autoconsumo + TEE				
VAN (10 anni)	€	978.726	3.196.816	11.268.632
DPBP	anni	6,58	5,66	3,76
TIR	%	11,75%	14,02%	24,31%
RMC		13%	16%	29%
IRA		1,25	1,36	1,86
autoconsumo				
VAN (10 anni)	€	-392.595	-231.487	4.412.027
DPBP	anni	11,60	10,37	6,89
TIR	%	3,82%	5,45%	12,62%
RMC		4%	6%	16%
IRA		0,90	0,97	1,34

Tabella 1.49 – Calcolo indici con prezzo tasso di attualizzazione 6%

Come visto nel paragrafo precedente, la scelta di un tasso di attualizzazione può condizionare alcuni risultati, soprattutto il VAN, che con un aumento dal 4% al 6% del tasso di attualizzazione si ridimensiona di 2 milioni di euro per la taglia da 5MWe e 1 milione di euro per quella da 2,5MWe.

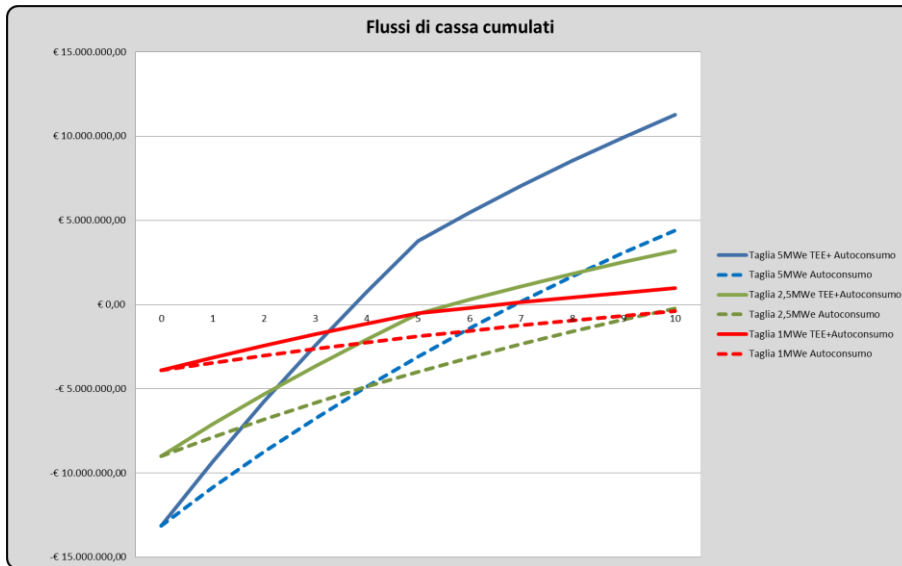


Figura 1.30– Andamento dei flussi di cassa cumulati con tasso di attualizzazione 6%

Nelle figure 1.31 e 1.32 vengono incrociati i risultati di ognuna delle variazioni effettuate alla variabile del tasso di attualizzazione ed espresse in maniera grafica, in modo da determinare subito un confronto sia numerico che visivo. Dagli istogrammi di confronto si nota la differenza tra gli indici che dipendono o meno dall'attualizzazione dei flussi. Da notare come una piccola variazione in percentuale del tasso scelto per lo studio dell'investimento influenzi l'interpretazione del VAN, del DPBP e del IRA.

I grafici dei flussi di cassa cumulati testimoniano quanto il tasso di attualizzazione scelto influenza gli indici di valutazione economica del progetto che dipendono dai flussi attualizzati. Maggiore è l'orizzonte temporale considerato (in questo studio è pari a 10 anni), maggiore è lo scostamento dei valori di VAN e DPBP calcolati con un tasso di attualizzazione diverso.

Concludendo è importante scegliere un tasso di attualizzazione corretto e non troppo ottimistico, soprattutto su orizzonti temporali ampi, anche perché scegliendo tassi di attualizzazione vicini al 1 o 2 per cento si vanifica l'utilizzo di metodi di calcolo che sfruttano l'attualizzazione dei flussi di cassa.

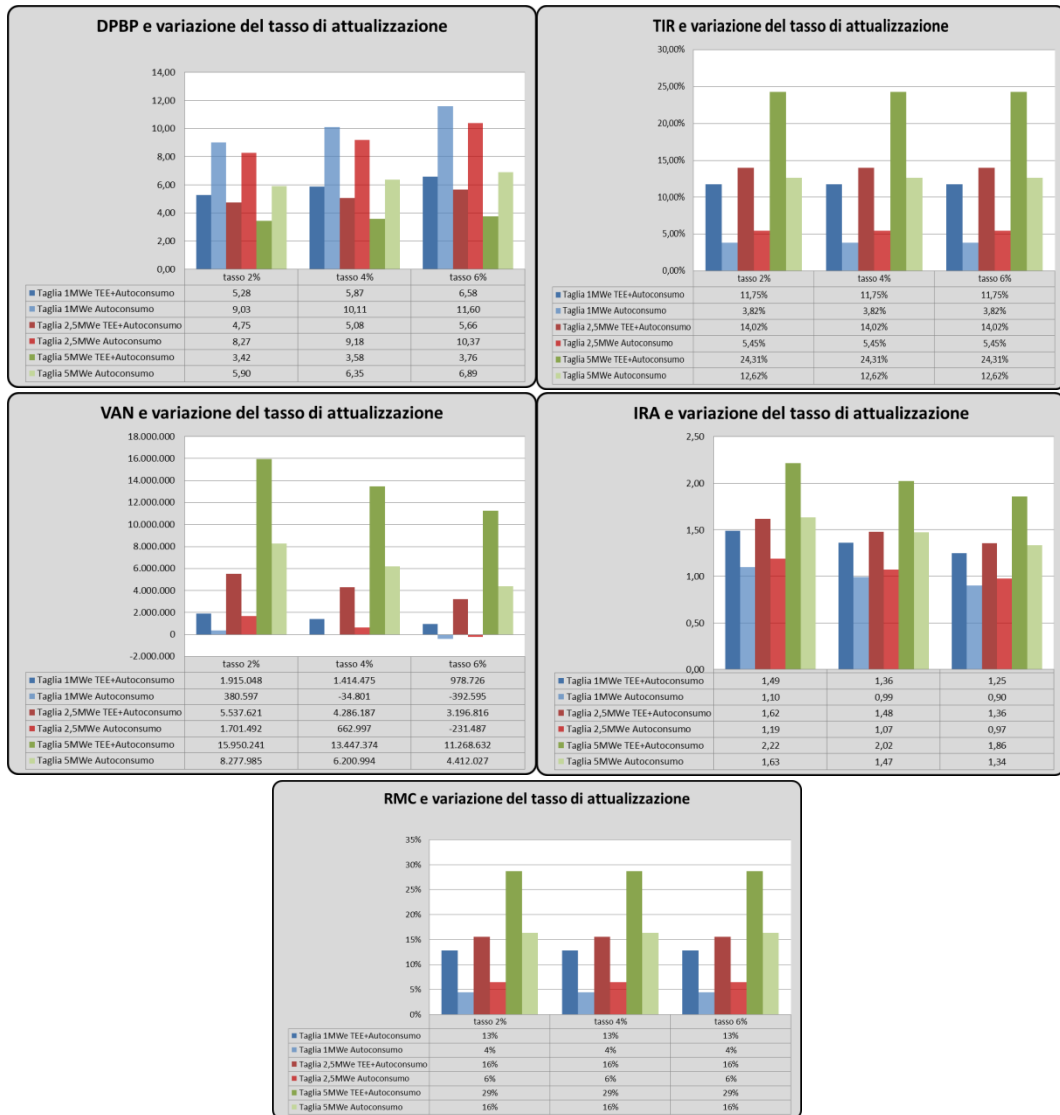


Figura 1.31– Andamento degli indici al variare del tasso di attualizzazione

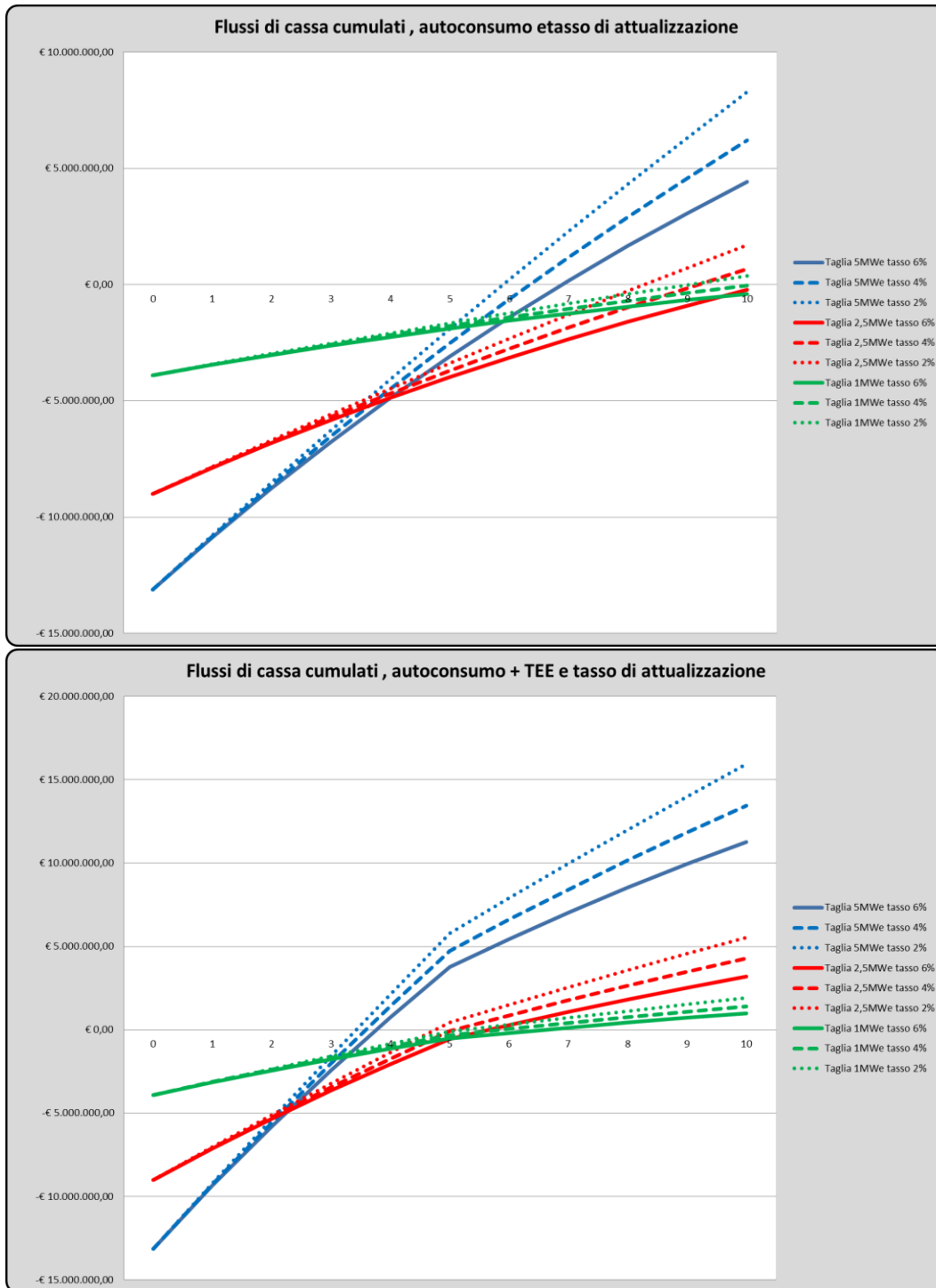


Figura 1.32– Andamento dei flussi di cassa cumulati al variare del tasso di attualizzazione

1.7.5 STUDIO DELLE ELASTICITÀ DEGLI INDICI AL VARIARE DEI PARAMETRI DI INVESTIMENTO

Oltre a dare la valutazione dell'effetto complessivo della variazione dei singoli parametri, si scende nel dettaglio dell'effetto puntuale sui singoli indicatori economici attraverso rapporti percentuali. Per lo

svolgimento di questa fase è stata presa in analisi la taglia intermedia da 2,5 MW_e, sia nel caso di solo autoconsumo, sia nel caso dell'utilizzo dei certificati bianchi in aggiunta all'autoconsumo. Per ogni variabile si è analizzato quanto una sua variazione influenza il risultato degli indici. Per fare ciò si è quantificata la forbice in percentuale della variazione assunta dalla variabile in esame rispetto al valor medio di riferimento e successivamente quantificato la forbice in percentuale che ha assunto il determinato indice in seguito alla variazione del parametro. In questo esempio si calcola la forbice del rendimento e la relativa forbice indotta sul VAN.

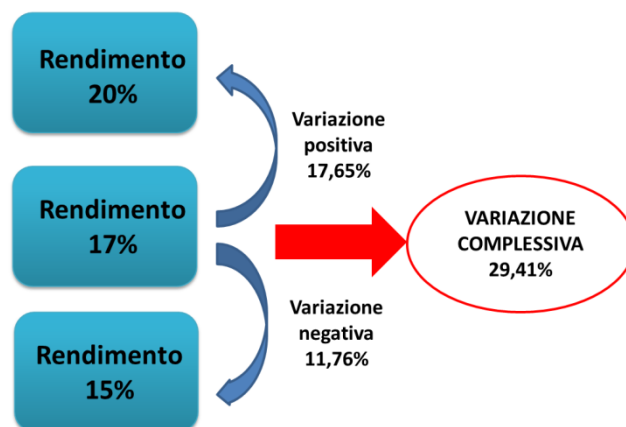


Figura 1.33– Calcolo forbice percentuale della variabile rendimento

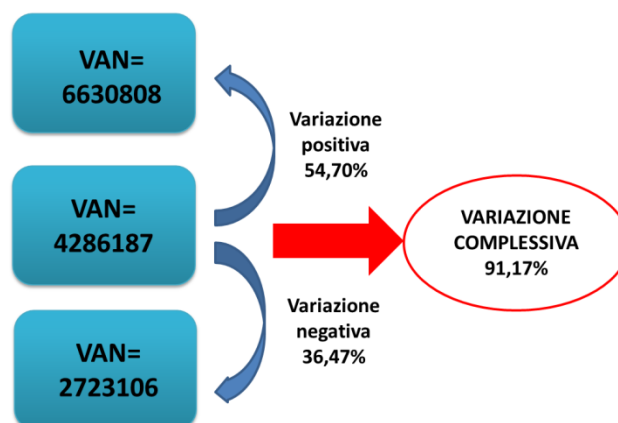


Figura 1.34– Calcolo forbice percentuale dell'indice VAN al variare del rendimento

Una volta calcolata la forbice per ogni valore assunto dall'indice, durante la variazione del parametro scelto, nelle due configurazioni dei flussi di cassa, si è proceduto a dividere la forbice di ogni singolo indice per la forbice della variabile in esame ottenendo un **numero puro** chiamato elasticità dell'indice che quantifica quanto una variazione percentuale della variabile dell'analisi sensitiva in esame influenza il risultato di un determinato indice di valutazione dell'investimento. Quindi è una misura di sensibilità, essa esprime quanto è sensibile un indice rispetto a una variazione della variabile in esame. Definiamo la elasticità di un indice come:

$$\frac{\text{Forbice percentuale dell'indice (es. VAN)}}{\text{Forbice percentuale della variabile (es. RENDIMENTO)}} = \text{Elasticità dell'indice VAN}$$

Riprendendo l'esempio di inizio paragrafo, il risultato è il seguente:

$$\frac{91,17\%}{29,41\%} = 3,10$$

Tale numero puro testimonia quanto è sensibile l'indice (in questo esempio il VAN) alle variazioni della variabile (in questo esempio il rendimento).

Tale calcolo delle elasticità è stato svolto per tutti gli indici lungo la variazione di tutte le variabili dell'analisi di sensitività, in modo da effettuare diverse considerazioni su quale indice è più influenzato dalla variazione di un dato parametro. Inoltre è stata studiata la sensibilità degli indici parallelamente per le due configurazioni dei flussi di cassa, in modo da studiare come i titoli di efficienza energetica influenzano l'elasticità degli indici a pari taglia di impianto e a pari variazione delle variabili dell'analisi sensitiva.

Variatione del rapporto costi

TAGLIA 2,5MWe		TEE+AUTOCONSUMO								
OGGETTO	VAN	variazione	TIR	variazione	IRA	variazione	RMC	variazione	DPBP	variazione
rapporto 1/3	1.286.187	-69,99%	6,39%	-54,43%	1,11	-25,00%	6,64%	-57,22%	8,42	65,92%
rapporto 1/1	7.286.187	69,99%	27,69%	97,53%	2,21	50,00%	33,28%	114,44%	3,25	-35,92%
RIFERIMENTO	4.286.187	0,00%	14,02%	0,00%	1,48	0,00%	15,52%	0,00%	5,08	0,00%
DELTA		139,98%		151,96%		75,00%		171,66%		101,84%

TAGLIA 2,5MWe		AUTOCONSUMO								
OGGETTO	VAN	variazione	TIR	variazione	IRA	variazione	RMC	variazione	DPBP	variazione
rapporto 1/3	-2.337.003	-452,49%	-0,13%	-102,41%	0,81	-25,00%	-0,14%	-102,22%	13,15	43,31%
rapporto 1/1	3.662.997	452,49%	14,90%	173,37%	1,61	50,00%	19,71%	204,45%	5,74	-37,45%
RIFERIMENTO	662.997	0,00%	5,45%	0,00%	1,07	0,00%	6,47%	0,00%	9,18	0,00%
DELTA		904,98%		275,78%		75,00%		306,67%		80,76%

VARIATIONE RAPPORTO COSTI		
	TEE+AUTOCONSUMO	AUTOCONSUMO
VAN	139,98%	904,98%
TIR	151,96%	275,78%
IRA	75,00%	75,00%
RMC	171,66%	306,67%
DPBP	101,84%	80,76%

ELASTICITA' AUTOCONSUMO	
IRA	0,75
RMC	3,07
VAN	9,05
TIR	2,76
DPBP	0,81

ELASTICITA' TEE+AUTOCONSUMO	
IRA	0,75
RMC	1,72
VAN	1,40
TIR	1,52
DPBP	1,02

Tabella 1.50 – Calcolo dell'elasticità degli indici nei confronti del rapporto costi

Utilizzando il procedimento descritto, per ogni indice si è calcolata la forbice (delta) percentuale di variazione che l'indice assume durante la variazione della variabile in esame.

Da questa analisi, per quanto riguarda la variazione del rapporto costi, si denota che l'IRA e il DPBP vengono influenzati in maniera minore rispetto agli altri indici, sia nel caso del solo autoconsumo che nel caso supportato dall'entrata ausiliaria dei certificati bianchi.

Per quanto riguarda la differenza tra le due opzioni di flussi di cassa entranti prese in esame in questo elaborato, si denota un'elasticità uguale per quanto riguarda l'indice IRA e molto simile per quanto riguarda il tempo di recupero attualizzato DPBP.

Si sottolinea come il VAN sia molto più sensibile alle variazioni del rapporto costi per quanto riguarda il caso del solo flusso di cassa entrante dato dal risparmio per autoconsumo, infatti in questa configurazione non c'è il supporto dei certificati bianchi.

Variazione del rendimento

TAGLIA 2,5MWe		TEE+AUTOCONSUMO								
OGGETTO	VAN	variazione	TIR	variazione	IRA	variazione	RMC	variazione	DPBP	variazione
rendimento 0,15	2.723.106	-36,47%	10,53%	-24,92%	1,30	-11,76%	11,34%	-26,93%	6,37	25,38%
rendimento 0,20	6.630.808	54,70%	19,02%	35,69%	1,74	17,65%	21,79%	40,39%	4,23	-16,79%
RIFERIMENTO	4.286.187	0,00%	14,02%	0,00%	1,48	0,00%	15,52%	0,00%	5,08	0,00%
DELTA		91,17%		60,61%		29,41%		67,32%		42,16%
TAGLIA 2,5MWe		AUTOCONSUMO								
OGGETTO	VAN	variazione	TIR	variazione	IRA	variazione	RMC	variazione	DPBP	variazione
rendimento 0,15	-473.826	-171,47%	2,93%	-46,31%	0,95	-11,76%	3,36%	-48,11%	10,69	16,54%
rendimento 0,20	2.368.232	257,20%	8,98%	64,79%	1,26	17,65%	11,15%	72,16%	7,57	-17,46%
RIFERIMENTO	662.997	0,00%	5,45%	0,00%	1,07	0,00%	6,47%	0,00%	9,18	0,00%
DELTA		428,67%		111,11%		29,41%		120,26%		34,00%
VARIAZIONE RENDIMENTO		29,41%								
	TEE+AUTOCONSUMO	AUTOCONSUMO								
VAN	91,17%	428,67%								
TIR	60,61%	111,11%								
IRA	29,41%	29,41%								
RMC	67,32%	120,26%								
DPBP	42,16%	34,00%								
ELASTICITA' AUTOCONSUMO		ELASTICITA' TEE+AUTOCONSUMO								
IRA	1,00	1,00								
RMC	4,09	2,29								
VAN	14,58	3,10								
TIR	3,78	2,06								
DPBP	1,16	1,43								

Tabella 1.51 – Calcolo dell'elasticità degli indici nei confronti del rendimento

Anche nello studio della variazione del rendimento di denota che gli indici meno sensibili a una sua variazione sono il DPBP e l'IRA.

Mentre l'indice di rendimento attualizzato mantiene la stessa elasticità sia per la configurazione dei flussi per solo autoconsumo che per autoconsumo e certificati bianchi, il tempo di ritorno dell'investimento manifesta un'elasticità maggiore per il caso in cui si faccia utilizzo dei certificati bianchi. Questa sensibilità maggiore è data dal fatto che il rendimento influenza tutte e due le componenti dei flussi di cassa, quindi un calo del rendimento dell'1% si manifesta sul DPBP in maniera maggiore qualora si tragga beneficio dell'incentivazione dei certificati bianchi.

Tralasciando il DPBP, gli altri indici ottengono un'elasticità minore nel caso in cui si utilizzino i certificati bianchi, soprattutto per il VAN, che nel caso di solo autoconsumo risulta essere molto sensibile alle variazioni di rendimento.

Variazione del coefficiente di utilizzo

Le elasticità degli indici ottenute variando il coefficiente di utilizzo sono caratterizzate dalle stesse proprietà delle elasticità calcolate variando il rendimento, infatti anche il coefficiente di utilizzo condiziona i flussi di cassa riducendo od aumentando la produzione di energia elettrica annua e quindi influenzando sia il risparmio per autoconsumo, sia il numero di certificati bianchi ottenuti.

Si nota comunque una sensibilità leggermente maggiore per tutti gli indici escluso il rendimento medio contabile che presenta un'elasticità identica a quella ottenuta nello studio di variazione del rendimento. Anche in questo caso l'elasticità del DPBP è maggiore nel caso che utilizza il risparmio per autoconsumo e il rendimento dei certificati bianchi come flusso di cassa, perché come detto nel paragrafo precedente, la variabile in esame influenza tutte e due le componenti di cassa in ingresso.

TAGLIA 2,5MWe		TEE+AUTOCONSUMO								
OGGETTO	VAN	variazione	TIR	variazione	IRA	variazione	RMC	variazione	DPBP	variazione
utilizzo 0,65	1.795.027	-58,12%	8,37%	-40,27%	1,20	-18,75%	8,86%	-42,92%	7,35	44,72%
utilizzo 0,90	5.946.960	38,75%	17,59%	25,46%	1,66	12,50%	19,96%	28,61%	4,44	-12,60%
RIFERIMENTO	4.286.187	0,00%	14,02%	0,00%	1,48	0,00%	15,52%	0,00%	5,08	0,00%
DELTA		96,87%		65,73%		31,25%		71,53%		57,32%

TAGLIA 2,5MWe		AUTOCONSUMO								
OGGETTO	VAN	variazione	TIR	variazione	IRA	variazione	RMC	variazione	DPBP	variazione
utilizzo 0,65	-1.148.815	-273,28%	1,35%	-75,31%	0,87	-18,75%	1,51%	-76,67%	11,86	29,25%
utilizzo 0,90	1.870.871	182,18%	7,98%	46,39%	1,21	12,50%	9,78%	51,11%	7,98	-13,08%
RIFERIMENTO	662.997	0,00%	5,45%	0,00%	1,07	0,00%	6,47%	0,00%	9,18	0,00%
DELTA		455,46%		121,70%		31,25%		127,78%		42,33%

VARIAZIONE RAPPORTO UTILIZZO		31,25%
	TEE+AUTOCONSUMO	AUTOCONSUMO
VAN	96,87%	455,46%
TIR	65,73%	121,70%
IRA	31,25%	31,25%
RMC	71,53%	127,78%
DPBP	57,32%	42,33%

ELASTICITA' AUTOCONSUMO		
IRA		1,00
RMC		4,09
VAN		14,57
TIR		3,89
DPBP		1,35

ELASTICITA' TEE+AUTOCONSUMO		
IRA		1,00
RMC		2,29
VAN		3,10
TIR		2,10
DPBP		1,83

Tabella 1.52 – Calcolo dell'elasticità degli indici nei confronti del coefficiente di utilizzo

Variazione del prezzo dell'energia

TAGLIA 2,5MWe		TEE+AUTOCONSUMO								
OGGETTO	VAN	variazione	TIR	variazione	IRA	variazione	RMC	variazione	DPBP	variazione
prezzo 50 €/MWh	662.563	-84,54%	5,74%	-59,06%	1,07	-27,27%	5,59%	-63,98%	8,70	71,24%
prezzo 100 €/MWh	6.701.936	56,36%	18,81%	34,19%	1,74	18,18%	22,14%	42,65%	4,34	-14,56%
RIFERIMENTO	4.286.187	0,00%	14,02%	0,00%	1,48	0,00%	15,52%	0,00%	5,08	0,00%
DELTA		140,90%		93,24%		45,46%		106,63%		85,81%

TAGLIA 2,5MWe		AUTOCONSUMO								
OGGETTO	VAN	variazione	TIR	variazione	IRA	variazione	RMC	variazione	DPBP	variazione
prezzo 50 €/MWh	-2.960.627	-546,55%	-3,30%	-160,61%	0,67	-37,50%	-3,45%	-153,34%	16,85	83,59%
prezzo 100 €/MWh	3.078.746	364,37%	10,38%	90,47%	1,34	25,00%	13,09%	102,22%	7,06	-23,10%
RIFERIMENTO	662.997	0,00%	5,45%	0,00%	1,07	0,00%	6,47%	0,00%	9,18	0,00%
DELTA		910,92%		251,09%		62,50%		255,56%		106,69%

VARIAZIONE PREZZO ENERGIA		62,50%
	TEE+AUTOCONSUMO	AUTOCONSUMO
VAN	140,90%	910,92%
TIR	93,24%	251,09%
IRA	45,46%	62,50%
RMC	106,63%	255,56%
DPBP	85,81%	106,69%

ELASTICITA' AUTOCONSUMO		
IRA		1,00
RMC		4,09
VAN		14,57
TIR		4,02
DPBP		1,71

ELASTICITA' TEE+AUTOCONSUMO		
IRA		0,73
RMC		1,71
VAN		2,25
TIR		1,49
DPBP		1,37

Tabella 1.53 – Calcolo dell'elasticità degli indici nei confronti del prezzo dell'energia

Nell'analisi dell'elasticità degli indici rispetto alla variabile del prezzo dell'energia si denota ancor più il vantaggio che comporta l'utilizzo del meccanismo dei certificati bianchi.

Infatti tutti gli indici risultano meno sensibili alla variazione del prezzo dell'energia, questo perché l'entrata di cassa derivante dalle rendite dei certificati bianchi non dipende dal prezzo dell'energia, ma bensì dal valore di scambio dato dal mercato (in tutto l'elaborato è stato preso in considerazione il prezzo minimo del 2012).

Il prezzo dell'energia è stato l'unico parametro che ha registrato una differenza nell'elasticità dell'indice IRA tra i due scenari prescelti per i flussi di cassa entranti.

Variazione del tasso di attualizzazione

TAGLIA 2,5MWe		TEE+AUTOCONSUMO								
OGGETTO	VAN	variazione	TIR	variazione	IRA	variazione	RMC	variazione	DPBP	variazione
tasso 6%	3.196.816	-25,42%	14,02%	0,00%	1,36	-8,20%	15,52%	0,00%	5,66	11,44%
tasso 2%	5.537.621	29,20%	14,02%	0,00%	1,62	9,42%	15,52%	0,00%	4,75	-6,43%
RIFERIMENTO	4.286.187	0,00%	14,02%	0,00%	1,48	0,00%	15,52%	0,00%	5,08	0,00%
DELTA		54,61%		0,00%		17,62%		0,00%		17,87%

TAGLIA 2,5MWe		AUTOCONSUMO								
OGGETTO	VAN	variazione	TIR	variazione	IRA	variazione	RMC	variazione	DPBP	variazione
tasso 6%	-231.487	-134,92%	5,45%	0,00%	0,97	-9,26%	6,47%	0,00%	10,37	13,00%
tasso 2%	1.701.492	156,64%	5,45%	0,00%	1,19	10,75%	6,47%	0,00%	8,27	-9,84%
RIFERIMENTO	662.997	0,00%	5,45%	0,00%	1,07	0,00%	6,47%	0,00%	9,18	0,00%
DELTA		291,55%		0,00%		20,00%		0,00%		22,83%

VARIAZIONE TASSO DI ATTUALIZZAZIONE		
	TEE+AUTOCONSUMO	AUTOCONSUMO
VAN	54,61%	291,55%
TIR	0,00%	0,00%
IRA	17,62%	20,00%
RMC	0,00%	0,00%
DPBP	17,87%	22,83%

ELASTICITA' AUTOCONSUMO	
IRA	0,20
RMC	0,00
VAN	2,92
TIR	0,00
DPBP	0,23

ELASTICITA' TEE+AUTOCONSUMO	
IRA	0,18
RMC	0,00
VAN	0,55
TIR	0,00
DPBP	0,18

Tabella 1.54 – Calcolo dell'elasticità degli indici nei confronti del tasso di attualizzazione

Come illustrato nei paragrafi precedenti, la scelta del tasso di attualizzazione è una variabile esterna al progetto.

Tale variabile influenza lo studio dei flussi di cassa attualizzati e tutti quegli indici che utilizzano il principio di attualizzazione dei flussi, infatti RMC e TIR in questo caso registrano un'elasticità nulla perché, come da definizione, non dipendono dall'attualizzazione dei flussi di cassa.

Precedentemente, durante lo studio sugli effetti della variazione del tasso di attualizzazione, è stato detto che un'errata scelta del tasso può condizionare gli indici di valutazione dell'investimento, soprattutto nel caso di solo autoconsumo, dove la variazione del tasso registra un'elasticità del VAN molto maggiore rispetto agli altri indici.

Tuttavia essendo le elasticità relativamente basse e l'orizzonte temporale considerato breve (anni), un errore di scelta del tasso di attualizzazione del 1%, non condiziona in maniera determinante i risultati degli indicatori economici.

1.7.6 CLASSIFICAZIONE DELL'IMPORTANZA DEI PARAMETRI VARIABILI IN BASE ALL'INCISIVITÀ

In questo paragrafo si raggruppano i risultati ottenuti dalle analisi di elasticità degli indici del paragrafo 5.4.8, e si organizzano i dati dal punto di vista degli indici, a differenza del precedente punto di vista da parte di ogni variabile.

Questo differente punto di vista dei risultati permette di classificare, per ogni indice, quali variabili dell'analisi di sensitività sono più influenti sulla sua variazione, in modo da capire come la variazione di una variabile come il prezzo dell'energia piuttosto che il rendimento, influenzano l'indicatore di interesse.

VAN	AUTOCONSUMO	VAN	TEE+AUTOCONSUMO
rapporto costi	9,05	rapporto costi	1,40
rendimento	14,58	rendimento	3,10
utilizzo	14,57	utilizzo	3,10
prezzo energia	14,57	prezzo energia	2,25
tasso di attualizzazione	2,92	tasso di attualizzazione	0,55
TIR	AUTOCONSUMO	TIR	TEE+AUTOCONSUMO
rapporto costi	2,76	rapporto costi	1,52
rendimento	3,78	rendimento	2,06
utilizzo	3,89	utilizzo	2,10
prezzo energia	4,02	prezzo energia	1,49
tasso di attualizzazione	0,00	tasso di attualizzazione	0,00
IRA	AUTOCONSUMO	IRA	TEE+AUTOCONSUMO
rapporto costi	0,75	rapporto costi	0,75
rendimento	1,00	rendimento	1,00
utilizzo	1,00	utilizzo	1,00
prezzo energia	1,00	prezzo energia	0,73
tasso di attualizzazione	0,20	tasso di attualizzazione	0,18
RMC	AUTOCONSUMO	RMC	TEE+AUTOCONSUMO
rapporto costi	3,07	rapporto costi	1,72
rendimento	4,09	rendimento	2,29
utilizzo	4,09	utilizzo	2,29
prezzo energia	4,09	prezzo energia	1,71
tasso di attualizzazione	0,00	tasso di attualizzazione	0,00
DPBP	AUTOCONSUMO	DPBP	TEE+AUTOCONSUMO
rapporto costi	0,81	rapporto costi	1,02
rendimento	1,16	rendimento	1,43
utilizzo	1,35	utilizzo	1,83
prezzo energia	1,71	prezzo energia	1,37
tasso di attualizzazione	0,23	tasso di attualizzazione	0,18

Tabella 1.55 – Incisività dei parametri sui singoli indici

Come si vede dalla tabella 1.55, per ogni indice sono stati radunati i risultati ottenuti al paragrafo 1.4.8, dividendoli nelle due configurazioni dei flussi di cassa ipotizzate, ossia del solo caso autoconsumo e del caso dell'utilizzo dei rendimenti derivanti dai titoli di efficienza energetica (certificati bianchi) in aggiunta al risparmio per autoconsumo. Successivamente, per classificare le variabili dell'analisi sensitiva per grado di importanza ed influenza, sono state sommate le elasticità ottenute da ogni indice nei confronti del parametro. Maggiore è il risultato della somma e maggiore sarà il grado di importanza del parametro.

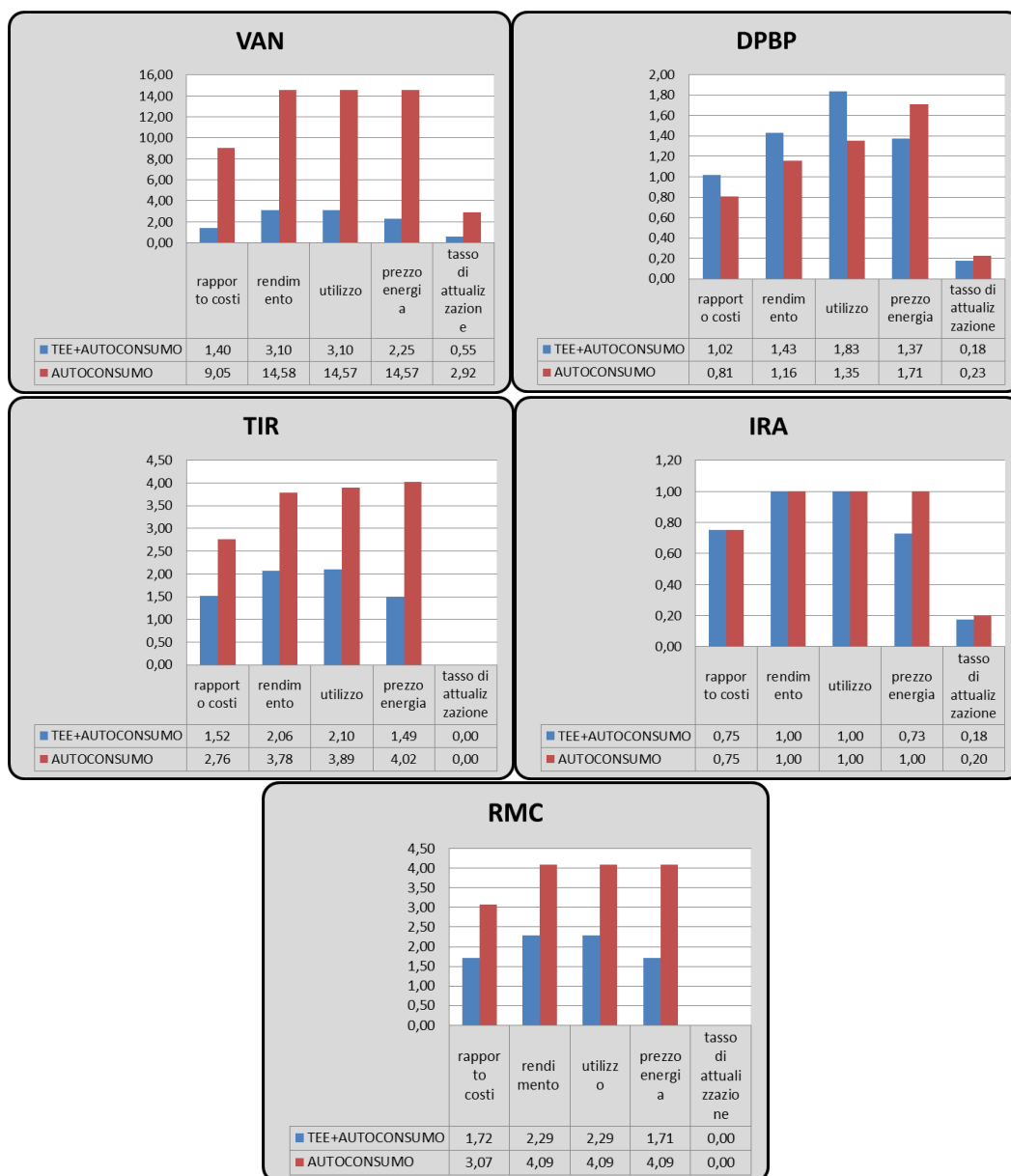


Figura 1.35– Incisività dei parametri variabili sui singoli indici

AUTOCONSUMO		
POSIZIONE	VARIABILE	SOMMA ELASTICITA'
1	prezzo energia	25,39
2	coefficiente di utilizzo	24,91
3	rendimento	24,60
4	rapporto costi	16,43
5	tasso di attualizzazione	3,34

Tabella 1.56 – Grado di importanza dei parametri nel caso di solo autoconsumo

Per quanto concerne la soluzione priva di incentivazioni, ossia quella che prevede un solo flusso entrante dato dal risparmio per autoconsumo, si denota che le variabili più incisive sono il rendimento, il

coefficiente di utilizzo e il prezzo dell'energia. Tutte queste tre variabili influenzano direttamente il flusso di cassa in ingresso e presentano un'incisività maggiore rispetto alla variabile che influenza il flusso negativo iniziale. In conclusione possiamo dire che nel caso in cui si avviasse lo studio di un progetto in un paese che non prevede incentivazioni come i TEE, le variabili alle quali va posta più attenzione sono le tre citate in precedenza e, qualora il prezzo basso dell'energia sia un handicap (prezzo dell'energia basso), bisogna compiere pieni sforzi per mantenere un rendimento alto e un alto coefficiente di utilizzo. I prezzi nei paesi di interesse risultano spesso molto inferiori al prezzo considerato come intermedio nel nostro studio, quindi un prezzo dell'energia basso unito a una mancanza di incentivazioni rende il progetto di recupero energetico dagli off gas di forno elettrico sconsigliabile dal punto di vista economico, a patto che non si tratti di una taglia di recupero molto grande, ossia maggiore di 5MW_e.

C'è da sottolineare che comunque i prezzi in molti paesi seguono un trend crescente vista la grossa domanda energetica e il calo dell'utilizzo della tecnologia nucleare, e che quindi un progetto economicamente sconsigliabile in data odierna, potrebbe rivelarsi molto promettente in un prossimo futuro, qualora i costi della bolletta energetica aumentino.

I punti chiave della riuscita economica del progetto in paesi con basso prezzo dell'energia e mancanza di incentivazioni sono i seguenti:

- massimizzare il rendimento;
- massimizzare le ore di funzionamento dell'impianto;
- scegliere una taglia di recupero grande;
- ridurre al minimo il rapporto costi.

TEE + AUTOCONSUMO		
POSIZIONE	VARIABILE	SOMMA ELASTICITA'
1	coefficiente di utilizzo	10,33
2	rendimento	9,88
3	prezzo energia	7,55
4	rapporto costi	6,40
5	tasso di attualizzazione	0,90

Tabella 1.57 – Grado di importanza delle variabili nel caso dell'utilizzo dei TEE

Per quanto riguarda i risultati nel caso dell'utilizzo dei rendimenti dei certificati bianchi come flusso di cassa aggiuntivo, si nota che la situazione è ben diversa da quella in Tabella 4.53. Le variabili più incisive in questo caso sono il rendimento e il coefficiente di utilizzo, e per le restanti si nota un calo ben marcato di incisività, questo perché il rendimento dei certificati bianchi, dipendendo solo dal rendimento dell'impianto, dalle ore di funzionamento e dal valore di mercato del titolo (in questo elaborato è stato considerato il prezzo minimo). Da notare come cambi l'incisività della variabile prezzo dell'energia tra i due casi: la presenza di un meccanismo di incentivazione che permette un flusso di cassa ausiliario e indipendente dal prezzo dell'energia consente di ridurre notevolmente la sensibilità di tutti gli indici di valutazione dell'investimento. Concludendo si può affermare che il meccanismo dei certificati bianchi aiuta in modo imponente la riuscita economica del progetto, consentendo una flessibilità maggiore per quanto riguarda i parametri di rendimento, ore di funzionamento e costo dell'impiantistica. Purtroppo il meccanismo dei certificati bianchi non è molto diffuso, ma nel paragrafo 1.2.8.6 si affronterà un confronto tra le implementazioni del progetto in tre diversi paesi che forniscono tre incentivi di differente natura, in modo da poter valutare ulteriori opportunità. I punti chiave della riuscita economica del progetto in presenza dell'incentivazione dei certificati bianchi sono i seguenti:

- massimizzare il rendimento;
- massimizzare le ore di funzionamento dell'impianto;

1.7.7 TRADE-OFF RENDIMENTO RISPETTO AL COSTO DI IMPIANTO

Riepilogando le caratteristiche delle variabili dell'analisi di sensitività è importante sottolineare che le uniche variabili che possono essere modificate / influenzate sono il rendimento e il rapporto costi. Infatti una volta scelto il contesto dove opererà l'impianto di recupero del calore di scarto dagli off gas di forno elettrico le variabili come il prezzo dell'energia e il coefficiente di utilizzo non sono influenzabili: il prezzo dell'energia è imposto nel paese di interesse, mentre il coefficiente di utilizzo è una variabile legata all'operatività degli impianti dell'acciaieria di destinazione, che quindi non dipende da chi progetta e realizza l'impianto (salvo guasti o fermo macchina all'impianto di recupero energetico). In tabella è possibile riassumere le caratteristiche delle variabili:

VARIABILE	INCISIVITÀ	LEGAME CON ALTRE VARIABILI	DIPENDENZA
Rapporto costi	Esborso iniziale	Rendimento	Scelte di progetto
Rendimento	Flussi di cassa entranti, tep risparmiati	Rapporto costi	Scelte di progetto
Coefficiente di utilizzo	Flussi di cassa entranti, tep risparmiati	/	Acciaieria di destinazione
Prezzo dell'energia	Flussi di cassa entranti	/	Paese di interesse
Tasso di attualizzazione	Flussi attualizzati	/	Scelte preliminari di analisi economica

Tabella 1.58 – Caratteristica dei parametri variabili

È importante sottolineare che esiste un legame tra la variabile del rapporto costi e quella del rendimento, infatti in fase di progettazione è possibile compiere delle scelte di *trade-off* tra un impianto costoso che ha caratteristiche che ottimizzano ed innalzano il rendimento, e un impianto meno costoso ma che influenza il rendimento negativamente abbassandolo.

Questo *trade-off* è frutto di scelte tecniche in fase di concepimento del progetto come ad esempio il dimensionamento del serbatoio di compensazione che permette di regolarizzare la temperatura del fluido vettore e quindi di migliorare il rendimento medio dell'impianto ORC, nonché la temperatura e quindi la pressione della parte impiantistica del fluido vettore. È chiaro che utilizzando temperature maggiori del fluido vettore è possibile ottimizzare ed innalzare il rendimento del ciclo ORC, ma d'altra parte il costo della componentistica aumenta, per motivi legati all'utilizzo di materiali più pregiati e complessità differenti, necessari per sopportare tali pressioni e temperature. Se si suppone di aumentare il rendimento con una maggiorazione del 30%, tale operazione corrisponde ad aumentare del 30% tutti i flussi di cassa in ingresso, perché sia nel caso di solo autoconsumo che quello in cui si fa utilizzo dei certificati bianchi, un aumento di rendimento corrisponde ad una maggiore energia elettrica prodotta, generando un autoconsumo maggiore e un risparmio maggiore di tep.

Siccome il rendimento ha una relazione lineare con la quantità di energia elettrica prodotta, a una sua maggiorazione percentuale l'investimento iniziale dovrà ottenere la stessa maggiorazione percentuale per mantenere invariati gli indici di redditività; ciò non vale per il VAN in quanto è risultato di una somma algebrica di flussi di cassa attualizzati, mentre gli altri indici sono frutto di equazioni fratte.

Siccome l'investimento iniziale F_0 dipende dal rapporto costi è facile stabilire la relazione tra queste due variabili per calcolare un punto di *trade-off*.

$$F_0 = \text{costo turbina} \times \left(1 + \frac{1}{\text{rapporto costi}}\right)$$

Esiste quindi un fattore che intercorre tra il rendimento ed il rapporto costi che determina quanto una variazione percentuale del rapporto costi è necessaria per bilanciare una variazione percentuale del rendimento, ed essa dipende dal rapporto costi scelto.

$$\text{FATTORE TRADE - OFF} = \left(1 + \frac{1}{\text{rapporto costi}}\right)$$

RAPPORTO COSTI	FATTORE TRADE-OFF
1/1	2
1/2	1,5
1/3	1,333333

Tabella 1.59 – Fattore trade-off

Quindi se si suppone un rapporto costi pari a 1/1 il fattore di *trade-off* sarà pari a 2, ciò significa che per bilanciare gli indici di redditività, ipotizzando un aumento percentuale del rendimento del 30%, il rapporto costi deve aumentare del 60%.

$$\Delta\% \text{rapporto costi} = \text{FATTORE TRADE - OFF} \times \Delta\% \text{rendimento}$$

Per lo scopo si è creato un software automatizzato in ambiente MSEXCEL che mette a confronto due soluzioni: una di riferimento e una target con la variazione del rendimento e del rapporto costi che bilancia la prima per quanto riguarda il risultato degli indici di redditività.

Rendimento di riferimento	Target rendimento percentuale
0,15	30%
	Rendimento target
	0,195
Trade-off	2,00
Rapp. costi di riferimento	Delta rapp. Costi percentuale
1	60%
	Costo Impianto/Costo turbina
	1,60

Tabella 1.60 – Calcolo delta costi

Per bilanciare un aumento di rendimento del 30%, il rapporto costi dovrà aumentare del 60%, quindi il fattore moltiplicativo del costo della turbina non sarà più 1 ma, in questo caso, 1,60.

			Riferimento	
	Taglia	Mwe	2,5	2,5
	Energia termica recuperata	kWt	12500	12500
	Energia elettrica recuperata (h=0,15)	kWe	1875	2438
	Ore anno		8760	8760
	Coefficiente di utilizzo		0,8	0,8
	Tempo di funzionamento	ore/anno	7.008	7.008
	Efficienza elettrica turbina		0,15	0,195
	Energia prodotta	MWeh/anno	13.140	17.082
	Costo Turbina	€	3.000.000	3.000.000
	Costo impianto	€	3.000.000	4.800.000
	Totale costi	€	6.000.000	7.800.000
	Costo energia elettrica	€/MWh	80	80
	Risparmio energetico	€/anno	1.051.200	1.366.560
	Tep	tep/MWh	0,187	0,187
	Fattore moltiplicativo (2013)		3,36	3,36
	Valore singolo tep	€	86,98	86,98
	Ricavo totale da CB	€/anno	718.118	933.553
	Somma dei risparmi per un anno	€/anno	1.769.318	2.300.113
autoconsumo + TEE	VAN (10 anni)	€	5.723.106	7.440.038
	DPBP	anni	3,72	3,72
	TIR	%	23,03%	23,03%
	RMC		27%	27%
	IRA		1,95	1,95
autoconsumo	VAN (10 anni)	€	2.526.174	3.284.026
	DPBP	anni	6,61	6,61
	TIR	%	11,75%	11,75%
	RMC		15%	15%
	IRA		1,42	1,42

Tabella 1.61 – Calcolo indici tra soluzione di riferimento e soluzione con rendimento target

Come si vede dall'esempio si è riusciti a bilanciare perfettamente le due situazioni ottenendo indici identici, tranne che per il VAN che come detto in precedenza è risultato di una somma algebrica, che risulta maggiore (in questo esempio del 30%) in quanto aumentano i flussi di cassa e l'esborso iniziale del 30%. Un aumento di rendimento è più incisivo di un aumento del rapporto costi, infatti il rapporto di trade-off in questo caso è pari a 2.

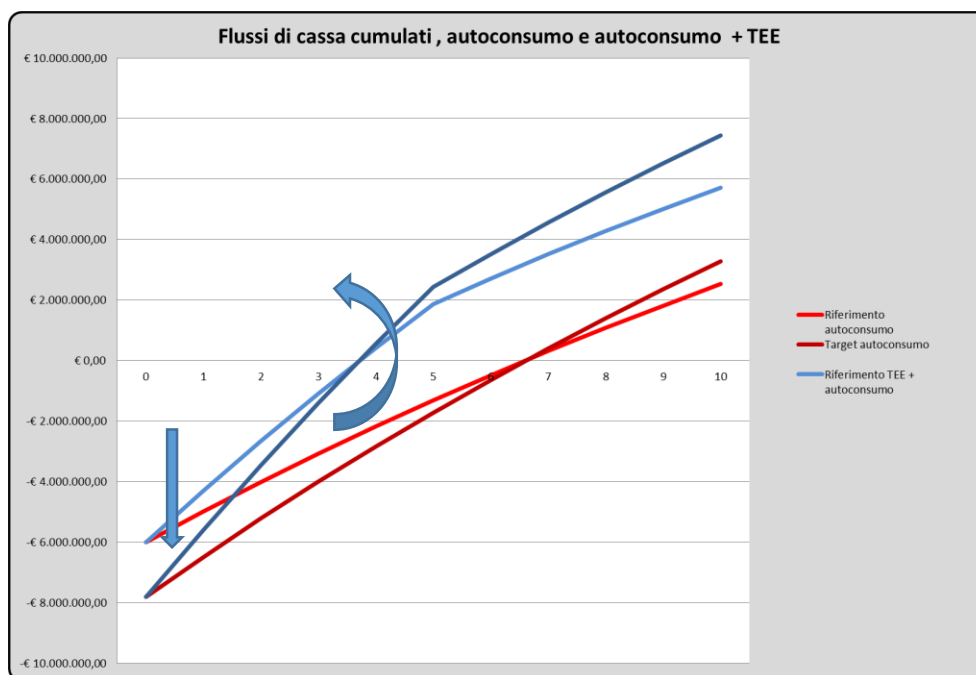


Figura 1.36– Flussi di cassa cumulati, confronti in trade-off

Come si vede dal grafico dei flussi di cassa cumulati, l'operazione di aumentare il rendimento fa compiere una rotazione della retta vincolata nel punto di attraversamento dell'asse delle ascisse (DPBP), mentre l'aumento del rapporto costi la fa traslare verso il basso.

Ciò incide sul VAN finale, quindi è molto importante valutare se è vantaggioso o meno ridurre i costi penalizzando il rendimento, in quanto il VAN si abbassa: maggiore è l'orizzonte temporale considerato e maggiore sarà la differenza tra i due VAN.

Facendo una sottrazione tra il costo dell'impianto della soluzione a rendimento target e il costo dell'impianto della soluzione di riferimento si ottiene il *trade-off* di costo:

TRADE OFF DI COSTO [€]	1.800.000
-------------------------------	------------------

Ciò significa che se da progetto è possibile un aumento del rendimento del 30% attraverso diverse scelte tecniche a maggior costo, l'aumento dei costi di impianto non dovrà superare il trade-off di costo ottenuto, che nell'esempio con taglia da 2,5MW_{el} e rapporto costi 1/1 risulta di 1.800.000 euro.

A parità di indici un aumento di rendimento seguito da un aumento dei costi, nei limiti del trade-off, permette di ottenere soluzioni analoghe ma con VAN maggiore in quanto, come detto nell'analisi di incisività delle variabili, il rendimento ha più "peso" della variabile rapporto costi.

1.7.8 CONFRONTO DELLA REDDITIVITÀ PER REALIZZAZIONI IN NAZIONI DIVERSE

Per quanto riguarda il prezzo dell'energia verranno applicati i prezzi raccolti durante lo studio relativo nel paragrafo 4.2.4.1. L'analisi in questione metterà anche a confronto le due tipologie di flussi di cassa, da un lato il risparmio energetico per autoconsumo unito alle incentivazioni e dall'altro il solo risparmio energetico dato dall'autoconsumo.

Nei due paragrafi successivi vengono illustrati i due incentivi individuati che riguardano il recupero energetico da calore di scarto nei processi industriali, il *programma di ricompense finanziarie per il risparmio energetico da riadattamenti tecnici* per la Cina e l'*SGIP* per lo stato della California (Stati Uniti).

Riassumendo, i valori delle variabili utilizzate per le tre implementazioni vengono organizzate nella seguente tabella riassuntiva:

	Italia	Cina	California (USA)
Prezzo dell'energia	80 €/MWh	57,7 €/MWh	42,8 €/MWh
Rendimento	19%	//	//
Coefficiente di utilizzo	80%	//	//
Tasso di attualizzazione	4%	//	//
Rapporto costi	1/1	//	//
Incentivo	Certificati bianchi	RRE	California SGIP

Tabella 1.62 – Premesse per il confronto

1.7.8.1 CINA E IL “PROGRAMMA DI RICOMPENSA FINANZIARIA PER IL RISPARMIO ENERGETICO DA RIADATTAMENTI TECNICI

Come già descritto il “*Programma di Ricompensa Finanziaria per il Risparmio Energetico da Riadattamenti Tecnici*” che chiameremo per semplicità (**RRE**), ossia ricompensa da risparmio energetico, è un incentivo che premia le aziende virtuose stanziando 240 RMB (28€) per ogni tonnellata di carbone equivalente (tce) risparmiato dalle imprese localizzate nell'est del Paese e 300 RMB (36€) per ogni tce risparmiato alle imprese della zona centro-occidentale, volto alla premiazione delle imprese che hanno raggiunto obiettivi di risparmio energetico attraverso progetti di rinnovamento tecnico.

I requisiti necessari sono i seguenti:

- Il risparmio di energia deve essere di almeno 5.000 tce all'anno;
- Il consumo annuale complessivo di energia dell'impresa che andrà a beneficiare del premio doveva essere di almeno 20.000 tce prima dell'opera di riadattamento tecnico;
- L'impresa è operativa da almeno 3 anni;
- Le imprese devono disporre di estesi sistemi di misurazione dell'energia, contabili e gestionali.

Come si nota le condizioni di partenza per l'applicazione dell'incentivo escludono a priori la taglia da 1 MW_{el}, in quanto non permetterebbe mai di raggiungere un risparmio di 5.000 tce annui, infatti a una taglia da 1 MW_{el} corrisponde a una produzione di 6.658 MWh_{el}/anno (a rendimento 19% e coefficiente di utilizzo 80%), che si concretizza in un risparmio di 2177 tce/anno. Per il calcolo dei flussi di cassa derivanti dall'applicazione di questo incentivo si procede in maniera analoga per quanto visto in precedenza con i certificati bianchi, con l'unica differenza che si utilizzerà il fattore di conversione in tce e che non è previsto un fattore moltiplicativo in base alla tecnologia utilizzata.

Quindi riassumendo quanto detto in precedenza, la componente dei flussi di cassa derivante dall'utilizzo dell'incentivo RRE per le tre taglie è la seguente:

	1 MW _{el}	2,5 MW _{el}	5 MW _{el}
MWh_{el} / anno*	6.658	16.664	33.288
Tce / MWh	0,327	0,327	0,327
Tce / anno	2177	5442	10885
€ / tce	36	36	36
€ / anno	0**	195.933	391.866

Tabella 1.63 – Incentivo RRE applicato

*Rendimento 19%, Coefficiente di utilizzo 80%

**Non rientra nelle condizioni, risparmio inferiore a 5.000 tce annui

Concludendo questo paragrafo si può affermare che l'incentivo non aiuta le piccole taglie di recupero, ma fornisce un flusso di cassa che non si limita ai soli primi 5 anni come i certificati bianchi.

1.7.8.2 STATI UNITI E INCENTIVO SGIP

Il *Self Incentive Program Generation* (SGIP) prevede un riconoscimento sulla potenza installata come da tabella:

Technology Type	Incentive (\$/W)
Renewable and Waste Energy Recovery	
Wind Turbine	\$1.19
Waste Heat to Power	\$1.19
Pressure Reduction Turbine ¹¹	\$1.19
Non-Renewable Conventional CHP	
Internal Combustion Engine - CHP	\$0.48
Micro-turbine – CHP	\$0.48
Gas Turbine – CHP	\$0.48
Emerging Technologies	
Advanced Energy Storage	\$1.80
Biogas Adder ¹²	\$1.80
Fuel Cell – CHP or Electric Only	\$2.03

Capacity	Incentive Rate (Pct. of Base)
0 – 1 MW	100%
1 MW – 2 MW	50%
2 MW – 3 MW	25%

Tabella 1.64 - linee guida SGIP

Quindi nel caso della produzione di energia elettrica dal calore di scarto riconosce fino a $0,8€/W_{el}$ per potenze fino a $1MW_{el}$, $0,4€/W_{el}$ per potenze comprese tra 1 e $2MW_{el}$ e $0,2€/W_{el}$ per potenze fino a $3MW_{el}$.

Il pagamento è previsto in due parti: il 50% viene rilasciato da subito una volta approvato il progetto, e il restante 50% in cinque pagamenti annui, pesati in base a quanto prodotto annualmente a fronte di una previsione, che nel nostro caso essendo ipotizzata una produzione identica di anno in anno, il restante 50% del contributo verrà corrisposto in parti eque per 5 anni. Ovviamente per la taglia da $5MW_{el}$ verrà riconosciuto il contributo per $3MW_{el}$, in quanto supera la soglia della potenza installata. Quindi riassumendo per le nostre tre taglie in esame si creeranno le seguenti condizioni:

ANNO	$1MW_{el}$	$2,5MW_{el}$	$5MW_{el}$
Contributo	$0,8€/W_{el}$	$0,2€/W_{el}$	$0,2€/W_{el}$ fino a $3MW_{el}$
0	400.000€	250.000€	300.000€
1	80.000€	50.000€	60.000€
2	80.000€	50.000€	60.000€
3	80.000€	50.000€	60.000€
4	80.000€	50.000€	60.000€
5	80.000€	50.000€	60.000€

Tabella 1.65 – Incentivo SGIP applicato

Da come si denota in tabella i flussi di cassa verranno influenzati all'anno 0, ossia creando uno sconto sull'investimento iniziale, e i primi 5 anni generando un'entrata ausiliaria.

1.7.8.3 VALUTAZIONE DELLA REALIZZAZIONE IN ITALIA

Taglia	Mwe	1	2,5	5	
Energia termica recuperata	kWt	5000	12500	25000	
Energia elettrica recuperata (h=0,19)	kWe	950	2375	4750	
Ore anno		8760	8760	8760	
Coefficiente di utilizzo		0,8	0,8	0,8	
Tempo di funzionamento	ore/anno	7.008	7.008	7.008	
Efficienza elettrica turbina		0,19	0,19	0,19	
Energia prodotta	MWeh/anno	6.658	16.644	33.288	
Costo Turbina	€	1.300.000	3.000.000	4.375.000	
Costo impianto	€	1.300.000	3.000.000	4.375.000	
Totale costi	€	2.600.000	6.000.000	8.750.000	
Costo energia elettrica	€/MWh	80	80	80	
Risparmio energetico	€/anno	532.608	1.331.520	2.663.040	
Tep	tep/MWh	0,187	0,187	0,187	
Fattore moltiplicativo (2013)		3,36	3,36	3,36	
Valore singolo tep	€	86,98	86,98	86,98	
Ricavo totale da CB	€/anno	363.846	909.616	1.819.232	
Somma dei risparmi per un anno	€/anno	896.454	2.241.136	4.482.272	
autoconsumo + TEE	VAN (10 anni)	€	3.339.707	8.849.268	20.948.536
	DPBP	anni	3,15	2,89	2,07
	TIR	%	28,93%	32,24%	47,63%
	RMC		35%	40%	62%
	IRA		2,28	2,47	3,39
autoconsumo	VAN (10 anni)	€	1.719.928	4.799.820	12.849.640
	DPBP	anni	5,54	5,07	3,60
	TIR	%	15,73%	17,92%	27,81%
	RMC		21%	24%	41%
	IRA		1,66	1,80	2,47

Tabella 1.66 – Implementazione in Italia

Da quanto risulta dall'analisi, con le condizioni ottimali di rendimento e coefficiente di utilizzo ipotizzate per il confronto sovranazionale, il basso rapporto di costi, l'alto rendimento e il prezzo dell'energia tra i più alti nel mondo, garantiscono un forte successo nel contesto italiano, rendendo economicamente vantaggiose tutte e tre le taglie installabili, anche senza lo sfruttamento del potente incentivo dei certificati bianchi. Utilizzando il meccanismo dei certificati bianchi tutte e tre le taglie si rivelano ancor più economicamente vantaggiose, soprattutto per i tempi di ritorno dall'investimento molto brevi (dimezzati rispetto al caso di solo autoconsumo).

1.7.8.4 VALUTAZIONE DELLA REALIZZAZIONE IN CINA

Taglia	Mwe	1	2,5	5	
Energia termica recuperata	kWt	5000	12500	25000	
Energia elettrica recuperata (h=0,19)	kWe	950	2375	4750	
Ore anno		8760	8760	8760	
Coefficiente di utilizzo		0,8	0,8	0,8	
Tempo di funzionamento	ore/anno	7.008	7.008	7.008	
Efficienza elettrica turbina		0,19	0,19	0,19	
Energia prodotta	MWeh/anno	6.658	16.644	33.288	
Costo Turbina	€	1.300.000	3.000.000	4.375.000	
Costo impianto	€	1.300.000	3.000.000	4.375.000	
Totale costi	€	2.600.000	6.000.000	8.750.000	
Costo energia elettrica	€/MWh	57,7	57,7	57,7	
Risparmio energetico	€/anno	384.144	960.359	1.920.718	
Tce	tce/MWh	0,327	0,327	0,327	
Tce risparmiati	tce/anno	2177,0352	5442,588	10885,176	
Valore singolo tce	€	36	36	36	
Ricavo totale da TKP	€/anno	0	195.933	391.866	
Somma dei risparmi per un anno	€/anno	384.144	1.156.292	2.312.584	
autoconsumo + REE	VAN (10 anni)	€	515.748	3.378.564	10.007.127
	DPBP	anni	8,05	5,93	4,19
	TIR	%	7,81%	14,13%	23,12%
	RMC		10%	19%	33%
	IRA		1,20	1,56	2,14
autoconsumo	VAN (10 anni)	€	515.748	1.789.370	6.828.740
	DPBP	anni	8,05	7,34	5,13
	TIR	%	7,81%	9,61%	17,61%
	RMC		10%	12%	24%
	IRA		1,20	1,30	1,78

Tabella 1.67 – Implementazione in Cina

Per quanto riguarda lo studio dell'implementazione in Cina si nota che il basso prezzo dell'energia e l'orientamento dell'incentivo verso grandi taglie di recupero (sopra i 5.000 tce annui), prospetta scenari positivi soltanto per la taglia intermedia nel caso di sfruttamento dell'incentivo e della taglia maggiore da 5MW_{el} in entrambi i casi. Come illustrato in precedenza al paragrafi 6.1.1.2, la taglia da 1MW_{el} viene esclusa dai requisiti di accesso all'incentivo. L'incentivo risulta interessante e di discreto peso in quanto, con questi valori ottimali di rapporto costi e rendimento, riesce ad abbassare il *payback* delle taglie più grandi di un anno.

1.7.8.5 VALUTAZIONE DELLA REALIZZAZIONE IN CALIFORNIA

Al contrario dell'incentivo "REE" applicato in Cina, il programma SGIP Californiano privilegia taglie di recupero piccole (<1MW_{el}), frazionando il contributo ricevuto per le taglie maggiori, limitandosi alla soglia di 3MW_{el} installati.

Tuttavia l'incentivo non riesce a risolvare le sorti della taglia inferiore in quanto il prezzo dell'energia risulta essere uno dei più bassi rispetto ai paesi di interesse.

Tenendo in considerazione il basso costo di impianto ipotizzato e l'alto rendimento ipotizzato, si può affermare che gli Stati Uniti non sono ancora pronti per queste applicazioni del recupero energetico dagli off gas di forno elettrico.

L'alto costo di investimento non è controbilanciato da flussi di cassa sufficienti perché il prezzo dell'energia è molto basso e l'incentivo è limitato a taglie molto piccole.

Taglia	Mwe	1	2,5	5	
Energia termica recuperata	kWt	5000	12500	25000	
Energia elettrica recuperata (h=0,19)	kWe	950	2375	4750	
Ore anno		8760	8760	8760	
Coefficiente di utilizzo		0,8	0,8	0,8	
Tempo di funzionamento	ore/anno	7.008	7.008	7.008	
Efficienza elettrica turbina		0,19	0,19	0,19	
Energia prodotta	MWeh/anno	6.658	16.644	33.288	
Costo Turbina	€	1.300.000	3.000.000	4.375.000	
Costo impianto	€	1.300.000	3.000.000	4.375.000	
Totale costi	€	2.600.000	6.000.000	8.750.000	
Costo energia elettrica	€/MWh	42,8	42,8	42,8	
Risparmio energetico	€/anno	284.945	712.363	1.424.726	
Contributo (fino 3MW)	€/W	0,8	0,2	0,2	
	MW	1	2,5	3	
Contributo Totale all'investimento	€	800.000	500.000	600.000	
Somma dei risparmi per un anno	€/anno	284.945	712.363	1.424.726	
autoconsumo + SGIP	VAN (10 anni)	€	467.307	250.495	3.372.917
	DPBP	anni	7,64	9,48	6,66
	TIR	%	8,33%	4,88%	11,46%
	RMC		10%	6%	14%
	IRA		1,21	1,04	1,40
autoconsumo	VAN (10 anni)	€	-288.839	-222.096	2.805.807
	DPBP	anni	11,58	10,48	7,19
	TIR	%	1,70%	3,25%	10,01%
	RMC		2%	4%	13%
	IRA		0,89	0,96	1,32

Tabella 1.68 – Implementazione in California (USA)

1.7.8.6 CONFRONTO DEI RISULTATI E CONCLUSIONI

I seguenti istogrammi mettono in luce quanto detto in precedenza, ossia che l'ipotetica implementazione in Italia è la più remunerativa, in quanto anche senza l'incentivazione, l'alto prezzo dell'energia elettrica permette di ottenere flussi di cassa dati dal risparmio per autoconsumo di gran lunga maggiori di quanto si otterrebbe in paesi con basso costo dell'energia come Cina e Stati Uniti. Il confronto tra le tre diverse implementazioni mette anche in luce il vantaggio derivante dall'utilizzo dei certificati bianchi in quanto forniscono, per i primi 5 anni, ingenti entrate ausiliarie, grazie anche al fattore moltiplicativo dettato dalla delibera EEN 10/11. Mentre per quanto riguarda la Cina possiamo affermare che l'implementazione del progetto di recupero energetico è economicamente accettabile solo per grandi taglie di recupero, a condizioni ottimali di basso rapporto costi e alto rendimento, per due motivazioni: l'incentivo esclude piccoli recuperi energetici (almeno 5.000 tce nel RRE e almeno 10.000 tce nel *Ten Key Projects*), e il basso costo dell'energia.



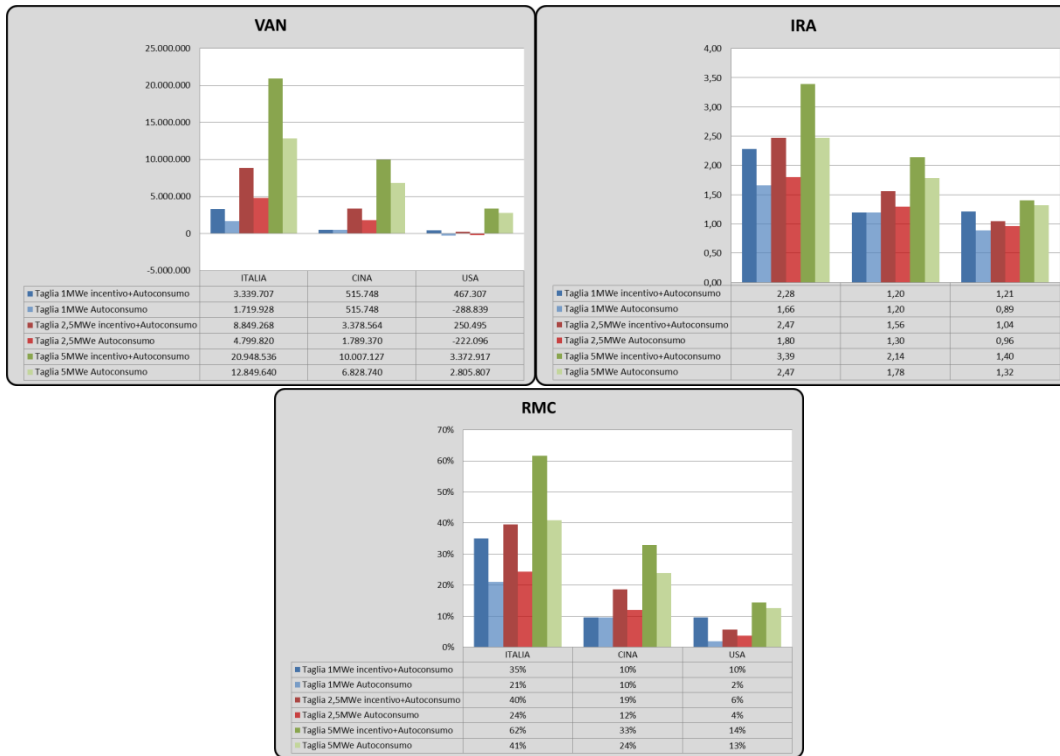
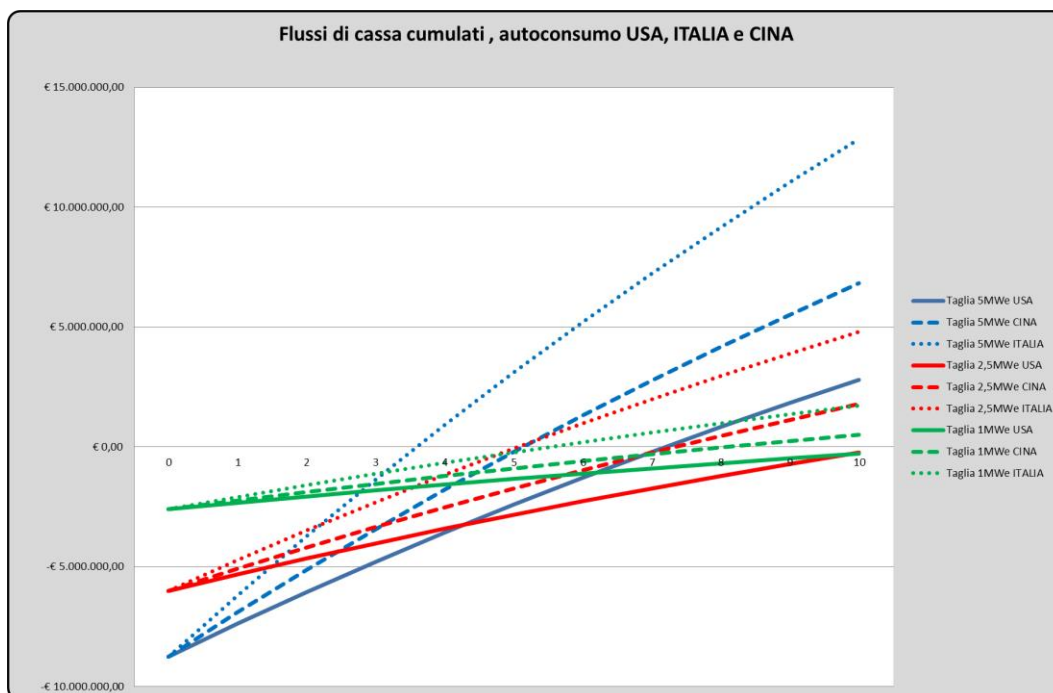


Figura 1.38 – Confronto Italia, Cina, Usa e indici economici

Situazione invece contraddittoria in California, dove l'incentivo sfavorisce i recuperi energetici di grande entità, abbassando il contributo per taglie maggiori di 1MW_{el} e limitando la massima potenza elettrica installata riconosciuta di 3MW_{el}. L'incentivo con focus solo sulle piccole taglie unito a un costo dell'energia dimezzato rispetto alla situazione Italiana rende tutte le opzioni considerate un fallimento economico preannunciato dalla criticità degli indici.



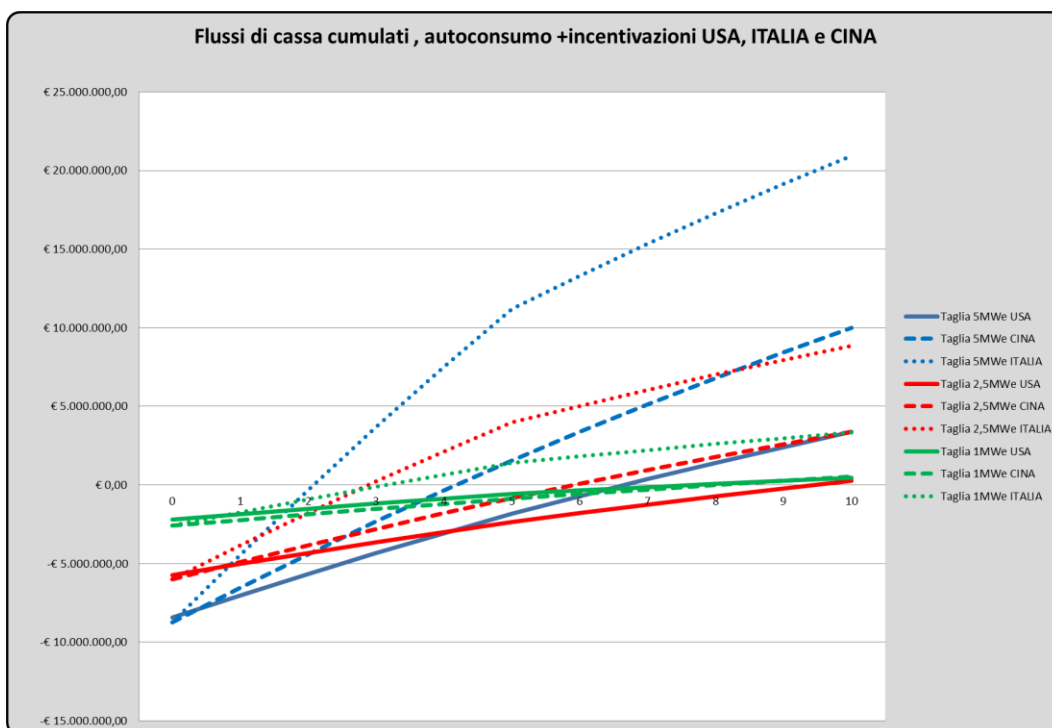


Figura 1.39 – Confronto Italia, Cina, Usa e flussi di cassa cumulati

Concludendo questo paragrafo si può affermare che dallo studio è emerso che gli incentivi che portano maggiori benefici sono quelli che generano entrate ausiliarie nei flussi di cassa, piuttosto che quelli come l' SGIP Californiano che intervengono alleggerendo l'investimento iniziale.

Tali considerazioni conclusive sono riportate in tabella per un rapido confronto.

Paese	Incentivo	Tipologia	Cadenza	Durata	Influenza	Vantaggi	Svantaggi
Italia	TEE	Rilascio di titoli cedibili in base ai tep risparmiati annualmente	Annuale	5 anni	Flussi entranti annuali	Entrate sostanziose	Quadro normativo in continua evoluzione
Cina	RRE	Ricompensa finanziaria sui tce risparmiati annualmente	Annuale	Fino ad annullamento	Flussi entranti annuali	Lunga durata	Privilegia solo le grosse taglie
California (USA)	SGIP	Contributo all'investimento in base alla potenza elettrica installata	Iniziale	/	Investimento iniziale	Alleggerisce l'investimento iniziale	Privilegia solo le piccole taglie

Tabella 1.68 – Confronto tra le tre tipologie di incentivi

1.8 Principali riferimenti bibliografici

- [1] http://www.worldenergy.org/documents/energyefficiency_final_online.pdf
- [2] <http://eeef.eu/istituzioni-che-supportano-il-fondo.html>
- [3] http://www.odyssee-indicators.org/publications/PDF/portugal_nr.pdf
- [4] <http://www.fotovoltaiiconorditalia.com>
- [5] <http://en.wikipedia.com>
- [6] <http://www.gov.uk>
- [7] *National Oil Reserves Agency*, <http://www.nora.ie>
- [8] <http://iepd.iipnetwork.org>, *industrial energy efficiency database*
- [9] *Hernan Igosti Efficienza energetica e produzione di energia: valutazioni economiche, politiche, incentivi, Tesi di laurea, Università degli studi di Udine, AA 2011/2012.*
- [10] *European commission*, <http://ec.europa.eu>
- [11] *KPMG International, Taxes and incentives for renewable energy, June 2012.*
- [12] *Gestore servizi energetici*, <http://www.gse.it/>
- [13] *Gestore dei mercati energetici*, <http://www.mercatoelettrico.org/it/>
- [14] *Lighthouse Russia BV, Report on Energy Efficiency in Russian Industry for Agentschap NL Sittard, NL Energie & Klimaat (2010).*
- [15] *MIT – Igor Gonnov – Presentation on energy efficiency policy in the Russian Federation*
- [16] *UNECE*, <http://www.kmu.gov.ua>
- [17] *Department of Energy, Republic of South Africa*, <http://www.energy.gov.za>
- [18] <http://www.unido.org>
- [19] <http://www.estidama.org>
- [20] *Saudi Gazzette, Aramco review, 2009*
- [21] *Bundesrat, BMU*
- [22] *ABB, energy efficiency report of Germany*, [http://www05.abb.com/global/scot/scot316.nsf/veritydisplay/fb9c25b6fc0ba3c1c12579d0004eff00/\\$file/germany%20energy%20efficiency%20report.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot316.nsf/veritydisplay/fb9c25b6fc0ba3c1c12579d0004eff00/$file/germany%20energy%20efficiency%20report.pdf)
- [23] *European Environment Agency*
- [24] <http://china.lbl.gov/>
- [25] *ABB, energy efficiency report of South Korea*, [http://www05.abb.com/global/scot/scot380.nsf/veritydisplay/557d50223ed20a76c1257beb0044f3bc/\\$file/South%20Korea.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot380.nsf/veritydisplay/557d50223ed20a76c1257beb0044f3bc/$file/South%20Korea.pdf)
- [26] <http://www.kemco.or.kr>
- [27] <http://www.cpuc.ca.gov/PUC/energy/DistGen/sgip/>
- [28] www.nrel.gov
- [29] http://www1.eere.energy.gov/femp/pdfs/epact_2005.pdf
- [30] *Waste heat recovery for power generation enea 2012*, <http://www.hreii.eu/public/Annex%204.a.IV%20ADEME.pdf>

Nota: il materiale utilizzato consegua al consolidato rapporto di collaborazione tra l'Università di Udine e le industrie siderurgiche Danieli s.p.a. Buttrio (UD) ed è stato in parte già utilizzato anche nella tesi di Laurea di Peressutti L. Università di Udine A.A.2012/13 relatore: Prof. Nardin. G responsabile per l'energia Università di Udine correlatori: Ing. Picciotto M. Cento Ricerche Danieli, Ing. Cilia M. Università di Udine

CAPITOLO 2: LA FORMAZIONE E L'EFFICIENTAMENTO ENERGETICO

2.1 INTRODUZIONE

Il mercato energetico è stato investito nel corso dell'ultimo decennio da profondi cambiamenti, causati principalmente da una progressiva liberalizzazione e privatizzazione dei settori dell'energia e da un tasso sempre più elevato di evoluzione tecnologica. Questi nuovi scenari impongono alle imprese, ancor più che in passato, di mantenersi costantemente aggiornate sulle continue evoluzioni del settore, per continuare ad essere competitivi sul mercato.

In quest'ottica si inserisce questo studio sulle esigenze formative in ambito energetico.

Anche sulla base delle indicazioni fornite dall'Area Science Park di Trieste, si è deciso di focalizzare l'attenzione sui proponenti di soluzioni energetiche piuttosto che sugli utilizzatori finali di energia. Infatti è emerso che le esigenze di quest'ultimi sono state ampiamente indagate attraverso analisi precedenti, mentre si sono riscontrate forti lacune per quanto riguarda le necessità di impiantisti, progettisti ed installatori (codici Ateco 43, 33 e 71).

Lo studio è basato su un'indagine campionaria e la struttura del presente rapporto è la seguente:

- Sezione 1: vengono specificati obiettivi e metodologia dell'indagine: configurazione del campione, struttura e finalità del questionario, modalità di raccolta dei dati;
- Sezione 2: una volta sottoposti i questionari agli intervistati ed ottenuto i dati, si è proceduto analizzandoli avvalendosi delle esperienze pregresse del gruppo di ricerca del Dipartimento di Energetica e Macchine dell'Università degli Studi di Udine. Potendo disporre di quest'ultimo contributo, si sono potute evidenziare sia quelle necessità chiaramente emerse dall'analisi dei dati derivanti dai questionari, sia quelle necessità latenti di cui spesso i soggetti intervistati non sono consapevoli.
- Sezione 3: nella terza ed ultima sezione viene formulata una proposta formativa configurata sulle necessità dei soggetti coinvolti.

2.2 OBIETTIVI E METODOLOGIA

2.2.1 OBIETTIVI E FASI DELLO STUDIO

L'obiettivo di questo studio è quello di individuare le necessità formative in ambito energetico per quanto riguarda impiantisti, progettisti ed installatori del Friuli Venezia Giulia ed in base a questi bisogni elaborare una proposta formativa. Il primo passo è stato quello di richiedere alle quattro Camere di Commercio della regione i dati relativi alle imprese appartenenti alle attività sopra citate (codici Ateco 43.22.01, 33.20.01, 33.20.05, 71.12.10). Successivamente è stato costruito un campione composto da circa trenta imprese in base a considerazioni di localizzazione, attività e dimensione aziendale. Nella creazione del campione si sono tenute inoltre presenti quelle che sono le peculiarità della regione ottenendo, così facendo, un campione sufficientemente rappresentativo della popolazione di riferimento. Parallelamente è stato realizzato un questionario finalizzato all'analisi della realtà di interesse, poi sottoposto al campione. Una volta raccolti i questionari si è proceduto con l'analisi dei

dati (sez. 2) ottenendo così una visione d'insieme delle necessità formative dei soggetti coinvolti nell'indagine. L'ultimo passo è stato infine quello di specificare per ogni figura professionale quali devono essere i contenuti oggetto di un eventuale proposta formativa. Alla descrizione dei passi menzionati sono dedicate le sezioni successive.

2.2.2 IL CAMPIONE

Per la definizione del campione è stato richiesto alle quattro Camere di Commercio della regione Friuli Venezia Giulia l'elenco esteso delle aziende che svolgono attività, sia primaria che secondaria, afferenti ai seguenti settori:

- installazione di impianti idraulici, di riscaldamento e di condizionamento dell'aria (inclusa manutenzione e riparazione) in edifici o n altre opere di costruzione (cod. 43.22.01);
- installazione di motori, generatori e trasformatori elettrici; di apparecchiature per la distribuzione e il controllo dell'elettricità (esclusa l'installazione all'interno degli edifici). (cod. 33.20.01);
- installazione di generatori di vapore (escluse le caldaie per il riscaldamento centrale ad acqua calda) (cod. 33.20.05);
- attività degli studi di ingegneria. (cod. 71.12.10).

Come già anticipato nell'introduzione, si è voluto concentrare l'analisi unicamente sui proponenti di soluzioni energetiche poiché si è ritenuto che le esigenze di quest'ultimi fossero meno conosciute rispetto a quelle degli utilizzatori finali. Inoltre restringendo lo spettro dei soggetti considerati l'analisi ha acquisito maggiore specificità e superiore dettaglio.

Una volta analizzati i dati, l'intera popolazione regionale è stata caratterizzata secondo tre criteri: localizzazione geografica, attività e dimensione aziendale (numero di addetti) ottenendo i seguenti risultati.

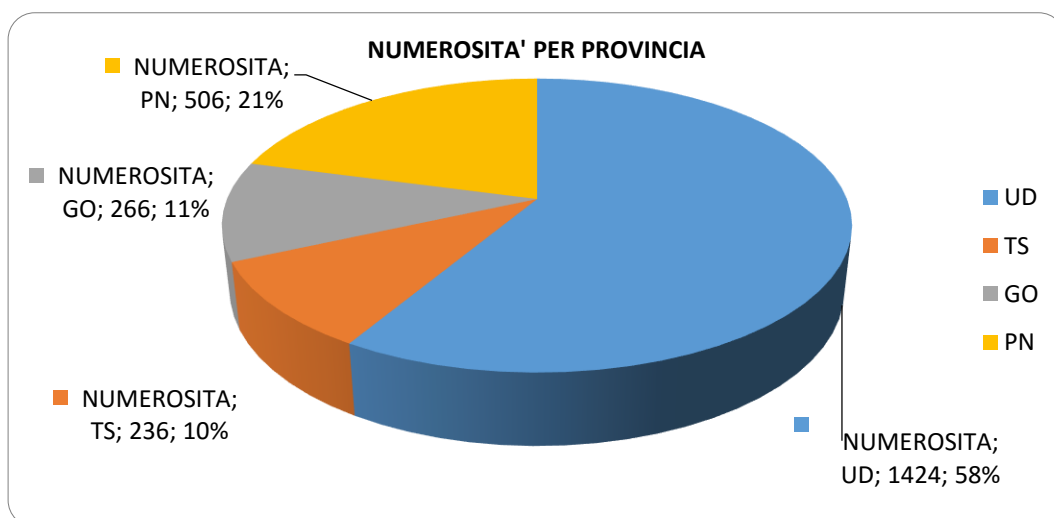


Figura 2.1: Caratterizzazione della popolazione per localizzazione geografica

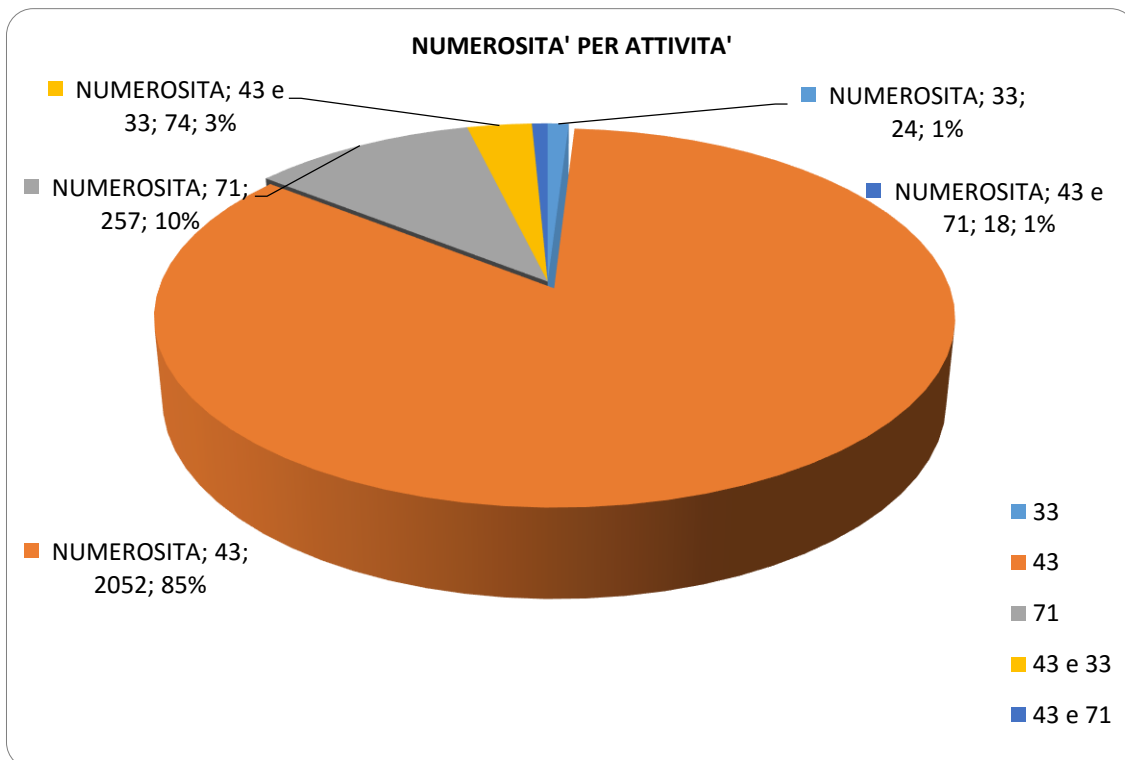


Figura 2.2: Caratterizzazione della popolazione per attività

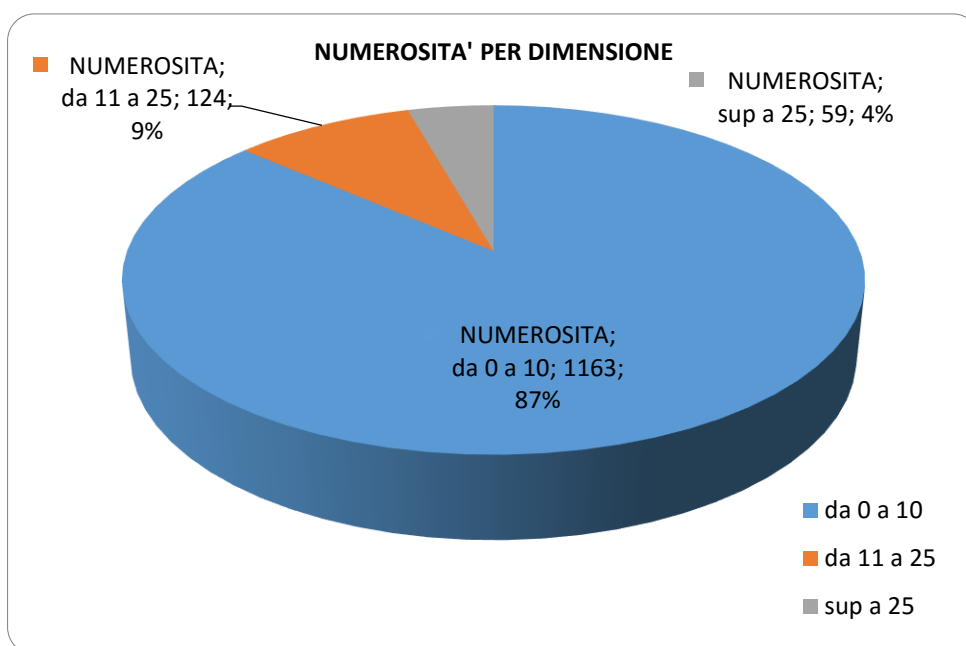


Figura 2.3: Caratterizzazione della popolazione per dimensione aziendale

Per costruire il campione finale si è dovuto definire i criteri di segmentazione della popolazione. In ordine di priorità i criteri assunti sono stati i seguenti:

1. Localizzazione geografica
2. Attività
3. Dimensione aziendale.

Dall'analisi dei dati si è ritenuto che una numerosità campionaria prossima alla trentina di unità potesse essere ragionevolmente rappresentativa della popolazione regionale.

Per prima cosa si sono dunque suddivise queste trenta aziende in proporzione alla numerosità delle imprese in ogni provincia, arrivando ad una prima distribuzione del campione (tabella 2.1).

PROVINCIA	IMPRESE PER PROVINCIA	SOTTO CAMPIONE PER PROVINCIA
UD	1424	17
TS	236	3
GO	266	3
PN	506	6

Tabella 2.1: Distribuzione per Provincia

A questo punto si è proceduto ad una seconda suddivisione sulla base della numerosità delle aziende appartenenti a ciascuna attività e a ciascuna provincia.

Con riferimento alla fig. 2.2, si può notare che una procedura puramente matematica avrebbe generato un campione quasi esclusivamente composto da imprese che svolgono l'attività con codice ISTAT 43.

Tuttavia, per preservare la varietà della popolazione anche nel nostro campione, sono state incluse attività (ad esempio il codice 33) non rilevanti dal punto di vista puramente numerico ma comunque importanti per la nostra realtà regionale.

Durante l'analisi dei dati è risultato che una parte delle imprese svolge contemporaneamente più di un'attività ed è sembrato opportuno includere anche queste realtà pluri-settoriali.

Infine, si è attuata un'ulteriore suddivisione in base alla dimensione aziendale. Tipici parametri dimensionali sono il fatturato, il capitale ed il numero di dipendenti. Non disponendo di dati attendibili per le prime due voci si è considerata unicamente la terza voce. Anche in questo caso, come si può notare dalla fig. 3, una procedura puramente numerica avrebbe portato ad un campione quasi completamente composto da imprese con meno di dieci dipendenti.

Tenendo presente la finalità ultima di questo lavoro è sembrato però corretto considerare anche aziende con un numero più alto di dipendenti sia per mantenere la diversità della popolazione, sia per considerare realtà maggiormente interessate ad un eventuale proposta formativa.

Fatte queste considerazioni, si è giunti alla seguente composizione campionaria.

UDINE				
Segmentazione per attività		Segmentazione per dimensione		
Attività	Numero imprese	da 0 a 10	da 11 a 25	sup a 25
43	11	8	2	1

71	3	1	1	1
33	1	1		
43 e 33	1		1	
43 e 71	1		1	

Tabella 2.2: Sotto campione provincia di Udine

PORDENONE				
Segmentazione per attività		Segmentazione per dimensione		
Attività	Numero imprese	da 0 a 10	da 11 a 25	sup a 25
43	4	2	1	1
33	1		1	
43 e 33	1	1		

Tabella 2.3: Sotto campione provincia di Pordenone

GORIZIA				
Segmentazione per attività		Segmentazione per dimensione		
Attività	Numero imprese	da 0 a 10	da 11 a 25	sup a 25
43	1	1		
43 e 33	1			1
43 e 71	1	1		

Tabella 2.4: Sotto campione provincia di Gorizia

TRIESTE				
Segmentazione per attività		Segmentazione per dimensione		
Attività	Numero imprese	da 0 a 10	da 11 a 25	sup a 25
43	3	1	1	1

Tabella 5: Sotto campione provincia di Trieste

Ne risulta così un campione che analizzato nel suo complesso (a livello regionale) presenta le seguenti caratteristiche:

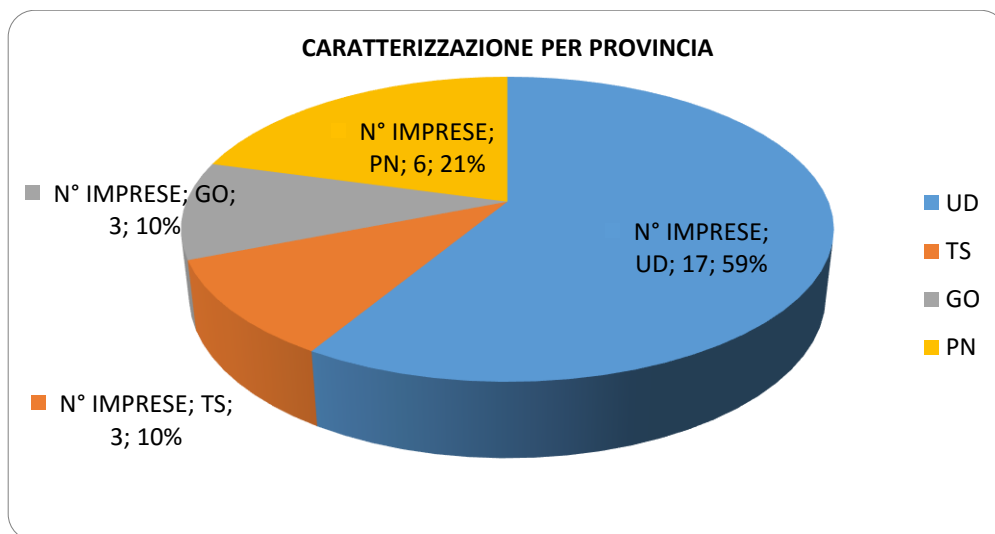


Figura 2.4: Caratterizzazione del campione per localizzazione geografica

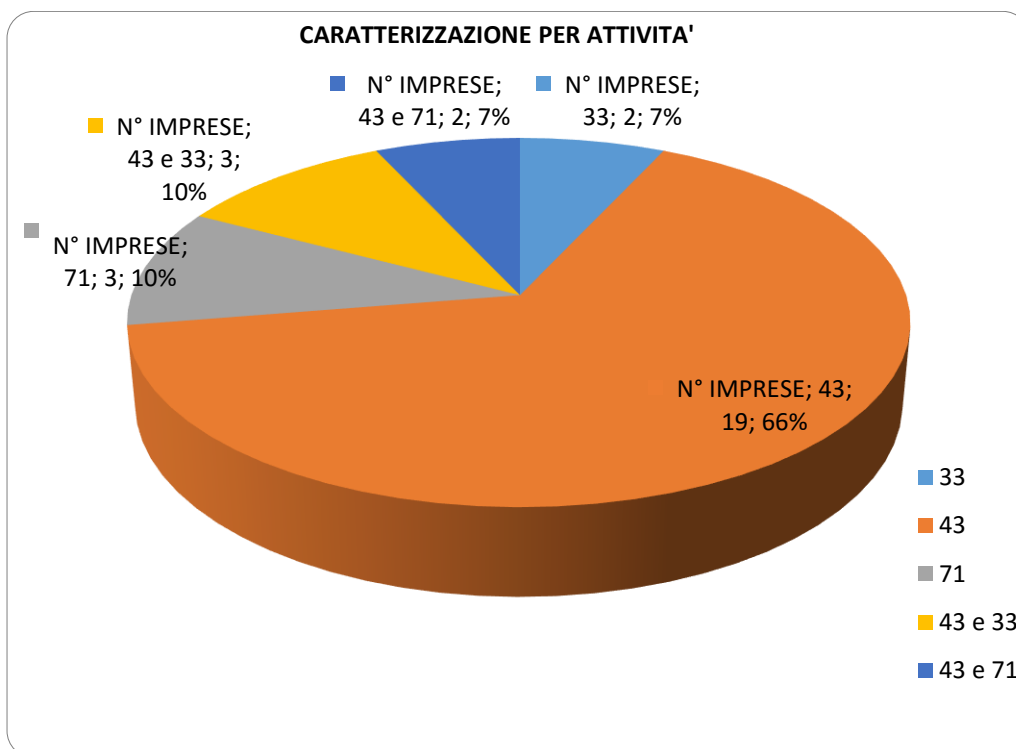


Figura 2.5: Caratterizzazione del campione per attività

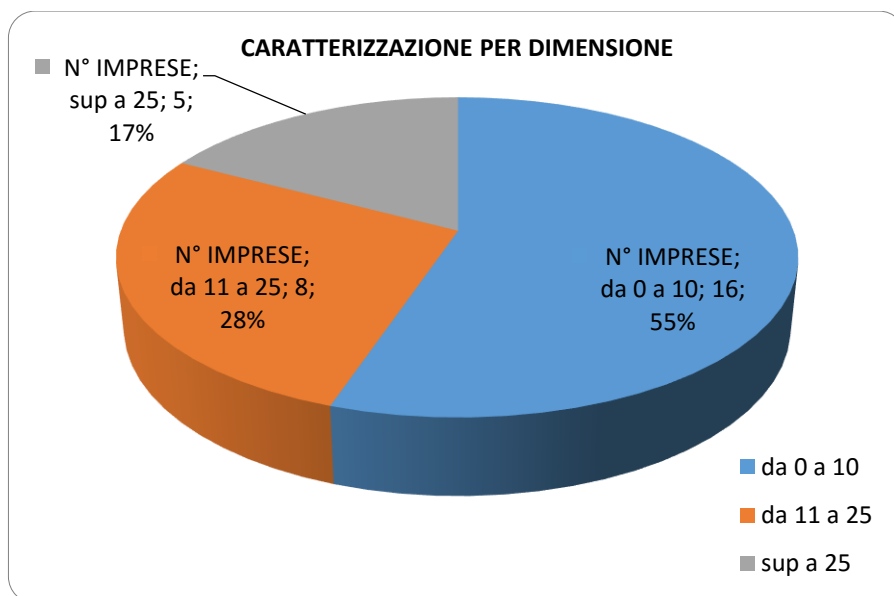


Figura 2.6: Caratterizzazione del campione per dimensione aziendale

Il campione presenta una composizione abbastanza in linea con quella dell'intera popolazione; le variazioni esistenti sono diretta conseguenza delle scelte fatte per preservare quelle diversità nella popolazione di riferimento, che pur non essendo rilevanti dal punto di vista numerico, lo sono però ai fini del nostro studio. Come è prassi consolidata in questi tipi di indagini sono state effettuate delle estrazioni di riserva, per rimpiazzare le poche unità eventualmente non disponibili.

	POPOLAZIONE	CAMPIONE IDEALE	CAMPIONE REALE
PROVINCIA			
Udine	58,55%	58,62%	56,67%
Pordenone	9,70%	10,34%	23,33%
Gorizia	10,94%	10,34%	6,67%
Treste	20,81%	20,69%	13,33%
ATTIVITA'			
33	0,99%	6,90%	3,33%
43	84,62%	65,52%	73,33%
71	10,60%	10,34%	13,33%
43 e 33	3,05%	10,34%	6,67%
43 e 71	0,74%	6,90%	3,33%
DIMENSIONE			
da 0 a 10	86,40%	55,17%	63,33%
da 11 a 25	9,21%	27,59%	26,67%
sup 25	4,38%	17,24%	10%

Tabella 2.6: Confronto tra le caratteristiche del campione e quelle della popolazione

2.2.3 IL QUESTIONARIO

L'energy audit è lo strumento di rilevazione più utilizzato in ambito energetico. Per questa indagine si è deciso di utilizzare una particolare forma di energy audit: lo standard audit che con opportuni accorgimenti (telefonata e visita) si è rivelato la modalità più idonea agli obiettivi prefissati. Il primo contatto è stato preso per via telefonica; successivamente il questionario è stato anticipato via mail ed infine si è proceduto a compilarlo in modo congiunto in azienda, permettendoci così di raccogliere informazioni anche dal colloquio diretto con l'intervistato.

Il questionario è stato strutturato in tre sezioni:

- la prima sezione risponde alla necessità di individuare l'ambito operativo dell'azienda attraverso alcune domande generali: codice ISTAT, ragione sociale, descrizione dell'attività, numero di addetti, fatturato annuo, numero totale di clienti e fornitori, iscrizione a categorie imprenditoriali, tipo di prodotti/servizi offerti, livello di concorrenza sul mercato e andamento delle vendite. In questa sezione è presente anche una parte dedicata alla percezione da parte degli intervistati del grado di importanza dei principali fattori competitivi (fornitori, prodotti, prezzi, ecc.);
- la seconda parte è relativa al quadro tecnico. Vengono richiesti dati tecnici sugli impianti e tecnologie utilizzati dall'azienda; vengono inoltre inquadrati l'attività produttiva ed il tipo di lavorazioni svolte in modo da ottenere informazioni su quale sia la conduzione dal punto di vista energetico dell'impresa e su quale possa essere la sensibilità dell'azienda a problemi di natura energetico-ambientale. Le prime domande si riferiscono all'eventuale installazione o proposta di sistemi di controllo/risparmio energetico da parte degli intervistati; domande analoghe vengono fatte anche relativamente alla produzione di calore ed acqua calda, energia elettrica e per il condizionamento. Sempre in questa sezione si va inoltre ad indagare su eventuali servizi effettuati e su quali sono le attività maggiormente richieste;
- la terza ed ultima sezione riguarda il rilevamento dei dati relativi alle attività formative svolte in passato dall'azienda indagando le figure professionali coinvolte. Per queste azioni già intraprese dall'azienda viene richiesto il grado di soddisfazione e l'eventuale propensione ad intraprendere nuove attività formative nei prossimi tre anni.

2.3 RISULTATI EMPIRICI

In questa sezione verranno riportati i dati raccolti e messi in evidenza i risultati più significativi. Si è voluto in primo luogo offrire una caratterizzazione sintetica delle aziende che compongono il campione.

FATTURATO	PERCENTUALE
< 1 mln	50,00%
da 1 a 2 mln	30,00%
> 2 mln	20,00%

Tabella 2.7

MERCATO	TIPO DI RAPPORTO		
	Frequente	Saltuario	Mai
Civile	73,33%	20,00%	6,67%

industriale	66,67%	30,00%	3,33%
-------------	--------	--------	-------

Tabella 2.8

CLIENTI	PERCENTUALE	FORNITORI	PERCENTUALE
solo 1	0,00%	solo 1	0,00%
da 2 a 5	0,00%	da 2 a 5	16,67%
da 6 a 9	13,33%	da 6 a 9	23,33%
oltre 10	86,67%	oltre 10	60,00%

Tabella 2.9

Metà delle realtà in esame fattura meno di milione di euro all'anno e ciò è diretta conseguenza del fatto che nella popolazione di riferimento vi sia una prevalenza di aziende medio piccole (tabella 2.7).

Per quanto riguarda il rapporto con il mercato finale emerge che le imprese in questione hanno rapporti sia con il mercato civile sia con quello industriale anche se con una frequenza maggiore con il primo (tabella 2.8).

La tabella 2.9 analizza il portafoglio clienti ed il parco fornitori, evidenziando come entrambi siano molto ampi per la quasi totalità del campione. Il risultato non stupisce soprattutto per quanto riguarda la numerosità dei fornitori: infatti quello dell'energia è un mercato altamente specializzato che impone alle aziende fornitori specifici e dunque numerosi, in relazione alle varie soluzioni richieste.

Si è voluto poi mettere in luce quale sia l'importanza rivestita dai vari fattori competitivi nelle aziende considerate (tabelle 2.10, 2.11 e 2.12).

FATTORE	GRADO DI IMPORTANZA				
	Scarso	Sufficiente	Medio	Elevato	Molto elevato
Fornitori	6,67%	0,00%	36,67%	26,67%	30,00%
Prodotti	0,00%	3,33%	13,33%	40,00%	43,33%
Prezzi	0,00%	3,33%	30,00%	30,00%	36,67%
Clienti	0,00%	0,00%	26,67%	30,00%	43,33%
Tecnologia	3,33%	0,00%	20,00%	36,67%	40,00%
Rete di vendita	23,33%	6,67%	23,33%	23,33%	23,33%
Risorse interne	0,00%	0,00%	23,33%	26,67%	50,00%
Risorse esterne	6,67%	3,33%	33,33%	43,33%	13,33%

Tabella 2.10

GLI ESTERNI SONO CONSIDERATI	PERCENTUALE
------------------------------	-------------

Un costo	25,00%
Un investimento	25,00%
Una risorsa strategica	50,00%

Tabella 2.11

I DIPENDENTI SONO CONSIDERATI	PERCENTUALE
Un costo	7,14%
Un investimento	46,43%
Una risorsa strategica	46,43%

Tabella 2.12

Il fatto che fornitori, prodotti, prezzi e tecnologia rivestano un ruolo decisivo per la competitività delle imprese, è un risultato ampiamente atteso mentre più sorprendente è l'elevata importanza data dalla metà degli intervistati alle risorse interne. Questa importanza sembra confermata dalla risposta alla domanda successiva: la quasi totalità delle aziende non considera i dipendenti un costo bensì una risorsa strategica o quanto meno un investimento. Come però si vedrà nell'analisi del quadro formativo, a questa elevata importanza attribuita alle risorse interne non sempre corrispondono adeguati investimenti per formare il personale.

Un'importanza analoga, anche se in misura meno accentuata, viene attribuita ai collaboratori esterni ai quali però la maggior parte del campione decide di ricorrere solamente nei casi in cui non sia possibile fare altrimenti.

Le due tabelle successive (tabella 2.13 e 2.14) offrono una visione generale del mercato in cui operano i soggetti interessati. Il livello di concorrenza appare elevato per più della metà del campione, mentre è molto elevato per meno di un quarto degli intervistati.

Per quanto riguarda invece l'andamento delle vendite, la maggioranza delle imprese si attesta su un livello stabile o in lieve diminuzione, dunque l'effetto della crisi attuale sembra meno evidente rispetto ad altri settori.

LIVELLO DI CONCORRENZA SUL MERCATO	PERCENTUALE
Nulla	0,00%
Scarso	3,33%
Medio	16,67%
Elevato	56,67%
Molto elevato	23,33%

Tabella 2.13

ANDAMENTO DELLE VENDITE	PERCENTUALE
In forte diminuzione	3,33%
In diminuzione	30,00%
Stabile	50,00%
In crescita	13,33%
In forte crescita	3,33%

Tabella 2.14

Questa prima sezione del questionario è stata analizzata in maniera aggregata trattandosi di aspetti per lo più generali e che poco si differenziano se analizzati in base a localizzazione, dimensione o attività.

Passando invece all'analisi della seconda sezione (quadro tecnico), si è deciso di caratterizzare i dati in base ai fattori di segmentazione della popolazione in quanto si è ritenuto che i risultati potessero venire influenzati da aspetti legati al territorio, alla dimensione e alla specifica tipologia di attività.

Nelle tabelle che seguono le prime due colonne fanno riferimento alla media generale (indicando la percentuale sia per le risposte positive sia per quelle negative), mentre le restanti colonne riportano la percentuale di coloro che all'interno del sotto-campione hanno dato risposta affermativa. Nella tabella 2.15 vengono visualizzati i risultati relativi ai sistemi di controllo/risparmio energetico installati o proposti dalle aziende negli ultimi tre anni.

	MEDIA GENERALE		DIMENSIONE			LOCALIZZAZIONE				ATTIVITA'		
	Sì	No	da 0 a 10	da 11 a 25	sup 25	UD	PN	GO	TS	43	33	71
Sistemi di schermatura dall'irraggiamento estivo	10,00%	90,00%	10,53%	12,50%	0,00%	5,88%	14,29%	0,00%	25,00%	9,09%	0,00%	20,00%
Recuperatori di calore	40,00%	60,00%	31,58%	62,50%	33,33%	41,18%	42,86%	0,00%	50,00%	36,36%	33,33%	60,00%
Sostituzione di dispositivi con altri a maggior efficienza	50,00%	50,00%	47,37%	62,50%	33,33%	58,82%	14,29%	0,00%	100,00%	59,09%	0,00%	40,00%
Valvole termostatiche sui terminali	46,67%	53,33%	42,11%	62,50%	33,33%	47,06%	28,57%	0,00%	100,00%	50,00%	33,33%	40,00%
Rilevatori di presenza	60,00%	40,00%	52,63%	75,00%	66,67%	76,47%	57,14%	0,00%	25,00%	63,64%	66,67%	40,00%
Rifasatori elettrici	40,00%	60,00%	42,11%	37,50%	33,33%	47,06%	42,86%	0,00%	25,00%	36,36%	66,67%	40,00%
Dispositivi automatici di spegnimento	66,67%	33,33%	57,89%	75,00%	100,00%	64,71%	71,43%	50,00%	75,00%	59,09%	100,00%	80,00%
Coibentazioni di edifici e/o tubazioni	46,67%	53,33%	47,37%	50,00%	33,33%	47,06%	28,57%	0,00%	100,00%	50,00%	0,00%	60,00%
Trasformatori a basse perdite	20,00%	80,00%	21,05%	12,50%	33,33%	17,65%	42,86%	0,00%	0,00%	18,18%	33,33%	20,00%

Tabella 2.15

Si può notare come i sistemi di schermatura dall'irraggiamento estivo siano una soluzione poco adottata dagli intervistati: nella regione Friuli Venezia Giulia l'irraggiamento solare non è così forte come in altre regioni. Il dato è abbastanza significativo in quanto la schermatura è il principale sistema per la riduzione dei carichi nel condizionamento estivo soprattutto in relazione ai grandi agglomerati di uffici ed edifici civili.

Per quanto riguarda invece i recuperatori di calore si nota come una fetta più consistente del campione installi sistemi di questo tipo e ciò è diretta conseguenza del crescente aumento del costo dei vettori energetici. Le norme inoltre prevedono l'obbligatorietà del recupero del 50% della potenza nominale per quelle attività che superano un determinato consumo. Va detto però che quest'obbligo non sempre viene assolto e ciò spiega un livello di interesse non ancora così elevato, ma che andrà via via necessariamente aumentando.

Sostituzione di dispositivi con altri a maggiore efficienza, installazione di valvole termostatiche sui terminali e rilevatori di presenza sono tutti interventi inquadrabili in un contesto di domotica. Una possibile interpretazione dei risultati è quella che vede queste soluzioni più frequenti nelle provincie di Udine e Pordenone, piuttosto che nella provincia di Trieste dove il clima è leggermente meno rigido.

Relativamente ai rifasatori elettrici e ai dispositivi automatici di spegnimento emerge un interesse trasversale giustificabile dall'evoluzione della normativa. In particolare i primi, strettamente legati ad un risparmio in termini di potenza, sono diventati obbligatori per legge, mentre i secondi sono indispensabili per conseguire adeguati livelli di sicurezza in azienda.

Anche per quanto riguarda le ultime due voci non si riscontrano variazioni legate alle variabili di caratterizzazione.

Venendo ora all'analisi dei servizi effettuati in un'ottica di controllo/risparmio energetico (tabella 2.16) si può notare come, rispetto alle tecnologie appena considerate, i servizi di controllo/monitoraggio/valutazione siano molto più diffusi forse anche in virtù di una minore conoscenza specifica richiesta.

	MEDIA GENERALE		DIMENSIONE			LOCALIZZAZIONE				ATTIVITA'		
	Sì	No	da 0 a 10	da 11 a 25	sup 25	UD	PN	GO	TS	43	33	71
Monitorare carichi elettrici	30,00%	70,00%	26,32%	37,50%	33,33%	35,29%	42,86%	0,00%	0,00%	31,82%	66,67%	0,00%
Monitorare carichi termici	33,33%	66,67%	15,79%	62,50%	66,67%	35,29%	42,86%	0,00%	25,00%	36,36%	33,33%	20,00%
Migliorare contratto di fornitura elettrica	30,00%	70,00%	26,32%	25,00%	66,67%	23,53%	42,86%	50,00%	25,00%	22,73%	66,67%	40,00%
Confrontare il costo d'acquisto di combustibile	30,00%	70,00%	15,79%	50,00%	33,33%	41,18%	14,29%	0,00%	25,00%	36,36%	0,00%	20,00%
Valutare l'installazione di impianti a fonti rinnovabili	73,33%	26,67%	84,21%	50,00%	100,00%	76,47%	71,43%	50,00%	75,00%	68,18%	66,67%	100,00%
Compilare domande per interventi di risparmio energetico	30,00%	70,00%	31,58%	37,50%	0,00%	29,41%	42,86%	0,00%	25,00%	27,27%	33,33%	40,00%

Tabella 2.16

Il monitoraggio di carichi termici ed elettrici è un servizio ormai inevitabilmente richiesto dalla maggior parte delle aziende sia grandi che medio-piccole. Naturalmente la richiesta si accentua per le realtà di dimensione maggiore (le più sensibili a queste problematiche) e a ciò è possibile trovare un riscontro nei risultati, dove si nota come la percentuale cresca per le provincie di Udine e Pordenone, zone in cui le aziende sono mediamente di dimensione maggiore. Questi servizi sono erogati dalle attività appartenenti ai codici 33 e 43, mentre non sono effettuati dagli studi di progettazione (codice 71) in quanto il monitoraggio è visto come un aspetto applicativo e non progettuale. Il monitoraggio di carichi elettrici è utile per ridurre le potenze contrattate tenuto conto del differente prezzo dell'energia in relazione alle diverse fasce orarie. Per realizzare il controllo e la successiva gestione dei carichi elettrici è necessaria una grande professionalità di tipo impiantistico al fine di comprendere quali carichi possono essere intercettati e quali invece non possono essere gestiti con flessibilità temporale.

In merito al miglioramento del contratto di fornitura elettrica, si nota come sia una pratica mediamente diffusa in modo abbastanza generalizzato dal momento che trattasi di un aspetto di grande attualità. Come prevedibile, questa diffusione è più accentuata nelle realtà del comparto 33. Un discorso analogo può essere fatto per il confronto del costo d'acquisto di combustibile, con la differenza che in questo caso, le attività coinvolte sono solamente quelle relative ai codici 43 e 71. Inoltre è chiaro come il costo del combustibile abbia un impatto maggiore laddove maggiormente utilizzato, ossia nelle grandi realtà: ecco dunque perché nella provincia di Udine si riscontra una percentuale più elevata.

La valutazione dell'installazione di impianti a fonti rinnovabili è il servizio maggiormente effettuato e ciò non stupisce considerata l'attuale enfasi data all'argomento soprattutto in relazione al progressivo esaurimento della fonti convenzionali.

Si nota come, per la compilazione di domande per interventi di risparmio energetico, ci si affidi principalmente a studi di progettazione, probabilmente perché possiedono competenze più ampie e la capacità di seguire corrispondenti procedure.

Si affronta ora la sotto sezione relativa agli impianti proposti/installati per la produzione di energia elettrica (tabella 2.17).

	MEDIA GENERALE		DIMENSIONE			LOCALIZZAZIONE				ATTIVITA'		
	Sì	No	da 0 a 10	da 11 a 25	sup 25	UD	PN	GO	TS	43	33	71
Impianti fotovoltaici	46,67%	53,33%	57,89%	37,50%	0,00%	47,06%	42,86%	0,00%	75,00%	40,91%	66,67%	60,00%
Microturbine	3,33%	96,67%	5,26%	0,00%	0,00%	0,00%	14,29%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	20,00%
Motori cogenerativi	13,33%	86,67%	15,79%	12,50%	0,00%	5,88%	42,86%	0,00%	0,00%	9,09%	33,33%	20,00%

Tabella 2.17

Come si può notare, per gli impianti fotovoltaici troviamo un interesse generale medio alto, soprattutto in virtù delle attuali incentivazioni pubbliche. Notiamo inoltre come siano prevalentemente proposti da aziende medio-piccole e che nella provincia di Trieste vi sia un picco di richieste, dovuto ad un irraggiamento maggiore e forse anche ad un mercato civile più rilevante rispetto al resto della regione.

L'interesse molto basso registrato per le microturbine si spiega con il fatto che questa è ancora una tecnologia poco conosciuta e molto costosa; fanno eccezione alcuni studi di progettazione intervistati che spesso considerano le microturbine necessarie per l'attività progettuale, in quanto consentono di rendersi autonomi dalla fornitura della rete (ad esempio per far fronte ai black-out).

Anche per quanto riguarda i motori cogenerativi emerge un interesse abbastanza basso da parte degli intervistati, dal momento che anche questa tecnologia è ancora poco conosciuta e necessita di impianti di grossa taglia.

Per cogenerazione e microturbine si evidenzia dunque un livello di conoscenza inadeguato se comparato ai benefici già attualmente conseguibili e alle prospettive che queste tecnologie sembrano offrire in un prossimo futuro. Ciò è confermato dalle normative recentemente emanate dalla comunità europea volte al conseguimento dell'obiettivo 20, 20, 20.

La tabella 2.18 è relativa alle soluzioni proposte/installate per il condizionamento.

	MEDIA GENERALE		DIMENSIONE			LOCALIZZAZIONE				ATTIVITA'		
	Sì	No	da 0 a 10	da 11 a 25	sup 25	UD	PN	GO	TS	43	33	71
Gruppi di condizionamento "classici"	53,33%	46,67%	57,89%	50,00%	33,33%	47,06%	42,86%	50,00%	100,00%	54,55%	66,67%	40,00%
Gruppi di assorbimento	23,33%	76,67%	15,79%	50,00%	0,00%	23,53%	28,57%	0,00%	25,00%	22,73%	33,33%	20,00%
Sistemi trigenerativi	13,33%	86,67%	10,53%	25,00%	0,00%	11,76%	28,57%	0,00%	0,00%	9,09%	33,33%	20,00%

Tabella 2.18

In generale si può notare una media alta e trasversale per quanto riguarda i gruppi di condizionamento classici. I valori più alti si raggiungono nella provincia di Trieste, probabilmente per la maggiore densità di presenze di strutture civili.

Meno diffusi, soprattutto in ragione del loro elevato costo, i gruppi di assorbimento e i sistemi rigenerativi che richiedono inoltre competenze molto specifiche.

Si passa infine all'analisi dell'ultima parte del quadro tecnico, ossia quella relativa alla proposta/installazione di impianti per la produzione di calore ed acqua calda.

	MEDIA GENERALE		DIMENSIONE			LOCALIZZAZIONE				ATTIVITA'		
	Si	No	da 0 a 10	da 11 a 25	sup 25	UD	PN	GO	TS	43	33	71
Caldaie "classiche"	46,67%	53,33%	47,37%	37,50%	66,67%	47,06%	28,57%	50,00%	75,00%	45,45%	33,33%	60,00%
Caldaie a condensazione	46,67%	53,33%	42,11%	62,50%	33,33%	47,06%	28,57%	0,00%	100,00%	50,00%	33,33%	40,00%
Generatori ad alta efficienza	33,33%	66,67%	26,32%	50,00%	33,33%	41,18%	14,29%	0,00%	50,00%	36,36%	0,00%	40,00%
Motori endotermici	10,00%	90,00%	10,53%	12,50%	0,00%	5,88%	28,57%	0,00%	0,00%	4,55%	33,33%	20,00%
Pannelli solari termici	43,33%	56,67%	36,84%	62,50%	33,33%	47,06%	42,86%	0,00%	50,00%	45,45%	33,33%	40,00%

Tabella 2.19

In relazione a caldaie classiche, caldaie a condensazione e generatori ad alta efficienza (caldaie con efficienza superiore al 90%), va detto che sono tutte apparecchiature prevalentemente utilizzate nel settore civile, ed infatti il valore più alto riscontrato (tabella 2.19), conferma tale assunzione. Si mette inoltre in evidenza, che le imprese appartenenti all'attività del codice 71 sono quelle maggiormente coinvolte in questo genere di applicazioni. Discorso opposto invece per i motori endotermici che, essendo di utilizzazione prettamente industriale, presentano un picco di interesse nella provincia di Pordenone ed una rilevanza nulla nelle provincie di Gorizia e Trieste.

Attraverso il questionario si è voluto anche capire quali siano le tipologie di combustibile utilizzate dai vari impianti, ma va però detto che, in questo caso, l'indagine non ha portato a evidenze particolari. L'unico dato rilevante, peraltro confermato da altre ricerche, riguarda l'utilizzo quasi esclusivo di biomasse legnose nella provincia di Udine, dovuta in parte alla maggiore disponibilità di materiale, ed in parte ad un'edilizia più dispersa geograficamente. Per maggiori dettagli si rimanda all'Appendice A.

Un discorso a parte meritano infine i pannelli solari termici, che riscontrano in generale un buon interesse, anche se ancora una volta è presente un picco nella provincia di Trieste, per le motivazioni sopra citate.

Dalla ricerca è emerso che, per quanto riguarda le tecnologie di frontiera, le uniche aziende che attualmente propongono soluzioni avanzate sono quelle medio-piccole. Il fatto è abbastanza sorprendente in quanto ci si aspettava che le aziende più grandi avessero maggiori possibilità e capacità di reperimento di informazioni.

Verrà presa ora in considerazione la terza ed ultima sezione del questionario, ossia quella relativa al quadro formativo, che verrà analizzata solamente secondo le variabili dimensione e attività, poiché si è ritenuto che la localizzazione geografica non fosse rilevante ai fini dell'analisi.

Le tabelle 2.20, 2.21 e 2.22 danno una visione generale degli interventi di formazione finora attuati dalle imprese intervistate.

Si può notare come l'area ritenuta più importante sia quella tecnica, seguita da quella commerciale e di servizio, mentre riveste un'importanza marginale l'area manageriale.

La maggioranza degli intervistati dichiara di investire più volte l'anno in formazione, ma dall'analisi risulta comunque che il peso medio di questi investimenti sul fatturato sia inferiore all'1%. Innanzi a

questo dato il sospetto è che la formazione, al di là degli enunciati, sia in realtà spesso considerata come un “costo” e che si decida di ricorrervi unicamente nei casi in cui sia indispensabile.

AREA	GRADO DI IMPORTANZA				
	Scarso	Sufficiente	Medio	Elevato	Molto elevato
Manageriale	16,67%	6,67%	30,00%	20,00%	26,67%
Tecnico	0,00%	0,00%	16,67%	40,00%	43,33%
Servizio, supporto	0,00%	10,00%	30,00%	23,33%	36,67%
Commerciale	6,67%	10,00%	16,67%	40,00%	26,67%

Tabella 20

INVESTIMENTI IN FORMAZIONE	PERCENTUALE
Mai	0,00%
Una sola volta	0,00%
Due volte	16,67%
Una volta all'anno	26,67%
Più volte l'anno	56,67%

Tabella 2.21

PESO MEDIO SUL FATTURATO	PERCENTUALE
< 1%	53,33%
dall'1% al 2%	36,67%
dal 2% al 3%	3,33%
> 3%	6,67%

Tabella 2.22

Le tematiche prevalenti delle attività formative risultano essere quelle tecnologiche, seguite da quelle relative alle problematiche specifiche del settore, soprattutto per le aziende medio-piccole. Questo fatto si spiega con l’alta specificità del mercato in cui queste imprese operano e con il forte tasso di evoluzione tecnologica (tabella 2.23).

Le figure maggiormente coinvolte risultano essere, a conferma di quanto detto sopra, i tecnici (soprattutto per le realtà più grandi) ed inoltre anche i titolari/dirigenti (per quelle medio-piccole). La figura del progettista presenta un prevedibile picco presso le aziende appartenenti al codice 71, trattandosi appunto di studi di progettazione (tabella 2.24).

AREE FORMATIVE	MEDIA GENERALE		DIMENSIONE			ATTIVITA'		
	Sì	No	da 0 a 10	da 11 a 25	sup 25	43	33	71
Tecnologia	83,33%	16,67%	89,47%	75,00%	66,67%	81,82%	100,00%	80,00%
Contrattualistica	13,33%	86,67%	10,53%	25,00%	0,00%	9,09%	33,33%	20,00%
Sistemi di controllo	36,67%	63,33%	42,11%	25,00%	33,33%	45,45%	33,33%	0,00%
Problematiche specifiche del settore	60,00%	40,00%	68,42%	62,50%	0,00%	54,55%	100,00%	60,00%

Tabella 2.23

FIGURE COINVOLTE	MEDIA GENERALE		DIMENSIONE			ATTIVITA'		
	Sì	No	da 0 a 10	da 11 a 25	sup 25	43	33	71
Titolari/dirigenti	76,67%	23,33%	84,21%	62,50%	66,67%	86,36%	100,00%	20,00%
Impiegati	36,67%	63,33%	21,05%	75,00%	33,33%	45,45%	33,33%	0,00%
Progettisti	30,00%	70,00%	31,58%	25,00%	33,33%	18,18%	33,33%	80,00%
Tecnici	66,67%	33,33%	68,42%	50,00%	100,00%	63,64%	66,67%	80,00%

Tabella 2.24

Si evidenzia una notevole preferenza data dalle imprese per la partecipazione a convegni o seminari brevi, piuttosto che a quelli “lungi”, probabilmente spiegata dalle ridotte disponibilità di tempo. Legato a questo aspetto è anche il fatto che la partecipazione a veri e propri corsi di formazione presso centri specializzati è un’attività quasi esclusiva delle aziende medio-grandi, evidentemente le uniche in grado di far fronte ad assenze prolungate di personale ed ai costi corrispondenti (tabella 2.25).

ATTIVITA'	MEDIA GENERALE		DIMENSIONE			ATTIVITA'		
	Sì	No	da 0 a 10	da 11 a 25	sup 25	43	33	71
Partecipazioni a convegni o seminari lunghi	23,33%	76,67%	31,58%	12,50%	0,00%	13,64%	66,67%	40,00%
Partecipazione a convegni o seminari brevi (<2gg)	83,33%	16,67%	78,95%	87,50%	100,00%	81,82%	100,00%	80,00%
Incontri aziendali con consulenti	63,33%	36,67%	68,42%	37,50%	100,00%	68,18%	66,67%	40,00%
Incontri specializzati autoorganizzati	33,33%	66,67%	15,79%	62,50%	66,67%	40,91%	0,00%	20,00%
Corsi di formazione presso centri specializzati	66,67%	33,33%	57,89%	75,00%	100,00%	68,18%	33,33%	80,00%

Tabella 2.25

I risultati delle attività formative svolte risultano soddisfacenti per più della metà degli intervistati e comunque insoddisfacenti per nessuno (tabella 2.26). Da questa analisi si può dedurre che le imprese, pur investendo in maniera limitata, rimangono soddisfatte dai risultati delle attività alle quali partecipano. Emerge dunque che la formazione viene vista come un intervento specifico e mirato a ben circoscritte esigenze.

I RISULTATI SONO STATI	PERCENTUALE
Soddisfacenti	63,33%
Non quantificabili	36,67%
Insoddisfacenti	0,00%

Tabella 2.26

Per quanto concerne la formazione congiunta con i propri fornitori, la maggior parte degli intervistati la ritiene utile, ad eccezione delle imprese appartenenti al codice 71, che invece non la attuano (tabella 27). Discorso opposto, invece, per la formazione congiunta con i propri clienti, che non viene svolta da gran parte delle aziende in quanto ritenuta inutile (tabella 2.28). Passando ora all'attività congiunta con i collaboratori esterni, si nota come ci sia tutto sommato parità tra la percentuale di coloro che la svolgono e coloro che non la attuano. Si evidenzia però come, per le aziende medio-piccole, questo tipo di formazione sia ritenuta necessaria, mentre per le realtà più grandi sia solo utile (tabella 2.29).

FORMAZIONE CONGIUNTA CON PROPRI FORNITORI	MEDIA GENERALE	DIMENSIONE			ATTIVITA'		
		da 0 a 10	da 11 a 25	sup 25	43	33	71
No	33,33%	36,84%	25,00%	33,33%	22,73%	0,00%	100,00%
Sì, è necessaria	23,33%	31,58%	12,50%	0,00%	31,82%	0,00%	0,00%
Sì, è utile	40,00%	31,58%	50,00%	66,67%	40,91%	100,00%	0,00%
Sì, ma è inutile	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Sì, ma non so giudicare	3,33%	0,00%	12,50%	0,00%	4,55%	0,00%	0,00%

Tabella 2.27

FORMAZIONE CONGIUNTA CON PROPRI CLIENTI	MEDIA GENERALE	DIMENSIONE			ATTIVITA'		
		da 0 a 10	da 11 a 25	sup 25	43	33	71
No	80,00%	73,68%	100,00%	66,67%	81,82%	66,67%	80,00%
Sì, è necessaria	13,33%	15,79%	0,00%	33,33%	13,64%	33,33%	0,00%
Sì, è utile	3,33%	5,26%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	20,00%
Sì, ma è inutile	3,33%	5,26%	0,00%	0,00%	4,55%	0,00%	0,00%
Sì, ma non so giudicare	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabella 2.28

FORMAZIONE CONGIUNTA CON PROPRI COLLABORATORI ESTERNI	MEDIA GENERALE	DIMENSIONE			ATTIVITA'		
		da 0 a 10	da 11 a 25	sup 25	43	33	71
No	46,67%	42,11%	50,00%	66,67%	59,09%	33,33%	0,00%
Sì, è necessaria	20,00%	21,05%	25,00%	0,00%	13,64%	33,33%	40,00%
Sì, è utile	33,33%	36,84%	25,00%	33,33%	27,27%	33,33%	60,00%
Sì, ma è inutile	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Sì, ma non so giudicare	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabella 2.29

Oltre agli interventi passati, si è voluto indagare le intenzioni future delle imprese in merito alle attività formative.

Le realtà più grandi sembrano più propense ad investire, probabilmente in virtù delle maggiori risorse a disposizione, sia economiche, sia in termini di personale (tabella 2.30). Gli investimenti futuri ricalcheranno quelli passati, dal momento che le figure maggiormente coinvolte saranno ancora una volta i titolari, i tecnici e i progettisti.

Nelle restanti realtà si è evidenziato un basso interesse per future attività formative; a nostro avviso tale disinteresse è legato ad aspetti culturali ed esprime una carenza su cui è opportuno intervenire.

INVESTIMENTI IN FORMAZIONE NEI PROSSIMI TRE ANNI	MEDIA GENERALE		DIMENSIONE			ATTIVITA'		
			da 0 a 10	da 11 a 25	sup 25	43	33	71
Si, investirò	60,00%		63,16%	37,50%	100,00%	54,55%	100,00%	60,00%
Sicuramente no	0,00%		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Non so, non sono in grado di prevedere	40,00%		36,84%	62,50%	0,00%	45,45%	0,00%	40,00%

Tabella 2.30

FIGURE CHE VERRANNO COINVOLTE	MEDIA GENERALE		DIMENSIONE			ATTIVITA'		
	Si	No	da 0 a 10	da 11 a 25	sup 25	43	33	71
Titolari	80,00%	20,00%	89,47%	62,50%	66,67%	81,82%	100,00%	60,00%
Dirigenti	20,00%	80,00%	15,79%	12,50%	66,67%	22,73%	0,00%	20,00%
Impiegati	40,00%	60,00%	26,32%	75,00%	33,33%	45,45%	66,67%	0,00%
Tecnici e progettisti	70,00%	30,00%	68,42%	62,50%	100,00%	59,09%	100,00%	100,00%
Operai	63,33%	36,67%	52,63%	87,50%	66,67%	72,73%	66,67%	20,00%

Tabella 2.31

2.4: PROPOSTA FORMATIVA

In questa sezione presentiamo in sintesi la proposta formativa che emerge dalle evidenze empiriche, opportunamente corredate dalle esperienze e dal passato lavoro del Dipartimento di Energetica e Macchine dell'Università degli Studi di Udine. In sede di analisi è emersa la convinzione che i corsi di formazione debbano essere necessariamente tarati sulla figura professionale a cui sono rivolti, in modo da soddisfare le peculiari necessità dei diversi utenti. Da un'analisi delle proposte attualmente in vigore emerge come esista sostanzialmente un'unica distinzione tra le figure professionali: il manager ed il tecnico. In questo lavoro invece, si è ritenuto fondamentale introdurre distinzioni ulteriori, individuando "nuovi" destinatari e associando ad ognuno di questi una proposta formativa ad hoc.

Le figure professionali da noi individuate sono:

- *Impiantista termotecnico.* Categoria generale che include progettisti, installatori e altri funzionari tecnici. Nella nostra distinzione riteniamo però opportuno distinguere le prime due figure, e quindi in questa voce si considerano solo i funzionari tecnici. Questa figura garantisce le competenze e le conoscenze tecniche delle principali lavorazioni previste e dei sistemi di collaudo in sicurezza dei circuiti termotecnici e macchinari per il riscaldamento civile e industriale. È interessato alle tecnologie innovative e ai sistemi di gestione dell'energia in termini più generali e meno specifici rispetto a progettisti e installatori. Dalle testimonianze è emerso infatti che figure di questo tipo, oltre ad una formazione prettamente tecnica, sentano l'esigenza di formarsi anche su aspetti gestionali e normativi;
- *Installatore.* È colui che in un nuovo progetto esegue le direttive del progettista, mentre in un progetto già esistente apporta le modifiche in relazione alle nuove tecnologie. Il suo interesse è concentrato sulle caratteristiche delle tecnologie innovative, sulle loro criticità e sulle problematiche relative alla loro installazione, manutenzione e gestione. I risultati dimostrano il desiderio di accedere ad una proposta formativa che tratti quasi unicamente le problematiche specifiche del settore, e dunque ad una proposta più mirata rispetto a quelle richieste dalle altre figure;
- *Progettista.* È il mediatore tra il committente ed il tipo di utenza: a fronte di determinate situazioni di utenza e fabbisogno, individua le soluzioni più idonee ai fini di un'ottimizzazione energetica e ambientale. Gli interessi sono i medesimi di quelli degli installatori, con l'aggiunta però di aspetti processistici, schematiche idrauliche, elettriche, elettroniche, prestazioni a regime ed in transitorio e le possibili logiche di sistema delle innovazioni tecnologiche. Dalle informazioni ottenute durante le interviste si è potuto notare come queste figure possiedano una conoscenza di base tale da consentire loro di affrontare anche le tematiche più complesse ed evolute con un alto livello di specificità;
- *Energy manager utenze civili.* In Italia la figura del "Responsabile per la Conservazione e l'Uso Razionale dell'Energia" (o "Energy Manager") è stata introdotta per la prima volta con la Legge n. 10/91, art. 19 La nomina di un Energy Manager è obbligatoria per tutti i soggetti pubblici e privati che operano nel settore industriale, civile, dei trasporti e del terziario e che abbiano superato le soglie di consumo annuale che sono state stabilite dalla Legge n. 10/91. Per il settore civile tale soglia corrisponde a 1.000 tep (tonnellate di petrolio equivalenti). L'Energy Manager ha il compito di individuare le azioni, gli interventi, le procedure e quant'altro necessario per promuovere l'uso razionale dell'energia, predisporre i bilanci energetici in funzione dei parametri economici e degli usi energetici finali, nonché i dati energetici di verifica degli interventi effettuati. Una figura di questo tipo sarà principalmente interessata ad aspetti legati alla riduzione dei fabbisogni termici, alle modalità di gestione dei volumi (domotica), a tecnologie quali il fotovoltaico solare, impianti di cogenerazione e rigenerazione di piccola taglia. Dalle interviste è emerso come questa figura sembri essere imposta per legge e non venga percepito a pieno il suo impatto in termini di risparmio energetico.
- *Energy manager utenze industriali.* Per il settore industriale la soglia prevista è invece di 10.000 tep. Le funzioni sono le stesse dell'energy manager civile, ma in quest' caso l'interesse

si sposta verso i processi produttivi, la gestione dei carichi elettrici, la gestione dei motori ed il rifasamento, gli aspetti manutentivi e la sicurezza;

- *Responsabile terzo.* L'esercizio e la manutenzione degli impianti termici sono generalmente affidati al proprietario, o per esso a un terzo avente determinati requisiti. Nasce così la figura del terzo responsabile, nel momento in cui un privato, un amministratore, un'azienda o comunque il proprietario dell'impianto termico non se la sente di assumere in prima persona questi compiti. È un soggetto che deve essere in possesso di determinate conoscenze tecniche, economiche e organizzative; è l'unica persona responsabile, per quel che riguarda l'esercizio, la manutenzione ordinaria e quella straordinaria di un impianto. Questa figura è interessata a tematiche quali le tecnologie per il controllo e la gestione degli impianti, controllo delle prestazioni della componentistica (pompe, caldaie, ecc...), ai sistemi di gestione remota ed elettronica degli impianti;
- *Funzionario tecnico-amministrativo del civile.* Figura che recepisce i piani dell'energy manager e del responsabile terzo effettuando il monitoraggio dei consumi e segnalando eventuali malfunzionamenti. È interessato ad una conoscenza approfondita sui trend dei costi energetici (tariffe) con un'attenzione spiccata per le problematiche dell'utenza civile;
- *Funzionario tecnico-amministrativo dell'industria.* Vale quanto detto per la figura precedente con la differenza che l'attenzione si sposta dalle problematiche di utenza a quelle relative alla produzione di energia;
- *Tecnico di centrale.* È la figura incaricata di condurre la centrale e i relativi impianti, tenendo conto dell'efficienza e dell'affidabilità. La sua funzione principale è quella di attuare una gestione oculata dei consumi e di segnalare all'energy manager o al funzionario tecnico-amministrativo eventuali sistemi/macchinari obsoleti. I suoi interessi peculiari riguardano soprattutto gli aspetti manutentivi;
- *Tecnico di utenza.* Figura sottovalutata, perché sottovalutato è il suo possibile impatto sul risparmio energetico. Si occupa delle macchine periferiche di consumo e i suoi interessi sono relativi alla gestione dei volumi tecnici e dei volumi condizionati, alla riduzione dei consumi, alle utenze ed in generale alle tecnologie per le macchine di consumo.

Si fa notare, per completezza di analisi, che si sono considerate non solo figure "propositrici" di soluzioni (progettisti, impiantisti ed installatori), ma anche figure che utilizzano queste soluzioni. Si è ritenuto infatti, che per aver un quadro completo fosse indispensabile prendere in considerazione figure posizionate a valle rispetto ai soggetti strettamente considerati nel nostro studio. Durante le interviste sono state indagate sia le esigenze di progettisti, impiantisti ed installatori, sia le esigenze dei loro clienti e quindi degli utilizzatori finali. Naturalmente per definire le necessità delle figure considerate ci si è basati anche su lavori pregressi del gruppo di ricerca.

Una volta stilata la lista dei profili dei possibili destinatari, si è proceduto individuando i contenuti di una proposta formativa in ambito energetico. Questi contenuti sono stati determinati sia sulla base delle necessità formative emerse dall'analisi dei questionari sia attraverso il contributo del gruppo di ricerca soprattutto per quegli aspetti sconosciuti o sottovalutati. Ci si riferisce in particolare alle tecnologie di frontiera, ma anche ad alcune tecnologie mature le cui potenzialità non sono ancora percepite a pieno.

Gli argomenti individuati possono essere raggruppati in quattro famiglie:

- *Aspetti generali.* In questa famiglia rientrano le tematiche legate al risparmio energetico ed agli aspetti economici, ambientali e sociali dell'energia;
- *Normativa legislativa e tecnica.* Viene considerata la normativa sia a livello europeo e nazionale, sia quella a livello regionale;
- *Aspetti tecnici.* È di gran lunga la famiglia più consistente, in quanto comprende i vari tipi di tecnologie e soluzioni per produzione, distribuzione ed utilizzo dell'energia;

- *Aspetti gestionali.* Con questa famiglia si vogliono affrontare aspetti legati alla gestione e all'organizzazione dell'energia con particolare attenzione alle varie modalità per generare risparmio.

Definiti gli argomenti, si è proceduto a determinare per ciascuno di essi quale sia il livello di interesse che le diverse figure professionali presentano. Naturalmente nella maggior parte dei casi figure professionali diverse sono interessate ad aspetti diversi di uno stesso argomento: ad esempio impiantisti e progettisti saranno più interessati ad aspetti tecnici, mentre l'energy manager vorrà concentrarsi prevalentemente su aspetti di fattibilità economica. Questo implica che gli stessi argomenti potranno essere affrontati con modalità didattiche e tempistiche diverse. Sono stati definiti quattro livelli di interesse: molto interessato, interessato, marginalmente interessato e poco interessato (la legenda viene riportata in tabella 2.32). Si ritiene che un'attività formativa possa essere giustificata qualora si raggiunga un livello almeno "interessato".

	Molto interessato
	Interessato
	Marginalmente interessato
	Poco interessato

Tabella 2.32

La matrice sotto riportata, correla le diverse tipologie di figure professionali con i possibili argomenti oggetto di una proposta formativa, a seconda del livello di interesse di ciascuna. Soffermandosi sulle tre figure strettamente rilevanti per questo studio, il primo elemento che risalta è come la figura del progettista sia caratterizzata da un interesse molto alto in riferimento ad un gran numero di argomenti considerati (oltre la metà delle caselle di colore rosso). Ciò, come già precedentemente accennato, è dovuto all'ampio spettro di attività svolte dagli studi di progettazione, dove non è possibile limitarsi ai soli aspetti tecnici, ma è necessaria un'adeguata conoscenza anche delle varie tematiche normative e gestionali.

Considerando invece la categoria degli installatori si nota un forte restringimento dei loro interessi che si concentrano, quasi esclusivamente su aspetti tecnici.

In una posizione intermedia troviamo infine gli impiantisti i quali evidenziano forti necessità formative anche su aspetti normativi (soprattutto normativa tecnica) e su aspetti legati alla certificazione, oltre naturalmente all'imprescindibile necessità in ambito tecnologico.

Famiglie	Argomenti	Figure professionali									
		Impiantista termotecnico	Installatore	Progettista	Energy Manager utenze civili	Energy manager utenze industriali	Responsabile terzo	Funzionario tecnico-amministrativo civile	Funzionario tecnico-amministrativo dell'industria	Tecnico di centrale	Tecnico di utenza
Aspetti generali	Il risparmio energetico										
	Aspetti economici, ambientali e sociali dell'energia										
	Aspetti generali e ambientali dell'energia dei 4 settori ISTAT										
	Le fonti di energia										
Normativa legislativa e tecnica	Normativa europea e nazionale in materia energetica										
	Normativa legislativa della regione FVG										
	Normativa tecnica in materia energetica										
Aspetti tecnici	Contabilità tecnica energetica										
	Reti idrauliche										
	Reti elettriche										
	Supervisione, controllo e gestione remota										
	Manutenzione in campo energetico										
	Organizzazione, razionalizzazione e ottimizzazione nella riduzione dei consumi energetici										
	La combustione										
	La climatizzazione										
	La certificazione energetica degli edifici										
	L'analisi energetica degli impianti										
	Centrali termiche										
	Centrali frigorifere										
	Pompe di calore geotermiche, aria - acqua ed altri tipi										
	Cogenerazione e trigenerazione										
	Impianti di depurazione nei processi di produzione di energia										
	Impatto ambientale sul territorio (aria, acqua, suolo) delle centrali di produzione di energia										
	Illuminazione										
	Impianti elettrici										
	La sicurezza negli impianti energetici										
	Impatto visivo delle centrali energetiche										
	Audit energetico										
	Recupero calore da reflui gassosi										
	Recupero calore da reflui liquidi										
	Accumuli termici										
	Accumuli elettrici										
	Accumuli idraulici										
	Fotovoltaico										
	Motori										
	Rifasamento										
	Determinazione dei fabbisogni termici negli edifici										
Trasporti: aspetti tecnici, energetici e ambientali											

Aspetti tecnici	Civile: aspetti tecnici, energetici e ambientali	Yellow	White	Green	Red	Yellow	White	Green	Yellow	White	White	
	Industria: aspetti tecnici, energetici e ambientali	Yellow	Red	Green	Yellow	Red	Yellow	Green	White	White	White	
	Agricoltura: aspetti tecnici, energetici e ambientali	Yellow	Red	Green	Yellow	Red	Yellow	Green	White	White	White	
	Impianti a biomasse di piccola taglia	Green	White	Red	Red	Green	White	Green	Yellow	Yellow	White	
	Impianti a biomasse di grande taglia	Green	Green	Red	Green	Red	White	White	Yellow	Yellow	White	
	Impianti a bio-oli vegetali	Green	Yellow	Red	Red	Red	Yellow	Green	Green	Yellow	White	
	Impianti di termovalorizzazione rifiuti	Yellow	White	Green	Yellow	Yellow	White	Yellow	Yellow	White	White	
	Caldaie a condensazione	Green	Yellow	Red	Red	Green	Yellow	Green	Yellow	White	White	
	Microturbine a gas	Green	Green	Red	Red	Green	Yellow	White	Yellow	Yellow	White	
	Turbine a gas	Green	Yellow	Red	Yellow	Green	White	White	Yellow	Yellow	White	
	Cicli combinati	Green	Yellow	Red	Yellow	Green	White	White	Yellow	Yellow	White	
	Reti di teleriscaldamento	Yellow	White	Red	Red	Green	Yellow	Green	Yellow	White	White	
	Reti di telerefrigerazione	Yellow	White	Red	Red	Green	Yellow	Green	Yellow	White	White	
	Sistemi di schermatura dall'irraggiamento estivo	Yellow	White	Red	Red	Yellow	White	Yellow	Yellow	White	White	
	Recuperatori di calore	Green	Yellow	Red	Green	White	Yellow	Yellow	Yellow	White	White	
	Gruppi di assorbimento	Green	Green	Red	Green	White	White	White	Yellow	Yellow	White	
	Trasformatori a basse perdite	Yellow	White	Green	Green	Yellow	White	White	Yellow	Yellow	White	
	Colbertazioni	Yellow	Yellow	Green	Red	Green	White	Green	Yellow	White	White	
	Centrali trattamento aria	Yellow	White	Green	Green	Yellow	White	White	Yellow	Yellow	White	
	Impianti antincendio	Red	Yellow	Red	Green	Red	Green	Red	Yellow	White	White	
	Domotica	Green	White	Red	Red	Green	Red	Red	Yellow	Yellow	White	
	Gruppi di condizionamento classici	Green	Yellow	Green	Red	Green	Yellow	Green	Yellow	Yellow	White	
	Generatori ad alta efficienza	Green	Yellow	Red	Red	Green	White	Green	Yellow	Yellow	White	
	Celle a combustibile	Yellow	White	Green	Green	Red	Yellow	White	Yellow	Yellow	White	
	Eolico	Yellow	Yellow	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	White	White	
	Motori stirling	Yellow	White	Green	Green	White	White	White	Yellow	Yellow	White	
	EFMGT	Green	White	Green	Green	Green	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	White	
	Termodinamico solare	Green	Yellow	Green	Yellow	Green	Yellow	Green	Green	Yellow	White	
	Aspetti gestionali	Energy manager	Yellow	White	Green	Red	Red	Green	Yellow	Yellow	White	White
		Piani e programmi energetici territoriali	Yellow	White	Green	Red	Red	Yellow	Green	White	White	White
Contrattualistica di fornitura e di servizio		Green	White	Green	Red	Red	Red	Green	Green	Yellow	White	
Marketing in campo energetico		Yellow	White	Red	White	White	White	Yellow	Yellow	White	White	
Aspetti organizzativi dei servizi energetici		Yellow	White	Yellow	Red	Red	Red	Green	Yellow	White	White	
Gestione energetica dei parchi immobiliari		Yellow	White	Yellow	Red	White	Yellow	Green	White	White	White	
Gestione energetica delle grandi attività industriali		Yellow	White	Yellow	Green	Red	Red	Yellow	Red	White	White	
Metodi di formazione del personale tecnico		Yellow	Green	Green	Green	Red	White	Green	Green	Green	White	
Criticità tecniche ed economiche delle nuove tecnologie		Green	White	Red	Red	Red	Yellow	Yellow	Yellow	Yellow	White	
Scenari e prospettive delle tecnologie energetiche nel prossimo futuro		Red	Yellow	Red	Red	Red	Yellow	Yellow	Green	Yellow	White	
I certificati verdi, bianchi e grigi		Red	Yellow	Red	Red	Red	Red	Green	Red	Yellow	White	

Tabella 2.33 Matrice di correlazione tra “figure professionali” ed “argomenti”

2.4.1 CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

Si può concludere che da questa analisi è apparso evidente come i soggetti coinvolti manifestino sia un forte bisogno, sia un forte interesse verso nuove attività formative. Va però detto che a questo interesse non fanno seguito programmi formativi adeguati in grado di soddisfare a pieno le varie esigenze, ed è questo il motivo per cui, a volte, si preferisce non intraprendere alcun tipo di iniziativa. A nostro giudizio le proposte formative attuali si dimostrano inadeguate in quanto troppo generiche e poco mirate alle necessità specifiche delle varie figure professionali ormai presenti nel settore energetico. Per questo motivo la proposta formativa qui presentata, oltre a comprendere contenuti finora ignorati o sottovalutati, si caratterizza per l'introduzione di "nuovi" destinatari, in contrapposizione alla generica distinzione tra destinatario tecnico e manageriale dei corsi formativi attualmente in vigore. Si ritiene che queste "nuove" distinzioni siano fondamentali per riuscire a soddisfare le esigenze dei soggetti operanti in un mercato sempre più specifico e sempre più in continua evoluzione.

2.5 Principali riferimenti bibliografici legislativi e normativi

- [1] **Classi ATECO** <http://www.istat.it/it/strumenti/definizioni-e-classificazioni/ateco-2007>
- [2] **FIRE**, Federazione Italiana uso Responsabile per l'Energia, ente incaricato dal Ministero dello Sviluppo economico. <http://www.fire-italia.org/>
- [3] **UNI CEI 11339:2009** "Gestione dell'energia. Esperti in gestione dell'energia. Requisiti generali per la qualificazione"
- [4] **UNI CEI 11352 2014** "Gestione dell'energia - Società che forniscono servizi energetici (ESCo) - Requisiti generali e lista di controllo per la verifica dei requisiti"
- [5] **UNI CEI EN ISO 50001:2011** "Sistemi di gestione dell'energia - Requisiti e linee guida per l'uso"
- [6] **UNI CEI EN 16247-1:2012** Diagnosi energetiche - Parte 1: Requisiti generali
- [7] **UNI CEI EN 16247-2:2014** Diagnosi energetiche - Parte 2: Edifici
- [8] **UNI CEI EN 16247-3:2014** Diagnosi energetiche - Parte 3: Processi
- [9] **UNI CEI EN 16247-4:2014** Diagnosi energetiche - Parte 4: Trasporto
- [10] **UNI CEI EN 16247-5:2015** Diagnosi energetiche. Parte 5: Competenze degli auditor energetici.
- [11] **DPR 412/1993** Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia.
- [12] **DPR 74/2013**: Regolamento recante definizione dei criteri generali in materia di esercizio, conduzione, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienici sanitari
- [13] **Legge 9/1/1991 n. 10**: Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.
- [14] **Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile** 8 Marzo 2013
- [15] **Piano Energetico Regionale PER 2003 FVG**
- [16] **Piano Energetico Regionale proposta PER 2015 FVG.**
- [17] **Piano sanitario e sociosanitario regionale PSSR 2010 – 2012 FVG**
- [18] **LR 19 Energia BUR n.42 2012 FVG**

Nota: il materiale utilizzato consegue all'attività del Prof. Nardin G. responsabile per l'energia dell'Università di Udine e costituisce proposta di riordino didattico funzionale alle nuove esigenze professionali in abito energetico.

2.6 Appendice A: tabelle aggiuntive

	Combustibili				
	Metano	Gasolio	GPL	Biomasse legnose	Altro
Caldiae "classiche"	75,00%	62,50%	37,50%	50,00%	0,00%
Caldiae a condensazione	100,00%	25,00%	37,50%	0,00%	12,50%
Generatori ad alta efficienza	85,71%	14,29%	14,29%	14,29%	14,29%
Motori endotermici	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabella: 2.34 Combustibili provincia di Udine

	Combustibili				
	Metano	Gasolio	GPL	Biomasse legnose	Altro
Caldiae "classiche"	100,00%	50,00%	50,00%	0,00%	0,00%
Caldiae a condensazione	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Generatori ad alta efficienza	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%
Motori endotermici	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabella: 2.35 Combustibili provincia di Pordenone

	Combustibili				
	Metano	Gasolio	GPL	Biomasse legnose	Altro
Caldiae "classiche"	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Caldiae a condensazione	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Generatori ad alta efficienza	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Motori endotermici	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabella: 2.36 Combustibili provincia di Gorizia

	Combustibili				
--	--------------	--	--	--	--

	Metano	Gasolio	GPL	Biomasse legnose	Altro
Caldaie "classiche"	100,00%	33,33%	66,67%	33,33%	0,00%
Caldaie a condensazione	100,00%	0,00%	25,00%	0,00%	0,00%
Generatori ad alta efficienza	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Motori endotermici	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabella: 2.37 Combustibili provincia di Trieste

	Combustibili				
	Metano	Gasolio	GPL	Biomasse legnose	Altro
Caldaie "classiche"	77,78%	55,56%	44,44%	33,33%	0,00%
Caldaie a condensazione	100,00%	0,00%	12,50%	0,00%	0,00%
Generatori ad alta efficienza	60,00%	0,00%	0,00%	20,00%	20,00%
Motori endotermici	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabella: 2.38 Combustibili per imprese con meno di 10 addetti

	Combustibili				
	Metano	Gasolio	GPL	Biomasse legnose	Altro
Caldaie "classiche"	100,00%	66,67%	33,33%	33,33%	0,00%
Caldaie a condensazione	100,00%	40,00%	40,00%	0,00%	20,00%
Generatori ad alta efficienza	100,00%	25,00%	25,00%	25,00%	0,00%
Motori endotermici	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabella: 2.39 Combustibili per imprese con un numero di addetti tra 11 e 25

	Combustibili				
	Metano	Gasolio	GPL	Biomasse legnose	Altro

Caldaie "classiche"	100,00%	50,00%	50,00%	50,00%	0,00%
Caldaie a condensazione	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%
Generatori ad alta efficienza	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Motori endotermici	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabella: 2.40 Combustibili per imprese con più di 25 addetti

	Combustibili				
	Metano	Gasolio	GPL	Biomasse legnose	Altro
Caldaie "classiche"	80,00%	60,00%	40,00%	40,00%	0,00%
Caldaie a condensazione	100,00%	18,18%	27,27%	0,00%	9,09%
Generatori ad alta efficienza	87,50%	12,50%	12,50%	12,50%	12,50%
Motori endotermici	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabella: 2.41 Combustibili per imprese appartenenti al codice 43

	Combustibili				
	Metano	Gasolio	GPL	Biomasse legnose	Altro
Caldaie "classiche"	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Caldaie a condensazione	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Generatori ad alta efficienza	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Motori endotermici	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabella: 2.42 Combustibili per imprese appartenenti al codice 33

	Combustibili				
	Metano	Gasolio	GPL	Biomasse legnose	Altro
Caldaie "classiche"	100,00%	33,33%	66,67%	33,33%	0,00%
Caldaie a condensazione	100,00%	0,00%	50,00%	0,00%	0,00%
Generatori ad alta efficienza	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%	0,00%
Motori endotermici	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Tabella: 2.43 Combustibili per imprese appartenenti al codice 71

CAPITOLO 3: EFFICIENTAMENTO ENERGETICO - BARRIERE E DRIVERS

3.1 PREMESSA

A partire dalla prima crisi energetica del 1976 il mondo industrializzato si è dovuto confrontare con l'uso razionale delle risorse energetiche e dunque dell'efficientamento a tutti i livelli operativi e concettuali. A tal fine la normativa legislativa e tecnica ha previsto una serie di obblighi (certificazione energetica) di figure professionali, alcune delle quali recentissime (L'Esperto di gestione dell'energia EGE e l'auditor Energetico), con specifiche competenze verificate da enti di accreditamento. Al termine del millennio è apparsa chiara l'esigenza di strutturare un'analisi che non si limiti ad indagare esclusivamente sugli aspetti tecnici ed economici ma che estenda l'indagine anche alle inerzie che bloccano o ritardano l'adozione di nuove tecnologie maggiormente efficienti, in altri termini indagare sui fattori ostativi all'efficientamento energetico. Detta nuova analisi è di grande rilevanza nell'impostare le politiche energetiche e le normative relative. Nasce quindi il concetto di **"barriera"** all'implementazione di tecnologie e metodiche gestionali tese all'efficientamento energetico. Di converso nasce, anche, il concetto di **"driver"** inteso come fattore promotore che favorisce la dinamica dei processi decisionali ai fini sopra riportati. Le Barriere e i Drivers vengono, generalmente, sintetizzate in un numero limitato di **"Item"** (da 20 a 50) intesi come affermazioni su cui esprimere un giudizio quantitativo "discreto" di rilevanza e cogenza ai fini ostativi (barriere) o promotori (drivers). Gli Item vengono organizzati in domini coerenti costituiti da aree omogenee di affermazioni (famiglie, categorie, classi, ecc.). L'intera struttura (**Framework**), nei suoi diversi componenti e la classificazione gerarchica e funzionale che li lega, costituiscono la **"Tassonomia"** delle Barriere e dei Drivers. La formalizzazione e l'analisi delle barriere e dei drivers, contingenti al dominio territoriale analizzato, sono alla base delle politiche impostate ai diversi livelli (Comunitari, Nazionali e Locali). Nell'analisi che segue verranno riportati i metodi generali di rilevamento, la scala adottata e le **"Tassonomie"** che strutturano le Barriere e Drivers. Successivamente viene analizzata l'evoluzione tecnico scientifica della metodica con riferimento all'efficientamento energetico; detta evoluzione viene esplicitata per il contesto europeo, extraeuropeo e nazionale. Infine, nell'ambito del dottorato viene proposta una nuova tassonomia che integra gli "Item" con una nuova organica e distinta categoria che include le barriere afferenti al sistema paese.

3.2. LE BARRIERE I DRIVERS ED I RELATIVI METODI DI RILEVAMENTO

*Gli studi su cui si fonda l'impostazione accademica sulle **"barriere"** e dei Drivers si basano sull'analisi dell'esistente tramite rilevazioni statistiche e sono svolti quasi unicamente con rilevazione di **"opinioni"** creando le basi per una maggiore comprensione tra il percepito e il reale.*

Tutti i principali studi consistono nella somministrazione di un questionario in cui si chiede di indicare la rilevanza di un certo fattore ostativo (barriera) o promotore (driver) secondo la scala **"Likert"**, ampiamente utilizzata nella ricerca scientifica applicata.

3.2.1 LA SCALA LIKERT

E' una tecnica per la misura dell'atteggiamento, nel nostro specifico caso, della percezione su temi energetici. Tale tecnica si distingue principalmente per la possibilità di applicazione di metodi di analisi degli item basati sulle proprietà statistiche delle scale di misura a intervalli o rapporti.

Tale tecnica consiste principalmente nel mettere a punto un certo numero di affermazioni che esprimono un atteggiamento positivo e negativo rispetto ad uno specifico oggetto. La somma di tali giudizi tenderà a delineare in modo ragionevolmente “preciso” l'atteggiamento del soggetto nei confronti dell'oggetto/affermazione. Per ogni item si presenta una “*scala di accordo/disaccordo*” o “modalità” di accordo, disaccordo, giudizio, generalmente con 5 livelli di valore.

Ai soggetti che compilano il questionario si chiede di indicare, per ciascuna affermazione/oggetto il loro grado di accordo sulla base della scala likert preimpostata.

Una regola empirica su cui attestarsi nella progettazione di una scala, suggerisce di utilizzare più di 20-25, in genere non superiore a 50, affermazioni per dimensione, suddivise in positive e negative nei confronti dell'oggetto.

Una corretta progettazione è preceduta da studi qualitativi sul vissuto dell'oggetto dell'atteggiamento nella popolazione di riferimento. Tale studio preliminare permette di definire le principali aree generative su cui si articola il giudizio. “Likert” suggerisce alcuni criteri per la preparazione degli item:

- Ogni item deve essere formulato in modo tale che persone con atteggiamenti opposti o intensità diverse diano risposte diverse.
- È necessario evitare item che esprimano dati di fatto, per selezionare invece quelli relativi a credenze, valutazioni, sentimenti, disposizioni emotive o tendenze all'azione.
- Le affermazioni devono essere concise ed espresse in un linguaggio semplice. È necessario evitare termini tecnici o specialistici.

3.2.2 METODI DI RILEVAMENTO

I questionari sono “somministrati” ad un campione qualificato individuato tramite associazioni di categoria e proposto direttamente via web od in occasione di convegni di settore, seguiti ove possibile da un'intervista eventualmente telefonica.

Si riscontra un'alta percentuale di soggetti che non si prestano alle rilevazioni e non restituiscono i moduli compilati rendendo i risultati non rappresentativi scientificamente dell'intera categoria, il campione auto-selezionato, restituisce quindi l'opinione degli intervistati maggiormente partecipativi e presumibilmente più interessati ed informati.

3.2.3 BARRIERE E DRIVERS: STUDI E TASSONOMIE

Tra le numerose tassonomie si riportano le principali per importanza accademica o istituzionale che sono state prese a riferimento.

3.2.3.1. *Tassonomia delle Barriere proposta da Sorrell et al. 2000*

Il Prof. Sorrell S. della Sussex University, unitamente ad altri ricercatori imposta per la prima volta, in termini accademici, l'analisi delle barriere all'efficiamento energetico eseguendo una revisione della letteratura disponibile in ambito pubblico e privato [4].

Il metodo "Sorrell" delinea una tassonomia degli elementi ostativi costituita da 23 barriere senza raggrupparle in classi o categorie di appartenenza.

Tassonomia proposta da Sorrell

1. Conflicts of interest within the company
Conflitti di interesse all'interno della società (produzione, gestione, ecc.).
2. Long decision chain
Lunghezza della catena decisionale
3. Cost of staff replacement retirement/retraining
Costi relativi al pensionamento, sostituzione riqualificazione del personale, (imposti dalle nuove tecnologie).
4. Department or workers not accountable for energy costs
Assenza di responsabilità dei dipartimenti o dei lavoratori rispetto i costi energetici.
5. Energy manager lacks influence
Scarsa influenza dell'energy manager.
6. Uncertainty regarding the company's future
Incertezza riguardo il future aziendale.
7. Cost of production disruption/ hassle/inconvenience
Costi relativi ad interruzioni della produzione, conflittualità o altri inconvenienti.
8. Low priority given to energy management
Scarsa importanza attribuita alla gestione energetica.
9. Lack of sub-metering
Assenza di un sistema di misurazione. (della ripartizione dei consumi energetici).
10. Lack of staff awareness.
Assenza di consapevolezza del personale.
11. Energy objectives not integrated into operating/maintenance or purchasing procedures
Obiettivi energetici non integrati nelle procedure aziendali operative/manutentive e acquisto.
12. Technology is inappropriate at this site
Tecnologia inappropriate al sito.

13. Lack of time or other priorities
Mancanza di tempo o diverse priorità
14. Technical risks such as risk of production disruptions
Rischi tecnici come ad esempio rischio di perdita della produzione...
15. Lack of technical skills
Mancanza di competenze tecniche
16. Poor information quality regarding energy efficiency opportunities
Scarsa qualità informativa circa le opportunità dell'efficienza energetica.
17. Lack of budget funding
Mancanza di risorse finanziarie.
18. Slim organization
Organizzazione snella (carenza di organizzazione e personale)
19. Difficulties in obtaining information about the energy consumption of purchased equipment
Difficoltà nell'ottenere informazioni sul consumo energetico delle apparecchiature acquistate.
20. Cost of identifying opportunities/ analyzing cost effectiveness and tendering
Costi per identificare le opportunità / analisi costi efficacia e gare di appalto
21. Possible poor performance of equipment
Possibile scarso rendimento delle apparecchiature.
22. Other priorities for capital investments
Diverse priorità per gli investimenti di capitale.
23. Access to capital
Accesso al capitale

I risultati dell'indagine condotta secondo la Tassonomia "Sorrell" venne illustrata alla Commissione Europea a Brussel nel 2000 [39] e riproposta per il contesto industriale ONU nella sede di Vienna nel 2011 [40].

La tassonomia "Sorrell" è rimasta per oltre un decennio il riferimento principale degli studi europei inerenti l'efficientamento energetico.

3.2.3.2. Tassonomia delle Barriere e dei Drivers proposta da Cagno E. e Trianni A.

Trianni A. et al. del politecnico di Milano studiando le barriere al miglioramento energetico nel settore siderurgico europeo [1], individua un campione di 831 imprese dalle liste delle associazioni nazionali di categoria di sette nazioni a cui viene inviato per posta elettronica o ordinaria un questionario, delle 125 risposte pervenute solo 65, corrispondenti all'8% sono complete. Il tasso di risposta viene

considerato in linea con precedenti analoghi studi, ([34] Velthuisen, 1993; [35] de Groot et al., 2001,[36] Thollander and Ottosson, 2010, 2008), la realtà italiana è desunta da un campione di sole 4 imprese analogamente alle altre sei nazioni considerate, (Finlandia:4, Francia:10, Germania:16, Italia:4, Polonia:6, Spagna:5, Svezia:20).

In uno successivo studio Trianni A. et al., il campione viene ampliato a 20 primarie imprese nel nord Italia [2], tutte con sede in Lombardia, la regione europea con il maggiore indice di impiego nel settore metallurgico secondo dati riportati nel 2010 nello Structural Business Statistics di Eutelsat [41].

3.2.3.3. Tassonomia delle Barriere

Il Politecnico di Milano con i proff. Cagno e Trianni, riconsiderano l'intero contesto della tassonomia "Sorrell" e propongono una struttura definita di 33 barriere, raccolta in due famiglie (fattori esterni ed interni) e in diverse categorie [11]. La tassonomia sviluppata si propone di descrivere i fattori ritenuti effettivamente rilevanti, le loro interazioni e il loro ruolo nel contesto "decisionale". L'obiettivo dei proponenti è di ridurre la dicotomia tra reale e percepito a costituire uno strumento valido per i decisori sia all'interno delle imprese che nell'ambito politico [11].

Tassonomia delle barriere rivisitata da Cagno et al. 2013

External

Market,

1. Energy prices distortion
2. Low diffusion of technologies
3. Low diffusion of information
4. Market risks
5. Difficulty in Gathering External Skills

Government/politics,

6. Lack of proper regulation
7. Distortion in fiscal policies

Technology/services suppliers,

8. Lack of interest in energy efficiency
9. Technology Suppliers not updated
10. Scarce communication skills

Designers and manufacturers,

11. Technical Characteristics not adequate
12. High initial costs

Energy suppliers,

13. Scarce communication skills
14. Distortion in energy policies
15. Lack of interest in energy efficiency

Capital suppliers,

16. Cost for investing capital availability
17. Difficulty in identifying the quality of the investments

Internal

Economic,

- 18. Low capital availability
- 19. Hidden costs
- 20. Intervention-related risks

Behavioral,

- 21. Lack of interest in energy-efficiency interventions
- 22. Other priorities
- 23. Inertia
- 24. Imperfect evaluation criteria
- 25. Lack of sharing the objectives

Organisational,

- 26. Low status of energy efficiency
- 27. Divergent interests
- 28. Complex decision chain
- 29. Lack of time
- 30. Lack of internal control

Barriers related to competences

- 31. Identifying the inefficiencies
- 32. Implementing the interventions

Awareness,

- 33. Lack of awareness or Ignorance

In seguito gli stessi autori propongono una tassonomia, anche, per i fattori promotori riassunta in 27 drivers [7].

3.2.3.4. La Tassonomia dei DRIVERS

Fattori promotori all'adozione di tecniche e pratiche energeticamente migliorative in ambito industriale.

Contestualmente allo sviluppo di modelli sui fattori ostativi nasce e si consolida la consapevolezza che le *forze* agenti non sempre ostacolano il processo ma talvolta lo favoriscono, ne consegue l'arricchimento dei modelli con le tassonomie afferenti ai DRIVERS considerati fattori promotori all'implementazione di miglioramenti energetici.

Cagno e al 2013 affianca quindi alla riformulazione ragionata delle barriere anche una dedicata ai drivers costituendo due *tassonomie* distinte ma naturalmente fra loro correlate.

Attualmente negli studi europei ci si riferisce a modelli che possono essere ricondotti agli studi di Cagno et al con 21 Barriere considerabili consolidate e a 27 drivers da considerare ancora in evoluzione.

Financial driving forces

1. Energy taxes including taxes on sulphur, Nox and CO₂
2. Threat of rising energy prices
3. Cost reductions from lowered energy use
4. Beneficial loans for energy efficiency investments
5. Investment subsidies for energy efficiency technologies

Informational driving forces

6. Local public energy consultants
7. Public sector as a role model
8. Voluntary agreements
9. Energy advice through journal/booklets
10. Energy advice through seminars
11. Information and support through sector organization

Organizational driving forces

12. Commitment from top management
13. Network within the company
14. Improve working conditions
15. Company's environmental profile
16. Environmental management system
17. Long-term energy strategy
18. People with real ambition

External driving forces

19. Demand from customers
20. Demand from owner
21. Annual environmental report to public administrations
22. Pressure from environmental NGOs
23. Network within the sector
24. Your municipality being part of a climate/energy efficiency programme
25. National requirements for energy efficiency
26. International competition
27. ESCOs responsible for operation and maintenance of the buildings

3.2.3.5. Tassonomie nel contesto Asiatico

Gli studi extra-europei, pur talvolta riferendosi agli studi europei, rappresentano un'occasione di confronto con diverse sensibilità e metodologie nell'affrontare la stessa tematica.

3.2.3.6. Tassonomia in Cina

Considerando il contesto asiatico, notevole è la diversità degli studi effettuati nella Repubblica popolare Cinese, i questionari sono somministrati direttamente da personale specificamente formato e l'intero campione viene tratto dagli elenchi ufficiali del settore. Sostanzialmente la compilazione dei questionari è obbligatoria.

Il Prof. Genia K. della Frankfurt School of Finance and Management, in uno studio sulle barriere al miglioramento energetico nelle piccole e medie imprese, localizzate nelle aree di Taizhou e Wenzhou, nella provincia cinese del Zhejiang, individua con il metodo della casualità, un campione di 500 aziende ritenuto rappresentativo delle migliaia presenti negli elenchi delle imprese. Il sondaggio è stato svolto

da 50 funzionari di banca appositamente formati con lezioni frontali in aula per assicurarne l'uniformità, le riposte sono state 480 costituenti il 96% del campione [33].

3.2.3.7. Tassonomia delle barriere a Singapore

L'impostazione accademica nata e sviluppatesi in Europa è spesso citata e presa come riferimento negli studi extraeuropei che non sempre si limitano ad utilizzarla nel proprio diverso contesto ma talvolta la rielaborano offrendone una versione reimpostata estesa ad altri fattori che evidenzia, in alcuni casi, i limiti delle attuali tassonomie europee.

In ambito extra-europeo uno studio svolto nel 2012 [3], dai ricercatori Kah-Hin Chaie e Catrina Yeo dell'università di Singapore propongono 16 barriere, di cui 3 riconducibili al sistema paese, evidenziando quindi la carenza concettuale del modello europeo. La tassonomia, di cui trattasi, considera 4 attori e quattro livelli di sviluppo. Gli attori considerati sono: Governo, Associazioni Industriali, La Clientela, le ESCO. I 4 livelli di sviluppo sono: Motivazione, Capacità, Implementazione e Risultati.

1. Fear of technical risks / cost of production loss
2. Perceived high cost of energy investments
3. Other capital investments are more important
4. Uncertainty of future energy prices
5. Lack of experience in technology
6. Lack of information in EE and energy saving technology
7. Lack of staff awareness / trained man power
8. Lack of energy metering
9. ESCOs lacking in specialised knowledge (empirically recorded)
10. Limited access to capital / budget
11. Lack of government incentives
12. Weak policies and legislations
13. Too many government stakeholders (empirically recorded)
14. Resistance to change
15. Legacy System (Efficiency levels may currently be structurally based, or merely be an artefact of initial installation and construction specifications)
16. Space Constraint (empirically recorded)

Tre barriere su sedici evidenziano le inefficienze legate al sistema paese: mancanza di incentivi governativi, debolezza politica e legislativa, troppi interlocutori istituzionali.

3.2.3.8. La Tassonomia delle barriere e drivers negli USA

L'approccio statunitense è focalizzato sugli aspetti operativi coinvolgendo nell'analisi le agenzie statali e governative, inoltre non ritiene necessaria una legittimazione accademica.

L'iniziativa è presa direttamente dal governo tramite il dipartimento dell'energia, (U.S. Department Of Energy), che si avvale direttamente di esperti del mondo industriale e prevede il coinvolgimento dell'associazionismo ecologista. Nel sistema USA i *drivers*, sono sostituiti dalle opportunità, (*opportunities*) rappresentati da suggerimenti anche supportati da esempi di casi reali in cui le difficoltà sono state effettivamente superate. Il rapporto *Barriers to Industrial Energy Efficiency*, presentato dal U.S.DOE al congresso U.S.A. nel luglio 2015 [38], costituisce una sintesi efficace del modello utilizzato. Nel rapporto sopra citato sono considerate 42 barriere riferite ai tre ambiti di consumo industriale, **1) efficienza del consumo finale, 2) risposta della domanda, 3) cogenerazione**; la cogenerazione viene ritenuta necessaria per il raggiungimento di una riduzione dei consumi del 15-32% entro il 2025. Le barriere, divise in tre categorie, **1) economiche e finanziarie, 2) regolatorie, 3) informative.**

3.2.3.9 Barriere all'efficientamento dei consumi finali

a) Economic and Financial Barriers

- Internal competition for capital. Manufacturers often have limited capital available for end-use efficiency projects and frequently require very short payback periods (one to three years).
- Corporate tax structures. U.S. tax policies, such as depreciation periods, the treatment of energy bills, and other provisions can be a deterrent.
- Program planning cycles. There can be a mismatch between industrial planning cycles and utility and state energy efficiency program cycles, which can hinder industrial sites from moving forward with an energy efficiency project.
- Split incentives. Companies often split costs and benefits for energy efficiency projects between business units, which complicates decision-making.
- Failure to recognize non-energy benefits of efficiency. Not considering non-energy or co-benefits of an end-use energy efficiency project weakens the business case.
- Energy price trends. Volatile energy prices can create uncertainty in investment returns, leading to delayed decisions on energy efficiency projects.

b) Regulatory Barriers

- Utility business model. The structure of utility cost recovery and lost revenue mechanisms can reduce a utility's interest in promoting industrial energy efficiency projects.
- Industrial participation in ratepayer-funded energy efficiency programs. Opt-out programs or loosely defined self-direct programs allow industrial customers to not participate in traditional energy efficiency programs.
- Failure to recognize all energy and non-energy benefits of efficiency. There can be unrecognized energy benefits and non-energy societal benefits associated with improving energy efficiency. If these benefits are omitted, there can be under-procurement of industrial energy efficiency resources.
- Energy resource planning. Not requiring cost-effective energy efficiency to be considered as part of the integrated resource planning process can slow the evolution or expansion of industrial energy efficiency programs.
- Environmental permitting. Uncertainty, complexity, and costs associated with permitting processes such as New Source Review can deter facilities from moving forward with energy efficiency projects.

c) Informational Barriers

- Adoption of systematic energy management system. Some manufacturing plants lack information on the benefits of modern energy management systems. These plants fail to capture the value of cost-effective energy savings that can be achieved by these systems.
- Awareness of incentives and risk. Lack of knowledge of available Federal, state and utility incentives for end-use efficiency measures can lead to missed opportunities.
- Metering and energy consumption data. Lack of disaggregated energy consumption data, such as process unit and equipment-level energy consumption data, and tools to evaluate such data, can prevent identification and evaluation of opportunities.
- In-house technical expertise. Lack of in-house technical expertise or the resources to hire outside staff for the development and operation of end-use efficiency projects can hinder deployment.

3.2.3.10 Demand Response

L'adeguamento della richiesta energetica (Demand response) è così definita dalla commissione federale per la regolamentazione dell'energia, Federal Energy Regulatory Commission: Changes in electric usage by end-use customers from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time, or to incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized.

La definizione si è evoluta sottolineando che la risposta non si limita alla riduzione dei consumi ma consiste nella mutazione degli stessi in forme più efficaci.

a) Economic and Financial Barriers

- Limited number of customers on time-based rates. Participation in demand response programs can be limited if customers are not on time-based rates.
- Lack of sufficient financial incentives. Some demand response programs may not provide a sufficient financial incentive to encourage participation.
- Failure to fully account for demand response benefits. Valuing the benefits of demand response, and determining how to attribute the benefits, can be complex.

b) Regulatory Barriers

- Utility cost recovery structure. The traditional regulatory model can discourage demand response if utility revenue is linked to financial returns derived from building new infrastructure.
- Program requirements and aggregation. Some potential participants in demand response programs are deterred due to numerous program requirements and terms that vary significantly, or aggregation rules that limit smaller industrial facilities.
- Lack of standardized measurement and verification. Absence of standard measurement and verification procedures can negatively impact demand response contract settlement, operational planning, and long-term resource planning.
- Electricity market structures that limit demand response. Some electricity markets focus on supply side resources, and demand response may not be allowed to participate in certain markets, or there may be other barriers to participation.
- Inclusion in state energy efficiency resource standards (EERS). Not including demand response in EERS programs may limit growth.

c) Informational Barriers

- Knowledge and resource availability. Lack of knowledge of federal, state, and utility incentives for demand response programs and lack of an understanding of programs can result in low participation. In addition, insufficient in-house technical expertise can also hinder participation.
- Lack of widespread adoption of interoperability and open standards. Many different devices and systems need to communicate in a robust demand response program. Demand response programs are hindered if technologies from different vendors do not interoperate seamlessly. Several types of interoperability standards have been established such as SEP 2.0, OpenADR, and Green Button, and they are being adopted in the market. However, more widespread use of open standards is necessary to align communication across devices.
- Administrative burden. The amount of time and effort required to participate in a demand response program can be a deterrent, especially for smaller industrial companies.

3.2.3.11 Combined Heat and Power

a. Economic and Financial Barriers

- Internal competition for capital. Payback expectations and capital budget constraints influence CHP investment decisions.
- Natural gas outlook. The availability and long-term price forecast for natural gas impacts investments in CHP.
- Accounting practices. Emphasis on minimizing upfront capital costs, and the “split-incentive” between capital improvement and operation and maintenance (O&M) budgets.
- Financial risk. Industrial facilities may have a hard time finding low-cost financing due to financial risks.
- Access to favorable tax structures. Lack of financing instruments such as Master Limited Partnerships or Real Estate Investment Trusts.
- Sales of excess power. The inability to sell excess power or access to reasonable sales agreements for excess power.

b. Regulatory Barriers

- Utility business model. The structure of utility cost recovery and lost revenue mechanisms can reduce a utility’s interest in promoting industrial CHP projects.
- Environmental permitting and regulatory issues. Output-based regulations (lb/MWh versus lb/MMBTu) and New Source Review permitting requirements.
- Inconsistent interconnection requirements. Lack of standardized interconnection requirements can impede CHP.
- Lack of recognition of environmental benefits. Lack of financial value for the potential emissions benefits of CHP.
- Failure to recognize the full value of CHP in regulatory evaluations. Utility procurement and resource plans may omit some value streams provided by CHP.
- Standby rates. Structure of standby rates that are not designed to closely preserve the nexus between charges and cost of service.
- Exclusion from clean energy standards. CHP’s eligibility under CEPS programs.
- Capacity and ancillary services markets. Electricity markets and programs may limit CHP’s ability to participate.

c. Informational Barriers

- Awareness of available incentives. Insufficient knowledge of federal, state and utility incentives and eligibility requirements for CHP projects.
- Technical knowledge and resource availability. Lack of in-house technical expertise or the resources to hire outside staff for the design, development, and operation of a CHP system.

3.3. TASSONOMIA PROPOSTA DA CILIA-NARDIN

3.3.1. Integrazione Tassonomica

Gli studi e la tassonomia di Cagno E. e Trianni A. posteriori al 2013 rappresentano una sintesi efficace dell'attuale stato dell'arte in ambito europeo. Le barriere considerate nella tassonomia "Cagno e Trianni" non prendono in considerazione alcuni fattori ostativi rilevanti che fanno riferimento al *sistema paese*, sia come elementi che come categoria o area. Infatti, Cilia e Nardin ritengono che gli elementi ostativi riferiti, esclusivamente, al sistema paese siano molto rilevanti sia in valore assoluto che relativo rispetto alle altre tipologie di barriere.

Le tassonomie, che in varia misura, tengono conto dei fattori ostativi riconducibili al sistema paese sono:

- la recente tassonomia di Cagno et al, introduce tra le barriere esterne la categoria politica-governativa considerando la *regolamentazione impropria* e le *distorsioni fiscali*; si tratta di 2 barriere, sulle 33 proposte, che possono essere ricondotte all'inefficienza del sistema paese; non compare, però tra le barriere, la burocrazia che costituisce un fattore ostativo presumibilmente rilevante in molti contesti del sud europeo ed extraeuropei.
- La tassonomia di Kah-Hin Chaie e Catrina Yeo dell'università di Singapore considera tra le barriere: a) mancanza di incentivi governativi, b) debolezza politica e legislativa, c) troppi interlocutori istituzionali.
- La tassonomia di Sardanou E. della Harokopio University di Atene inserisce in un suo studio del 2007 [6], riferito al ambito industriale Greco, la barriera costituita dalle difficoltà burocratiche nell'ottenere contributi governativi.

Lo Tassonomia proposta da Cilia-Nardin introduce, in maniera organica, una nuova categoria di barriere: "il sistema paese" e tre barriere specifiche:

- A formalità burocratiche e amministrative;
- B incertezza normativa e giuridica;
- C incertezza sull'effettiva erogazione di contributi/incentivi.

Anticipando i risultati dell'indagine del paragrafo successivo si riscontra una percezione decisamente superiore delle nuove barriere introdotte rispetto alle barriere tradizionali.

La Tassonomia Cilia Nardin è di seguito descritta.

3.3.2 Barriere Classiche (Sorrell 2001)

- Q1 Conflicts of interest within the company.
Conflitti di interesse all'interno della società (produzione, gestione, ecc.).
- Q2 Long decision chain.
Lunghezza della catena decisionale.

- Q3 Cost of staff replacement retirement/retraining.
Costi relativi al pensionamento, sostituzione riqualificazione del personale, (imposti dalle nuove tecnologie).
- Q4 Department or workers not accountable for energy costs.
Assenza di responsabilità dei dipartimenti o dei lavoratori rispetto i costi energetici.
- Q5 Energy manager lacks influence.
Scarsa influenza dell'energy manager
- Q6 Uncertainty regarding the company's future.
Incertezza riguardo il future aziendale.
- Q7 Cost of production disruption/ hassle/inconvenience.
Costi relativi ad interruzioni della produzione, conflittualità o altri inconvenienti.
- Q8 Low priority given to energy management.
Scarsa importanza attribuita alla gestione energetica.
- Q9 Lack of sub-metering.
Assenza di un sistema di misurazione. (della ripartizione dei consumi energetici)
- Q10 Lack of staff awareness.
Assenza di consapevolezza del personale.
- Q11 Energy objectives not integrated into operating/maintenance or purchasing procedures.
Obiettivi energetici non integrati nelle procedure aziendali operative/manutentive e acquisto.
- Q12 Technology is inappropriate at this site.
Tecnologia inappropriate al sito.
- Q13 Lack of time or other priorities.
Mancanza di tempo o diverse priorità
- Q14 Technical risks such as risk of production disruptions.
Rischi tecnici come ad esempio rischio di perdita della produzione..
- Q15 Lack of technical skills.
Mancanza di competenze tecniche
- Q16 Poor information quality regarding energy efficiency opportunities.
Scarsa qualità informativa circa le opportunità dell'efficienza energetica
- Q17 Lack of budget funding.
Mancanza di risorse finanziarie
- Q18 Slim organization.
Organizzazione snella (carenza di organizzazione e personale)
- Q19 Difficulties in obtaining information about the energy consumption of purchased equipment.
Difficoltà nell'ottenere informazioni sul consumo energetico delle apparecchiature acquistate
- Q20 Cost of identifying opportunities/ analyzing cost effectiveness and tendering.
Costi per identificare le opportunità / analisi costi efficacia e gare di appalto
- Q21 Possible poor performance of equipment.
Possibile scarso rendimento delle apparecchiature
- Q22 Other priorities for capital investments.
Diverse priorità per gli investimenti di capitale
- Q23 Access to capital.
Accesso al capitale

Domande (Q) integrative (Cilia e Nardin)

Alle 23 domande della tassonomia classica sono state aggiunte, in integrazione, 7 domande che meglio precisano il contesto analizzato.

Q4 bis Esiste uno specifico orientamento aziendale per sensibilizzare il personale?
Si/No

Q8 bis Il costo dell'energia incide marginalmente sul costo del prodotto?
Si/No

Q13 bis Come si colloca l'efficiamento energetico nella scala delle priorità aziendali? (1 min. priorità 5 max priorità) Scala likert 1-5

Q15 bis Le eventuali competenze sono effettivamente impiegate e non subordinate alle esigenze operative? Si/No

Q16 bis L'azienda considera valido il ricorso a consulenze esterne specifiche?
Si/No

Q20 bis Esistono all'interno dell'azienda capacità tecnico economiche sufficienti per la valutazione?
Si/No

Q23 bis Mancanza di competenza valutativa degli istituti di credito. Scala likert 1-5

3.3.3. Barriere integrative del sistema paese e drivers (Cilia - Nardin)

Q24 Quanto incide negativamente il "sistema paese Italia"

Q24 A: Formalità burocratiche e amministrative.

Q24 B: Incertezza normativa e giuridica.

Q24 C: Incertezza sull'effettiva erogazione di contributi/incentivi.

Drivers

Per quanto afferisce ai Drivers lo studio Cilia-Nardin seleziona 8 driver sui 23 utilizzati nelle 7 categorie tassonomiche proposte da Cagno e Trianni:

Q1 Timori per l'aumento dei prezzi dell'energia.

Q2 Prestiti agevolati per investimenti sull'efficienza energetica

Q3 Sussidi agli investimenti per le tecnologie di efficienza energetica

Q4 Informative energetiche con manualistica e fogli divulgativi

Q5 Informative energetiche tramite seminari

Q6 Informazione e supporto tramite organizzazioni di settore

Q7 Sensibilità ambientale dell'azienda

Q8 Sistema di gestione ambientale

Q9 Strategia energetica di lungo termine

- Q10 Richieste del mercato/clienti
- Q11 Requisiti normativi nazionali richiesti per l'efficienza energetica
- Q12 Fattori competitivi.

3.4 BARRIERE E DRIVERS - RILEVAZIONE SPERIMENTALE PRESSO I PROFESSIONISTI

Il Questionario è stato proposto agli iscritti all'Ordine degli ingegneri della Provincia di Udine nell'ambito del convegno **Aula Magna dell'Università, in piazzale Kolbe 4, a Udine: IL SISTEMA DI TELERISCALDAMENTO FORNITO ALLA CITTÀ DI UDINE DALL'IMPIANTO DI COGENERAZIONE PRESSO IL COMPLESSO OSPEDALIERO – UNIVERSITARIO "SANTA MARIA DELLA MISERICORDIA" di Udine** in data 10 luglio 2015.

I questionari sono stati consegnati a tutti i 164 partecipanti e ne sono stati restituiti compilati 54. Il campione, rispetto la numerosità, è comparabile con i campioni ritenuti rappresentativi negli studi europei rivolti al settore delle PMI. I risultati generali sono a seguito riportati.

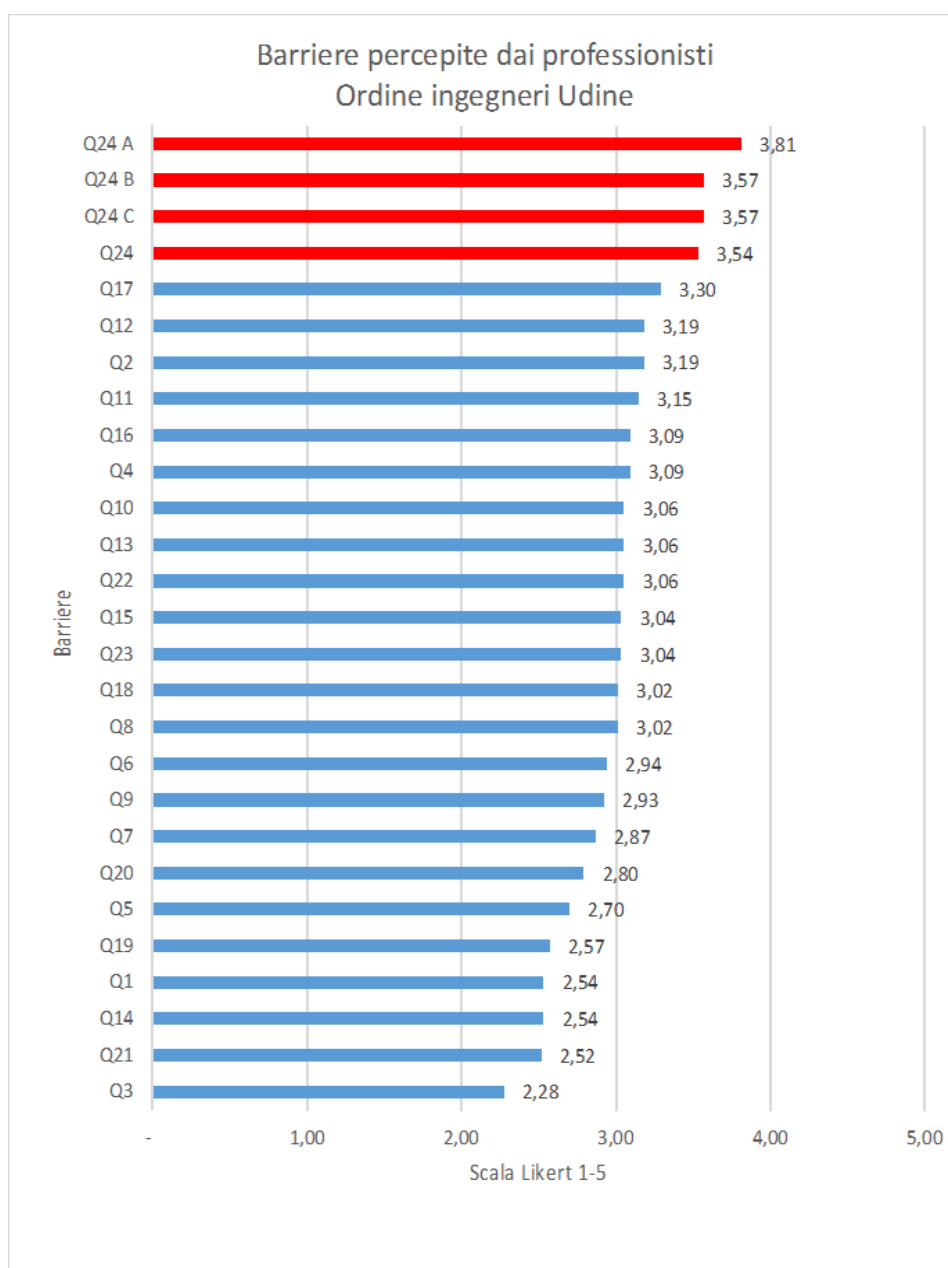


Figura 3.1– Grafico ordinato per rilevanza delle barriere percepite come maggiormente ostative dagli ingegneri dell'ordine di Udine

3.4.1 BARRIERE percepite come maggiormente ostative

Le barriere percepite come maggiormente ostative sono state, quelle introdotte dagli autori riferite al sistema paese (evidenziate in rosso) rispetto alle barriere classiche (Sorrell e Cagno-Trianni) (evidenziate in blu). La Barriera percepita come maggiormente ostativa è riferita alla “burocrazia”.

- | | |
|---|-------------|
| 1. Q24 A: Formalità burocratiche ed amministrative. | Valore:3,81 |
| 2. Q24 B: Incertezza Normativa e giuridica. | Valore:3,57 |
| 3. Q24 C: Incertezza sull'effettiva erogazione di contributi/incentivi. | Valore:3,57 |
| 4. Q24: Quanto incide negativamente il “sistema paese Italia” | Valore:3,04 |

• **BARRIERE tradizionali** percepite come maggiormente ostative, escluso sistema paese.

- | | |
|--|-------------|
| 1. Q17: Mancanza di risorse finanziarie. | Valore:3,30 |
| 2. Q2: Lunghezza della catena decisionale | Valore:3,19 |
| 3. Q12: Tecnologia inappropriata al sito | Valore:3,19 |
| 4. Q11: Obiettivi energetici non integrati nelle procedure aziendali | Valore:3,15 |

• **DRIVERS** percepiti come maggiormente efficaci.

- | | |
|--|-------------|
| 1. Q9: Strategia energetica di lungo termine | Valore:3,43 |
| 2. Q3: Sussidi agli investimenti per le tecnologie di eff. energetica. | Valore:3,26 |
| 3. Q7: Sensibilità ambientale dell'azienda | Valore:3,19 |
| 4. Q11: Requisiti normativi nazionali richiesti per l'eff. energetica | Valore:3,19 |
| 5. Q12: Fattori Competitivi | Valore:3,19 |

3.4.2 Risultati riferiti alla componente di Energy Manager

Partecipanti **54** di cui:

- **9** hanno svolto l'incarico da Energy Manager
- **44** non hanno svolto l'incarico da Energy Manager
- **1** non specifica

Composizione del campione

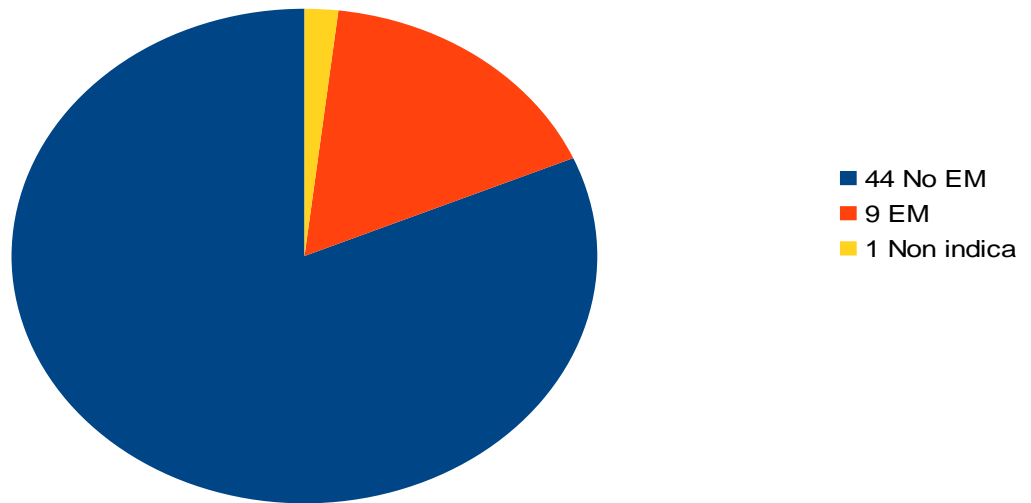


Figura 3.2–Componente degli Energy Manager rispetto il campione sondato complessivo

Da una analisi comparata risulta che chi ha svolto l'incarico di Energy Manager considera maggiormente l'importanza dei fattori ostativi e promotori.

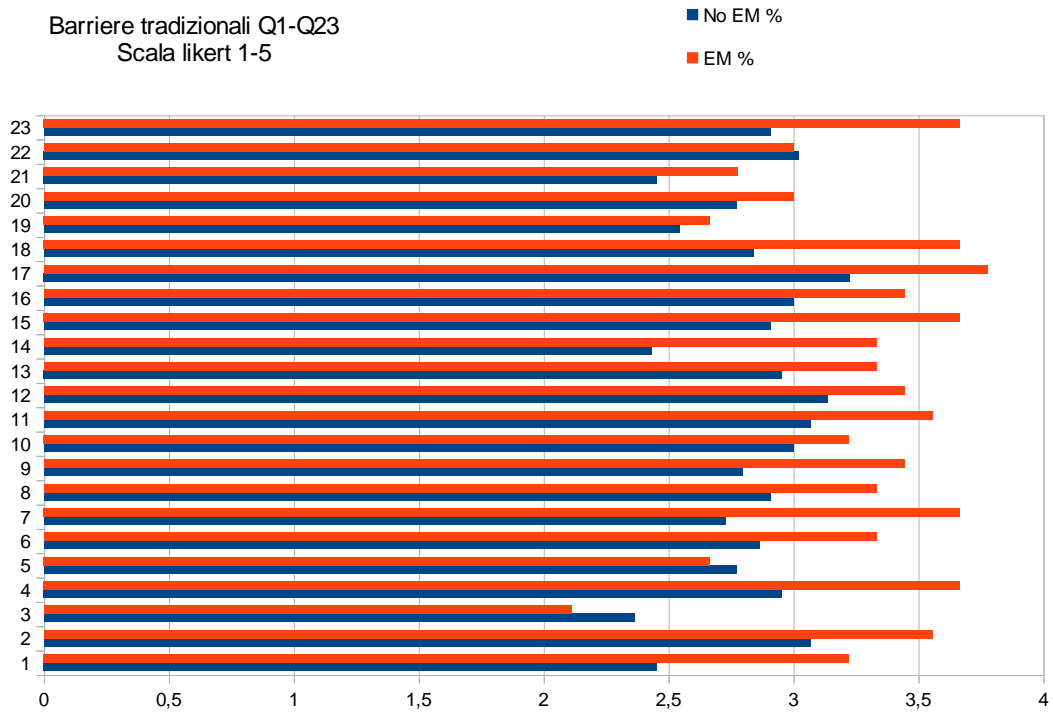


Figura 3.3 Comparazione delle percezioni delle barriere tradizionali degli Energy Manager

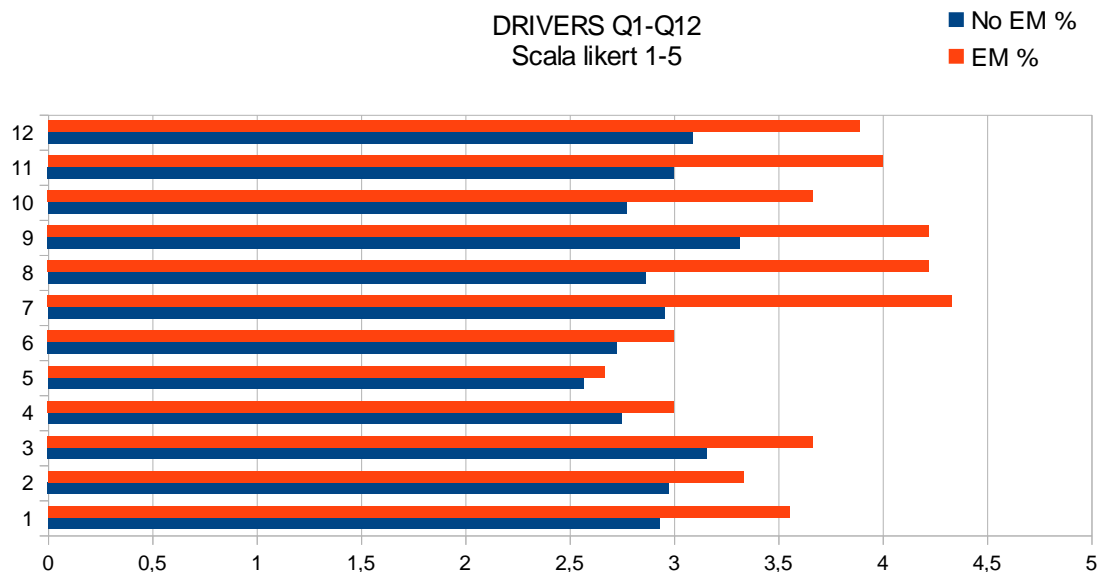


Figura 3.4 Comparazione delle percezioni dei drivers degli Energy Manager

3.4.3 EM: barriere percepite come maggiormente ostative dagli Energy Manager.

- | | |
|---|-------------|
| 1. Q24 A: Formalità burocratiche ed amministrative. | Valore:4,33 |
| 2. Q24 C: Incertezza sull'effettiva erogazione di contributi/incentivi. | Valore:4,33 |
| 3. Q24: Quanto incide negativamente il "sistema paese Italia" | Valore:4,22 |
| 4. Q24 B.: Incertezza Normativa e giuridica. | Valore:3,89 |

3.4.4 EM: barriere tradizionali percepite come maggiormente ostative dagli Energy Manager, escluso sistema paese.

- | | |
|---|-------------|
| 1. Q17: Mancanza di risorse finanziarie. | Valore:3,78 |
| 2. Q4: Assenza di responsabilità dei dip o dei lav. rispetto i costi energ. | Valore:3,67 |
| 3. Q7: Costi rel. ad inter. della prod., conflittualità o altri inconvenienti | Valore:3,67 |
| 4. Q15. Mancanza di competenze tecniche. | Valore:3,67 |
| 5. Q18: Organizzazione snella, (carenza di organizzazione e personale). | Valore:3,67 |
| 6. Q23: Accesso al capitale | Valore:3,67 |

3.4.5 EM: drivers percepiti come maggiormente efficaci dagli Energy Manager.

- | | |
|---|-------------|
| 1. Q7: Sensibilità ambientale dell'azienda | Valore:4,33 |
| 2. Q8: Sistema di gestione ambientale. | Valore:4,22 |
| 3. Q9: Strategia energetica di lungo termine | Valore:4,22 |
| 4. Q11: Requisiti normativi nazionali richiesti per l'eff. Energetica | Valore:4,00 |

3.4.6 EE: risultati riferiti alla componente sondata con esperienza specifica di efficientamento energetico

Partecipanti **54** di cui:

- **23** hanno svolto un intervento di efficientamento energetico
- **31** non hanno svolto un intervento di efficientamento energetico

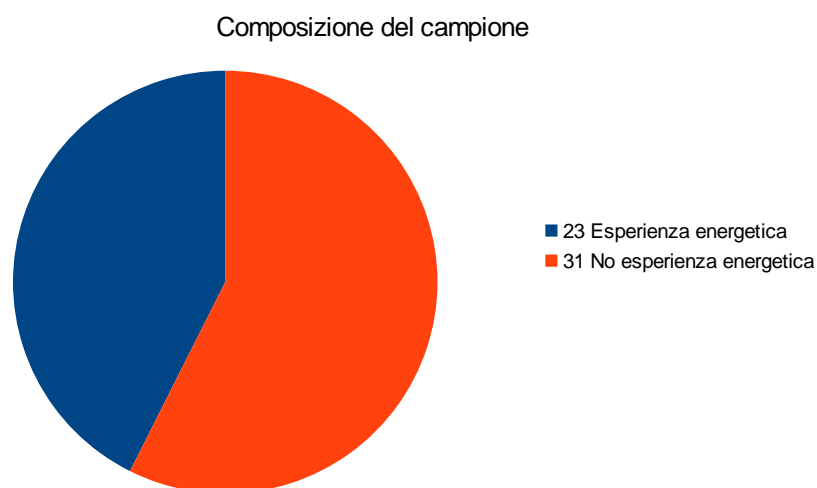


Figura 3.5 Componente con esperienza specifica in un progetto di risparmio energetico rispetto il campione sondato complessivo

Da una analisi comparata risulta che chi ha svolto un esperienza di efficientamento energetico considera maggiormente l'importanza dei fattori ostativi e promotori.

Nota: gli unici due fattori considerati in assoluto maggiormente rilevanti da chi non ha avuto un esperienza specifica nel campo dell'energia, sono:

1. Q12: Tecnologie inappropriate al sito Valori:2,78-3,48
2. Q3: Costi relativi al pensionamento, sost. riquil. del personale Valori:2,09-2,42

3.4.7 EE: Fattori ritenuti rilevanti da chi ha svolto un progetto di miglioramento energetico

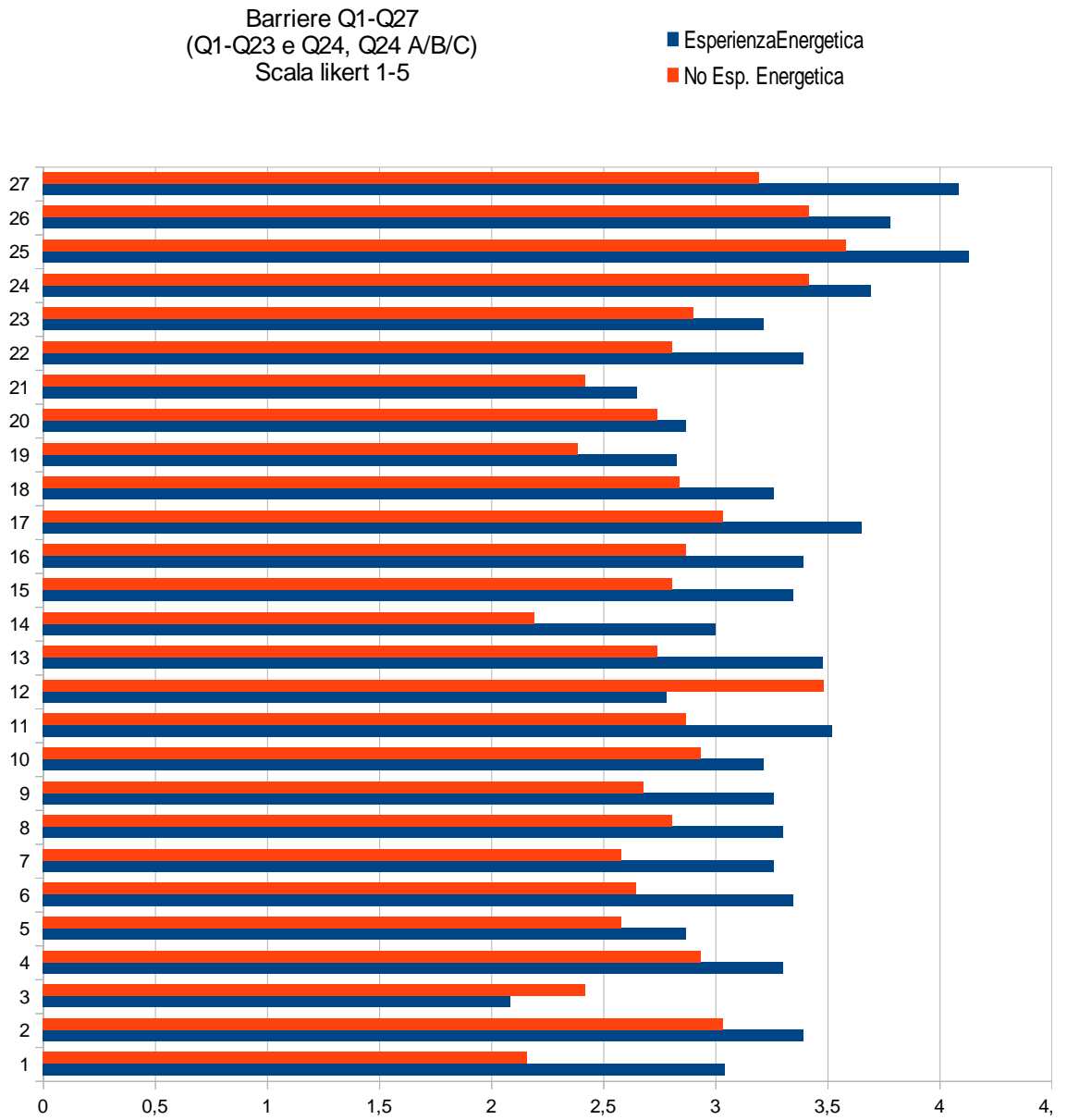


Figura 3.6 Comparazione delle percezioni delle barriere della componente sondata con esperienza specifica di risparmio energetico

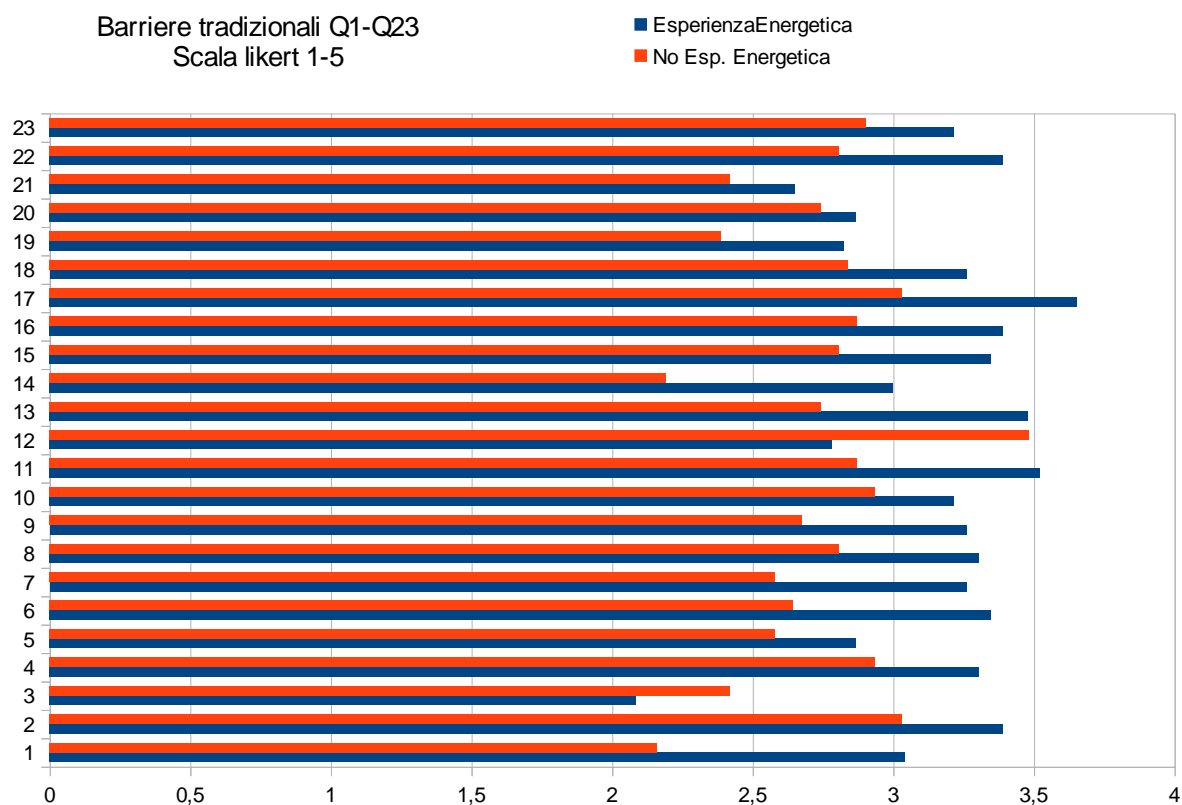


Figura 3.7 Comparazione delle percezioni delle barriere tradizionali della componente sondata con esperienza specifica di risparmio energetico

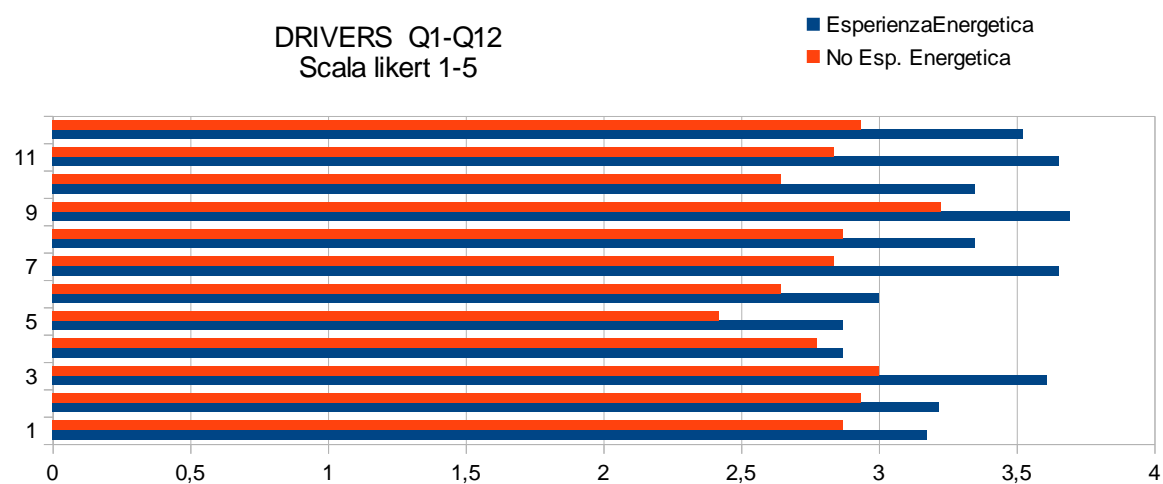


Figura 3.8 Comparazione delle percezioni dei drivers della componente sondata con esperienza specifica di risparmio energetico

3.4.8 EE: barriere percepite come maggiormente ostative.

1. Q24 A: Formalità burocratiche ed amministrative.
Valore:4,13
2. Q24 C: Incertezza sull'effettiva erogazione di contributi/incentivi.
Valore:4,09
3. Q24 B.: Incertezza Normativa e giuridica.
Valore:3,78
4. Q24: Quanto incide negativamente il "sistema paese Italia"
Valore:4,70

3.4.9 EE: barriere tradizionali percepite come maggiormente ostative escluso sistema paese.

1. Q17: Mancanza di risorse finanziarie
Valore:3,65
2. Q11: Obiettivi energetici non integrati nelle procedure aziendali
Valore:3,52
3. Q13: Mancanza di tempo o diverse priorità
Valore:3,48
4. Q2: Lunghezza della catena decisionale
Valore:3,39
5. Q16: Scarsa qualità inf. circa le opportunità dell'effic. Energ.
Valore:3,39
6. Q22: Diverse priorità per gli investimenti di capitale
Valore:3,39

3.4.10 EE: drivers percepiti come maggiormente efficaci.

1. Q9: Strategia energetica di lungo termine
Valore:3,70
2. Q7: Sensibilità ambientale dell'azienda
Valore:3,65
3. Q11: Requisiti normativi nazionali richiesti per l'eff. energetica
Valore:3,65
4. Q3; Sussidi agli investimenti per le tecnologie di efficienza en.
Valore:3,61

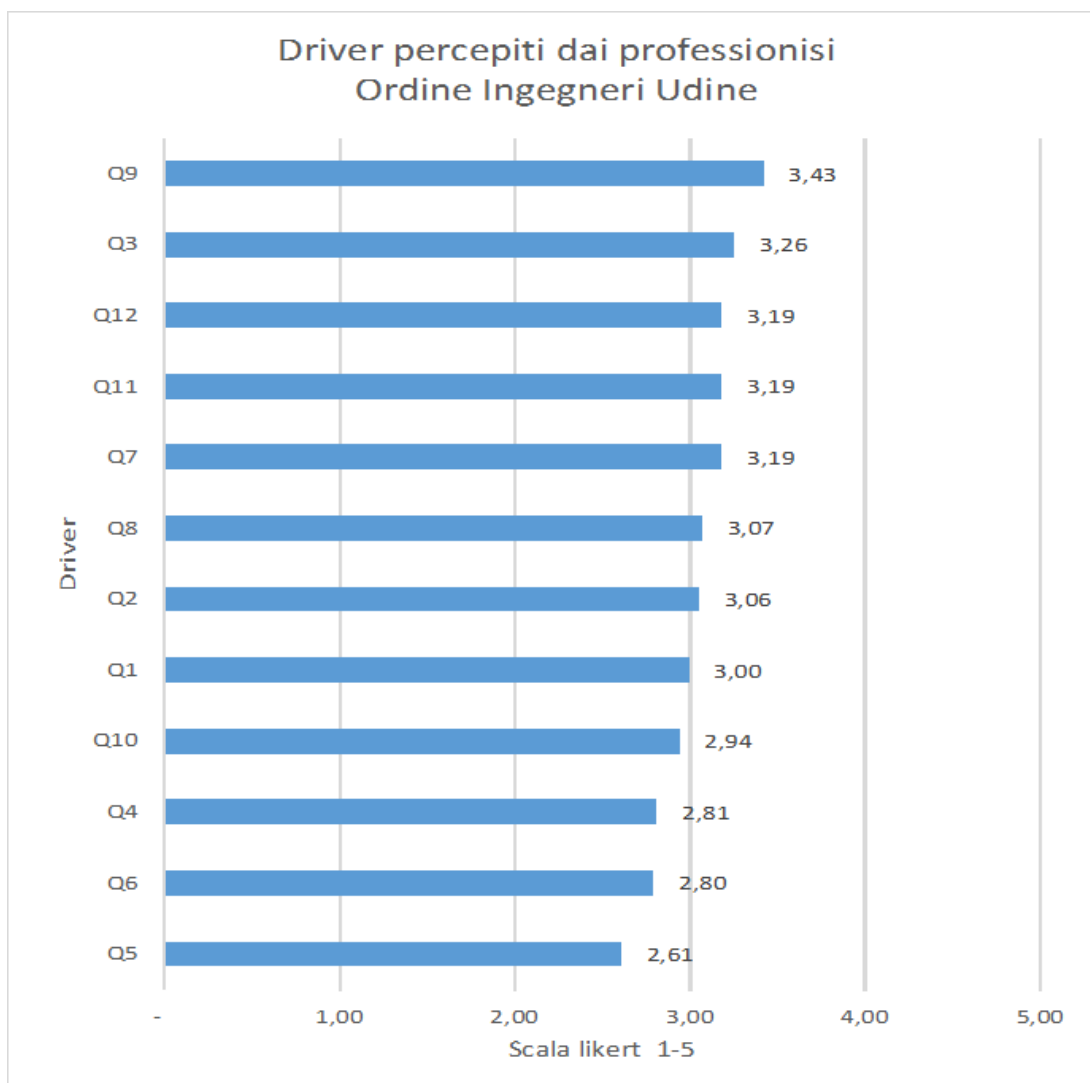


Figura 3.9 Grafico ordinato per rilevanza dei drivers percepiti come maggiormente ostative dagli ingegneri dell'ordine di Udine

3.4.11 Confronto tra le barriere rilevate con analoghi studi rivolti alle imprese.

Il confronto è diretto tra la percezione dei professionisti e delle aziende del contesto siderurgico.

E possibile confrontare direttamente i risultati con due studi riferiti alle aziende del settore siderurgico svedese [21], *Barriers to and drivers for energy efficiency in the Swedish foundry industry* ed europeo, [1] (*Barriers to industrial energy efficiency in foundries: a European comparison*).

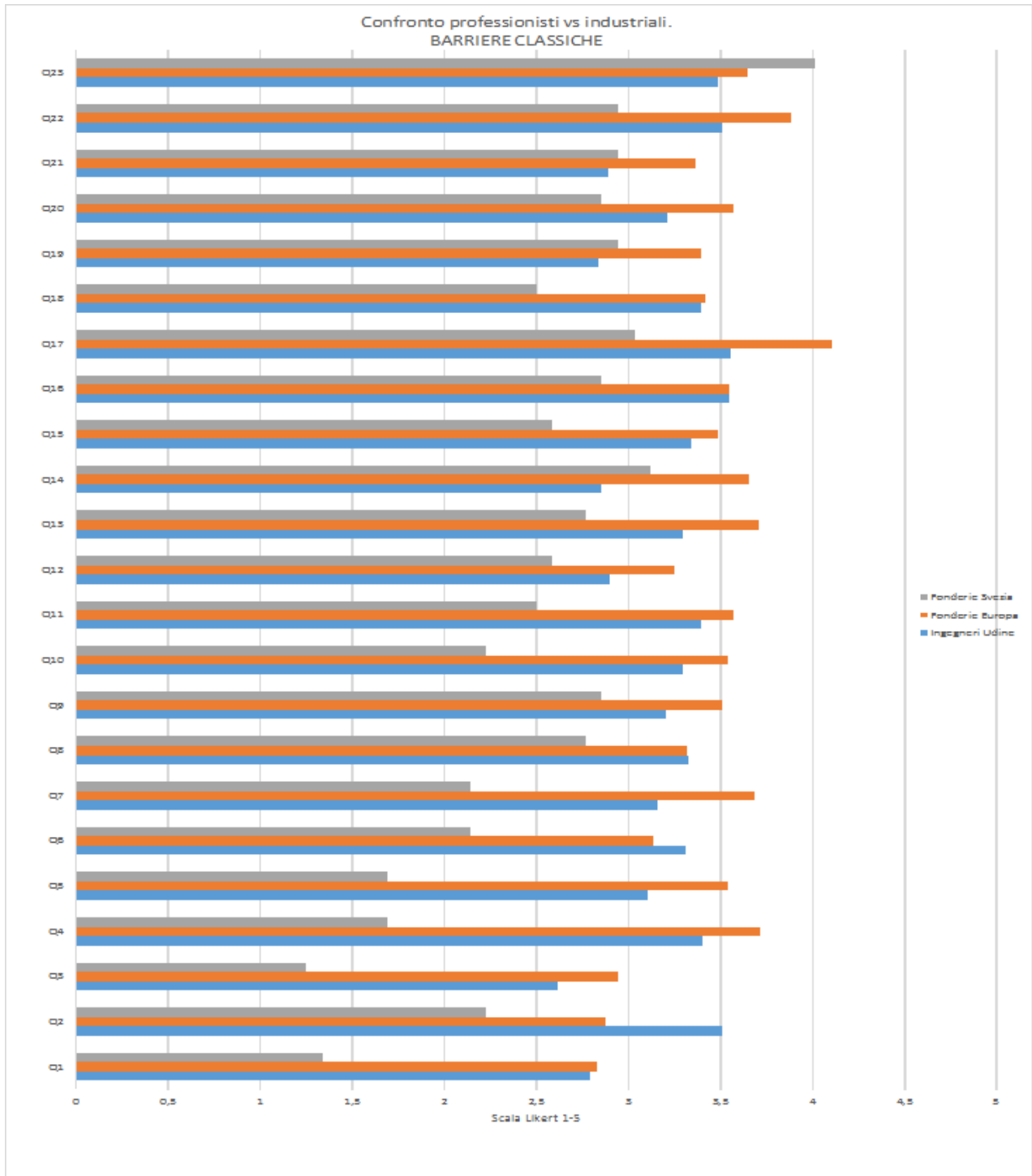


Figura 3.10 Comparazione delle percezioni delle barriere tradizionali tra il campione sondato e le percezioni delle imprese siderurgiche Europee e Svedesi.

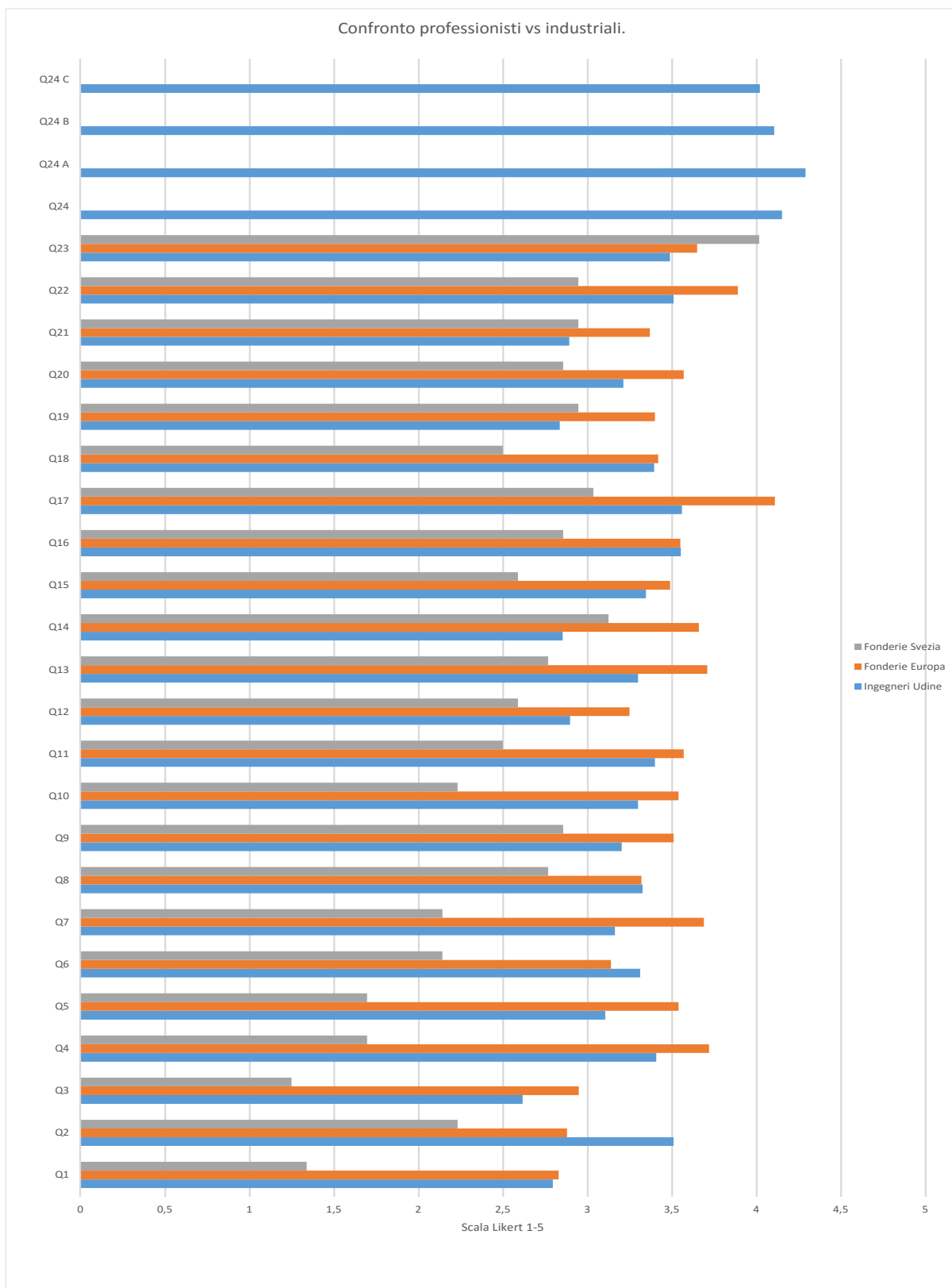


Figura 3.11 Comparazione delle percezioni delle barriere tra il campione sondato e le percezioni delle imprese siderurgiche Europee e Svedesi incluse le barriere del sistema paese.

3.5 CONCLUSIONI

Nell'ambito del dottorato abbiamo effettuato una analisi critica delle tassonomie europee ed extra-europee rilevando pregi e difetti.

Abbiamo rilevato come le tassonomie adottate in passato ed attuali riguardanti le barriere non prendevano in considerazione gli aspetti ostativi legati al sistema paese. In alcune tassonomie qualche riferimento non strutturato rimandava a questa categoria di barriere. Non veniva rilevato l'importanza di detti fattori ostativi che riducevano la valenza dei drivers oggettivi.

Nello studio ci si è posti la problematica delle relazioni mutue tra le barriere Classiche (Sorrell e Cagno), i drivers e le barriere/drivers del "sistema paese" per giungere ad un giudizio sintetico.

Nell'ambito del dottorato abbiamo effettuato una analisi critica delle tassonomie europee ed extraeuropee rilevando pregi e difetti.

Abbiamo rilevato come le tassonomie adottate in passato ed attuali riguardanti le barriere non prendevano in considerazione gli aspetti ostativi legati al sistema paese. In alcune tassonomie qualche riferimento non strutturato rimandava a questa categoria di barriere. Non veniva rilevato l'importanza di detti fattori ostativi che riducevano la valenza dei drivers oggettivi.

Nello studio ci si è posti la problematica delle relazioni mutue tra le barriere Classiche (Sorrell e Cagno), i drivers e le barriere/drivers del "sistema paese" per giungere ad un giudizio sintetico.

3.6 SVILUPPI FUTURI

Gli sviluppi futuri dei metodi di rilevamento delle barriere e dei drivers sono, a nostro avviso di tre tipi, in base alle considerazioni che seguono.

L'attuale tassonomia è orientata esclusivamente al mondo industriale quando, invece, nelle finalità dell'efficientamento è necessario prendere in considerazione anche il mondo dei professionisti (ordini professionali, ESCO, EGE, EM, ecc.), il contesto Accademico (Università Ingegneria), e le strutture amministrative del territorio (Policy Makers). In sintesi l'efficientamento energetico di un territorio dipende dall'insieme integrato dei quattro contesti e competenze.

Le barriere e i drivers sono percepite in termini e valori diversi a seconda dell'area culturale e di attività dei compilatori. Le aree interessate sono:

- Area classica delle attività produttive interessate direttamente all'efficientamento energetico;
- Area politica-amministrativa chiamata a gestire le politiche territoriali;
- Area formativa-accademica chiamata a formare le competenze;
- Area professionale interessata a proporre soluzioni di efficientamento.

Conoscere le differenze percettive delle diverse aree aumenta la consapevolezza ai fini di uno sviluppo più efficace delle modalità di azione ai fini del risparmio energetico.

Le barriere e i Drivers hanno caratterizzazioni diverse a seconda che siano applicate, in maniera classica, alle attività o se invece vengono applicate, più oggettivamente, alle "opportunità tecnologiche di efficientamento" o alle figure professionali. In altri termini sono necessarie tassonomie diverse a secondo dell'Oggetto/Soggetto (Azienda, Oggetto tecnico, Figura professionale, Figura formativa) e del suo ruolo nel processo di efficientamento energetico.

La tassonomia e la scala likert traduce una percezione in un valore quantitativo seppure di natura "discreta" che riguarda sia le barriere che i drivers. Concettualmente, quindi, possiamo quantificare la percezione complessiva mediante una sommatoria algebrica dei valori singoli, eventualmente pesati, alla stessa stregua di forze scalari positive per i drivers e negative per le barriere.

In alternativa le barriere e i drivers sono associati ad una serie di vettori diversamente orientati rispetto alla retta determinata da due punti di riferimento: lo stato attuale (A) e lo stato futuro (B) che rappresenta lo stato dopo l'efficientamento. I driver sono forze che hanno una componente orientata verso B, il coefficiente angolare Alfa tra direzione del vettore e direzione della retta AB determina il "peso" ($\cos.$ Alfa minore/uguale a 1) del vettore considerato. Le barriere sono forze che hanno una componente orientata verso A, il coefficiente angolare Beta tra direzione del vettore e direzione della retta AB determina il "peso" ($\cos.$ Beta minore/uguale a 1) del vettore considerato. Drivers e Barriere possono combinarsi vettorialmente a determinare una Risultante R con una componente nella direzione della retta AB e verso opposto al verso AB (Si presuppone per ovvie ragioni che la forza risultante sia una Barriera).

Il Sistema Paese può incidere, in termini esclusivamente negativi o nulli moltiplicando il suo valore per un peso inferiore o uguale a 1.

3.7 Principali riferimenti bibliografici

- [1] Trianni A, Cagno E, Thollander P, Backlund S. **Barriers to industrial energy efficiency in foundries: a European comparison.** *J Cleaner Prod.* 2013;40:161–76.
- [2] Trianni A, Cagno E, Worrell E. **Innovation and adoption of energy efficient technologies: An exploratory analysis of Italian primary metal manufacturing SMEs** *Energy Policy* 2013.
- [3] Kah-Hin Chai, Catrina Yeo: **Overcoming energy efficiency barriers through systems approach—A conceptual framework.** *Energy Policy* 46 (2012) 460–472
- [4] Sorrell, S., Schleich, J., Scott, S., O'Malley, E., Trace, F., Boede, U., et al., 2000. **Reducing Barriers to Energy Efficiency in Public and Private Organisations.** SPRU. Final report, 2000.
- [5] Backlund, S., Thollander, P., Palm, J., Ottosson, M., 2012. **Extending the energy efficiency gap.** *Energy Policy* 51, 392–396.
- [6] E. Sardianou: **Barriers to industrial energy efficiency investments in Greece.** *Journal of Cleaner Production* 16 (2008) 1416 e 1423
- [7] Cagno E, Trianni A. **Exploring drivers for energy efficiency within small- and medium-sized enterprises: first evidences from Italian manufacturing enterprises.** *Appl Energy* 2013;104:276–85.
- [8] Patrik Thollander, Sandra Backlund, Andrea Trianni, Enrico Cagno. **Beyond barriers – A case study on driving forces for improved energy efficiency in the foundry industries in Finland, France, Germany, Italy, Poland, Spain, and Sweden.** *Applied Energy Volume 111*, November 2013, Pages 636–643
- [9] Cagno E, Trianni A. **Analysis of the most effective energy efficiency opportunities in manufacturing primary metals, plastics, and textiles small and medium-sized enterprises.** *J Energy Resour Technol* 2012;134(2):021005.
- [10] Sorrell S, Malley EO, Schleich J, Scott S. **The economics of energy efficiency.** Cheltenham, UK: Edward Elgar Publishing; 2004. p. 349.
- [11] Cagno E, Worrell E, Trianni A, Pugliese G. **A novel approach for barriers to industrial energy efficiency.** *Renew Sust Energy Rev* 2013;19:290–308.
- [12] Trianni A, Cagno E, Worrell E, Pugliese G. **Empirical investigation of energy efficiency barriers in Italian manufacturing SMEs.** *Energy* 2013;49:444–58.
- [13] Brown MA. **Market failures and barriers as a basis for clean energy policies.** *Energy Policy* 2001;29:1197–207.
- [14] Worrell E, Laitner JA, Ruth M, Finman H. **Productivity benefits of industrial energy efficiency measures.** *Energy* 2003;28:1081–98.
- [15] Fleiter T, Hirzel S, Worrell E. **The characteristics of energy-efficiency measures – a neglected dimension.** *Energy Policy* 2012;51:502–13.
- [16] Sorrell S, Schleich J, Scott S, O'Malley E. **Reducing barriers to energy efficiency in public and private organizations; 2000.** p. 232.
- [17] Sandberg P, Söderström M. **Industrial energy efficiency: the need for investment decision support from a manager perspective.** *Energy Policy* 2003;31(15):1623–34.
- [18] Cagno E, Trucco P, Trianni A, Sala G. **Quick-E-scan: a methodology for the energy scan of SMEs.** *Energy* 2010;35(5):1916–26.
- [19] Thollander P, Ottosson M. **An energy efficient Swedish pulp and paper industry – exploring barriers to and driving forces for cost-effective energy efficiency investments.** *Energy Efficiency* 2008;1(1):21–34.
- [20] Sorrell S, Mallett A, Nye S. **Barriers to industrial energy efficiency: a literature review.** Brighton (UK); 2010.
- [21] Rohdin P, Thollander P, Solding P. **Barriers to and drivers for energy efficiency in the Swedish foundry industry.** *Energy Policy* 2007;35(1):672–7.
- [22] Trianni A, Cagno E. **Dealing with barriers to energy efficiency and SMEs: some empirical evidences.** *Energy* 2012;37(1):494–504.
- [23] Cagno E, Worrell E, Trianni A, Pugliese G. **A novel approach for barriers to industrial energy efficiency,** *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2012,
- [24] Worrell E, Price L. **Policy scenarios for energy efficiency improvement in industry.** *Energy* 2001;29:1223–41.
- [25] Reddy BS, Assenza G. **Barriers and drivers to energy efficiency – a new taxonomical approach;** March, 2007.
- [26] Thollander P, Ottosson M. **An energy efficient Swedish pulp and paper industry – exploring barriers to and driving forces for cost-effective energy efficiency investments.** *Energy*

- Efficiency* 2008;1(1):21–34.
- [27] Rohdin P, Thollander P. **Barriers to and driving forces for energy efficiency in the non-energy intensive manufacturing industry in Sweden.** *Energy* 2006;31(12):1836–44.
- [28] Cagno E, Trucco P, Trianni A, Sala G. **Quick-E-scan: a methodology for the energy scan of SMEs.** *Energy* 2010;35(5):1916–26. t P. **Barriers to energy efficiency improvement and decision-making behavior in Thai industry.** *Energy Efficiency* 2009;3(1):33–52.
- [29] Trianni A, Cagno E, Worrell E, Pugliese G. **Empirical investigation of energy efficiency barriers in italian manufacturing SMEs,** *Energy*, in press.
- [30] Zhang, J., Wang, G., 2008. **Energy saving technologies and productive efficiency in the Chinese iron and steel sector.** *Energy* 33, 525e537.
- [31] Satoshi Honma, Jin-Li Hu 2014 **Industry-level total-factor energy efficiency in developed countries: A Japan-centered analysis** *Applied Energy*
- [32] YongLiu **Barriers to the adoption of low carbon production:A multiple-case study of Chinese industrial firms** *Energy policy* 2013
- [33] Genia Kostka , Ulf Moslener , Jan Andreas **Barriers to increasing energy efficiency: evidence from small-and medium-sized enterprises in China**
- [34] Velthuisen, J.W., 1993. **Incentives for investment in energy efficiency: an econometric evaluation and policy implications.** *Environmental & Resource Economics* 3 (2), 153e169.
- [35] de Groot, F.H.L., Verhoef, E.T., Nijkamp, P., 2001. **Energy saving by firms: decision making, barriers and policies.** *Energy Economics* 23 (6), 717e740.
- [36] Thollander, P., Ottosson, M., 2010. **Energy management practices in Swedish energy-intensive industries.** *Journal of Cleaner Production* 18 (12), 1125e1133.
- [37] Likert R. **Technique for the measure of attitudes** *Arch. Psycho.*1932, Vol. 22 N. 140.
- [38] **Barriers to Industrial Energy Efficiency.** U.S.A. Report to Congress June 2015 United States Department of Energy
- [39] **Barriers to energy efficiency in public and private organisations** S Sorrell, J Schleich, S Scott, E O'Malley, F Trace, U Boede, K Ostertag, Final report, Brussels: European Commission
- [40] **Barriers to industrial energy efficiency: A literature review.** working paper 10/2011 UNITED NATIONS Industrial Development Organization. Sorrell et al.
- [41] **Eurostat,** 2010. *Structural Business Statistics (SBS).* Available at: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>

CAPITOLO 4: EFFICIENTAMENTO NEL SISTEMA OSPEDALIERO

Introduzione

Il World Energy Outlook 2008, l'ultimo report sullo stato dell'energia mondiale dell'International Energy Agency, afferma che "i prezzi dell'energia e delle fonti di combustibili fossili sono destinati ad aumentare con un tasso di crescita sempre maggiore" [1]. Oltre a questo, nella società contemporanea sembrano assumere sempre più influenza termini quali "razionalizzazione" ed "efficienza". Limitatezza delle risorse ma soprattutto la consapevolezza di questa limitatezza portano aziende ed enti ad attuare accorgimenti che si dirigono verso una gestione più attenta delle risorse energetiche.

E questo è quello che si propone di fare il Sistema Sanitario Regionale (SSR). In questo elaborato si studierà in primo luogo l'attuale situazione del SSR, utilizzando dati provenienti da una collaborazione tra il CIFRA (Centro Interdipartimentale di Formazione e Ricerca Ambientale) dell'Università di Udine e il CSC (Centro Servizi Condivisi) del Friuli Venezia Giulia, ed attraverso la valutazione di indici caratteristici suggeriti dalla letteratura per valutare le strutture ospedaliere. Questo permetterà di individuare i trend di consumo e spesa del SSR, a cui si potranno applicare delle proiezioni sui risparmi energetici a seconda delle tipologie e dell'ampiezza d'intervento che sarà deciso opportuno applicare.

Interventi che potranno essere di natura endogena alle singole strutture (ospedali, ambulatori, istituti, case di cura) del SSR e riguardare aspetti tecnici e aspetti gestionali, oppure potranno riguardare l'intero sistema, verso la coordinazione tra le varie parti di questo. Questo secondo tipo di interventi si riassumeranno nella figura dell'Energy Manager di Sistema, le cui funzioni saranno, oltre che di coordinamento, di analisi della spesa e previsione futura di questa, di analisi delle inefficienze dell'apparato energetico del SSR, di studio delle azioni disponibili per tipologia di servizio, di analisi delle opportunità esterne, di riferimento regionale del settore per lo sviluppo settoriale ospedaliero del Piano Energetico Regionale (PER), [12], (che attualmente viene riscritto, [13], anche in seguito alla nuova Strategia Energetica Nazionale (SEN), [14]), di monitoraggio continuo delle performance delle strutture e dell'intero sistema, di svolgimento di corsi annuali di aggiornamento, di individuazione delle *best practices* settoriale in ambito tecnico, impiantistico e gestionale. **Tutte queste attività non sono attualmente perseguite nella sostanza.**

E' evidente come questo ruolo sia di alto profilo, con elevate competenze e capacità tecniche e di gestione, e probabilmente le figure più idonee appaiono essere ingegneri che conseguono dottorati di ricerca in campo energetico con particolare riferimento alle strutture ospedaliere, e con una forte esperienza diretta o un percorso formativo molto orientato e dedicato, a partire da una laurea in ingegneria meccanica o gestionale. Si cercherà inoltre di formalizzare i rapporti dell'Energy Manager di Sistema con gli altri attori e strutture del SSR, quali gli eventuali Energy Manager di struttura, l'Agenzia Regionale della Sanità, i Terzi Responsabili. Dette formalizzazioni sono tese a dare incisività a questa nuova figura.

L'elaborazione di questo lavoro ha inoltre portato ad uno *spin-off* sul tema energia che ha la falsa pretesa di essere artistico, che si riporta nelle due Appendici. Ragionando infatti per induzione, partendo cioè da un caso particolare quale la necessità di razionalizzare l'energia in un settore come quello ospedaliero friulano, si è finiti per approdare al tentativo di rispondere, o almeno fornire le basi per farlo, alla domanda "che ne sarà dell'energia per l'uomo?", e si è cercato di farlo (attraverso la ricerca e la coordinazione di studi sull'argomento il più obiettivi possibile, sia di carattere storico, sia tecnico, sia di prospettiva sociale: e il tutto viene riportato nell'Appendice A) nel modo che fosse il più piacevole e

divertente possibile, allontanandosi un poco dai rigori accademici, ovvero l'utilizzo di una forma d'arte (certamente qui maltrattata dall'autore) come il testo teatrale.

Sommario

La gestione delle risorse energetiche diventa di anno in anno un tema a cui enti pubblici e aziende private portano crescente attenzione, sia a causa del recente aumento dei costi delle fonti energetiche primarie, sia per una sempre più consolidata (quantomeno a livello sociale) consapevolezza sulla necessità di rendere più efficiente ogni attività umana che abbia a che fare con l'energia.

Anche il Sistema Sanitario Regionale del Friuli Venezia Giulia si trova ora ad affrontare questo problema. A tale proposito è opportuno rilevare come il settore ospedaliero sia di gran lunga l'attività più energivora nel settore civile, a titolo di questo basti constatazione di come attualmente i costi di natura energetica del Sistema Sanitario Regionale del Friuli Venezia Giulia si aggirino attorno ai 30 milioni di euro l'anno, con margini di riduzione stimabili (a seguito di interventi strutturali e organizzativi) nell'ordine del 30%. Risparmi potenzialmente così ampi impongono certo un'indagine specifica. In questo elaborato si affronterà la possibilità di rendere attivi in breve termini interventi che permettano una sensibile razionalizzazione delle risorse energetiche, a livello di struttura singola, ma soprattutto a livello di sistema, dove verrà teorizzata una nuova figura, l'Energy Manager di Sistema, la cui funzione sarà di coordinamento e mediazione tra le varie strutture afferenti al Sistema Sanitario Regionale e l'Agenzia Regionale della Sanità.

4.1 Il Sistema Sanitario Regionale

Il Sistema Sanitario Regionale (SSR), precedentemente alla LR 17/14, [17], all'epoca del presente studio², era costituito in base alla LR 12/94, [15], ed alla LR 13/95, [16], e composto da sei Aziende per i Servizi Sanitari (ASS), tre Aziende Ospedaliere (due di esse hanno firmato protocolli di collaborazione con il sistema universitario) e due Istituti di Ricerca e Cura a Carattere Scientifico (IRCCS). All'attività delle strutture ospedaliere, sono state affiancate due strutture trasversali quali l'Agenda Regionale della Sanità (1995), che si occupa principalmente di programmazione attuativa, attività epidemiologiche, indirizzo e coordinamento, ed il Centro Servizi Condivisi (2005), finalizzato alla centralizzazione delle funzioni tecniche ed amministrative, principalmente gli acquisti. E' opportuno precisare come sia previsto che il CSC cessi a breve la sua attività, che verranno assolve da altro ente.

La revisione del sistema ospedaliero regionale attuata nel 1994, si legge dalla L.R. 12/94, [15], venne attuata con le seguenti finalità³:

1. *ricostituire l'ospedale alla sua funzione di trattamento esclusivo delle patologie acute;*
2. *aumentare la qualificazione degli ospedali per ottenere un miglioramento nell'efficacia dei trattamenti;*
3. ***migliorare l'efficienza complessiva nell'uso delle risorse, con particolare riferimento al personale, assegnate ai singoli ospedali ed alla rete ospedaliera nel complesso;***
4. *fornire risposte adeguate alla domanda non acuta attualmente soddisfatta dalle strutture ospedaliere, da realizzarsi in sede di distretto o nelle strutture sanitarie extra-ospedaliere in regime domiciliare, ambulatoriale, semiresidenziale e residenziale;*
5. *migliorare il livello delle prestazioni di assistenza sanitaria, non fornite in regime di ricovero ospedaliero;*
6. ***superare l'attuale modalità organizzativa divisionale, favorendo l'organizzazione dipartimentale.***

Il Piano Sanitario Regionale del triennio 2006-2008 non porta cenni specifici sulle problematiche inerenti alla gestione delle risorse e ai consumi, tuttavia, in linea con la L.R. 12/94 afferma la necessità di *“orientare l'utilizzo delle risorse verso servizi di provata efficacia e perseguire l'efficienza dell'offerta secondo un'ottica di razionalizzazione (non razionamento) dell'utilizzo delle risorse”*.

E così anche le recenti linee guida diramate dal Servizio Sanitario Regionale per il 2009 trattano la questione in termini generali, ponendo l'accento su diversi aspetti, la maggior parte di essi – e non potrebbe essere altrimenti – riguardanti servizi sanitari ed assistenziali, quali l'assistenza farmaceutica, le attività di governo clinico, i sistemi di emergenza, la riduzione dei tempi di attesa, la riorganizzazione delle funzioni ospedaliere, la riqualificazione delle case di riposo, la centralizzazione di alcuni servizi, l'utilizzo di sistemi informativi di supporto, la sicurezza del paziente, i trapianti, le disabilità, i disturbi psico-sociali, il piano “Sangue” e la mobilità internazionale.

La riduzione dei consumi e il contenimento dei costi energetici, oggetto dominante di questa indagine, è perfettamente allineata al terzo macro-obiettivo regionale *“migliorare l'efficienza complessiva nell'uso delle risorse”*, in accordo con il Piano Sanitario Regionale, e nello specifico delle linee guida per il 2009, nella riorganizzazione delle funzioni ospedaliere e nella gestione centralizzata di alcuni

³ Sono state evidenziate in grassetto le finalità che sono direttamente o indirettamente correlate al presente studio.

² Le aziende per l'assistenza sanitaria n. 2 e 5 sono accorpate nella nuova ASS 2 “Bassa Friulana - Isontina” LR 17/14, [17],

servizi; e anche per quanto riguarda il sesto indirizzo può risultare afferente, in considerazione degli approcci strategici e gestionali delle azioni di risparmio energetico proposti nello studio di cui trattasi.

Tuttavia, fra le diverse priorità individuate dal Piano Sanitario Regionale e dalle linee guida per il 2009, non compare alcun riferimento specifico alle tematiche di tipo energetico/ambientale, lasciando un totale vuoto normativo/regolatorio in tale ambito a fronte di alti trend di crescita di detta voce di costo. E' auspicabile che nelle prossime linee guida del Servizio Sanitario Regionale venga inserita una specifica voce che richiami al "*miglioramento delle prestazioni a parità di risorse e al contenimento dei costi in relazione alle diverse voci con particolare riferimento agli usi energetici*". In tale ambito, a fronte degli altri trend di crescita di detta voce di costo nettamente superiore alle altre, come sottolineato in 4.3.1, l'inserimento di questa ulteriore e specifica voce deve rientrare nei prossimi documenti strategici, come le leggi regionali di competenza, i Piani Sanitari Regionali, a cui seguiranno una serie di documenti applicativi coerenti.

4.2 Alcuni dati generali del SSR

4.2.1 Consumi energetici

Il SSR, secondo il database del Ministero della Salute, occupa più di 18.000 persone fra organico medico, paramedico [2], tecnico ed amministrativo, caratterizzandosi come una delle maggiori realtà occupazionali a livello regionale. Per quanto concerne il servizio offerto dalle varie strutture ospedaliere regionali oggetto dell'indagine, è previsto un totale di 4.068 posti letto ordinari e di 496 posti letto in day hospital (d.h.), a cui vanno aggiunti 703 (ordinari) e 31 (d.h.) posti letto relativi a strutture private temporaneamente accreditate. I consumi energetici di tali strutture pubbliche ammontano ad oltre 330 milioni di kWh, ripartiti al 70% per quanto concerne i consumi di energia termica ed al restante 30% per quello che riguarda il consumo elettrico. Questi comportano, valutando un fattore di CO₂ (nel caso del metano, che viene qui considerato come il principale combustibile per il fabbisogno termico) di 200 kg_{CO2}/MWh_t [3], per quanto riguarda i consumi termici e, seguendo il fattore di emissione del mix elettrico fornito dal Ministero della Sanità per i consumi elettrici, un contributo di emissione di CO₂ complessivo pari a circa **100 mila tonnellate anno**, equamente distribuito.

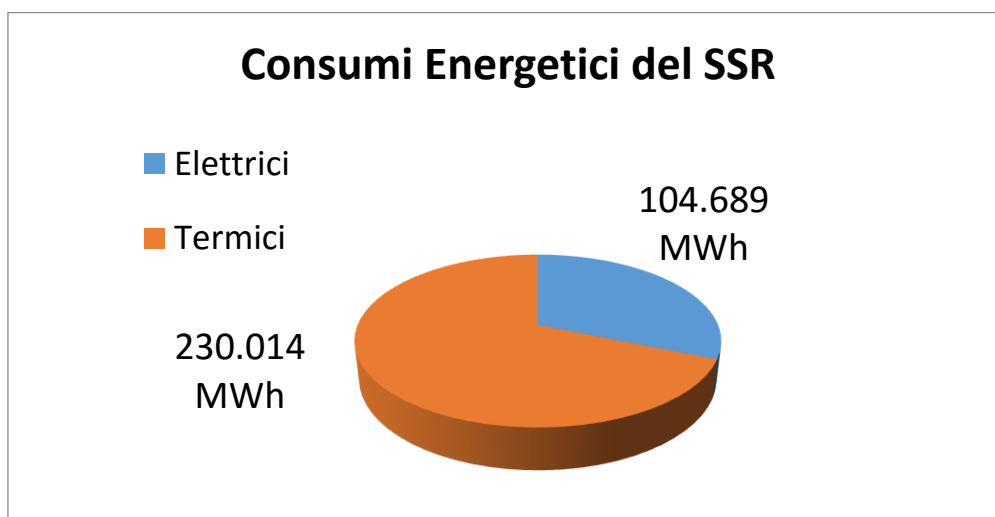


Figura 4.2.1: Ripartizione dei consumi energetici per l'anno 2006 (Fonte: CIFRA su 20 strutture campione)

Nel dettaglio, durante l'indagine sono stati rilevati i dati di consumo delle diverse strutture ospedaliere, ripartiti per uso finale (elettrico e termico) e normalizzati all'unità di misura comune, in questo caso i MWh/anno. La regione Friuli Venezia Giulia come precedentemente accennato è costituita da sei aziende per i servizi Sanitari e tre aziende ospedaliere:

- Azienda per i Servizi Sanitari n° 1 – Triestina;

- Azienda per i Servizi Sanitari n° 2 – Isontina;
- Azienda per i Servizi Sanitari n° 3 – Alto Friuli;
- Azienda per i Servizi Sanitari n° 4 – Medio Friuli;
- Azienda per i Servizi Sanitari n° 5 – Bassa Friulana;
- Azienda per i Servizi Sanitari n° 6 – Friuli Occidentale;
- Azienda Ospedaliera – Universitaria “Ospedali Riuniti”, Trieste (comprendente le due strutture distaccate dell’Ospedale Maggiore e dell’Ospedale di Cattinara);
- Azienda Ospedaliera – Universitaria “Santa Maria della Misericordia”, Udine;
- Azienda Ospedaliera “Santa Maria degli Angeli”, Pordenone;

Le sei Aziende per i servizi sanitari sono state poi dal 1 gennaio 2015 rideterminate dalla LR 17/14, [17], nelle seguenti:

- Azienda per l'assistenza sanitaria n.1 “Triestina”
- Azienda per l'assistenza sanitaria n. 2 “Bassa Friulana - Isontina”
- Azienda per l'assistenza sanitaria n. 3 “Alto Friuli-Collinare-Medio Friuli”
- Azienda per l'assistenza sanitaria n. 4 “Friuli Centrale”
- Azienda per l'assistenza sanitaria n. 5 “Friuli Occidentale”

Oltre a ciò, fra le strutture pubbliche del SSR vanno annoverate anche gli Istituti di Ricovero e Cura di Carattere Scientifico (IRCCS), vale a dire:

- L’istituto per la cura materno-infantile “Burlo-Garofalo”, a Trieste;
- Il “Centro di Riferimento Oncologico” (CRO) ad Aviano, Pordenone.

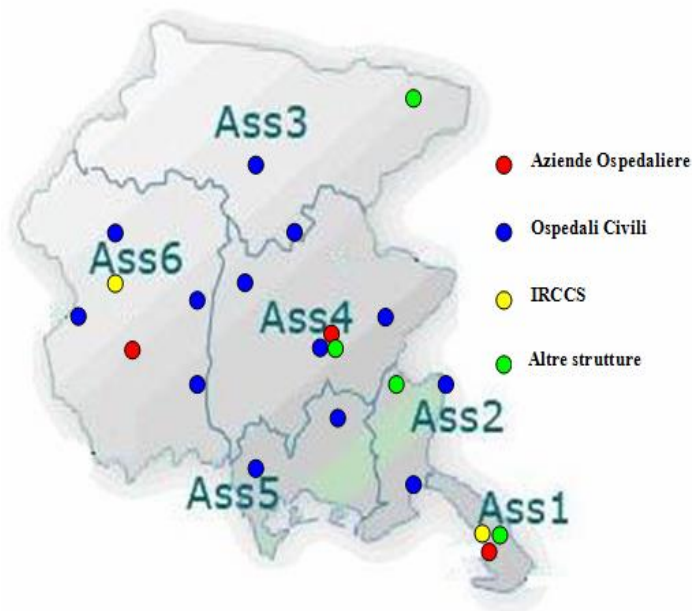


Figura 4.1.2: Mappa del SSR

Nella tabella successiva sono stati mappati i consumi di tali strutture all’interno del territorio regionale, ripartiti per Aziende Ospedaliere, ASS e IRCCS, in cui vengono riportate anche le superfici riscaldate di riferimento, i posti letto e i gradi giorno (GG).

	Consumo Elettrico [Mwhe]	Consumo Termico [MWhi]	Superficie [m ²]	Posti letto	GG
AOTS	21.912	40.814	139.767	919	2.102
AOD+PU	19.985	49.936	132.190	999	2.323
AOPN	11.889	22.672	113.698	416	2.459
ASS1	n.d	n.d	n.d	n.d	n.d.
ASS2	9.420	14.059	68.904	312	2.248
ASS3	5.243	12.925	41.039	285	2.800
ASS4	6.662	16.842	68.829	551	2.514
ASS5	8.398	17.874	61.103	366	2.420
ASS6	10.034	30.506	102.696	568	2.629
BURLO-GAROFALO	3.588	3.390	21.000	175	2.102
CRO AVIANO	9.396	18.299	47.520	150	2.417
TOTALE	106.527	227.317	796.746	4.741	

Tabella 4.1: Consumi energetici dell'anno 2006 delle strutture ospedaliere (Fonte: Indagine CIFRA su 20 strutture campione)

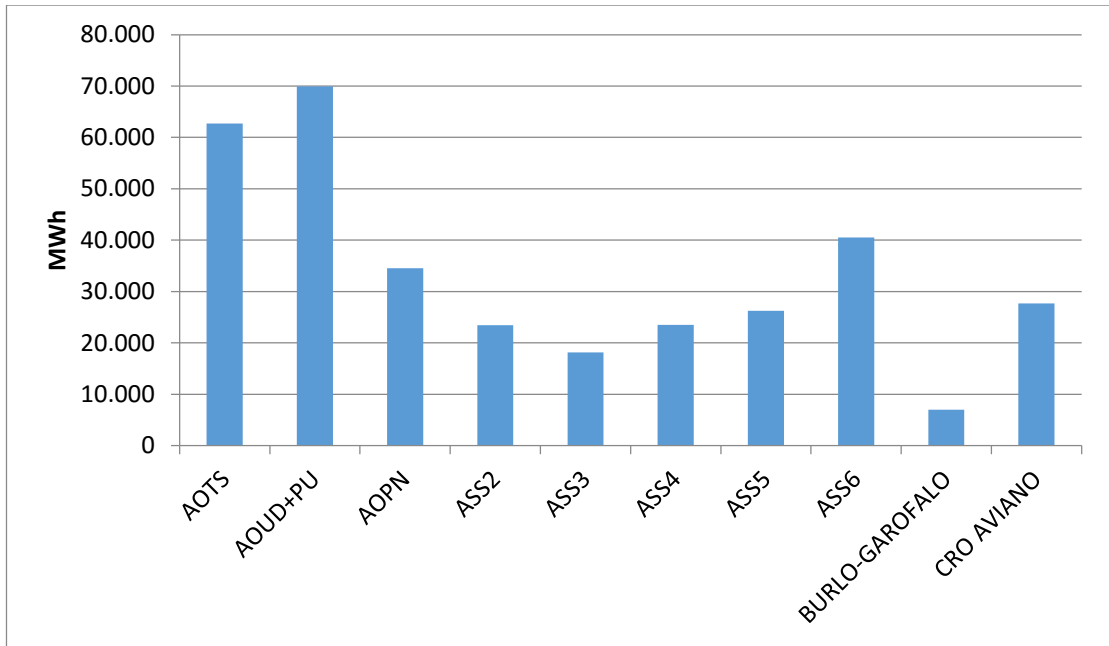


Figura 4.1.3: Istogramma dei consumi complessivi delle strutture ospedaliere del SSR per l'anno 2006 (Fonte: CIFRA su 20 strutture campione)

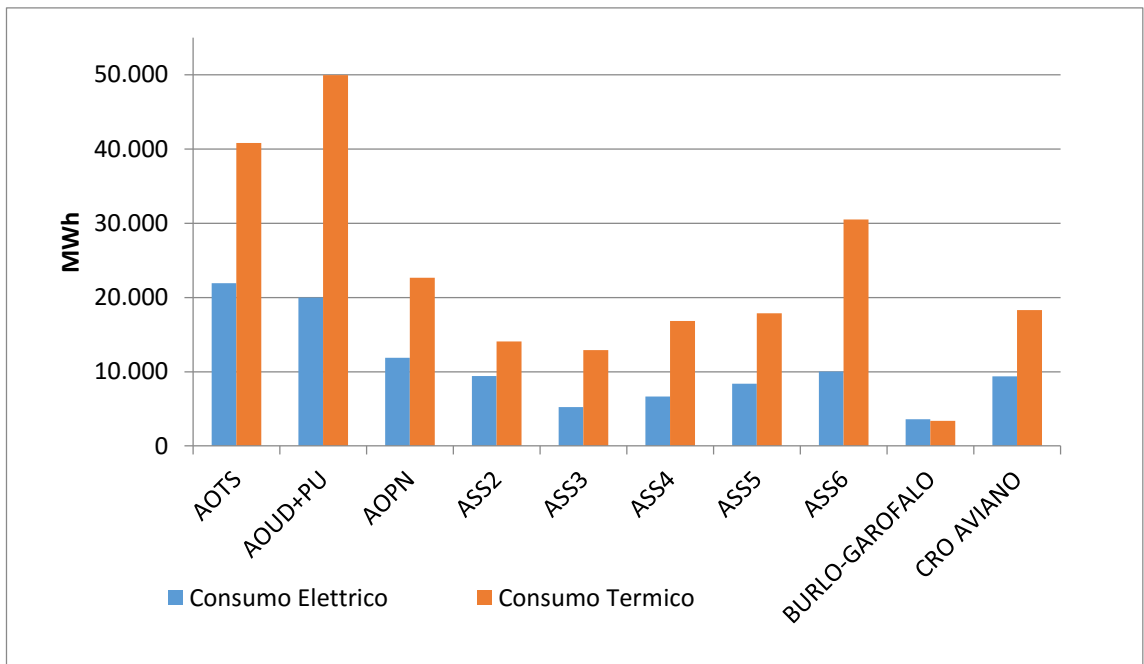


Figura 4.1.4: Istogramma del Consumo termico ed elettrico delle strutture ospedaliere del SSR per l'anno 2006 (Fonte: CIFRA su 20 strutture campione)

4.2.2 Alcuni indicatori

L'analisi della letteratura accademica e tecnica e dei soggetti istituzionali [3] [4] [5] [6] [7] [8] riguardo le indagini – a livello nazionale ed internazionale – effettuate sul settore socio assistenziale ha rilevato come, al fine di modellare e confrontare le diverse strutture ospedaliere uno strumento molto utilizzato sia l'analisi per indici/indicatori. Nell'ambito energetico, questo strumento consente di confrontare i consumi di strutture similari, cioè gli ospedali in genere, ma che differiscono per parametri di scala quali, ad esempio la superficie riscaldata, la superficie condizionata o la capacità di servizi erogati (posti letto). Nell'ambito ospedaliero, la letteratura individua due parametri di riferimento per il confronto delle varie strutture ospedaliere:

- La superficie riscaldata (SU)
- Il numero di Posti Letto (PL)

E' opportuno precisare come sia emerso che l'utilizzo di indici in relazione ai posti letto, ai volumi e alle superfici, dati cioè statici, possa risultare insoddisfacente. Una valutazione dinamica indicizzata seguendo i *servizi erogati* potrebbe fornire una visione più corretta ed aderente all'effettiva efficienza; legare l'efficienza energetica ed economica ad un parametro quantitativo del servizio erogato nel tempo fornisce sicuramente elementi più precisi ed attendibili per l'impostazione e l'elaborazione di strategie coerenti. Certo la definizione di questo parametro potrebbe risultare complessa, e dovrebbe essere frutto di una concertazione con l'Assessorato alla Sanità, le Direzione e il Commissario del CSC. Quanto sopra è stato messo in rilievo dall'Ingegnere Claudio Giuricin, attuale Direttore Straordinario del CSC. Cionondimeno, considerata una certa coerenza di servizio delle strutture ospedaliere del Friuli Venezia Giulia (con esclusione del Burlo-Garofalo e del CRO di Aviano, che sono anche enti di ricerca) riteniamo comunque valide le analisi effettuate in questo studio.

Tali valori, riportati ai consumi energetici, rispettivamente termici (CT) ed elettrici (CE), hanno consentito di individuare e classificare le strutture del campione di ospedali del Servizio Sanitario Regionale. Inoltre, in questa indagine, al fine di tener conto delle differenze di temperatura esterna fra le diverse località sedi delle strutture ospedaliere, è stato calcolato un parametro che riferisce gli indici termici di consumo – gli unici direttamente legati alle condizioni climatiche – calcolati in precedenza al valore dei Gradi Giorno (GG), che, ricordiamo, sono direttamente correlati ai fabbisogni termici di ogni comune durante la stagione di riscaldamento.

Il calcolo di tali indici, aggregato per Azienda Ospedaliera, Azienda per i Servizi Sanitari e Istituto di Ricerca e Cura a Carattere Specialistico, è riportato nella tabella successiva e nelle seguenti rappresentazioni grafiche. LA valutazione per GG rende più coerente il confronto.

	CT/ CE	CT/SU [Mwh _e /m ²]	CE/SU [Mwh _e /m ²]	CT/PL [Mwh _t /PL]	CE/PL [Mwh _e /PL]	CT/(SU*GG) [KWh _t /m ² *GG]	CT/(PL*GG) [KWh _t /PL*GG]
AOTS	1,86	0,292	0,157	44,4	23,8	0,139	21,1
AOUD + PU	2,50	0,378	0,151	50,0	20,0	0,163	21,5
AOPN	1,91	0,199	0,105	54,5	28,6	0,081	22,2
ASS 2	1,65	0,243	0,147	53,7	32,5	0,091	20,0
ASS 3	2,55	0,326	0,128	46,9	18,4	0,112	16,2
ASS 4	2,53	0,245	0,097	30,6	12,1	0,097	12,2
ASS 5	2,11	0,293	0,139	48,8	23,2	0,121	20,2

ASS 6	3,04	0,297	0,098	53,7	17,7	0,113	20,4
BURLO-G.	0,94	0,161	0,171	19,4	20,5	0,077	9,2
CRO AVIANO	1,95	0,385	0,198	122,0	62,6	0,159	50,5
SSR	2,15	0,289	0,135	48,6	22,6	0,139	21,1

Tabella 4.9: Indici relativi ai consumi termici ed elettrici delle strutture ospedaliere del SSR per l'anno 2006/2007 (Fonte: CIFRA su 20 strutture campione)

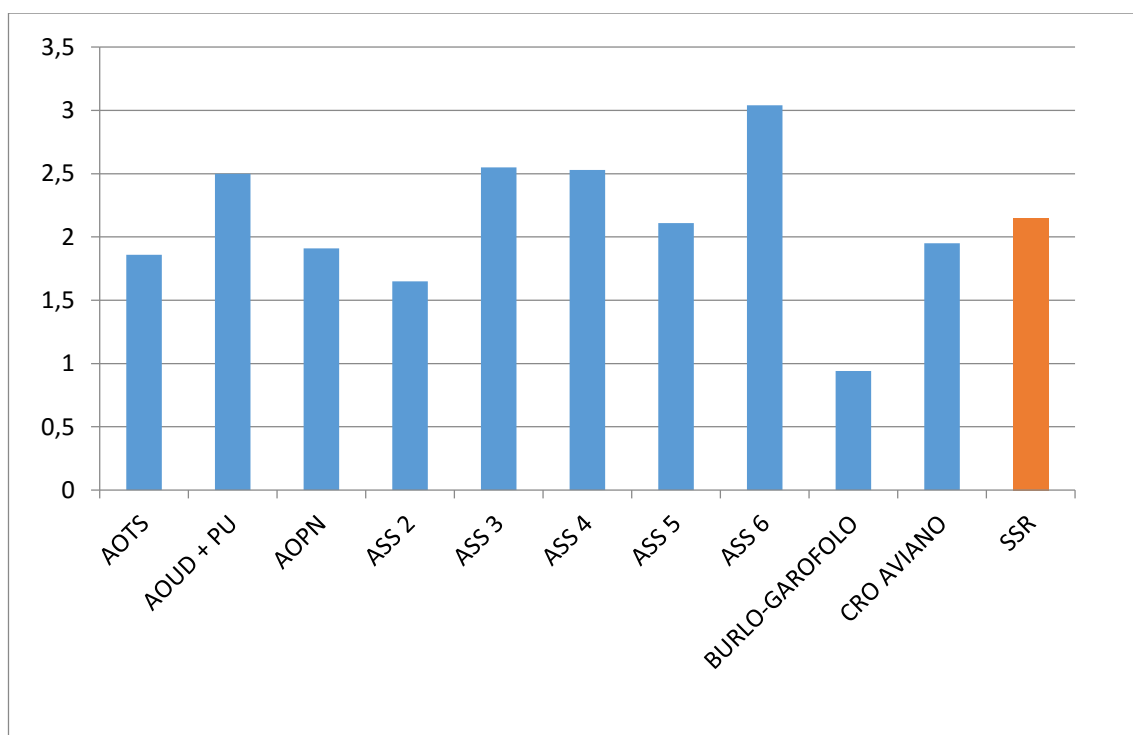


Figura 4.1.5: Istogramma del rapporto tra consumi termici ed elettrici nelle strutture del SSR per l'anno 2007 (Fonte: CIFRA su 20 strutture campione)

Si rileva come il Burlo-Garofalo abbia consumi di energia elettrici sopra la media (il consumo termico ed energetico sono di grandezza comparabile), mentre nelle altre strutture il rapporto si aggira tra i due e tre. Questo dato si giustifica con l'elevata specializzazione del Burlo-Garofalo, che è dotato di una serie di apparecchiature e strumentazioni diagnostiche notevolmente superiore alle altre strutture. Possiamo sin da ora rilevare come sia opportuno dotare le strutture di impianti cogenerativi a motore endotermico che abbiano prestazioni energetiche sia elettrica che termiche coerenti ai valori rilevati.

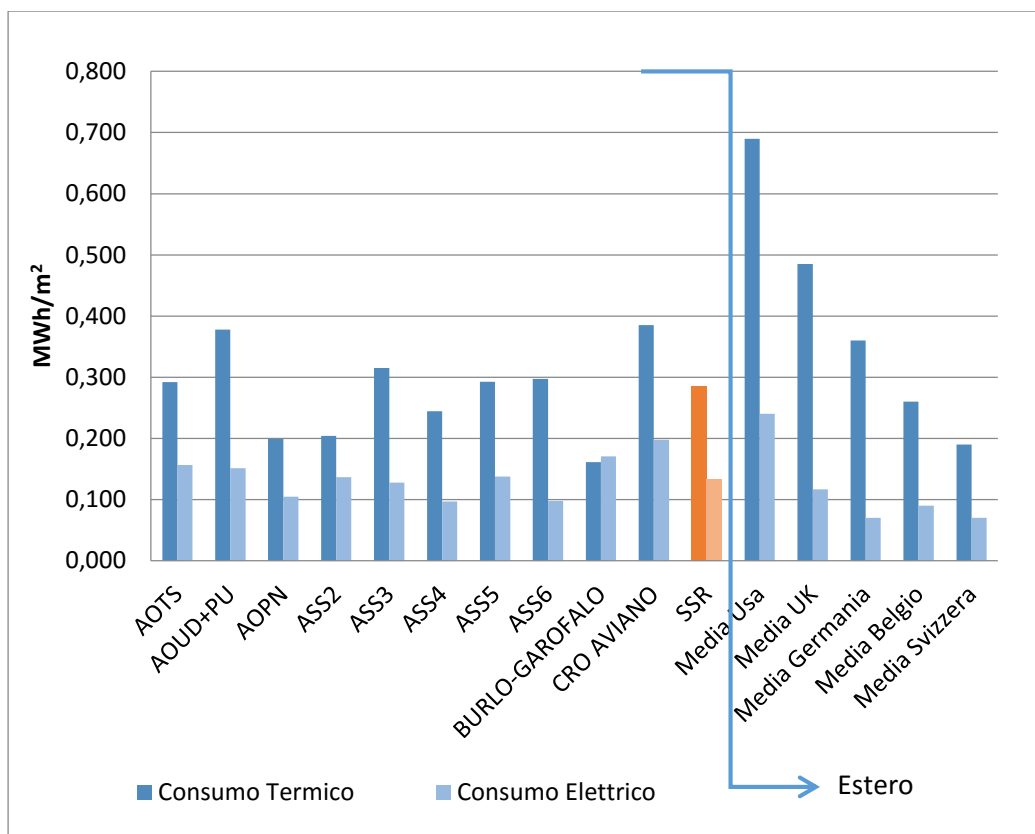


Figura 4.1.6: Istogramma degli indici di consumo termico ed elettrico specifici delle strutture ospedaliere del SSR per l'anno 2006 (Fonte: CIFRA su 20 strutture campione)

E' necessario estrarre dal confronto la situazione statunitense, in quanto si tratta di un contesto anomalo per quanto riguarda l'efficienza energetica. Vediamo in questo caso come i consumi termici specifici siano nella media del campione considerato.

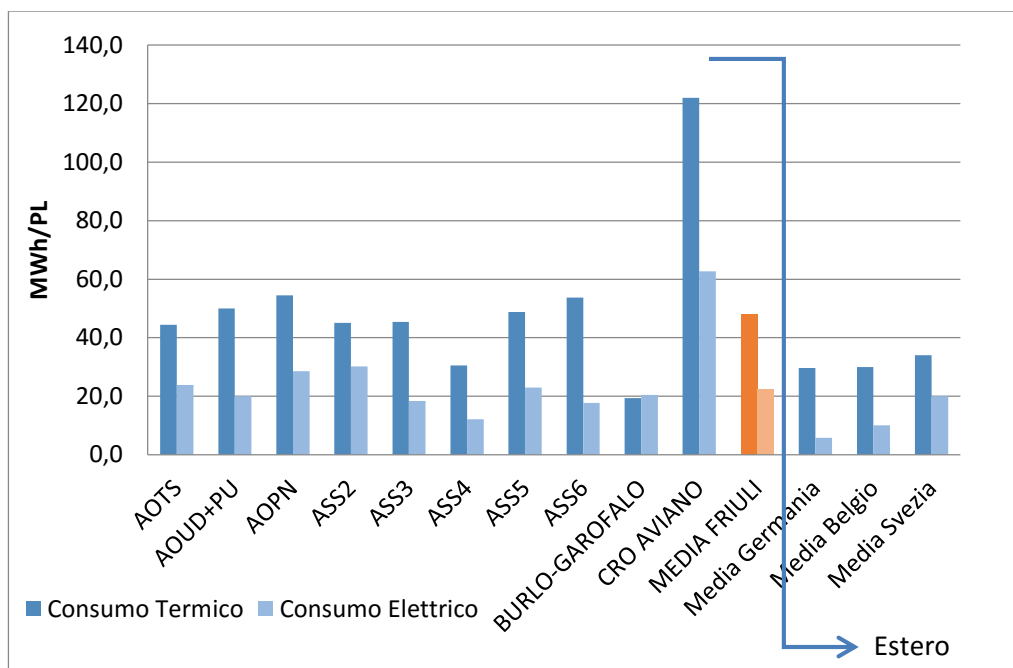


Figura 4.1.7: Istogramma degli indici di consumo termico ed elettrico delle strutture ospedaliere del SSR per posto letto (PL) per l'anno 2006 (Fonte: CIFRA su 20 strutture campione)

Lo stesso non si può dire riguardo all'indice che valuta i consumi per posti letto, dove il SSR appare essere meno efficiente rispetto agli standard europei.

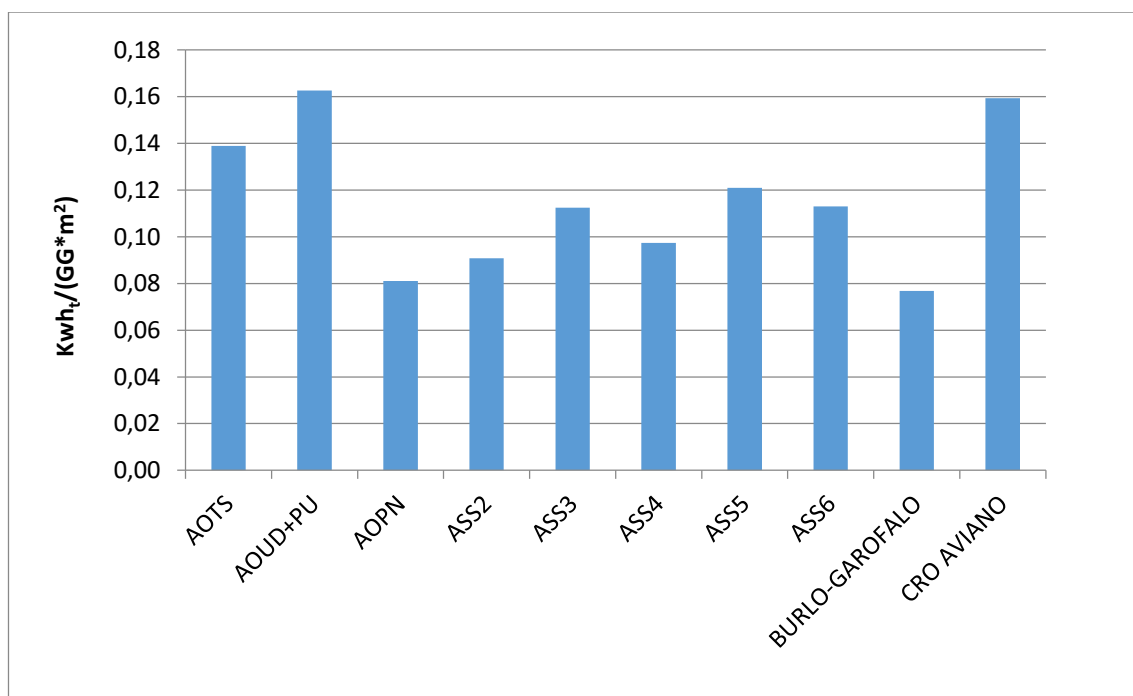


Figura 4.1.8: Istogramma dei consumi termici specifici delle strutture ospedaliere del SSR rapportati ai gradi giorno (GG) per l'anno 2006 (Fonte: CIFRA su 20 strutture campione)

Non è stato naturalmente possibile confrontare il dato corretto dai GG per la situazione estera, in quanto non si hanno dati di riferimento.

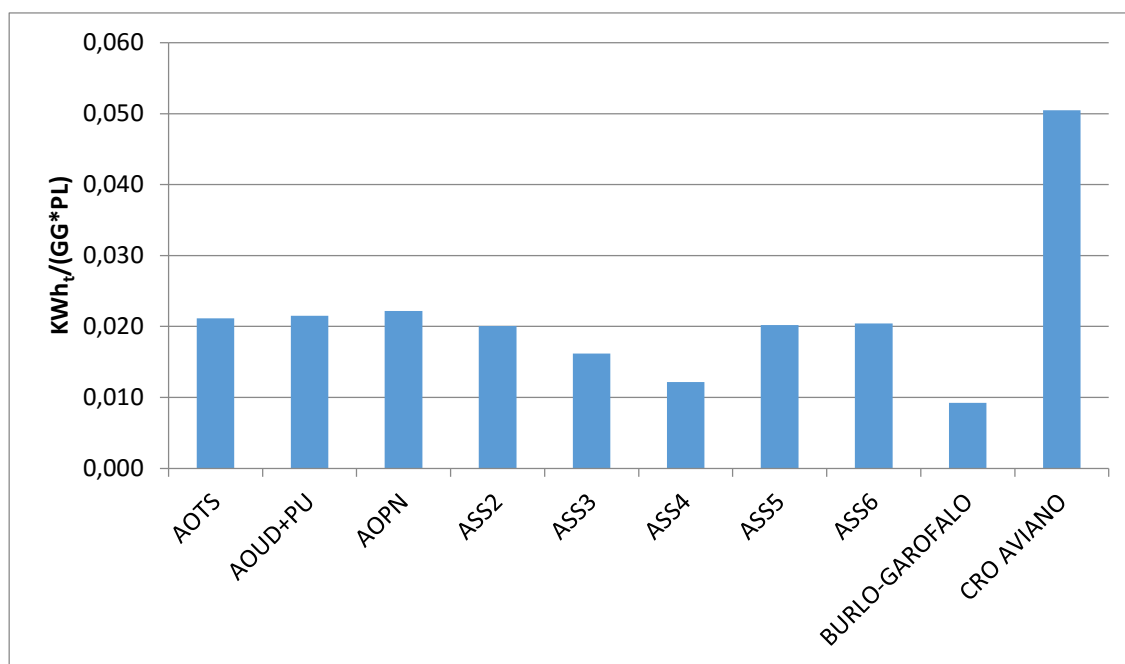


Figura 4.1.9: Istogramma dei consumi energetici termici specifici per posto letto (PL) rapportato ai gradi giorno (GG) delle strutture ospedaliere del SSR per l'anno 2006 (Fonte: CIFRA su 20 strutture campione)

L'anomalia del dato del CRO di Aviano è riconducibile all'esiguità dei numeri di posti letto a fronte dei volumi tecnici dedicati alla ricerca scientifica e alla diagnostica.

4.2.3 I dati economici complessivi

Il conto economico dell'anno 2006 (fonte: Ministero della Salute, [2]) denota come il costo "della produzione" del SSR del Friuli Venezia Giulia superi i due miliardi di euro: la spesa regionale pro-capite è in linea con i valori medi nazionali (FVG: 1.747 €/abitante, Italia: 1.688 €/abitante).

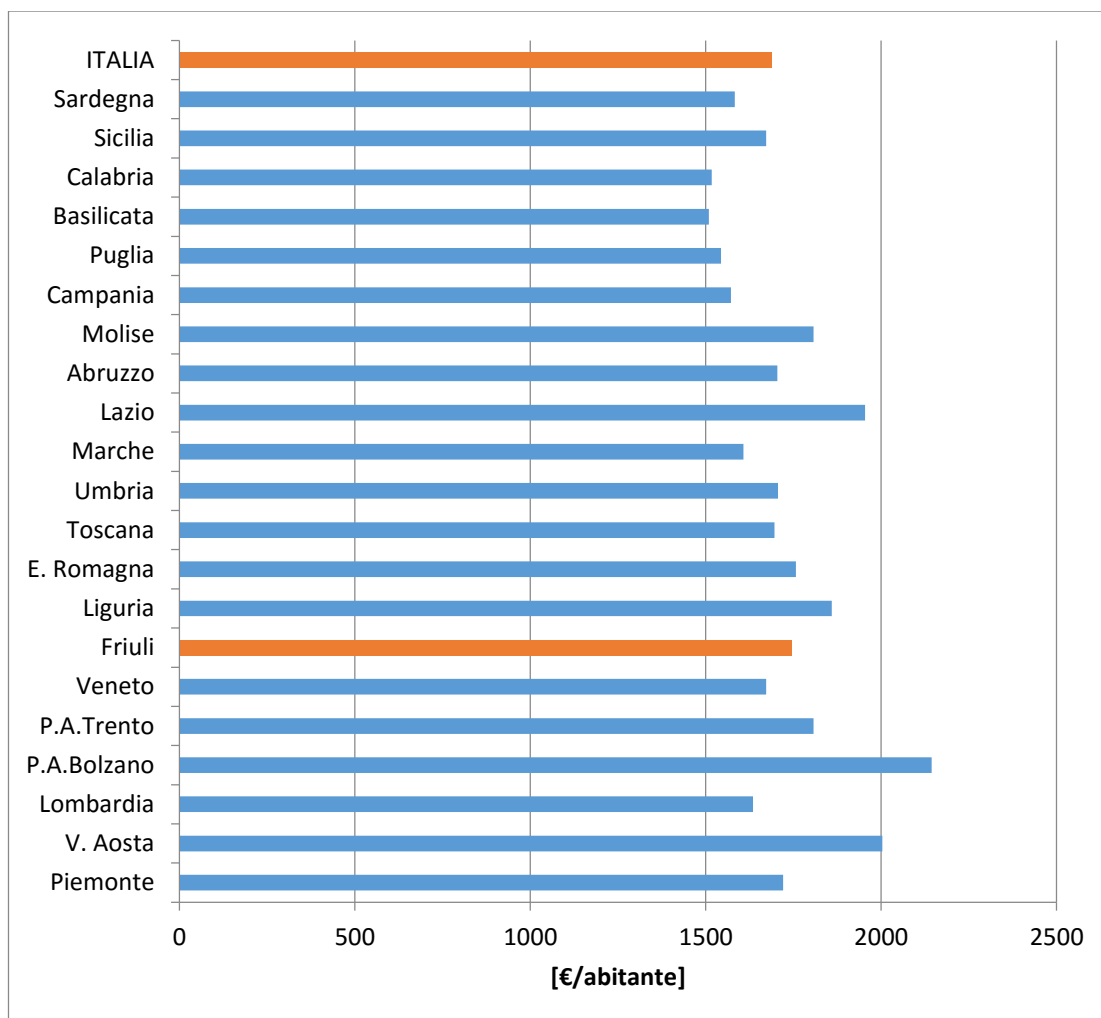


Figura 4.1.10: Distribuzione della spesa nazionale pro-capite del Servizio Sanitario Nazionale per regione nel 2006
(Fonte: Ministero della Salute)

4.3 Rilevanza della Spesa Energetica

I conti economici rilevati dal Ministero della Salute sono stati riorganizzati con particolare riferimento alle spese sostenute dalle strutture ospedaliere regionali: a tal scopo, la spesa sanitaria regionale è stata suddivisa e accorpata in quattro voci principali:

1. L'acquisto di beni e servizi;
2. Il personale sanitario, professionale, tecnico ed amministrativo;
3. Gli ammortamenti materiali ed immateriali;
4. Altre voci quali: accantonamenti, fondo svalutazione crediti, variazione delle rimanenze, godimento di beni di terzi, la manutenzione ordinaria esternalizzata e gli oneri diversi di gestione.

L'analisi di tali voci relative al settore ospedaliero del Friuli Venezia Giulia relativamente all'ultimo anno disponibile (il 2006) riporta la seguente ripartizione dei costi:

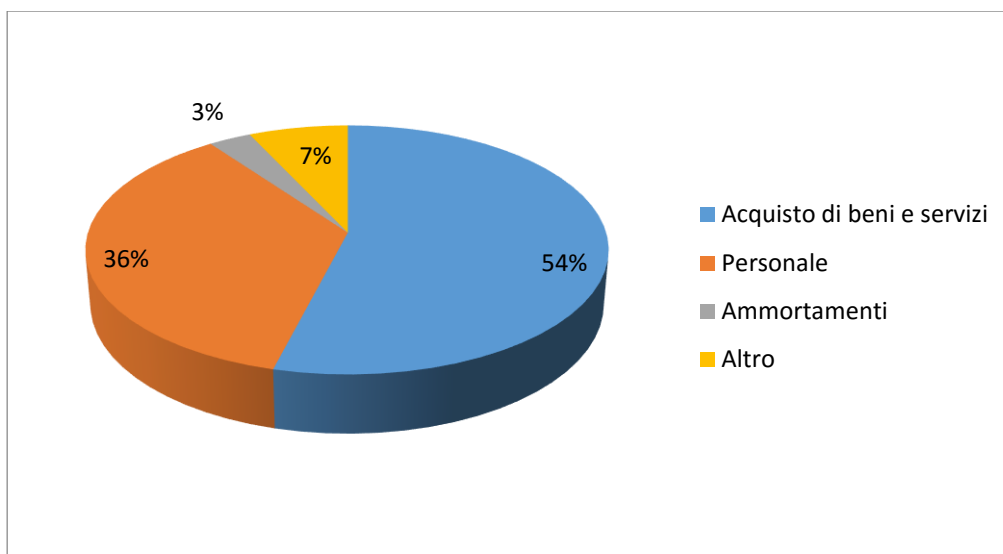


Figura 4.1.11: Ripartizione percentuale della spesa sanitaria regionale (fonte: Elaborazione CIFRA da dati di bilancio 2006 del SSR)

All'interno della voce "acquisto in beni e servizi", si inserisce la spesa energetica: nel 2006 [2] tale voce ammonta ad una quota di quasi 25 milioni di euro, pari a circa il 2,3% del totale acquisti, 1,2% sulla spesa globale. Nella tabella successiva si riportano i valori della spesa energetica delle strutture regionali nel quadriennio 2003-2006.

2003

	SPEA ENERGIA ELETTRICA (SE)	SPEA GAS (SG)	SPEA TOTALE (ST)	ST/ SUPERFICIE	ST/PL	SG/(GG*S)
ASS1	362.999	164.175	527.175	n.d	n.d	n.d
ASS2	1.377.920	388.954	1.766.873	25,64	5663,05	2,51E-03
ASS3	597.583	4.574	602.157	14,67	2112,83	3,98E-05
ASS4	992.147	769.793	1.761.940	25,6	3197,71	4,45E-03
ASS5	860.452	1.103.232	1.963.684	32,14	5365,26	7,46E-03
ASS6	1.214.348	1.033.107	2.247.454	21,88	3956,79	3,83E-03
AOUTS	1.890.263	6.657	1.896.920	13,57	2064,11	2,27E-05
AUOUD+PU GD	1.380.684	2.463.319	3.844.002	35,41	4685,61	8,02E-03
AOPN	979.388	1.221.072	2.200.460	19,35	5289,57	2,56E-04
BURLO	308.565	39	308.604	14,7	1763,45	8,84E-07
CRO	822.022	-	822.022	25,64	5663,05	
TOTALI	10.786.371	7.154.922	18.333.682	14,67	2112,83	

Tabella 4.10: Spesa Energetica e Indici per l'anno 2003 del SSR (Fonte: CSC)

2004

	SPEA ENERGIA ELETTRICA (SE)	SPEA GAS (SG)	SPEA TOTALE (ST)	ST/ SUPERFICIE	ST/PL	SG/(GG*S)
ASS1	329.844	24.801	354.645	n.d	n.d	n.d
ASS2	1.408.860	479.673	1.888.534	27,41	6052,99	3,10E-03
ASS3	600.781	5.577	606.358	14,78	2127,57	4,85E-05
ASS4	1.010.899	808.666	1.819.565	26,44	3302,30	4,67E-03
ASS5	926.909	1.078.039	2.004.948	32,81	5478,00	7,29E-03
ASS6	1.193.444	1.039.101	2.232.545	21,74	3930,54	3,85E-03
AOUTS	1.917.048	376.609	2.293.657	16,41	2495,82	1,28E-03
AUOUD+PU GD	1.817.290	2.463.319	4.280.609	32,38	4284,89	8,02E-03
AOPN	1.085.047	1.161.639	2.246.686	19,76	5400,69	4,15E-03
BURLO	297.656	21	297.677	14,18	1701,01	4,76E-07

CRO	895.770	-	895.770	18,85	5971,80
TOTALI	11.483.549	7.451.015	18.934.564	23,76	3993,79

Tabella 4.11: Spesa Energetica e Indici per l'anno 2004 del SSR (Fonte: CSC)

2005

	SPESA ENERGIA ELETTRICA (SE)	SPESA GAS (SG)	SPESA TOTALE (ST)	ST/ SUPERFICIE	ST/PL	SG/(GG*S)
ASS1	319.204	37.644	356.848	n.d	n.d	n.d
ASS2	1.555.120	482.863	2.037.983	29,58	6532,00	3,12E-03
ASS3	663.573	6.046	669.620	16,32	2349,54	5,26E-05
ASS4	1.076.829	950.193	2.027.022	29,45	3678,81	5,49E-03
ASS5	1.038.013	1.227.935	2.265.947	37,08	6191,11	8,30E-03
ASS6	1.294.252	1.164.602	2.458.854	23,94	4328,97	4,31E-03
AOUTS	2.025.942	512.355	2.538.297	18,16	2762,02	1,74E-03
AUOUD+P UGD	2.150.268	2.766.055	4.916.323	37,19	4921,24	9,01E-03
AOPN	1.085.047	1.161.639	2.246.686	19,76	5400,69	4,15E-03
BURLO	297.656	21	297.677	14,18	1701,01	4,76E-07
CRO	895.770	-	895.770	18,85	5971,80	
TOTALI	12.401.674	8.309.353	20.711.027	25,99	4368,49	

Tabella 4.12: Spesa Energetica e Indici per l'anno 2005 del SSR (Fonte: CSC)

2006

	SPESA ENERGIA ELETTRICA (SE)	SPESA GAS (SG)	SPESA TOTALE (ST)	ST/ SUPERFICIE	ST/PL	SG/(GG*S)
ASS1	464.693	27.330	492.023	n.d	n.d	n.d
ASS2	1.912.592	469.789	2.382.381	34,58	7635,84	3,03E-03
ASS3	797.989	5.180	803.169	19,57	2818,14	4,51E-05
ASS4	1.375.898	846.702	2.222.599	32,29	4033,75	4,89E-03
ASS5	1.250.335	1.231.078	2.481.412	40,61	6779,81	8,33E-03
ASS6	1.557.405	1.298.257	2.855.661	27,81	5027,57	4,81E-03
AOUTS	2.676.398	491.247	3.167.645	22,66	3446,84	1,67E-03
AUOUD+ PUGD	2.987.186	3.259.261	6.246.447	47,25	6252,70	1,06E-02
AOPN	1.484.543	1.464.071	2.948.613	25,93	7088,01	5,24E-03
BURLO	468.209	53	468.263	22,30	2675,79	1,20E-06
CRO	1.188.004	n.d.	1.188.004	25,00	7920,03	
TOTALI	16.163.252	9.092.968	25.256.217	31,70	5327,19	

Tabella 4.13: Spesa Energetica e Indici per l'anno 2006 del SSR (Fonte: CSC)

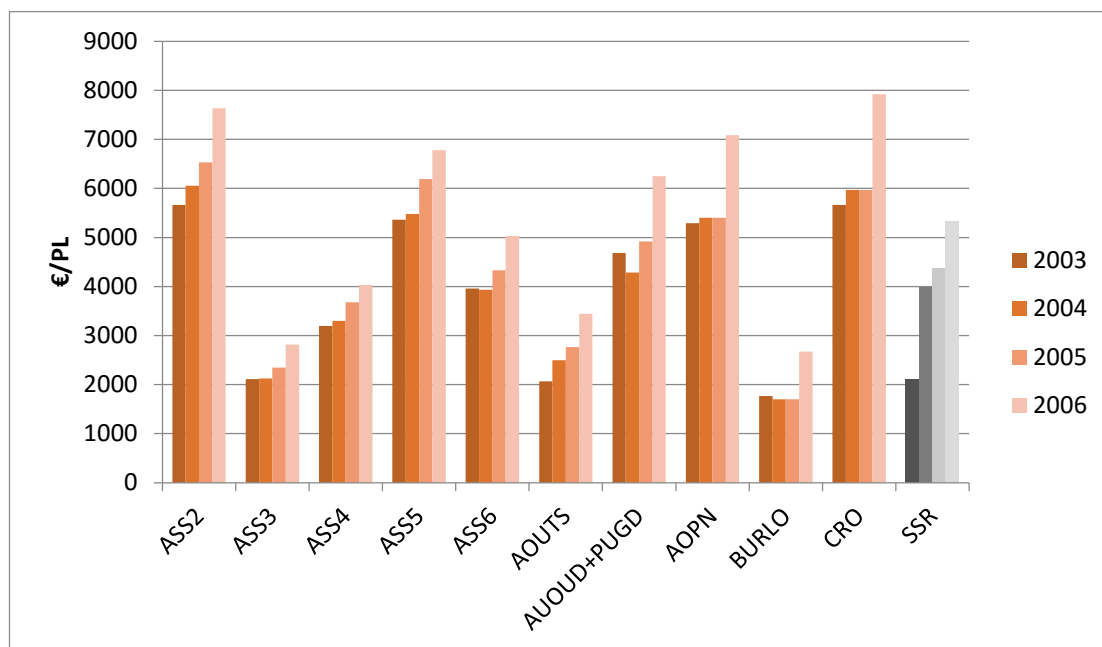


Figura 4.1.12: Istogramma della spesa energetica per posto letto annuo del SSR

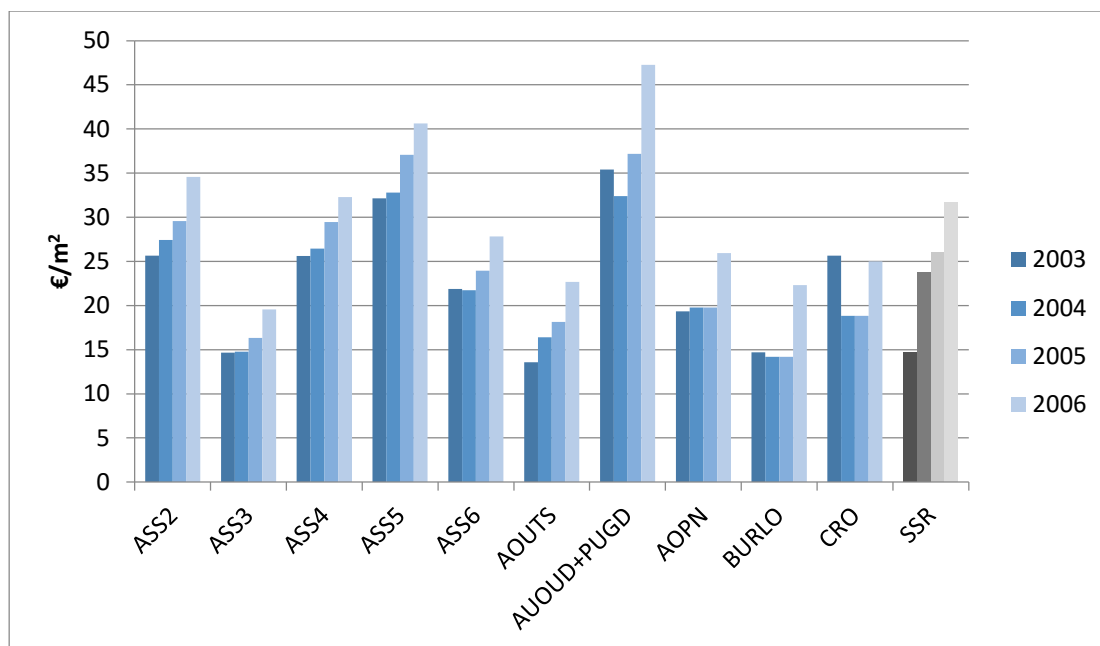


Figura 4.1.13: Istogramma della spesa energetica per metro quadro annuo nelle strutture del SSR

Si può rilevare come il trend di crescita della spesa energetica sia sufficientemente coerente, per cui è possibile dedurre che detto incremento è conseguente a cause esogene ai comportamenti individuali (anomalie parziali si hanno con le due strutture anche enti di ricerca, il CRO di Aviano e il Burlo-Garofalo).

4.3.1 Trend di crescita della spesa energetica

Più che all'ammontare assoluto di tali voci, tuttavia, è interessante analizzare l'andamento tendenziale di tali valori relativi al quadriennio 2003-2006: il trend di crescita della spesa energetica è di gran lunga superiore rispetto alle altre quattro voci precedentemente analizzate con percentuali superiori al 30% nel quadriennio considerato.

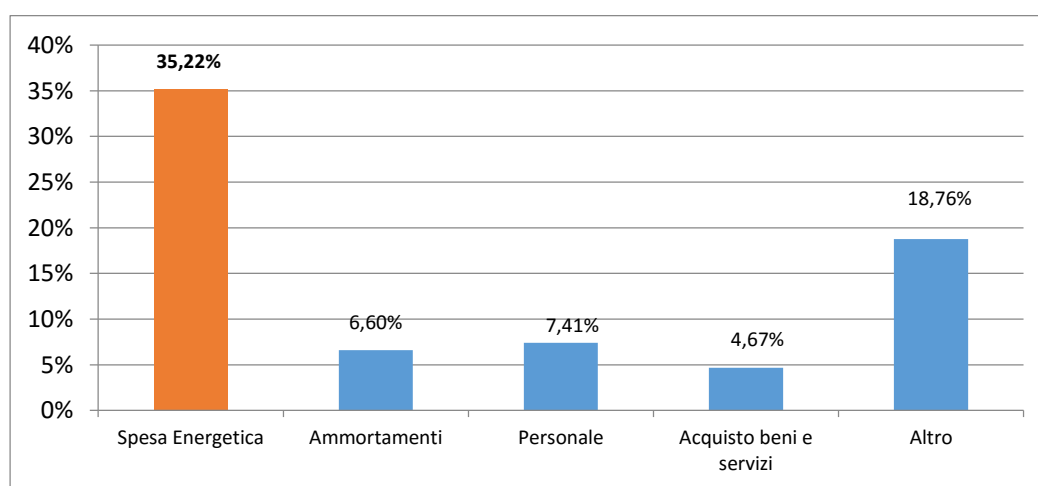


Figura 4.1.14: Istogramma del trend di crescita dei costi energetici rispetto alle altre voci del conto economico (Fonte: elaborazione CIFRA da dati CSC e Ministero della Salute)

Dal 2003 al 2006 la spesa energetica del Servizio Sanitario Regionale è passata da 18 a 24 milioni di euro, con un incremento medio annuo dell'8,3% annuo; tale trend di crescita è dovuto sia al miglioramento del servizio proposto, che condiziona anche l'apporto energetico necessario (in particolare il condizionamento estivo), ma anche dalla variabilità nel prezzo dei vettori energetici, delle configurazioni impiantistiche adottate e della crescente obsolescenze dell'impiantistica di conversione.

Secondo questa tendenza, anche ragionando in termini maggiormente cautelativi, un fabbisogno aggiuntivo di 2/2,5 milioni di euro all'anno dovrà essere previsto per soddisfare la crescente e scarsamente controllata spesa energetica del settore ospedaliero, fermo restando l'attuale configurazione tecnica e gestionale.

I dati tendenziali rilevati durante l'indagine sulle 20 strutture maggiormente energivore confermano le considerazioni appena effettuate. La spesa energetica totale del 2007 è stata stimata a partire dalle fatture dell'energia elettrica delle strutture del campione e considerando i dati percentuali storici di ripartizione fra spesa elettrica e termica. Le rilevazioni del 2007 individuano in 14,5 milioni di euro la bolletta elettrica delle strutture in esame, che, maggiorate del 10% per tener cautelativamente conto di tutte le altre strutture di appartenenza al SSR e considerando una ripartizione percentuale al 60/40 fra spesa termica ed elettrica (come da tabella precedente), si giunge ad un valore di spesa totale pari a 26,5 milioni di euro, in linea con le previsioni effettuate. Visto gli attuali prezzi del petrolio e valutato l'andamento di questo nel corso del 2008 (vedi box 1.1), non stupirebbe se i costi energetici del 2009 abbiano superato i 30 milioni euro annuali.

Tale dato impone una riflessione sull'importanza (non solo relativa, ma anche in termini assoluti) che tale spesa assumerà nei prossimi anni, per cui è necessario rivalutare attentamente le *azioni strategiche in tale settore in fase di stesura del Piano Sanitario Regionale*.

4.3.2 Potenzialità di riduzione della Spesa energetica.

Se i *consumi energetici complessivi* e i *consumi specifici* sono correlati ad aspetti tecnici riguardanti le strutture edili e impiantistiche e le relative modalità gestionali-contrattuali, i *costi* che ne derivano hanno una più ampia dipendenza da altri fattori rilevanti, quali la tipologia dei vettori energetici, il tipo di fonte energetica, le incentivazioni, il ricorso alle fonti rinnovabili, le accise, l'IVA, le ottiche di sistema.

In termini generali e qualitativi possiamo considerare la relazione

$$\text{Spesa tecnica} = \text{Consumo} * (\text{costo unitario} * \% \text{accisa}/100 * \% \text{IVA}/100) + \text{manutenzione} + \text{servizio}$$

Ogni intervento di razionalizzazione e riduzione dei consumi energetici, a parità di servizio reso, richiede generalmente degli investimenti che vanno coperti con i minori costi della nuova soluzione tecnica e/o gestionale.

$$\text{Spesa totale} = \text{Spesa tecnica} + \text{ammortamenti} + \text{costi generali}$$

Nel settore ospedaliero, le opportunità di riduzione dei consumi rispetto alla situazione tradizionale – e conseguentemente della relativa spesa – in ambito energetico sono state analizzate da diversi studi nazionali ed internazionali.

Per stato iniziale di spesa si intende quella riferita a strutture ospedaliere e impiantistiche antecedenti agli anni Duemila progettate, costruite e gestite senza una **particolare** attenzione al risparmio energetico e al contenimento dei costi. In altri termini le strutture ospedaliere tradizionali non sono dotate di isolamento termico specifico, di schermature estive, di controllo delle portate per i rinnovi di aria, recuperatori aria/aria, assenza di cogenerazione e di teleriscaldamento, assenza di fonti rinnovabili, assenza di forme gestionali con target specifici di risparmi energetici, assenza di azioni tese all'intercettazione di forme di incentivazioni normative (per il caso italiano: certificati bianchi, certificati verdi, riduzione delle accise e riduzione dell'IVA). Questa è in generale la situazione del

Friuli Venezia Giulia. Solo dopo il Duemila è cresciuta la tensione verso il risparmio energetica. Un segno importante di questa nuova predisposizione è la progettazione del nuovo impianto di trigenerazione dell’Ospedale di Udine, con rete di teleriscaldamento che si estende al di fuori del comprensorio ospedaliero.

Uno studio, effettuato dal “UK National Health Service” [6], il servizio sanitario nazionale del Regno Unito, ha individuato alcuni valori target di riduzione dei consumi energetici, sia per quanto riguarda il consumo termico (-15%) sia per quello elettrico (-30%).

Un’indagine, [3], della comunità europea (progetto EU–HOSPITALS, n°NNE5-2001-00295) su un campione di 5 ospedali localizzati in diversi paesi comunitari, quantifica in circa 42% (termico) e 47% (elettrico) le possibilità di riduzione dei consumi in tale tipologia di strutture.

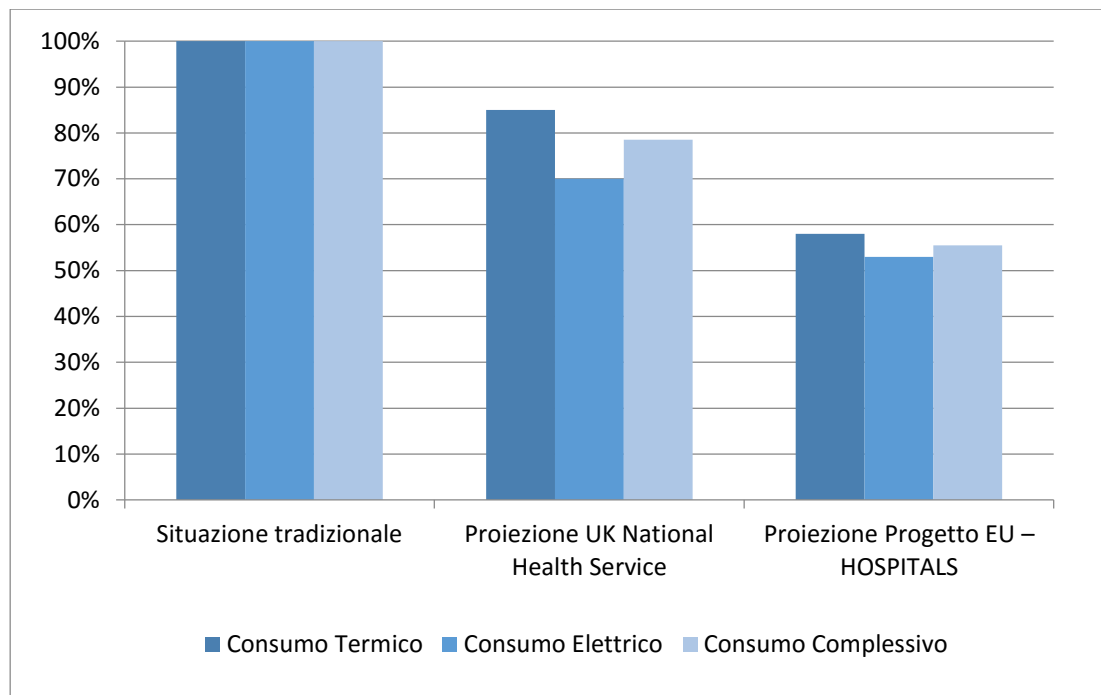


Figura 4.1.15: : Proiezioni di riduzione dei consumi termici ed elettrici dell'UK National Health Service e del Progetto EU- Hospitals

Con riferimento all’insieme delle strutture ospedaliere del FVG è possibile assumere che i costi dell’energia siano in prima approssimazione direttamente correlati ai consumi e che i costi dell’energia termica ed elettrica si equivalgano. Si può così sommariamente considerare un risparmio complessivo potenziale conseguibile del 22% secondo lo studio inglese e del 44% nel caso dell’indagine della Comunità Europea; pur considerando la significativa differenza tra i due dati sono evidenti i notevoli margini di miglioramento conseguibili.

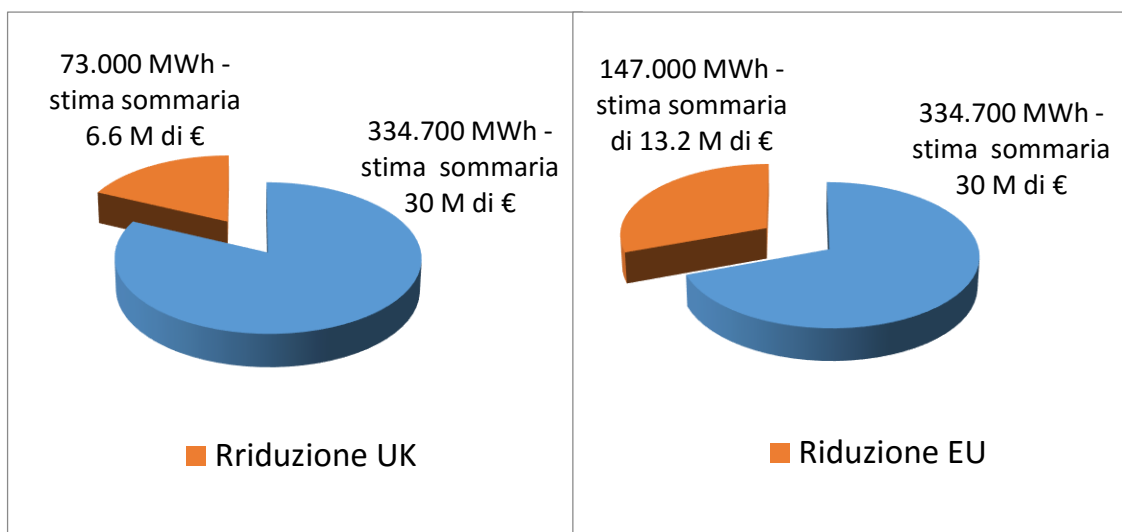


Figura4.1.16: Proiezione del risparmio energetico ed economico possibile nel SSR del Friuli Venezia Giulia per l'anno 2009 Giulia secondo gli studi UK National Health e EU Hospitals

E' possibile trovare una corrispondenza tra le proiezioni dell'UK National Health Service, del Progetto EU Hospitals e la modalità d'intervento: nel primo caso si parla di *intervento debole (non compensativo)*, nel secondo caso di *intervento forte (riduttivo)*. Oltre a questi si ritiene opportuna ipotizzare la presenza di un intervento intermedio di natura compensativa. Ognuno di questi interventi (che saranno illustrati più nel dettaglio nel capitolo seguente) porta ad uno scenario energetico differente. E' opportuno specificare come non si tengano in considerazione in questo caso i costi dovuti agli ammortamenti, ma si ritengono gli impianti a regime

4.3.3 Analisi generale: gli ospedali del Friuli Venezia Giulia ed il territorio

I servizi ospedalieri sono l'attività più energivora del settore civile sia in termini di valori di potenza installata ed assorbita sia in termini di energia erogata in ragione della continuità del servizio ed ovviamente in termini economici. Negli ospedali inoltre è in atto una progressiva richiesta di confort soprattutto nel periodo estivo con un aumento percentuale dei volumi condizionati e relativo incremento dell'energia assorbita (tale richiesta di maggior confort è una delle più significative cause di conflitto tra esigenze amministrative e tendenza alla riduzione dei costi). In genere, poi, **la zona cittadina che ingloba l'Ospedale e la più energivora della città** a cui è riservata un'attenzione particolare da parte dei Piani Energetici Comunali, previsti per le città sopra i 40.000 abitanti.



Figura 4.1.17: Area urbana del Comune di Udine e Centri Ospedalieri

Ad esempio, nel piano energetico del comune di Udine, viene specificato come fra le strutture pubbliche del comune, quelle sanitarie (Azienda Ospedaliera, Policlinico Universitario e Casa di Cura) comprendano quasi un terzo di tutti i consumi comunali (7.772 tep contro i 25.236 totali), come riportato nella tabella successiva. Se ciò è vero per la città di Udine, una situazione analoga si avrà per Trieste e Pordenone e in misura ancora maggiore per in centri minori, in ragione della minore antropizzazione.

Anno 2000	tep
Azienda Ospedaliera	6824.6
Casa di Cura "Città di Udine"	509.6
Policlinico	440.5
Università	2338.4
Provincia	2001.4
Regione	338.2
NET	1112.6
AMGA	3529.1
Amm.ne Comunale di Udine	6502.5
TOTALE ENTI PUBBLICI	23644.2
SAF	1592.4
TOTALI ENTI PUBBLICI + TRASPORTO	25236.5

Tabella 4.14: Consumi energetici degli Enti Pubblici del comune di Udine (da Piano Energetico Comunale, 2002)

Per tale ragione le conurbazioni interessate ad una possibile rete di teleriscaldamento cittadina devono includere anche poli energivori come gli ospedali. Questo tipo di intervento è di sistema, e richiede forte volontà politica e degli enti amministrativi. E' bene precisare che i vantaggi tecnici, ambientali, di minor

consumo ed economici sono per il territorio che potrà accedere al servizio calore a prezzi inferiori ai livelli di mercato attualmente praticati, particolarmente per l'ospedale che avrà costi di servizio di condizionamento estivo ed invernale significativamente più contenuti.

Coerentemente ai consumi anche i costi assumono un rilievo importante non solo in termini assoluti ma anche in termini relativi rispetto agli altri servizi in ragione degli elevati trend di crescita dei costi dei vettori energetici. In questo scenario il perseguimento dell'efficienza energetica diventa un obiettivo prioritario che coinvolge non solo le funzioni di Energy Management ma anche una serie di altre funzioni manageriali, che possono essere direttamente o indirettamente condizionate, nel perseguimento delle loro specifiche "mission" dalle ricadute delle strategie energetiche.

Tali strategie dovrebbero coinvolgere anche competenze esogene alle strutture ospedaliere come gli uffici energetici delle Province e dei Comuni ed i relativi programmi o piani territoriali, in particolare quando si è in presenza di fabbisogni intensi e localizzati che rendono fattibile la soluzione del teleriscaldamento. Una rete di teleriscaldamento è, infatti, una infrastruttura cittadina che mette in condivisione fisicamente generazione e assorbimento dei fabbisogni di più attività, e necessità della concertazione e della condivisione delle scelte fra i diversi attori coinvolti nel processo decisionale. La realizzazione di sistemi energetici territoriali che mettono in comune centrali di generazione e fabbisogni termici a servizio di più attività (ospedali, terziario, civile, ecc.) consente, a parità di servizio energetico reso, una riduzione dei consumi strutturali (fonti primarie) del 10-15% e l'accesso ad incentivazioni (certificati, crediti di emissione, riduzione delle accise, ecc.) ed una conseguente riduzione dei costi operativi in percentuali variabili dal 20% al 40%.

4.4 Classificazione degli interventi individuati in fase preliminare

Il trend attuale di crescita di costi (2-2,5 milioni di euro l'anno, l'8,3 % annuo) e consumi energetici **conferma la necessità di concertare interventi finalizzati a fronteggiare le dinamiche di crescita dei costi energetici sul medio/lungo periodo**: tali azioni, strettamente correlate, possono essere classificate, in linea del tutto generale ed in funzione del potenziale di riduzione (consumi-costi), in tre macro-categorie, individuate ipotizzando la suddivisione tre campi a partire dal potenziale di riduzione prospettato dallo studio UK National Service, che, come detto, risulta essere il più conservativo. Già in questo caso le prospettive di riduzione sono comunque sensibili:

1. **Interventi "deboli"**, di tipo non compensativo, che comportano quindi una riduzione dell'attuale trend di crescita, senza però incidere in modo significativo sull'andamento generale della spesa (interventi di tipo immediato); agli interventi di questo tipo si individua un potenziale di riduzione dei costi del 8%.
2. **Interventi "medi"**, di tipo compensativo, strutturali, che consentono il mantenimento dell'attuale spesa energetica, annullando il trend crescente e compensando l'aumento dei costi specifici attraverso azioni di tipo tecnico, organizzative e gestionali; questo tipo di interventi possono portare a risparmi nell'ordine del 16%.
3. **Interventi "forti"**, di tipo riduttivo, di sistema, la cui valenza tecnico/economica è tale da ridurre l'attuale trend di spesa e di riportare i valori regionali in linea con le attuali *best practices* del settore. Il potenziale di riduzione è qui stimato nel 24%.

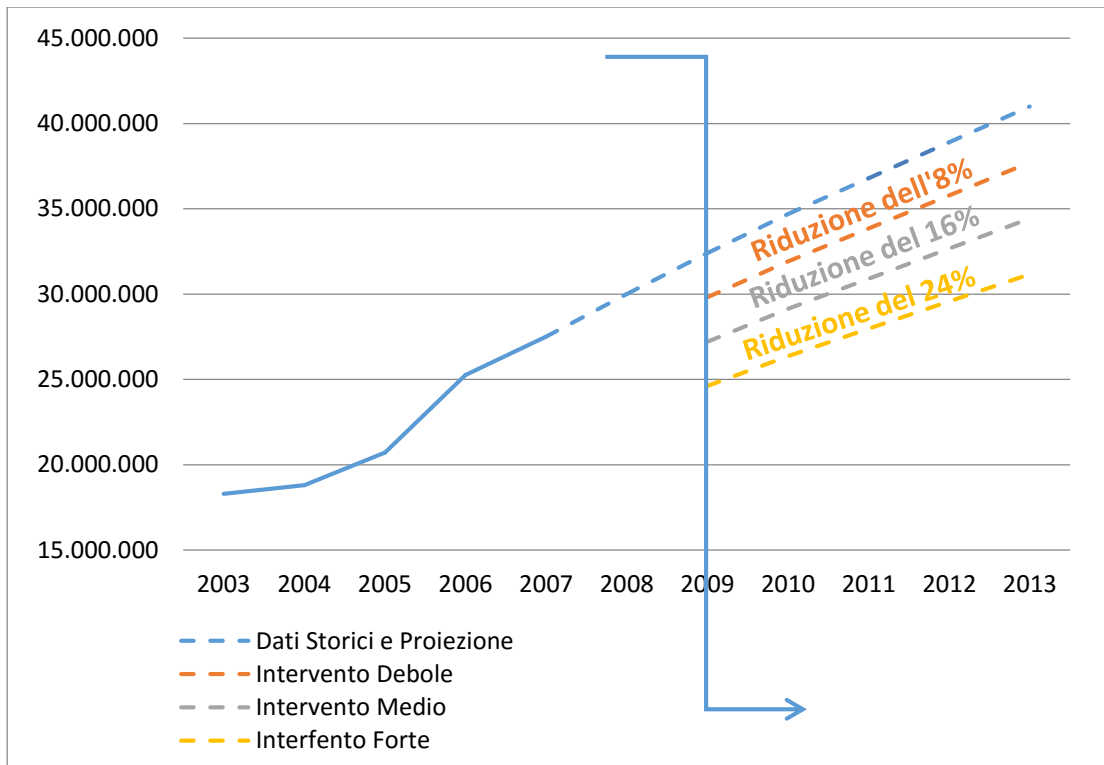


Figura 4.1.18: Andamento tendenziale della spesa energetica regionale attuale ed obiettivo a seconda del tipo d'intervento.

L'associazione dei vari tipi di intervento alla loro classificazione verrà effettuata nel capitolo 3.

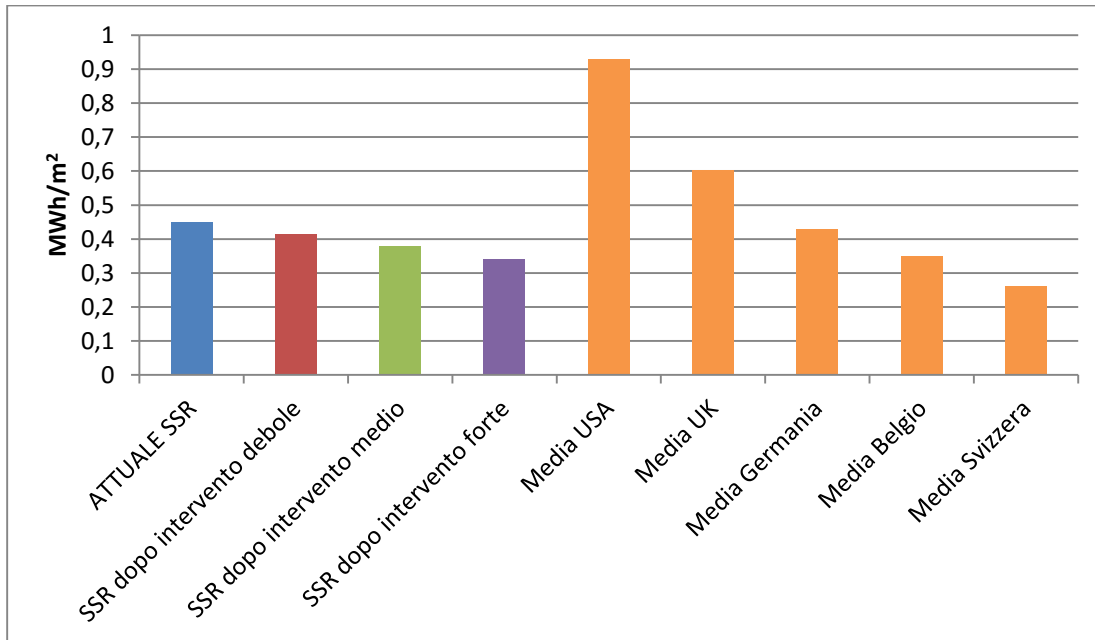


Figura 4.1.19: Istogramma degli indici di consumo specifici delle strutture ospedaliere del SSR per l'anno 2006 con proiezioni di riduzione a seconda dell'intervento (Fonte: CIFRA su 20 strutture campione)

Si nota come la media di consumo della Svizzera rimanga comunque molto inferiore ai consumi del nostro Sistema Ospedaliero a fronte di interventi "forti". Tenuto inoltre conto delle condizioni meteo climatiche più rigide della Svizzera ci si rende conto di come i margini di miglioramento siano notevoli.

Le elaborazioni effettuate fino ad ora, inoltre, non tengono conto dell'andamento del prezzo del petrolio, altamente variabile ma certamente crescente (vedi box 1.1). Osservando l'andamento [9] dei costi energetici dal 2006 al 2009, si osserva come l'impatto sulla spesa energetica sia variabile ma destinato ad aumentare.

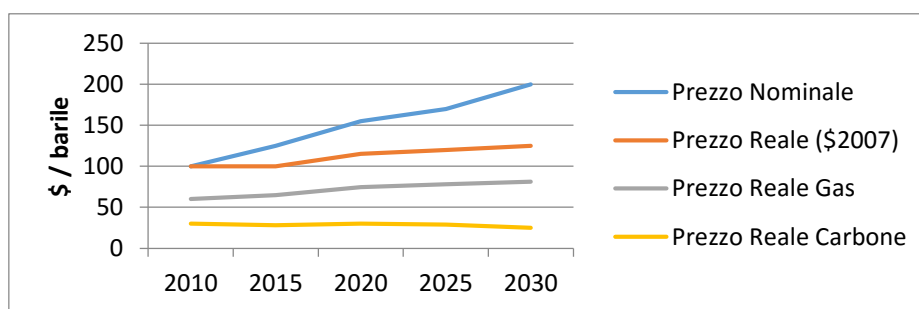
BOX 1.1: Il prezzo dei combustibili fossili [1]

Appare particolarmente problematico prevedere quali possano essere i prezzi futuri dei combustibili fossili, nel lungo periodo ma anche in scenari distanti pochi anni. Il *World Energy Outlook 2008* della IEA (International Energy Agency) mette bene in chiaro questo, e afferma come le proiezioni di questi siano "profondamente incerte" e non dovrebbero "essere prese come previsioni" ma solo "in relazione al bilancio globale di domanda e offerta".

Petrolio. Questo vale particolarmente per il petrolio, i cui prezzi dimostrano una enorme volatilità e rapidità, basti vedere il recente aumento nel corso del 2008 (punta di oltre i 140 \$ al barile) e le note crisi degli anni '70 o il tracollo dei prezzi del 1986. La IEA stima la possibilità che i prezzi nominali del petrolio greggio al barile possano arrivare a 125 \$ nel 2015, per poi subire un incremento deciso dovuto alla crescita dei costi marginali della fornitura, 150 \$ nel 2020, e costante fino ai 200 \$ nel 2030. E' evidente come fattori quali gli investimenti nel settore, l'andamento della valuta dollaro, e altri contingenti possano stravolgere la predizione.

Gas naturale. Il prezzo del gas rimane fortemente legato a quello del petrolio, sia direttamente attraverso l'indicizzazione delle clausole nei contratti a lungo termine di fornitura sia indirettamente attraverso la competizione tra gas e petrolio nella generazione di energia e mercati finali. Per questo si prevede che il rapporto di prezzo petrolio-gas sia destinato a rimanere costante, nonostante l'aumento dei prezzi del gas avvenuto recentemente, in particolare sul mercato statunitense ed europeo. Anzi, è previsto che il gap tra prezzo del gas e prezzo del petrolio aumenti nei paesi OCSE, assestandosi a valori compresi tra 0.6 e 0.8.

Carbone. I prezzi del carbone sono aumentati negli ultimi anni, passando nei paesi OCSE dai 42\$ alla tonnellata del 2003 ai 73\$ del 2007, questo per la crescente produzione industriale e domanda energetica di paesi come Cina e India. Si prevede una crescita fino a 120\$ per tonnellata fino al 2010, e poi un decremento (110\$) quando nuove capacità di trasporto e scavo diventeranno disponibili. E' presumibile immaginare come l'immissione di tasse e dazi di natura ambientale possano influire notevolmente sui prezzi finali del carbone.



4.5 Obiettivi generali

Date tutte le considerazioni effettuate nel capitolo precedente (tonnellaggio di CO₂, rilevanza del SSR per quanto riguarda la percentuale sul totale dei consumi energetici, trend di crescita, possibilità di riduzione a seconda di diverse tipologie di intervento) è ora opportuna una sintesi che definisca il dominio di azione degli interventi e le potenzialità di risparmio.

4.6 Aree di interesse

L'attuale Piano Sanitario Regionale non considera specificatamente le tematiche energetiche e ambientali e, in particolare, non riporta strategie tese alla riduzione dei consumi e dei costi del sistema energetico. Un obiettivo di questa indagine è di fornire delle indicazioni strategiche relative a tale, sempre più rilevante e ineludibile contesto, riguardo ad aree come:

4.6.1 Area Organizzativa e Gestionale

1. Inserimento della problematica energetica nel Piano Sanitario Regionale con relativi indirizzi strategici in ragione della loro specificità tecnica, economica e gestionale, e previsione dei documenti attuativi.
2. Riorganizzazione delle competenze in materia di consumi e costi energetici (Agenzia per la Sanità, Centro Servizi Condivisi, singole strutture ospedaliere).
3. Introduzione di una nuova figura professionale, L'Energy Manager del Sistema Ospedaliero, di rilevante competenza tecnica ed economica, con competenza sull'intero sistema ospedaliero inteso come bacino energetico diffuso.
4. Inserimento del Bacino Energetico Diffuso nei Programmi Regionali Operativi (PRO) previsti nel nuovo Disegno di Legge Regionale in Materia di Energia all'articolo 5 ed impostazione di questi per le strutture ospedaliere sia in termini generali come tipologia di attività, sia in termini specifici e combinati (attività e tecnologia) come ad esempio la cogenerazione, l'utilizzo del fotovoltaico dove possibile, la diversificazione delle fonti ecc.
5. Inserimento nei PRO di interventi di sistema in stretta correlazione con le caratteristiche del territorio, in termini di generazione energetica considerare le biomasse legnose, gli oli e le filiere corte, utilizzando biomasse locali legnose e oli in particolare per le strutture ospedaliere prossime alle aree montane. In termini di utilizzo le reti di teleriscaldamento in aree caratterizzate da forti consumi energetici termici (conurbazioni e zone industriali).

4.6.2 Area Monitoraggio e Pianificazione

1. Inserimento di strumenti di monitoraggio dei consumi e dei costi energetici complessivi per ogni singola struttura del SSR a livello di consumo di fonti e di assorbimento delle strutture.
2. Monitoraggio dei costi dei servizi energetici per tipologia per singola struttura e dell'insieme di strutture.
3. Protocollo delle attività da assegnare ad un Energy Manager del Sistema Ospedaliero e misurazione performance in termini gestionali, tangibili ed intangibili.
4. Istituire un programma di controllo da assegnare ad un Energy Manager del Sistema Ospedaliero.
5. Analisi dei trend e bilanci previsionali in assenza di azioni coordinate e di indirizzo.
6. Pianificazione/programmazione degli interventi, con particolare riferimento alla pianificazione dei PRO.

4.6.3 Area Azioni e Misura delle Azioni

1. Tipi di interventi.
2. Rapporti sintetici sugli interventi effettuati.
3. Misura degli interventi.
4. Rilevazioni di impatto ambientale attuale/previsionale.

4.6.4 Area documentazione tecnica

1. Nuove modalità comportamentali generali in relazione ai nuovi obiettivi strategici.
2. Nuove regolamentazioni specifiche con il supporto di manuali sintetici ad uso delle amministrazioni e del personale tecnico.
3. Tipologia ed analisi critica delle migliori tecnologie disponibili sul mercato (*Best Application Technologies*, BAT);

4.6.5 Area Contratti e Modelli Organizzativi

1. Tipologia ed analisi critica dei modelli contrattuali.
2. Tipologia ed analisi critica dei modelli organizzativo/gestionali.

4.7 Modellizzazione del Sistema

In termini esclusivamente tecnici la spesa energetica di una generica struttura ospedaliera i (S_i), è data dal prodotto dei consumi totali (C_i) e dal prezzo unitario dell'energia consumata (P_{u-i}): tale relazione generale è valida sia per quanto riguarda i consumi termici, sia per quelli elettrici.

$$S_i = C_i \cdot P_{u-i}$$

Dunque, in linea generale, la leva su cui agire per la riduzione di tale voce di spesa a parità di fabbisogni è duplice:

1. Ridurre i consumi di energia primaria;
2. Intercettare riduzioni del prezzo unitario dell'energia.

Soffermandosi inizialmente sulla prima voce, la riduzione dei consumi energetici è direttamente correlata al rendimento globale d'impianto, cioè alla capacità della i -esima struttura di convertire in modo efficiente l'energia primaria in energia utilizzabile per garantire il servizio richiesto dall'utenza finale.

Il rendimento globale dell'i-esima struttura dipende principalmente da 5 processi:

1. L'approvvigionamento di combustibile primario e l'allacciamento alla rete elettrica nazionale;
2. La conversione primaria nel sistema di generazione termica centrale e la conversione MT/BT per quanto concerne l'energia elettrica;
3. Il trasporto/distribuzione nella rete interna verso le utenze finali;
4. La conversione energetica delle utenze finali
5. Copertura dei fabbisogni.

Tale relazione risulta utile per ricordare come, per ridurre i consumi energetici di una struttura, non basti agire solo sulla componente generativa, ma sia necessario considerare il sistema nel suo complesso: l'analisi energetica delle strutture edilizie non deve soffermarsi sull'efficienza di generazione, ma deve considerare l'impiantistica nel suo complesso, dalle trasformazioni primarie alle utenze finali.

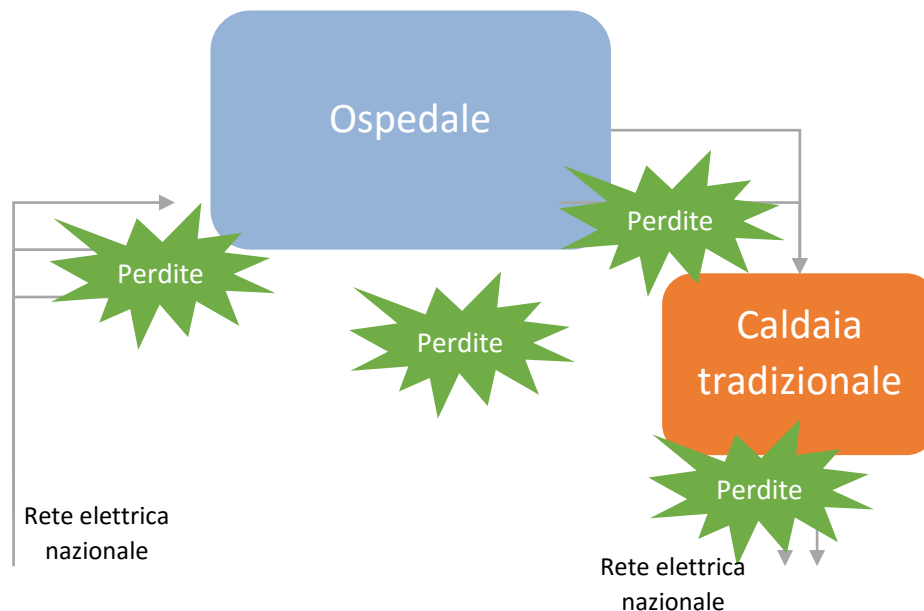


Figura 4.1.20: Perdite energetiche nella rete di distribuzione ospedaliera

Risulta altrettanto necessario tener conto che un'operazione di riduzione dei consumi energetici non può prescindere da una contabilizzazione ed un monitoraggio continuo dei diversi carichi all'interno di ogni singola struttura ospedaliera.

Inoltre, come accennato in 0 si ritiene che i canonici indici utilizzati per valutare l'efficienza delle strutture ospedaliere non siano sufficienti a dare una visione veritiera del sistema. E' opportuno perciò raffigurare (Tabella 15) quali siano i livelli che descrivono tutta la struttura, dai vettori energetici fino alle utenze, considerarne gli output principali ed in seguito ideare un sistema di monitoraggio che permetta la parametrizzazione di più indici da utilizzare per la valutazione del sistema.

Non è infatti possibile definire le strategie per il risparmio energetico se prima non si dispone di una mappatura dei consumi.

Questo comporta una scelta nella individuazione delle diverse tipologie di parametri da iniziare a monitorare per raccogliere una serie di informazioni sufficienti alla stesura di un piano che permetta, come risultato finale, una gestione energetica funzionale ed economica.

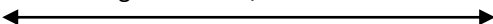
Si considerano pertanto i seguenti macro raggruppamenti:

- Energia elettrica
- Energia termica (caldo / freddo)
- Trattamento aria
- Trattamento acqua
- Sicurezza

Nella maggior parte dei casi si conoscono i valori energetici in ingresso, ma non come questi si ripartiscono fra le diverse e molteplici utenze e nemmeno con quali distribuzioni nell'arco del giorno, mese, anno.

Pertanto ogni segnale, identificato ad una determinata grandezza, dovrà essere elaborato per ottenere in uscita quanto necessita ai fini della stesura di una mappa dei consumi.

Tabella 15: Livelli costituenti l'apparato energetico del SSR

LIVELLO	VETTORI ENERGETICI	GENERAZIONE		DISTRIBUZIONE	STRUTTURE
DESCRIZIONE	1. Non rinnovabili - Gas Naturale - Gasolio - Nafta 2. Rinnovabili - Solare termico - Fotovoltaico - Biomasse	Diretta	Indiretta	- Accumuli (a monte) - Rete/i di distribuzione -	- Posizionamento edificio/i - Materiali in uso - Coibentazione
		- Caldaie - Cogeneratore - Gruppi elettrogeni - Gruppi frigo - Gruppi di sicurezza	- Assorbitori - Pompe di calore		
	3. Elettricità dalla rete	Sistema di regolazione degli impianti		Sistema di regolazione della rete	
OUTPUT PRINCIPALI	Consumi di energia primaria	Taglia degli impianti, caratteristiche, rendimenti, localizzazione dei sistemi di generazione, ecc.		Dimensione degli accumuli, estensione della rete, localizzazione delle strutture, ecc.	Dimensioni (superfici e volumi), planimetrie, giudizi sintetici.
	Contabilità dei consumi	Efficienza del sistema di generazione/distribuzione 		Contabilità dei consumi	

4.7.1 Energia Elettrica

Partendo dal presupposto che il kWh è un indicatore energetico e tenendo anche presente del fattore di contemporaneità, sappiamo che ogni singola utenza ha un ciclo dei consumi difficilmente costante ed uniforme; pertanto i segnali legati a grandezze elettriche specifiche possono servire a monitorare ogni singola utenza a valle del punto di consegna.

Le linee di alimentazione per la forza motrice e l'illuminazione, sui singoli quadri di distribuzione per ogni reparto, sono quindi i veicoli di utilizzo dai quali prelevare i suddetti segnali.

4.7.2 Energia Termica

Normalmente il fabbisogno termico invernale ed il raffrescamento estivo vengono prevalentemente coperti dagli impianti tecnologici della centrale termica (caldaie) e dai gruppi di climatizzazione.

Quindi vapore (quando necessario), acqua calda ed aria sono i principali vettori utilizzati per scambi termici destinati al fabbisogno delle molteplici utenze all'intero del complesso ospedaliero.

Anche in questo contesto non sono riportate strategie per il monitoraggio delle grandezze legate all'energia termica suddivise per singoli reparti e quindi risulta alquanto difficile pianificare una politica energetica sui consumi e possibili risparmi.

Dal punto di vista impiantistico troviamo linee di distribuzione coibentate per il trasporto dell'acqua calda e dell'eventuale vapore mentre per l'aria si dispone delle canalizzazioni standard.

Quindi flussostati, sonde termiche, pressostati, misuratori di portata sono alcuni dei molteplici strumenti i cui segnali, opportunamente controllati e rilevati, possono servire allo scopo di cui precedentemente accennato.

L'automazione ha il compito di controllo del processo nelle diverse fasi di attuazione ed elaborare un rendimento ottimale per l'intero sistema, che nel caso specifico si può tradurre nell'utilizzo al meglio degli impianti e delle strutture da questi servite.

Nella centrale termica si devono conoscere non solamente i m³/h di gas metano consumati alla bocca dei bruciatori, ma:

- come si ripartiscono per singola caldaia e con quale andamento nel tempo
- con quale fabbisogno termico ogni singolo sito interviene nei consumi
- come sono determinate le temperature di esercizio
- come possono condizionare le dispersioni termiche degli edifici i rispettivi consumi
- quanto sono energivori i reparti definiti importanti e critici per la loro operatività

Analoghe considerazioni si possono riportare per il trattamento dell'aria.

4.7.3 Centrale Compressori

Normalmente non presentano particolari situazioni di criticità e non richiedono interventi di automazione e controllo ben definiti anche perché già, nella loro configurazione, tali caratteristiche sono intrinseche.

Dove non previste andrebbero valutate opportune centraline di parallelo, dove esistono due o più compressori, che permettono di modulare il funzionamento della macchina in relazione alla minor richiesta di aria mettendo così a riposo uno dei compressori riducendone le ore di lavoro ed i conseguenti consumi.

4.7.4 Acqua

È una risorsa molto importante, anche se per ora a costi contenuti, ma da non trascurare nel modo con il quale viene utilizzata. Un'attenta politica dei consumi e quindi della sua gestione nei diversi impianti nei quali viene impiegata si inserisce a pieno titolo sulle argomentazioni sopra trattate.

L'alimentazione ed il controllo sugli spunti delle motopompe, le condizioni di tenuta delle linee di servizio compreso l'antincendio, i consumi sugli impianti tecnologici sono una parte delle misure da prendere in considerazione mediante una rete di gestione di segnali legati alle funzioni sopra esposte.

Quindi grandezze elettriche (tensione, corrente, potenza), idrauliche (flussostati, manometri, sonde termiche...) permettono una elaborazione di segnali da controllare e monitorare secondo specifiche richieste.

4.7.5 Sicurezza

Nelle strutture ospedaliere riveste particolare importanza la continuità del servizio nell'erogazione energetica che deve essere riservata ad alcuni reparti particolarmente sensibili e di priorità assoluta. Per questo motivo un sistema adeguato per la sicurezza non deve essere trascurato.

4.7.6 Definizione del sistema di monitoraggio

Si rende quindi necessario un sistema che permetta di rilevare i parametri legati alla rete di distribuzione energetica ed al fabbisogno delle singole utenze, per interfacciarli con la parte impiantistica generale.

La metodologia applicativa si potrebbe pertanto sviluppare nel seguente modo:

- ispezione e sopralluogo preventivo
- censimento impiantistico
- mappatura dei fabbisogni energetici

- parametri da monitorare
- descrizione del sistema proposto

E' dunque così possibile sviluppare una configurazione di come si potrebbe sviluppare l'architettura per un sistema di automazione e controllo, ribadendo l'importanza dell'utilizzo per la gestione e trasmissione dei segnali dell'impiego delle fibre ottiche.

I simboli riportati in figura:

Simboli	Descrizione
RIO	Remote I/O
PDP	Connessione di conversione segnale fibra ottica
ETH	Switch
FO	Cavo fibra ottica
CU/FO	Convertitore segnale rame/fibra ottica

Tabella 16: Simboli esplicativa della rete di monitoraggio

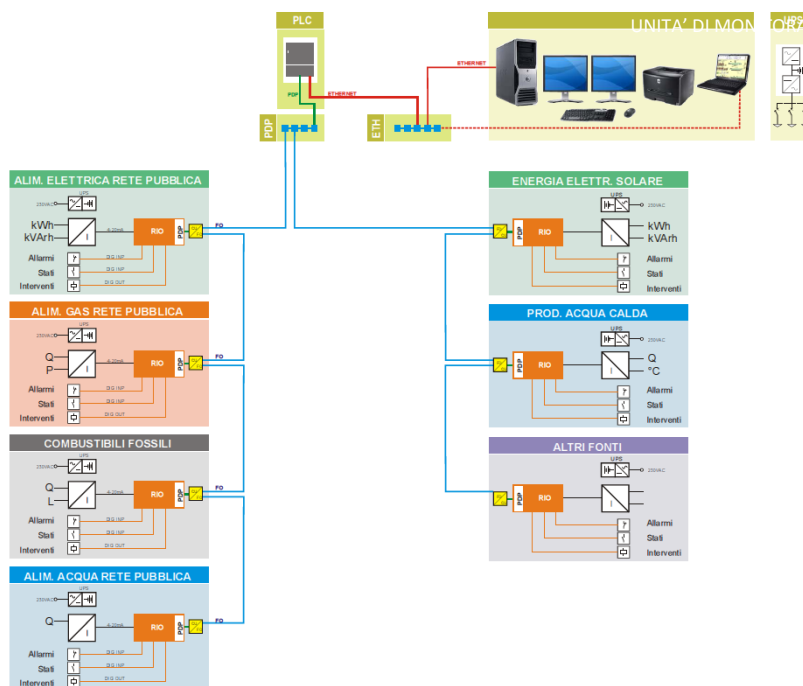


Figura 4.1.21: Possibile struttura del sistema di monitoraggio prestazione del SSR

4.8 Interventi per il risparmio energetico

Oltre ai criteri di tipo quantitativo, gli interventi attuabili per ridurre i consumi e la spesa energetica del settore ospedaliero possono essere classificati in funzione delle possibili interazioni con il territorio circostante. Secondo tale criterio, gli interventi si classificano in due gruppi:

1. Interventi di tipo “endogeno”, la cui portata è limitata all’interno della singola struttura ospedaliera;
2. Interventi di tipo “di sistema”, che prevedono interazioni di diverso grado con il territorio adiacente alla singola struttura ospedaliera (come prospettato in 4.6.1 al punto 5).

Va inoltre sottolineato come queste due classificazioni siano strettamente correlate, per cui ad interventi di tipo “di sistema” corrispondono interventi “forti” di tipo riduttivo, come esemplificato nella tabella successiva.

Potenziale di Riduzione della spesa	Portata dell'Intervento	Esempi
Debole – non compensativo	Endogeno	Interventi sull'impianto di illuminazione, inverter, miglioramento dell'isolamento.
Medio – compensativo	Endogeno	Impianti di cogenerazione/trigenerazione, interventi sulla struttura edile.
Forte – riduttivo	Di Sistema	Reti di teleriscaldamento, accordi di settore/filiera.

Tabella 17: Classificazione degli interventi correttivi in funzione del potenziale di riduzione della spesa e della portata dell'intervento

In questo elaborato ci si soffermerà maggiormente sugli interventi forti, ma opportuno accennare a quali potrebbero essere gli interventi di tipo medio e debole all'interno delle singole strutture.

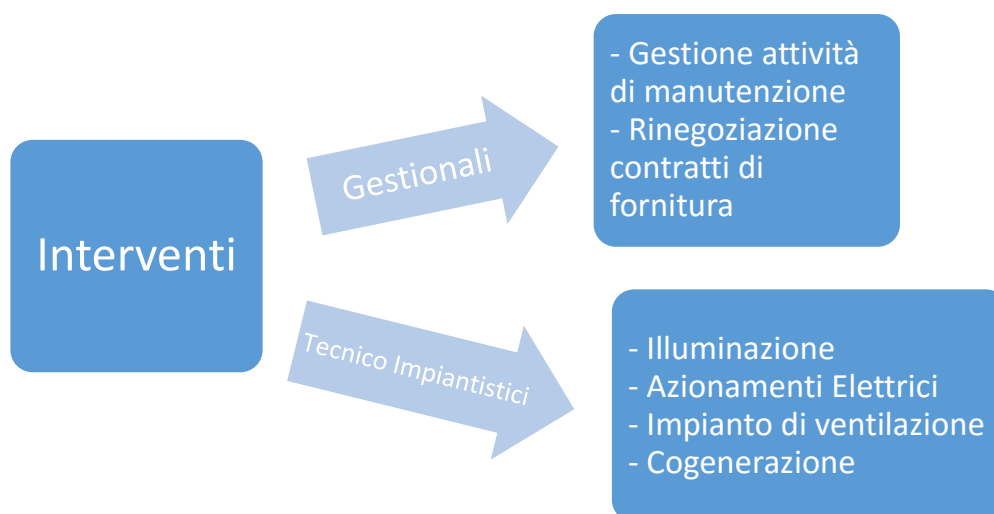


Figura 4.1.22: Possibilità di intervento interno per le strutture del SSR

Gli interventi di natura tecnico impiantistica possono riguardare, ad esempio :

- **Impianto cogenerativo:** l'installazione di un impianto di cogenerazione consente un risparmio della fonte primaria di energia dell'ordine del 35-40%. L'ammortamento di tali impianti avviene generalmente nell'arco di 4-8 anni e risultano economicamente convenienti nelle strutture con un numero di letti superiore alle 200 unità e con un utilizzo di almeno 5000 ore all'anno.

- **Impianto cogenerativo/rigenerativo con reti di teleriscaldamento:** l'ampliamento dell'impianto cogenerativo ad una rete di riscaldamento per utenze prossime presenta una migliore efficienza e notevoli agevolazioni economiche, come illustrato in 4.10.
- **Impianto rigenerativo:** attraverso l'utilizzo di un rigeneratore è possibile ridurre i consumi dovuti alla produzione del freddo del 35-40%, consentendo, inoltre, una riduzione sostanziale delle emissioni di sostanze inquinanti ed un azzeramento delle perdite dovute al trasporto di fonte primaria.
- **Impianti cogenerativo/rigenerativo con e senza rete di teleriscaldamento con alimentazione a biolio vegetale o animale:** l'utilizzo di bio olio permette di sfruttare al meglio eventuali risorse locali, comportando importanti sinergie tra rese energetica e territorio
- **Impianto rigenerativo:** la rigenerazione permette di ottenere acqua refrigerata per il condizionamento o per i processi industriali, con vantaggi nella riduzione dei costi dell'energia primaria, riduzione dei costi di gestione, maggiore energia elettrica disponibile e un migliore utilizzo del calore in esubero.
- **Impianti geotermici:** gli impianti di climatizzazione con pompe di calore geotermiche alimentati da sonde verticali permettono di fornire agli edifici il riscaldamento ed il raffrescamento, ed eventualmente la produzione di acqua calda sanitaria
- **Impianti a portata variabile:** gli impianti di ventilazione a portata variabile hanno una gestione più flessibile ed elastica, permettendo una più oculata distribuzione dei consumi.
- **Recuperatori di calore aria aria:** mediante l'utilizzo di scambiatori di calore aria è possibile recuperare una frazione consistente del calore sensibile dell'area estratta. Un recuperatore aria aria risulta particolarmente idoneo per aree di ristorazioni e uffici.
- **Impianto fotovoltaico:** un impianto fotovoltaico consente un risparmio di combustibili fossili e un azzeramento delle emissioni di CO₂. L'utilizzo di tale impianto permette inoltre all'azienda di fruire di incentivi statali quali conto energia.
- **Impianto solare termico:** in strutture come quelle ospedaliere è consigliato l'utilizzo di impianti solari di grandi dimensioni capaci di coprire fino all'80% del fabbisogno termico, con conseguente risparmio economico.
- **Impianti termici ad alto rendimento:** attraverso il rinnovo o l'installazione di nuove caldaie ad alto rendimento è possibile ridurre notevolmente il consumo di fonte primaria. Al fine di raggiungere il maggior risparmio energetico è consigliato l'utilizzo di caldaie a condensazione.
- **Impianti frigoriferi ad alto COP:** l'installazione di nuovi impianti frigoriferi ad alto COP (Coefficient of Performance) unita ad una corretta taratura del funzionamento dell'impianto (controllo temperatura, umidità) consente un importante risparmio dal punto di vista sia economico sia ambientale.
- **Ventilazione naturale/ibrida:** è possibile ridurre il carico dell'impianto di ventilazione dell'impianto di condizionamento attraverso l'utilizzo della ventilazione naturale. Un ottimo compromesso fra ventilazione meccanicamente assistita e naturale è la ventilazione ibrida, il cui impianto meccanico entra in funzione solamente quando le condizioni climatiche non sono idonee a garantire portate d'aria adeguate.
- **Verifica coibentazioni:** il controllo di fenomeni quali ponti termici, formazione di condensa causata dall'eccesso di umidità, consente di mantenere inalterate le caratteristiche del materiale coibente.

- **Isolamento termico strutture:** è possibile ridurre le perdite termiche dell'edificio e sfruttare l'inerzia termica delle murature tramite l'adozione di strumenti quali isolamento e cappotto (riguardante l'intero edificio), isolamento di tetti e solai. La scelta dei materiali coibenti diventa di primaria importanza al fine di raggiungere un livello di isolamento ottimale.
- **Sostituzione di porte e finestre:** la sostituzione di porte e finestre dotate con serramenti in grado di garantire dispersioni contenute sia dal punto di vista conduttivo che da quello della tenuta dell'aria consente di ridurre le perdite termiche di un edificio. E' consigliato l'utilizzo di vetri doppi con trattamento selettivo, riempiti con gas a bassa conduttività. La proprietà di selettività consente di bloccare la maggior parte della radiazione infrarossa in ingresso in estate ed in uscita in inverno senza compromettere in maniera significativa l'apporto di luce naturale.
- **Interruttori automatici:** la scelta di interruttori automatici permette di ridurre i tempi di accensione non utili, consentendo di porre rimedio ad uno spreco causato dalla scarsa attenzione di personale o dell'utenza nei confronti del risparmio energetico.
- **Sistemi di illuminazione ad alta efficienza:** l'illuminazione artificiale rappresenta quasi il 12% dei consumi finali di energia elettrica all'interno di una struttura ospedaliera. E' possibile ottenere un risparmio energetico convertendo le lampade ad alto consumo energetico, come quella ad incandescenza, con lampade a scarica elettrica in gas e lampade a led a maggiore efficienza energetica.
- **Motori a velocità variabile:** una scarsa efficienza ed un utilizzo a regimi costanti dei motori elettrici si ripercuotono considerevolmente sui costi energetici aziendali. Per ridurre gli sprechi energetici è d'obbligo l'utilizzo di motori ad alta efficienza e velocità variabile; oltre a garantire un risparmio dell'ordine del 35%. L'utilizzo di tali motori è agevolato dal punto di vista fiscale.
- **Controllo automatizzato impianti:** attraverso l'utilizzo di strumenti per il controllo automatizzato come ad esempio termo-regolarizzatori, contabilizzatori di consumi e sensori entalpici è possibile beneficiare di una riduzione dell'energia necessaria al riscaldamento di circa il 20% e della riduzione dei costi manutentivi.
- **Rifasamento del carico elettrico:** rifasando il carico elettrico dell'impianto è possibile aumentare il fattore di potenza consentendo una riduzione del valore di energia reattiva circolante sulla rete. Rifasare l'impianto in base alla reale energia necessaria consente di ridurre i consumi energetici e ottenere benefici dal punto di vista economico, date le penali imposte dal gestore energetico.

Mentre dal punto degli accorgimenti di natura gestionale si può trovare:

- **Verifica manutenzione impianti termici-elettrici:** il risparmio energetico ed economico della manutenzione è dato dalla possibilità di mantenere gli impianti ad un livello di efficienza costante. E' consigliata una manutenzione preventiva sull'intera impiantistica.
- **Regolazione della temperatura ambientale:** sprechi energetici nascono dalle possibili temperature eccessive impostate nelle strutture ospedaliere. Con il vincolo di rimanere all'interno del range termico imposto dalle normative, il semplice abbassamento di 1 °C della temperatura può portare ad un risparmio energetico del 5-8%.
- **Verifica condizioni contrattuali di fornitura:** una accurata verifica delle condizioni contrattuali di fornitura attuate dal distributore locale di energia elettrica è in grado di fornire una stima delle potenzialità di risparmio energetico per quanto concerne l'approvvigionamento elettrico.

- **Formazione personale:** sensibilizzare il personale alla causa del risparmio energetico può consentire di ridurre gli sprechi energetici dovuti ad un utilizzo non ottimale delle apparecchiature mediche, dell'impianto di illuminazione e di riscaldamento, consentendo con un intervento a costo zero di ottenere dei benefici economici.
- **Domotica e Building Automation:** particolarmente indicato per le strutture ospedaliere sembrano essere sistemi di domotica e building automation, dove si opera in un contesto in cui esigenze cliniche (sistemi di allarmi, supervisione, comunicazione tra il personale), umane ed ambientali (disabili, comfort dei pazienti, locali con particolari condizioni igieniche) e di sicurezza (sistemi di videosorveglianza e controllo accessi) si possono accompagnare all'ottimizzazione dei consumi e alla riduzione degli sprechi energetici attraverso un sistema coordinato di rilevamento
- **Outsourcing servizi non core:** effettuando una attenta analisi dei costi sui servizi, quali ad esempio lavanderia, cucina e sterilizzazione, è possibile scegliere la soluzione economicamente più vantaggiosa tra l'outsourcing di suddetti servizi e lo svolgimento delle mansioni all'interno della struttura ospedaliera.
- **ESCo:** affidarsi alle società di servizi permette l'attuazione di un piano di risparmio energetico anche in assenza di risorse economiche sufficienti. Le ESCo (Energy Service Company) infatti, forniscono le disponibilità finanziarie necessarie alla realizzazione dell'intervento desiderato, liberando l'azienda ospedaliera anche dalle problematiche connesse alla gestione e manutenzione dell'impianto.
- **Monitoraggio dei consumi:** attraverso il monitoraggio e contabilizzazione dei consumi energetici la direzione è in grado di intervenire tempestivamente in caso di eccessi o malfunzionamenti, limitando in questo modo lo spreco energetico.

E' opportuno classificare gli interventi a seconda che facciano riferimento ad opportunità al livello delle fonti energetiche o nelle strutture impiantistiche, e valutare se siano di natura endogena alla singola struttura, o esogena in modo da coinvolgere l'intero sistema: inoltre in **Figura 4.1.243** si indica quali sono i possibili interventi, e in Tabella 18 le agevolazioni fruibili, mentre la **Figura 4.1.24** esplica le forme di finanziamento disponibili per i diversi livelli.

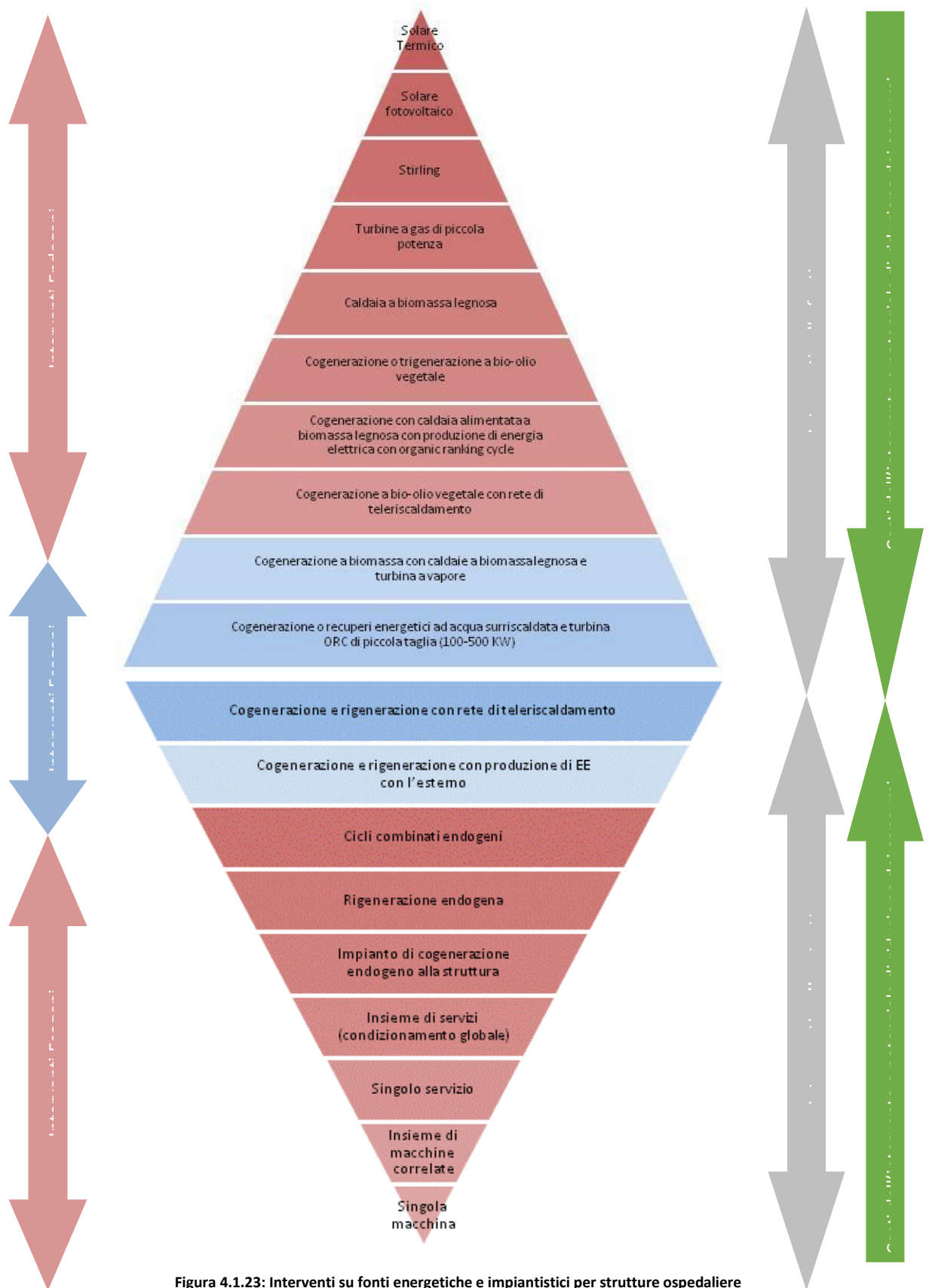


Figura 4.1.23: Interventi su fonti energetiche e impiantistici per strutture ospedaliere

Agevolazioni	Fonti d'agevolazioni
Certificati bianchi	Risparmio energetico
Certificati verdi	Produzione di EE da fonti rinnovabili
Certificati grigi	Riduzione dell'emissione di CO ₂
Riduzione dell'accisa	Cogenerazione
Riduzione dell'IVA	Reti di teleriscaldamento
Contributi	Leggi nazionali e locali
Agevolazioni Fiscali	

Tabella 18: Agevolazioni e Fonti d'agevolazione possibili per strutture ospedaliere

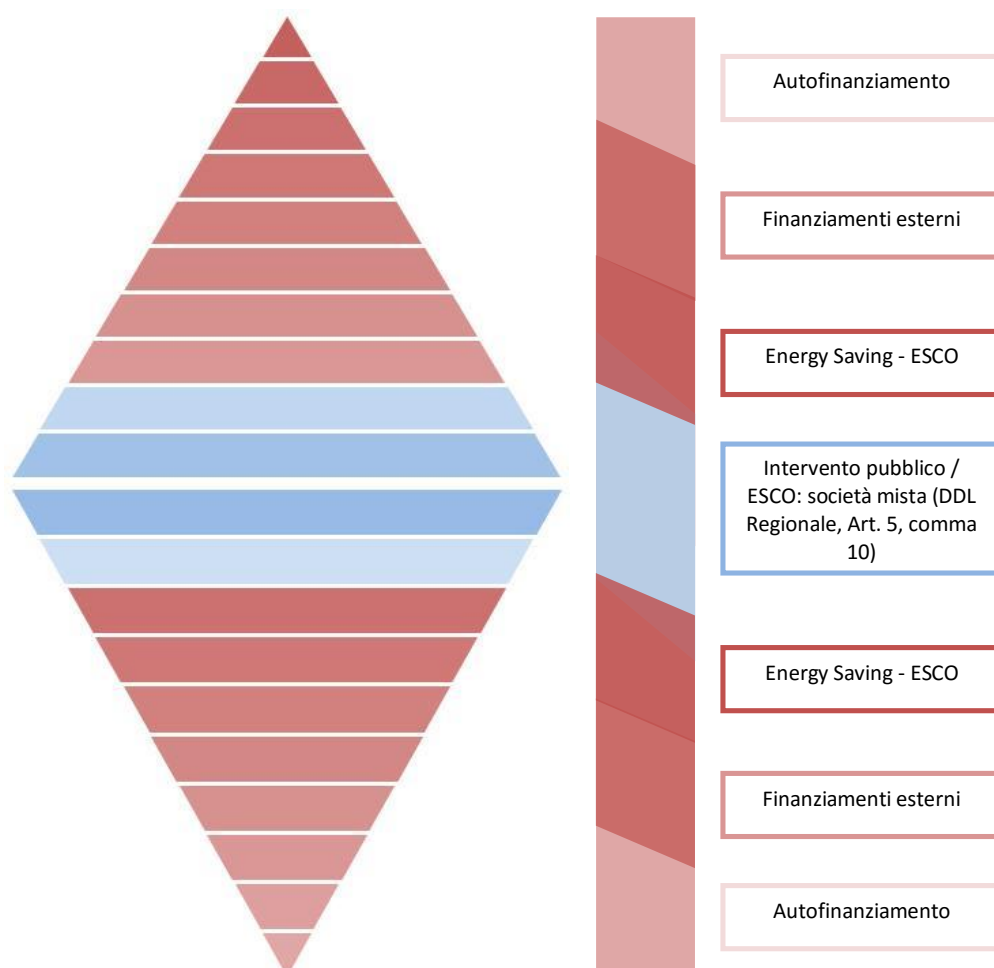


Figura 4.1.24: Interventi su fonti energetiche e impiantistiche per strutture ospedaliere e forme di finanziamento

4.9 La gestione contrattualistica

4.9.1 La situazione esistente

L'analisi dei recenti bandi di gara per la gestione del patrimonio impiantistico del servizio sanitario regionale ha denotato come le soluzioni adottate, per quanto presentino sostanziali differenze l'una con l'altra, ricadano generalmente in tre categorie:

- 1) l'affidamento completo degli impianti ad un gestore esterno
- 2) gestione esterna limitata alle operazioni di manutenzione ordinaria e a misura;
- 3) gestione interna delle operazioni di manutenzione.

Nel primo caso, il committente affida ad una società esterna, una ESCo (Energy Saving Company) la gestione degli impianti, affidando a questa, oltre alle tradizionali operazioni di manutenzione ordinaria e straordinaria, anche la fornitura del combustibile. Tale procedura viene tipicamente associata ad ulteriori interventi programmati dal committente (come l'installazione di particolari macchine/generatori, ristrutturazioni, ecc.), che vengono compresi nel canone unico, generalmente pluriennale. La seconda tipologia contrattuale, certamente la più diffusa a livello regionale, prevede l'esclusiva gestione di un'azienda esterna soltanto dei programmi di manutenzione (ordinaria e straordinaria), mentre la fornitura del combustibile rimane una prerogativa del committente, che può rifornirsi dai diversi gestori presenti a seguito della liberalizzazione del mercato del gas naturale. Infine, alcune particolari strutture hanno previsto una gestione completamente interna dell'impiantistica energetica e di servizio dei vari edifici: tale soluzione permette, secondo l'opinione relativa a tale sistema registrata in fase di sopralluogo, una miglior conoscenza degli impianti in oggetto ed una più corretta valutazione degli interventi necessari.

Anche per quanto concerne la fornitura di energia elettrica, le strutture analizzate nel corso dell'indagine presentano una gestione contrattuale diversificata. In alcuni casi la fornitura è ancora effettuata direttamente dall'ex-monopolista nazionale (Enel), oppure si ricorre ad un fornitore del mercato libero (es. Sorgenia, Green network, EstEnergy ecc.). Infine, alcune strutture ricorrono all'acquisto d'energia elettrica tramite consorzi d'acquisto locale, come nel caso di 'Pordenone Energia'.

In entrambi i casi, sia dunque per quanto riguarda la gestione – e l'eventuale utilizzo - del patrimonio impiantistico, sia per la fornitura di energia elettrica, è evidente che non è possibile definire una soluzione ottima in termini assoluti. Infatti, se la gestione esternalizzata degli impianti può garantire accesso a competenze altrimenti assenti internamente, un team interno possiede certamente una maggiore cognizione delle problematiche afferenti la specifica struttura. In generale, si può affermare che per le strutture di dimensione limitata un team esclusivo dedicato alla manutenzione potrebbe rivelarsi eccessivamente oneroso e sotto-utilizzato, mentre al crescere delle dimensioni della struttura ospedaliera l'ipotesi di un team interno per tali operazioni dovrebbe essere quantomeno presa in considerazione. Anche per quanto riguarda il prezzo dell'energia elettrica, infine, per quanto sia inevitabilmente legato al quantitativo acquistato, questo è indissolubilmente legato alla contrattazione fra la singola struttura ed il venditore/intermediario, per cui non è possibile definire uno standard ottimale.

4.9.2 Caratteristiche tecniche delle forme contrattuali

E' essenziale comprendere quali debbano essere le caratteristiche *tecniche* (per quanto riguarda le tematiche prettamente *giuridiche* si rimanda a più competenti uffici legali) che i contratti di gestione dei servizi energetici dovrebbero presentare.

Un aspetto prioritario nella fornitura energetica alle strutture ospedaliere è indubbiamente l'affidabilità del servizio fornito. Sia esso gestito esternamente, sia nel caso vi sia una gestione interna, il carattere socialmente sensibile delle prestazioni offerte dai servizi ospedalieri non può prescindere da una garanzia contrattuale di affidabilità nell'erogazione dei servizi energetici. A questo scopo, è possibile distinguere fra l'affidabilità della generazione energetica e quella degli approvvigionamenti. Tutte le strutture dell'indagine – e non potrebbe essere diversamente – prevedono attualmente sistemi di manutenzione ordinaria e a misura degli impianti, i quali, come spesso accade, presentano caratteristiche di ridondanza tali da poter assicurare e garantire il servizio offerto. Ciò che viene spesso tralasciato, invece, è l'**affidabilità della fonte energetica utilizzata**: l'accrescimento dei consumi energetici dei paesi extra-europei (India e Cina su tutti) sta comportando notevoli cambiamenti negli equilibri energetici europei e nazionali⁴ e la siccità energetica del nostro paese (80%) è ben nota.

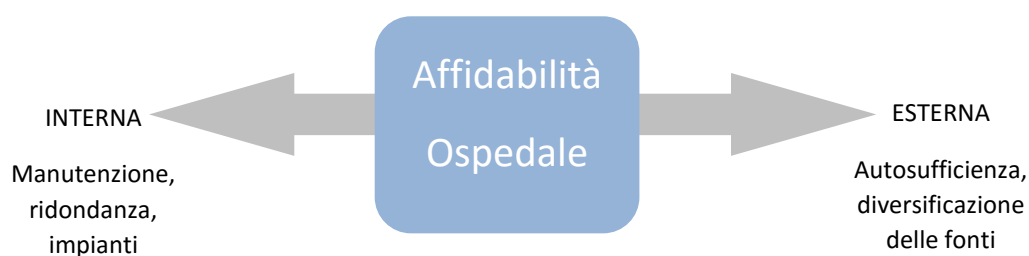


Figura 4.1.25: Affidabilità interna-esterna di una struttura ospedaliera

L'affidabilità degli approvvigionamenti di combustibile primario può essere garantita con assoluta certezza soltanto grazie ad una **diversificazione delle fonti energetiche primarie**: nella stesura dei bandi per la gestione esterna degli impianti – o comunque nelle linee guida per la gestione interna dei medesimi – un peso maggiore deve essere associato alle soluzioni che consentano una diversificazione della fornitura primaria, che deve svincolarsi dalle soluzioni tradizionali del sistema energetico. A questo scopo, l'utilizzo di fonti diversificate 'tradizionali', come bruciatori di riserva a gasolio o GPL, non fanno altro che 'nascondere' il problema senza risolverlo: l'utilizzo di fonti energetiche alternative e rinnovabili deve essere certamente valutato come soluzione ottimale di tale dipendenza dalle forniture energetiche esterne.

Un'altra questione di assoluta rilevanza nella gestione delle soluzioni contrattuali del servizio sanitario regionale risiede nella **valutazione dinamica dei consumi e dei prezzi dell'energia termica ed elettrica**, fattori determinanti per una corretta valutazione delle proposte esterne e per l'audit interno delle strutture. Le soluzioni contrattuali di tipo 'black box' – a scatola chiusa – che prevedono dunque una gestione dell'impianto esclusivamente affidata ad un gestore esterno sono certamente da evitare: la

⁴ Nel Gennaio 2009 la Russia ha bloccato per due settimane le sue esportazioni di gas naturale verso l'Europa attraverso l'Ucraina.

variabilità del prezzo del petrolio⁵, a cui i prezzi di tutti vettori energetici sono indicizzati e calmierati, deve essere costantemente monitorata al fine di adeguare il prezzo di fornitura alle dinamiche di mercato ed, eventualmente, alle condizioni climatiche esterne. Ma, ancora più importante è il **monitoraggio dei consumi energetici delle strutture regionali**: l'appurato quanto inevitabile trend crescente del prezzo del petrolio – per ragioni contingenti relative alla limitata disponibilità – a cui deve essere associato il recente incremento della spesa energetica regionale (vedi Figura 4.1.14), rende la riduzione degli attuali consumi come l'unica via praticabile per una riduzione della bolletta energetica.

Gli interventi di riduzione dei consumi, ad ogni modo, non possono prescindere da una **comprensiva valutazione e monitoraggio** dello stato attuale dei medesimi: fra le strutture indagate in questo studio, è limitato il campione che presenta soluzioni avanzate per il monitoraggio continuo di tali valori. Il corretto discernimento delle varie voci che compongono il consumo aggregato è fondamentale, dunque, per individuare gli ambiti e le criticità di gestione da parte dell'appaltatore dei servizi energetici delle strutture ospedaliere. A questo punto, però, è necessario effettuare un'ulteriore precisazione: **il monitoraggio dei consumi energetici** non deve limitarsi ai sistemi generativi, ma **deve poi estendersi a valle dei sistemi di distribuzione**. Tale approccio consente non solo una corretta individuazione di eventuali criticità nella distribuzione dell'energia termica ed elettrica, ma permette anche il successivo monitoraggio corretto delle prestazioni energetiche delle utenze finali, sia da parte della struttura ospedaliera, sia da parte dell'eventuale fornitore esterno, che viene in tal modo incentivato a ridurre i consumi a valle del sistema di generazione.

Infine, è opportuno soffermarsi sulle modalità di pubblicazione dei bandi per la fornitura dei servizi energetici. L'opinione degli autori è che **la formazione di un capitolato di durata pluriennale non possa prescindere**, oltre che dai tradizionali parametri di operatività interna, anche **dell'individuazione di opportunità parentali**, spesso invisibili all'interno della singola struttura ospedaliera ed economicamente meno convenienti per l'azienda fornitrice, ma evidenti a istituti esterni di carattere regionale che possano effettuare delle valutazioni sul beneficio ottenibile da soggetti esterni di diversa natura. L'esempio più evidente, afferente tra l'altro ad una struttura ospedaliera della regione, è quello della rete di teleriscaldamento cittadino associato alla ristrutturazione dell'Azienda Ospedaliera Santa Maria della Misericordia. Infine, sempre riferendosi alla stesura dei capitolati, le soluzioni tecniche non dovrebbero essere 'statiche', ma deve essere lasciato un **certo grado di flessibilità** al committente in modo che questi possa proporre soluzioni personalizzate la cui efficacia risulti 'adeguata' alle specifiche esigenze della struttura. Inoltre, al fine di tutelare il committente dall'estremo dinamismo che caratterizza il contesto normativo nel settore energetico/ambientale, **i capitolati dovrebbero essere modificabili, o comunque rinegoziabili, in funzione degli aggiornamenti normativi** che possono andare a modificare, talvolta anche sostanzialmente, le incentivazioni di alcune tipologie di installazioni piuttosto che altre. Infine, è buona norma – ed in alcuni strutture ospedaliere ciò viene già effettuato – **imporre come criterio d'aggiudicazione** dei bandi per la gestione dell'energia non soltanto la convenienza economica dell'offerta, ma anche **il pregio tecnico della soluzione proposta**, che, a scapito di un esborso iniziale maggiore, possa portare ad un vantaggio economici più significativo nel medio/lungo periodo.

In sintesi, le politiche contrattuali per la gestione degli impianti energetici devono essere improntate ad un approccio di tipo dinamico, che tenga conto delle evoluzioni di medio/lungo termine dei prezzi e

⁵ Il prezzo del petrolio è passato dai 150 dollari al barile del luglio 2008 ai circa 40 dollari dello scorso inverno, ed è di nuovo in ascesa a circa 70 euro (al Giugno 2009). Attualmente oscilla nella fascia 30-40 dollari (gennaio-marzo 2016).

delle disponibilità di combustibile primario, e che consentano una riduzione dei consumi energetici a parità di servizio offerto.

Inoltre, tutti i contratti che dovranno essere stilati e che presuppongono interventi impiantistici non possono non includere sistemi di misurazione come analizzato in 4.7.

4.10 Reti di Teleriscaldamento

Una rete di teleriscaldamento rappresenta una soluzione ideale per la produzione e la distribuzione d'energia termica in ospedali e nelle zone limitrofe. Gli interventi di teleriscaldamento e di sistema rientrano (vedi 4.12.1) nell'ambito di competenza della Regione, in attuazione dei Piani Energetici Regionali attraverso i Piani Regionali Operativi.

Di seguito si riportano alcune soluzioni individuate per l'Ospedale Civile di Udine, Gorizia, San Daniele, Tolmezzo, Pordenone.

Udine. L'area di Udine Nord presenta alta densità energetica, con la presenza di grandi strutture energivore come l'Ospedale Civile, il polo scientifico universitario, l'Istituto Tomadini, la zona dell'ex-cotonificio ed il palamostre.



4.1.26: Area di Udine Nord e strutture altamente energivore

I vantaggi in questo caso sono molteplici. Per prima cosa, di natura tecnica: la rete assorbe il calore di scarto dei motori che producono energia elettrica, e viene migliorata la corrispondenza tra produzione e assorbimento, con un risparmio complessivo stimato per la soluzione adottata di 8.800 tep annuo (il che equivale a 18.800 tonnellate di CO₂). Si prevede così un aumento dei consumi di metano del 25%, coprendo però un fabbisogno energetico dell'area superiore al 40%, con un saldo complessivo del 15%. Poi vantaggi economici: l'intervento promette un VAN pari a 7.000.000 di euro in 15 anni (senza valutare ulteriori benefici monetari ottenibili attraverso certificati bianchi (vedi box 2.1) di circa 500.000 euro l'anno) su un valore delle opere di circa 13.000.000 euro circa (cogenerazione, caldaie di integrazione, opere civili ed elettriche interne alla centrale ospedaliera, rete, sottostazioni, centrale di produzione del freddo) e un tempo di recupero di 6 anni, oltre ad altre agevolazioni (con la cogenerazione si ha una riduzione delle accise sul metano per i motori di circa 0,2 €/m³, compreso l'effetto dell'IVA) pari al 30-40% del costo complessivo del metano per usi civili; con il teleriscaldamento, inoltre, la riduzione delle accise si applica anche alle caldaie di integrazione.

BOX 2.1: Certificati Verdi, Bianchi, Neri

Certificati Verdi: Sono una forma di incentivazione di energia elettrica prodotta utilizzando fonti rinnovabili. La Finanziaria 2008 ha rivoluzionato il meccanismo di incentivazione dei Certificati Verdi (CV) introdotto nel 2002. Le modifiche del sistema di incentivazione riguardano:

- La durata dei CV è stata portata a 15 anni per gli impianti in esercizio dopo il 31 dicembre 2007 ed estesa a 12 anni per gli altri impianti;
- l'incremento annuo della quota d'obbligo è stato posto a 0,75 punti percentuale;
- il valore annuo della quota d'obbligo è pari a 1 MWh
- i CV vengono emesse dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) in numero pari al prodotto della produzione netta di energia per un coefficiente *k* differenziato in base alla fonte.
- promossa l'incentivazione degli impianti di potenza inferiore a 1MW con un conto d'energia specifico per fonte, ovvero tramite una tariffa omnicomprensiva per ogni kWh prodotto;
- è stato previsto il ritiro dei CV in scadenza da parte del GSE;
- il prezzo del CV è stato posto pari alla differenza tra un valore di riferimento fissato in 180 €/MWh a valore medio annuo definito dall'AEEG e comunicato entro il 31 gennaio di ogni anno a decorrere dal 2008 (il prezzo del 2008 è pari a 112,88 €/MWh a fronte di un valore medio di cessione per l'anno 2007 pari a 67,12 €/MWh);
- è stata prevista l'estensione dello scambio sul posto a tutti gli impianti a fonti rinnovabili di potenza elettrica non superiore a 20 kW.

Certificati Bianchi: I certificati bianchi (Decreto 20/07/2004) sono rilasciati dall'AEEG che attesta il quantitativo di risparmio energetico espresso in TEP (Tonnellate di petrolio equivalente). I Certificati bianchi incentivano il risparmio energetico nell'uso finale mediante l'uso dell'energia elettrica o il Gas Naturale (metano). I Certificati Bianchi vengono finanziati dagli "Utenti del Sistema" e sono caratterizzati dalla "commercializzazione" dei titoli.

Sono previste tre tipologie di titoli:

Tipo 1 : attesta il risparmio di energia elettrica;

Tipo 2 : attesta il risparmio di gas naturale (metano);

Tipo 3 : attesta il risparmio di energia diversa dai precedenti (TLR in zona non metanizzata) – non è il nostro caso.

Sono attivi dal 2005 ma non hanno raggiunto le condizioni di regime ed abbisognano di ulteriori interventi legislativi di miglioramento.

Certificati Neri: I Certificati Neri (o Grigi) incentivano la riduzione delle emissioni di CO₂ con un meccanismo di Emissioni Trading System (ETS) con la finalità dettate protocollo di Kyoto.

Gorizia. Nel territorio goriziano è già presente un impianto di cogenerazione da 9 MWe, con una potenza termica disponibile di circa pari valore e che viene attualmente solo in parte recuperata. Si presenta così l'opportunità di una notevole sinergia tra la CEA, proprietaria dell'impianto, l'Ospedale Nuovo e il Comune di Gorizia per un intervento di sistema (impianto cogenerativo con rete di teleriscaldamento). Al momento sono prospettati due differenti scenari: il primo comprende ospedale, piscina e utenze industriali, il secondo prevede l'estensione anche alle utenze residenziali. A fronte di un fabbisogno energetico complessivo di circa 16.000 MWh annui e di 17.700 MWh annui nel secondo, sarebbe soddisfatta la quasi totalità dell'energia termica, e buona parte dell'energia elettrica (solo nei mesi invernali è previsto l'intervento significativo dell'integrazione da caldaie).

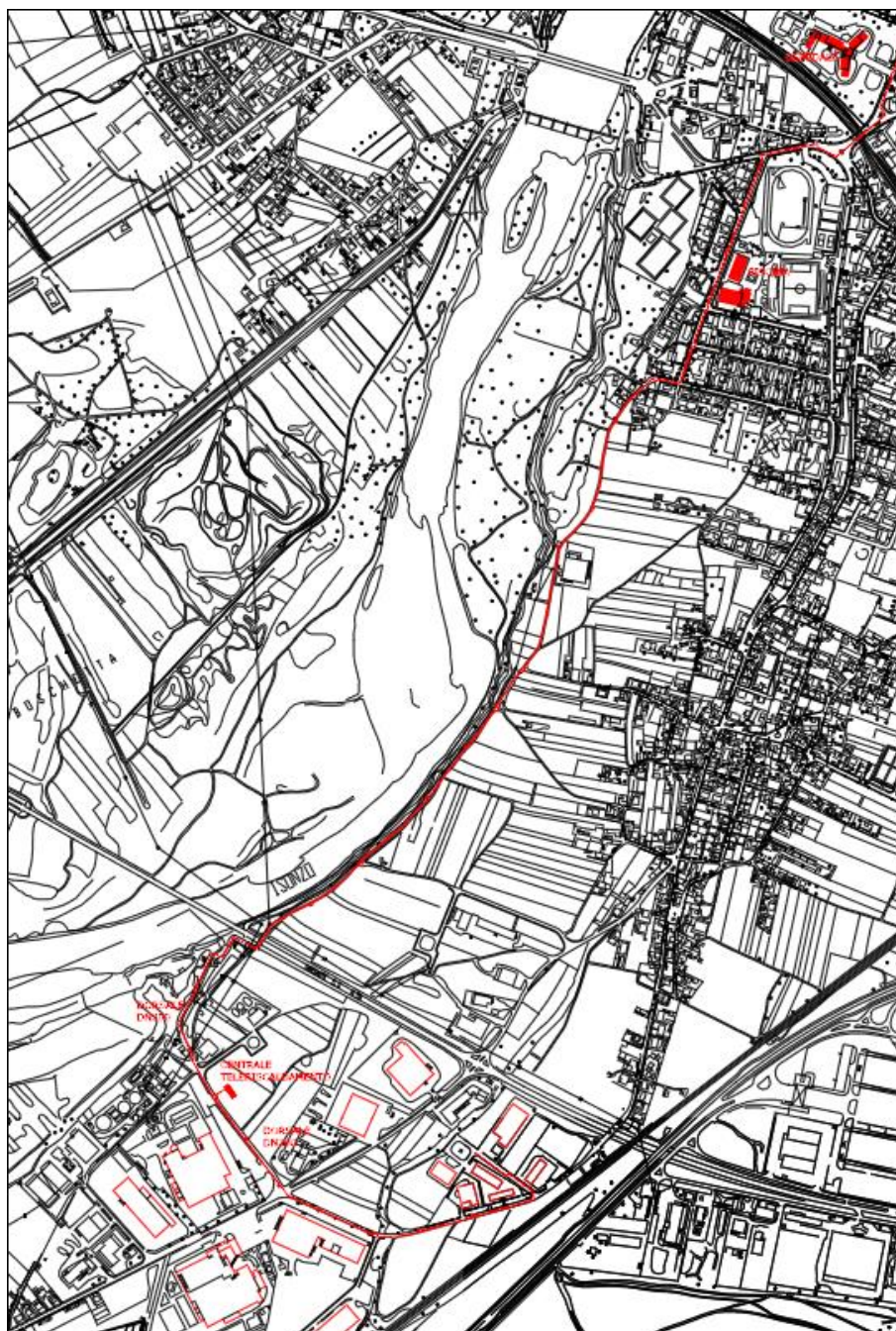


Figura 4.1.27: Planimetria generale del progetto delle reti di teleriscaldamento per il comune di Gorizia

Solo interventi decisi e una forte volontà tra enti, industria e la società che attualmente gestisce il servizio energetico dell'ospedale sarà possibile realizzare un intervento di grande portata (un investimento di due milioni e mezzo di euro) ma che presenta sicuri vantaggi e ritorno economico.

San Daniele. A San Daniele vi sono tredici prosciuttifici, concentrati in un'area limitata, e ad ogni prosciuttificio si accompagnano una centrale termica ed una frigorifera per la maggior parte ormai obsolete. Ad una distanza nell'intorno di un chilometro vi è l'ospedale. Si presenta l'opportunità di sinergie tra ospedale e mondo industriale del distretto alimentare per realizzare un'unica centrale rigenerativa che fornirebbe l'energia termica frigorifera e l'energia elettrica per il funzionamento di tutte le strutture. A questo proposito è necessario predisporre una valutazione di fattibilità tecnico economica dell'intervento, ma soprattutto è necessaria una forte azione politica, amministrativa ed imprenditoriale per cogliere l'opportunità di consistenti risparmi energetici e una consistente riduzione della CO₂ emessa; a questo va ad aggiungersi la considerazione che un intervento di questa natura, con positive ripercussioni ambientali potrebbe divenire un fattore chiave e vincente nell'ambito del marketing del distretto.

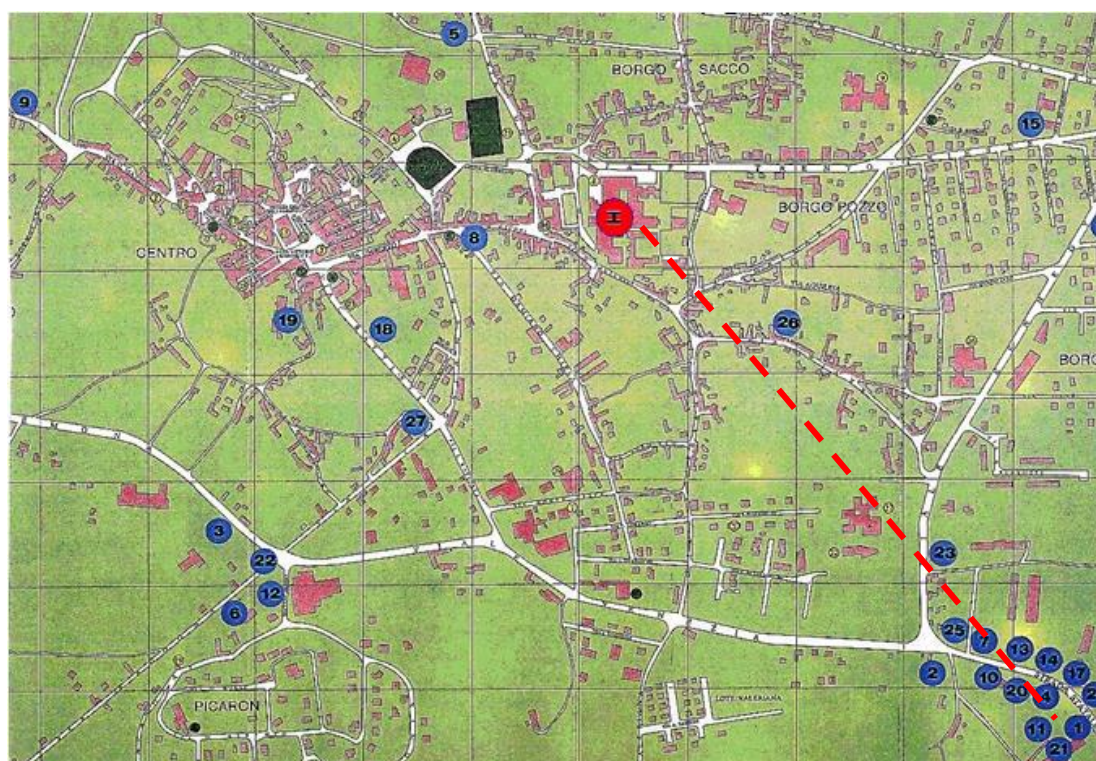


Figura 4.1.28: Ipotesi di rete di teleriscaldamento di San Daniele

Una ulteriore opportunità intesa in termini complementari ed integrativi è rappresentata dalla possibilità di utilizzare i circa 2500 tonnellate di scarti organici per produrre olio ed alimentare motori cogenerativi a biolio, che porterebbe ad intercettare i certificati verdi. L'impianto di trasformazione dai grassi animali a olio combustibile può essere posto in posizione remota rispetto al distretto che produce gli scarti ad evitare ripercussioni negative di immagine per la presenza di detto impianto.

Tolmezzo. La posizione dell'Ospedale di Tolmezzo, inserito all'interno della struttura cittadina, promette numerosi vantaggi in ottica cogenerazione e teleriscaldamento, con possibili ulteriori sviluppi come la possibilità di sfruttare (in prospettiva) le biomasse legnose dei boschi adiacenti a realizzare filiere corte, con intercettazione dei certificati verdi.



Figura 4.1.29: Posizionamento dell'Ospedale di Tolmezzo

Pordenone. Anche per l'Ospedale di Pordenone vale lo stesso: la posizione vicino alla cittadina lo rende ideale per un intervento di teleriscaldamento. Sono inoltre in corso progetti di nuove realizzazioni ed ammodernamento delle strutture ed è necessario prendere in considerazione la possibilità di partire da queste per ulteriori sviluppi.

4.11 Interventi nell'area organizzativa e gestionale

Nel paragrafo seguente verrà studiato il punto 5 dell'Area Organizzativa e Gestionale (4.6.1): Introduzione di una nuova figura professionale, L'Energy Manager del Sistema Ospedaliero, di rilevante competenza tecnica ed economica, con competenza sull'intero sistema ospedaliero inteso come bacino energetico diffuso.

4.12 Analisi delle figure nel Settore Energetico

Per proporre soluzioni migliorative del sistema ospedaliero è necessario analizzare il ruolo e le competenze delle figure professionali coinvolte nell'organizzazione che ha rilevanza nella gestione tecnica, tecnologica, energetica ed economica delle singole strutture.

L'analisi viene effettuata in due fasi:

- Un'analisi delle strutture ospedaliere del Friuli Venezia Giulia a completare quanto detto nel Capitolo 1 e che metterà in rilievo la situazione gestionale ed organizzativa delle strutture ospedaliere contingenti ed operative del Friuli Venezia Giulia, rilevandone le carenze.
- La formulazione di una nuova soluzione organizzativa integrata tesa ad incidere sul sistema, alla intercettazione degli incentivi normativi, ed in ultima analisi all'efficientamento e alla riduzione dei costi. La soluzione proposta prevedrà un percorso dinamico con un monitoraggio continuo dell'intero sistema ospedaliero con una indicizzazione dei parametri energetici ed economici più rilevanti.

4.12.1 Direttive Regionali in ambito energetico e Sistema Ospedaliero

In aggiunta a quanto detto all'inizio del primo capitolo, dove si citava la L.R. 12/94, sottolineando i due punti "migliorare l'efficienza complessiva nell'uso delle risorse, con particolare riferimento al personale, assegnate ai singoli ospedali ed alla rete ospedaliera nel complesso", e "superare l'attuale modalità organizzativa divisionale, favorendo l'organizzazione dipartimentale." È opportuno precisare che tra i servizi va particolarmente curato l'aspetto energetico non solo per quanto già detto, ma anche in relazione alle nuove direttive regionali in ambito energetico.

La Regione Friuli Venezia Giulia propone un deciso passo avanti in questa direzione, col Disegno di Legge Regionale sulle *Norme in materia di energia, telecomunicazioni e distribuzione carburanti* del giugno 2009 che recita all' articolo 1, comma 2 (in **grassetto** considerazioni in relazioni al sistema ospedaliero): *"La Regione, in armonia con gli indirizzi e con gli strumenti della pianificazione strategica regionale e della politica energetica comunitaria e nazionale, per garantire il diritto all'energia, l'efficienza, l'efficacia, l'economicità e lo sviluppo sostenibile del sistema energetico regionale, promuove azione e iniziative volte a conseguire con equilibrio:*

- a) *L'uso efficiente e razionale dell'energia, il suo risparmio, la valorizzazione e l'incentivazione dell'uso delle fonti rinnovabili ai fini del miglioramento dell'ambiente, della riduzione delle emissioni inquinanti e climalternati, e dell'incremento dell'autonomia energetica regionale (il perseguimento di questo punto non può prescindere dall'efficientamento del Sistema Ospedaliero in ragione della quantità di energia necessaria al suo funzionamento, essendo il sistema in ambito civile più energivoro in assoluto);*
- b) *La garanzia dell'approvvigionamento di energia per tutti gli utenti della regione anche con lo sviluppo e la razionalizzazione delle infrastrutture energetiche (è rilevante segnalare come, partendo dai poli energetici del Sistema Ospedaliero è possibile organizzare reti di teleriscaldamento che possono considerarsi infrastrutture energetiche a tutti gli effetti);*
- c) *Il contenimento e la riduzione dei costi dell'energia, anche con misure per favorire il suo acquisto organizzato, l'importazione dall'estero e l'aggregazione di società di servizi energetici*

- d) *L'incremento della qualità del sistema energetico regionale con lo sviluppo della ricerca, dell'innovazione tecnologica nel settore energetico e dell'uso di combustibili con ridotto impatto ambientale (è rilevante la possibilità di utilizzare filiere corte con le biomasse locali, in particolari per strutture vicino le comunità montane, e bio oli combustibili coltivati nel territorio. I sistemi energetici ospedalieri sono sistemi complessi, su cui è possibile effettuare ricerche applicate adottando tecnologie innovative, come motori Stirling, turbine a gas, ecc);*
- e) *L'incremento della competitività del sistema energetico regionale, favorendo la liberalizzazione del mercato e lo sviluppo di dinamiche concorrenziali (nel momento in cui si riesce ad incidere sul Sistema Ospedaliero della Regione questo diviene punto di riferimento per tutti gli altri Settori Ospedalieri);*
- f) *La diffusione della conoscenza dell'uso razionale dell'energia per il contenimento dei fabbisogni e dei costi relativi (con riferimento ai punti 4.6.4 e 4.6.5 si intende migliorare la conoscenza e la sensibilità energetiche in uno dei settori, quello ospedaliero, più importante ed energivoro);*
- g) *L'incremento della generazione diffusa di energia, con impianti di piccola taglia e micro generazione, anche con l'utilizzo di fonti rinnovabili e sistemi di cogenerazione e trigenerazione di energia (sicuramente l'entità dei consumi è tale da escludere impianti di piccola taglia e micro generazione, se non in forma sperimentale, ma si attaglia perfettamente a perseguire sistemi di cogenerazione e rigenerazione con reti di teleriscaldamento. Per quanto riguarda le fonti rinnovabili è possibile adottare impianti cogenerativi a bio-olio vegetale, a biomassa legnosa, in particolare utilizzando filiere corte, ed adottando pannelli fotovoltaici e pannelli termici).*

La Regione (articolo 2, comma 1, punto h) *“promuove forme di incentivazione per favorire l'aggregazione, la gestione associata e la fusione tra operatori dei servizi di distribuzione del gas e dell'energia elettrica nel territorio regionale, per ottenere società di gestione risultanti che servano almeno centomila utenti finali”*, mentre la Provincia (articolo 3, comma 1, punto b) si occupa *“delle autorizzazioni relative all'installazione, al potenziamento e all'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica che utilizzano fonti tradizionali anche in assetto cogenerativo, con potenza inferiore o uguale a 35 megawatt termici”* **(gli impianti in assetto cogenerativo o rigenerativo con eventuale rete di teleriscaldamento sono tutte con potenza inferiore o uguale a 35 megawatt termici. Il solo Ospedale Civile di Udine può avvicinarsi a detto valore).**

In quest'ottica si pongono il Piano Energetico Regionale (PER), tra le cui finalità si trova (articolo 5, comma 4, punto d) di favorire la *“riduzione dei costi dell'energia favorendo la concorrenza fra gli operatori, la diversificazione delle fonti energetiche, le infrastrutture di interconnessione transfrontaliere e l'organizzazione di gruppi di acquisto di energia”* e il Documento Energetico Comunale (DEC) che (articolo 7, comma 1, punto e) deve fornire *“indicazioni e misure relative a programmi di interventi di risparmio energetico, con particolare riferimento agli edifici di proprietà comunale, nonché con riferimento al sistema della mobilità locale, del traffico e della viabilità (non c'è dubbio che nei comuni i documenti comunali devono prevedere la possibilità di fare sistema con la struttura ospedaliera operante).* Sempre all'articolo 5, come 8, si afferma che *nell'ambito delle finalità e in attuazione degli obiettivi del PER sono predisposti (...) programmi regionali operativi (PRO) singolarmente dedicati ai settori delle fonti rinnovabili e a quelli del risparmio energetico, finalizzati, nel campo dell'offerta di energia, allo sfruttamento ottimale e integrato delle risorse energetiche rinnovabili disponibili in specifici ambiti territoriali, e nel campo della domanda di energia, all'ottenimento dei migliori risparmi energetici nei diversi settori.* Sempre sui PRO, al comma 10, si dice come questi *possono essere attuati con ricorso a capitale misto pubblico-privato, o anche con ricorso a capitale privato con affidamento in regione di concessione previa gara pubblica.*

4.12.2 Analisi delle Strutture Ospedaliere del Friuli Venezia Giulia

Al fine di avere una informazione più approfondita dello stato della situazione energetica nelle strutture ospedaliere del SSR il CIFRA ha svolto un audit con questionari su 21 strutture ospedaliere suddiviso in 4 step:

- Una prima raccolta di *informazioni generali non immediatamente imputabili al settore energetico* (posti letto, dati dimensionali), da cui è emerso come la maggior parte delle strutture (85%) in esame non prevede un team dedicato alla gestione delle tematiche energetiche, mentre il personale generico non è stato informato sulle tematiche relative al risparmio energetico nel 65% dei casi. Anche per quanto concerne il personale impiantistico, solamente metà delle strutture hanno dichiarato che il loro personale tecnico è aggiornato relativamente alle tematiche di tipo energetico. Questa carenza di informazione è confermata anche dall'assenza di strumenti di contabilizzazione dei carichi speciali, anche se la disponibilità dei dati di consumo è risultata positiva nella maggior parte dei casi. Per quanto concerne quest'ultimo punto, la mancata disponibilità relativa ad alcuni dati di consumo è imputabile alla gestione esternalizzata del servizio energia, che in alcuni casi prevede una gestione di tipo *black box* degli impianti in questione. Tutte le strutture di indagine prevedono periodiche verifiche di funzionamento delle varie tipologie di impianti – e non potrebbe essere altrimenti viste le prescrizioni normative – mentre è interessante notare come una quota significativa del campione ha ottimizzato i contratti dell'energia elettrica, ma non quelli dell'energia termica, anche se per questi due quesiti la rilevanza statistica è inficiata dall'accentuata assenza di risposte. L'accesso ad un mercato di fonti rinnovabili, infine, appare precluso per il 65% delle strutture.
- *L'involucro edilizio, per una visione qualitativa globale dell'influenza della struttura sulle criticità termiche* (presenza di sistemi di schermatura, coibentazione, superfici finestre). I risultati relativi all'involucro edilizio denotano come il campione si sia rivelato abbastanza omogeneo, in quanto la maggior parte di esso abbia indicato come nelle proprie strutture non esistano sistemi di schermatura dell'irraggiamento, coibentazioni a tetti/pareti o strutture di tamponamento e non siano stati effettuate di recente modifiche alle coibentazioni esistenti. Per quanto concerne le superfici finestrate la maggior parte di esse non sono dotate di taglio termico e presentano telaio in metallo, anche se vi sono casi rilevati di telai in PVC e legno. Sistemi basso emissivi a doppio vetro sono presenti nel 35% dei casi, mentre il 45% delle strutture in analisi non sono dotati di isolamento ai cassonetti porta-avvolgibile. Non sono stati rilevati alcun sistema di spegnimento automatico dell'impianto di condizionamento o strutture edificate secondo principi dell'architettura bioclimatica.
- *Dati energetici quantitativi e qualitativi*, necessari per una visione quantitativa globale dell'influenza dei sistemi di riscaldamento, ventilazione, dispositivi elettrici sulle criticità energetico-ambientali (ricostruzione dell'andamento annuale dei consumi, individuazione di indicatori di consumo, individuazione di legami tra consumi e condizioni generali). Relativamente alle tipologie di combustibile primari utilizzati, si nota come il gas naturale sia la fonte di approvvigionamento privilegiata dal 75% delle strutture, seguite dall'olio combustibile a basso tenore di zolfo (20%) e dal gasolio. E' interessante notare come ci sia una percentuale significativa di strutture (20%) che abbia rilevato l'assenza di combustibile di emergenza in alternativa all'approvvigionamento primario e, per quanto riguarda la scelta di tale carburante, questa risulta logicamente complementare a quella precedente: l'utilizzo del gasolio, dunque, è preferito nel 40% dei casi, rispetto al 5% del metano e al 20% dell'olio combustibile (il 15% non ha risposto al quesito).
- Impianti, tecnologie e dati di funzionamento, necessari per la caratterizzazione dell'assetto impiantistico, dalla indicazione dei coefficienti di utilizzo, ai dati di targa e alla vita residua di ogni macchinario.

Un resoconto relativo all'ultimo anno a disposizione (2006) è riportato nella tabella successiva per le strutture analizzate nel corso dell'indagine.

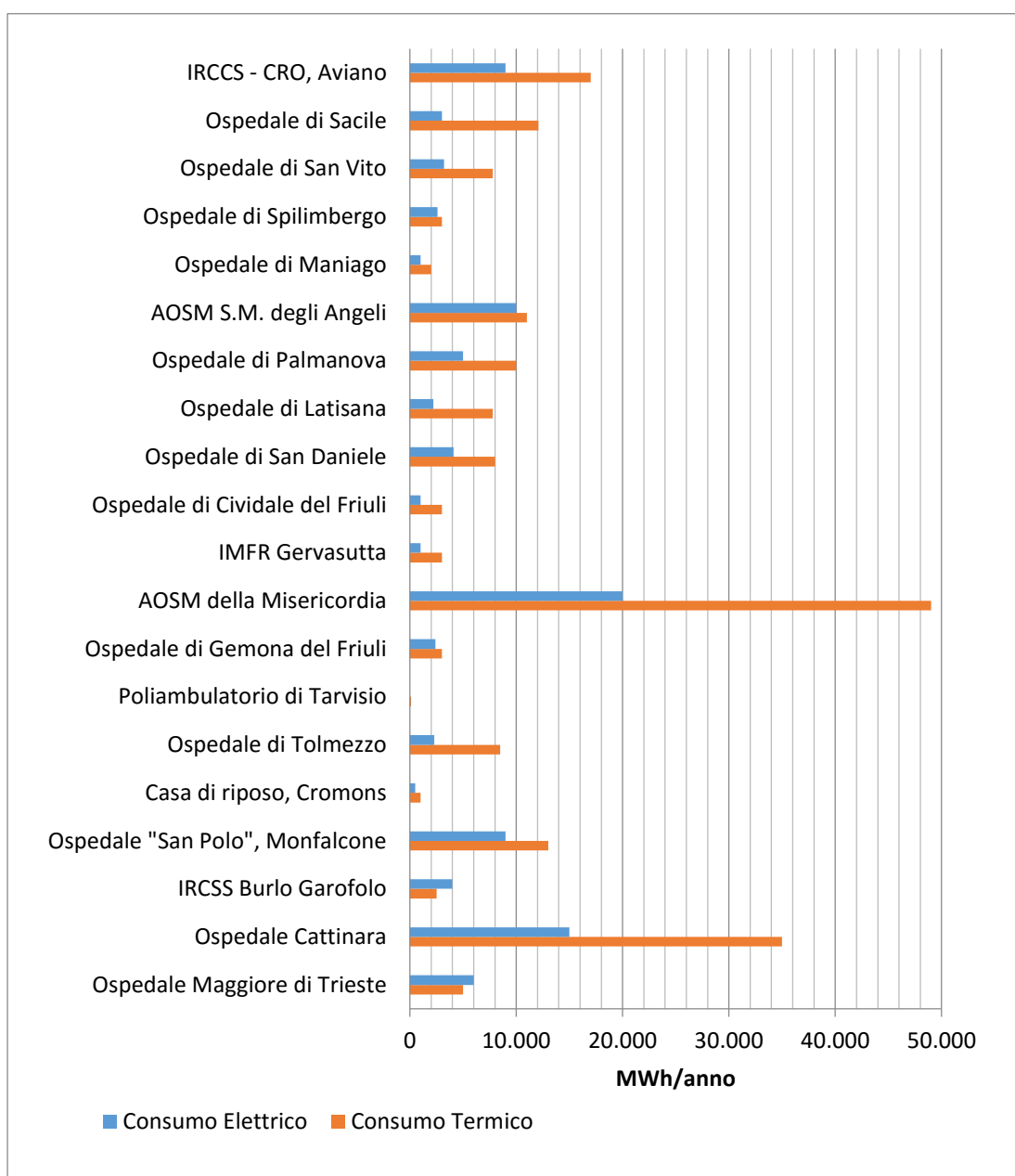


Figura 02.30: Consumi energetici per ogni singola struttura del SSR (anno 2006)

Dall'indagine è affiorato come l'efficienza energetica abbia un ruolo assolutamente secondario ed eventualmente opzionale da prendere in considerazione nel solo caso di importanti ristrutturazioni o in fase di nuove contrattazioni.

Anche in questi casi a parte l'enunciazione iniziale sulla necessità di efficientamento energetico il ruolo appare costantemente passivo lasciando alle società di impiantistica e di gestione la libertà di proporre soluzioni migliorative, privando la struttura ospedaliera di una serie di opportunità di suo specifico interesse; gli interessi delle società di impiantistica e di gestione, in generale, non si sovrappongono a quelli della struttura Ospedaliera. Uno degli elementi di contrasto di interesse, e non il solo, è sui consumi afferenti ai fabbisogni energetici correlati ai corpi periferici (radiatori, CTA, regolazione, condizioni ambientali, ecc.) che saranno scarsamente controllati e ottimizzati dalle società di gestione calore a danno dei consumi e dei costi.



Figura 02.31: Sovrapposizione ed opposizione di interessi tra l'Azienda di Gestione Energetica e l'Azienda Ospedaliera

In generale gli interessi della azienda di gestione e dell'azienda ospedaliera si sovrappongono solo in parte, nell'ambito della ricerca dell'efficienza della centrale, mentre entrano in contrasto nel momento in cui l'azienda di gestione cerca di limitare i costi di operativi e di evitare la manutenzione, e quando l'azienda ospedaliera mira all'efficientamento dei corpi periferici.

Anche nel caso di una nomina consulenziale esterna, opzione peraltro scarsamente utilizzata a causa dei costi connessi, questa non potrà che essere episodica e limitata nel tempo, individuato, valutato, realizzato e collaudato l'intervento di efficientamento il ruolo dell'Energy Manager assume un ruolo a bassa intensità di azione e di attività professionale; viene inevitabilmente a mancare la tensione innovativa.

4.12.3 Una nuova struttura: l'Energy Manager del Sistema Ospedaliero (EMSO)

Prima di indicare quale dovrà essere l'intervento che si ritiene più adeguato per una migliore gestione degli aspetti energetici nel SSR si illustrano quali siano gli attori che lo compongono. La gestione degli aspetti attinenti all'efficientamento dell'energia delle strutture di consumo è affidata, nello schema attualmente definito dalla Legge 10/91, [18], e dal suo Decreto di attuazione DPR 412/1993, [19], (in seguito sostituita dal DPR 74/2013, [20]), a due figure: il *Terzo Responsabile (TR) dell'esercizio e della manutenzione dell'impianto termico* e il *responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia altrimenti denominato Energy Manager (EM)*.

L'art. 19 della L10/91, [18], prevede l'obbligo dell'EM per le attività industriali con un consumo superiore ai 10.000 tep equivalenti di petrolio e per le tutte le altre attività con un consumo superiore alle 1.000 tep di petrolio. E' opportuno precisare come la norma si riferisca alle singole attività e alla singola struttura di consumo.

La figura del TR si legge dal DPR 412/93, [19]. è *"la persona fisica o giuridica che, essendo in possesso dei requisiti previsti dalle normative vigenti e comunque di idonea capacità tecnica, economica, organizzativa, è delegata dal proprietario ad assumere le responsabilità dell'esercizio, della manutenzione e dell'adozione delle misure necessarie al contenimento dei consumi energetici"*.

Gli Energy Manager, invece, si legge dalla 10/91, [18], *"individuano le azioni, gli interventi, le procedure e quanto altro necessario per promuovere l'uso razionale dell'energia, assicurano le predisposizioni di bilanci energetici in funzione anche dei parametri economici e degli usi energetici finali"*. Tale figura, inoltre, come sottolineato dalla circolare n°219/F del Ministero del Commercio e

dell'Artigianato, presenta funzioni e caratteristiche più articolate e si configura come “un professionista con funzioni di supporto al decisore in merito all’effettiva attuazione delle azioni e degli interventi proposti, ma solo in merito alla validità tecnica ed economica delle opportunità di intervento individuate

Fra tutte le strutture, sono 10 quelle che superano la soglia delle 1000 tep, come in Figura 02.32 (è presumibile che anche la struttura di Latisana rientri attualmente nel novero, consumando al tempo degli ultimi dati disponibili 917 tep)

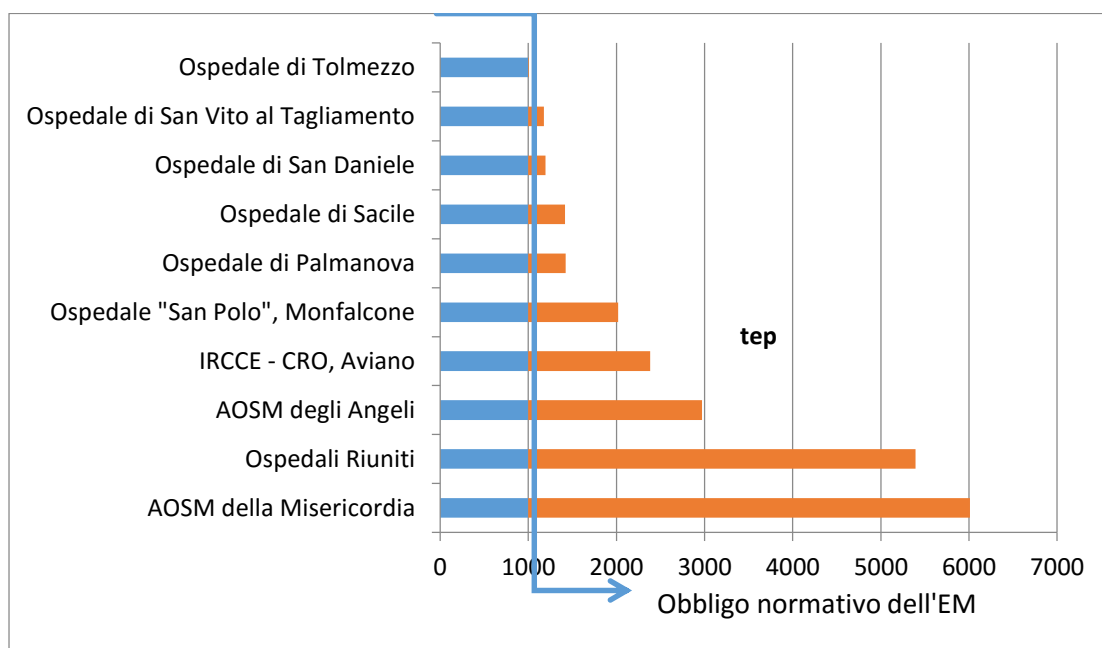


Figura 02.32: Strutture Ospedaliere del SSR con consumi energetici superiori alle 1000 tep

Dai dati in nostro possesso solo l’Azienda Ospedaliera di Udine ha nominato un EM. Tutti le strutture ospedaliere, necessariamente, hanno un TR o una figura equivalente con ruoli esclusivamente tecnici di gestione del patrimonio impiantistico di riferimento.

Tutti i responsabili dei servizi energetici e dei servizi tecnologici in genere a partire dall’EM, dal TR o ad ruolo equivalente sono completamente assorbiti dalle necessità operative contingenti che hanno la priorità assoluta in termini di affidabilità del servizio.

4.12.3.1 Attuale configurazione del SSR: analisi e critica

In seguito si illustrano quali siano le relazioni create tra i vari attori responsabili (a diversi livelli) della gestione energetica del SSR

1) Attuale Relazione tra Agenzia Regionale della Sanità e il Terzo Responsabile

È una relazione di tipo gerarchico. Il TR ha come specifico incarico il funzionamento, l’esercizio e la manutenzione degli impianti con responsabilità civili e penali in caso di inadempienza e disservizi. **Segnaliamo a questo proposito la funzione essenziale dell’erogazione dei servizi energetici con continuità in servizi** estremamente delicati come quelli ospedalieri: questa responsabilità impedisce al TR un atteggiamento propenso alla innovazione e alla proposta di nuove strutture impiantistiche e nuovi

modi di gestione. È necessaria una competenza ingegneristica e impiantistica di tipo elettromeccanica con una particolare propensione all'operatività diretta. Nel bagaglio formativo devono inoltre risultare discrete competenze di ordine ambientale ed economico.

2) Attuale relazione tra singola struttura della Sanità con l'Energy Manager

Come detto, solo un EM è attualmente presente nel SSR. Nella attuale configurazione del SSR, ad ogni modo, la figura dell'EM è assimilabile ad una relazione di tipo consulenziale. L'EM dovrebbe avere un ruolo di indagine, analisi dei dati correnti di esercizio con successive proposte di intervento con azioni di tipo impiantistico o di tipo gestionale tese ad un maggiore efficientamento energetico e di riduzione dei relativi costi di approvvigionamento. Le attività dell'EM includerebbero gli studi di fattibilità con proposte operative di intervento che tengano conto del modello contrattuale in essere. È il responsabile della struttura ospedaliera (Direttore Generale o Operativo) a decidere se adottare l'intervento individuato e con quali modalità, verificandone la percorribilità finanziaria e quindi in accordo con l'assessorato competente.

Dovrebbe essere necessaria una competenza più vasta articolata e profonda di quella necessaria per il TR. Dovrebbe possedere ottime competenze ed esperienza in campo energetico (sistemi e tecnologie), in campo ambientale ed in quello economico, oltre ad una capacità progettuale di alto profilo; dovrebbe avere ottime competenze sulla normativa di afferenza per poter intercettare incentivi ed agevolazioni in un settore dove le normative si susseguono rapidamente; non dovrebbero, inoltre, difettare importanti capacità organizzative e gestionali.

Tutte queste peculiarità, che attualmente riguardano (o dovrebbero riguardare) una singola struttura, saranno la base, che necessariamente dovrà essere sviluppata, per la nuova figura professionale all'interno del SSR, l'Energy Manager del Sistema Operativo.

3) Relazioni tra l'Energy Manager e il Terzo Responsabile

In linea generale l'EM dovrebbe essere il proponente degli interventi di innovazione tesi all'efficientamento e alla riduzione dei costi mentre il TR è l'attuatore degli interventi proposti fatta salva la continuità e la relativa affidabilità del servizio. È evidente che gli interventi proposti dall'EM dovrebbero essere accettati e fatti propri dal management dell'Ospedale e "imposti" gerarchicamente al TR. In termini impiantistici e progettuali i rapporti tra l'EM e il TR si sviluppano in due fasi: dapprima le due figure si confrontano sulla fattibilità tecnica e successivamente nella fase realizzativa dove l'EM ha anche una funzione di verifica e di controllo.

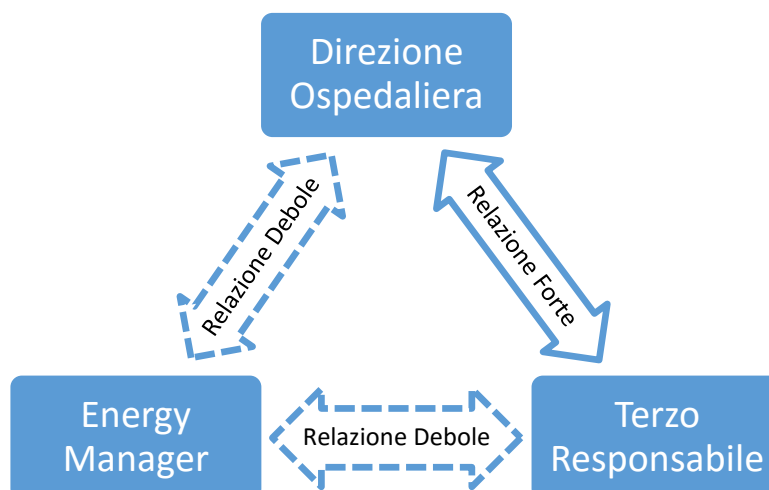


Figura 4.2.33: Relazioni tra EM, TR e Direzione Ospedaliera

In fase di gestione operativa il TR deve fornire all'EM rapporti per l'aggiornamento dei dati di consumo e le situazioni di affidabilità degli impianti.

Le relazioni tra il TR e l'EM sono regolati formalmente e controllati dal Management Direttivo della struttura ospedaliera; L'EM è legittimato formalmente a controllare, verificare e proporre soluzioni più performanti in modo da indurre il TR ad una fattiva collaborazione.

L'EM ha una competenza più vasta, articolata e profonda di quella necessaria per il TR. Dunque, a differenza del TR, l'EM **ha un ruolo disgiunto e libero dalle necessità operative contingenti. Spesso nelle strutture ospedaliere, incluse quelle analizzate, la figura dell'EM di struttura viene individuata all'interno della organizzazione ospedaliera, spesso confondendola e sovrapponendola con il TR.**

Come visto i due ruoli, pur avendo lo stesso oggetto, sono fundamentalmente diversi i cui approcci intellettuali sono diametralmente opposti, l'EM è l'innovatore che tende a modificare i sistemi acquisiti e consolidati per tendere a sistemi progressivamente più performanti, il suo sguardo è rivolto al nuovo e all'esterno, alle nuove tecnologie, ai nuovi incentivi, a contrastare le dinamiche crescenti dei costi; mentre il TR è il guardiano del consolidato e dell'affidabilità del servizio, la sua tensione intellettuale è conservatrice in ragione delle grandi responsabilità con implicazioni civili e penali. La mancanza dell'EM nel SSR provoca di per sé uno squilibrio verso un atteggiamento conservatore e poco propositivo, ma **non vi è alcun dubbio che anche nel caso un tecnico venga chiamato a ricoprire ambedue i ruoli quest'ultimo privilegerà le scelte conservative tese alla sicurezza del servizio, indipendentemente dall'efficienza energetica.**

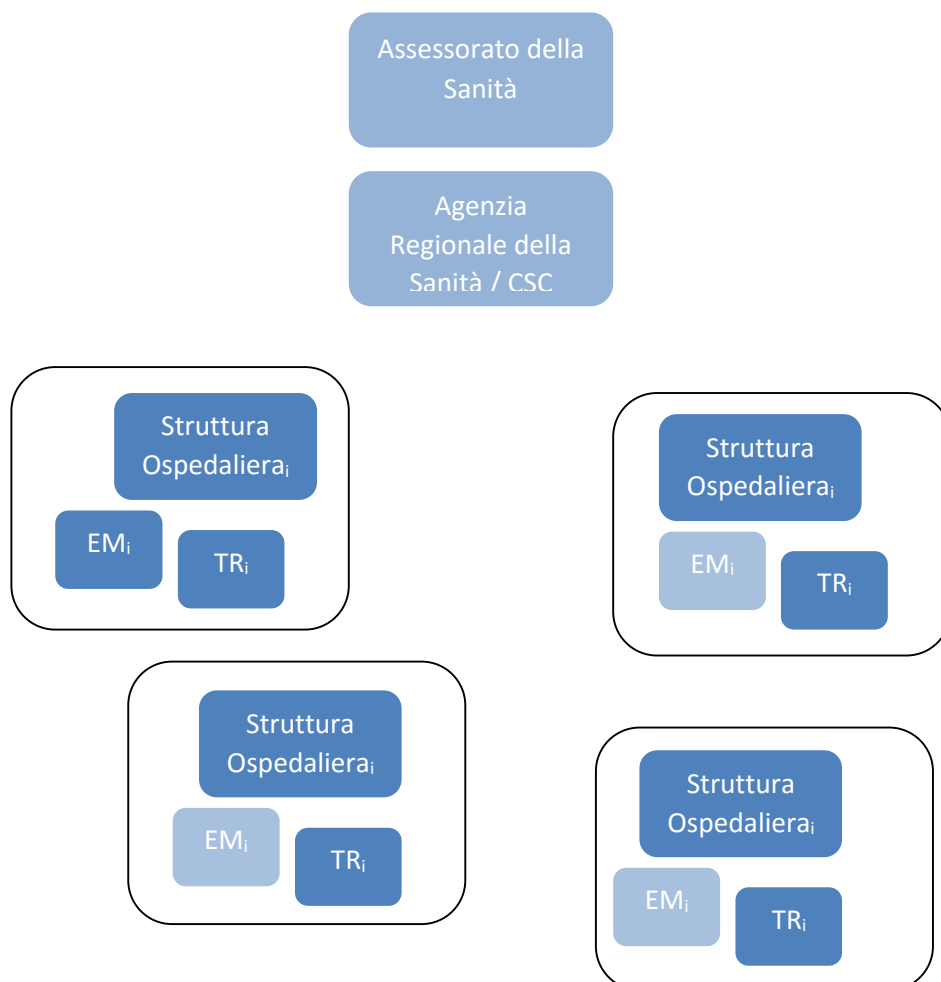


Figura 02.34: Attuale struttura energetica del SSR

L'attuale situazione nella gestione energetica del SSR deve essere riconfigurata attraverso una concezione più ampia del problema, che consideri il SSR come un insieme unico ed organico, e non come un raggruppamento di singole realtà sconordinate tra loro. L'analisi compiuta dal CIFRA ha evidenziato come, ad oggi, delle dieci (presumibilmente undici) strutture che necessiterebbero per legge dell'EM, solo una ha adempiuto all'obbligo. La figura dell'EM si confonde con quella del TR, sovrapponendo compiti e funzioni, sebbene queste dovrebbero essere profondamente differenti.

Si fa perciò necessaria l'introduzione di un nuovo attore nella struttura del SSR: l'Energy Manager della Struttura Ospedaliera.

4.12.3.2 L'Energy Manager del Sistema Ospedaliero nell'ambito della gestione strategica della Struttura Ospedaliera (EMSO)

La nuova figura dell'EMSO si inserisce nell'ambito della gestione del patrimonio macchinistico, impiantistico e strutturale del Sistema Sanitario Regionale in un'ottica duplice: da un lato, in fase di pre-acquisizione dei beni, l'EMSO valuta l'impatto sull'attuale sistema energetico dal punto di vista tecnico-economico e l'eventuale necessità di interventi aggiuntivi necessari ad una razionalizzazione del nuovo sistema; in fase di valutazione a consuntivo, invece, l'EMSO, oltre alla rendicontazione degli interventi pianificati e realizzati, analizza e definisce i requisiti necessari al raggiungimento dei nuovi obiettivi nell'ambito energetico/ambientale (riduzione dei consumi, ma anche diversificazione delle fonti, riduzione delle emissioni, ecc.). In questo modo, l'EMSO svolge un ruolo di interfaccia fra la direzione tecnica e la direzione sanitaria, consentendo l'accrescimento di entrambe queste strutture di governo (ad esempio, partecipando attivamente alla redazione del budget previsionale della struttura e fornendo indicazioni tecniche per l'eventuale cessione/acquisto di beni immobili), svolgendo dunque un ruolo di tramite fra questi due componenti manageriali. A livello operativo, infine, la funzione dell'EMSO consente di monitorare in continuo le prestazioni energetiche dell'impianto, impattando in modo significativo nell'individuazione immediata di disfunzioni tecniche e relazionandosi alla struttura manutentiva dedicata all'impianto.

In sintesi le relazioni che intercorrono tra l'EMSO e la gestione più generale hanno per oggetto essenzialmente le prestazioni a *black box* del sistema energetico: i costi del servizio energetico, le prestazioni di affidabilità e qualità dei servizi erogati a livello di utenza (confort, ecc) e l'affidabilità impiantistica del sistema di centrale distribuzione e corpi periferici.

4.12.3.3 L'Energy Manager del Sistema Ospedaliero nell'ambito del Facility Management

Come accennato in precedenza, è nella gestione delle strutture che l'EMSO svolge un ruolo fondamentale: il monitoraggio continuo del flusso dei dati energetici (consumi, costi, affidabilità d'approvvigionamento, ecc) e ambientali (temperature, ore di funzionamento, disfunzioni, ecc) proveniente dalle specifiche strutture sotto controllo permette la modellizzazione dei consumi e l'individuazione di modelli standard per la quantificazione dei medesimi. In questo modo è possibile predisporre un sistema ad indicatori, come ad esempio il consumo riferito all'unità di volume riscaldato in funzione delle temperatura esterna, per unità di superficie, giungendo infine ad indicizzare per servizio reso) che consenta il confronto e l'elaborazione dei bilanci energetici e la rendicontazione/previsione dei costi energetici.

4.12.3.4 L'Energy Manager del Sistema Ospedaliero e la qualificazione/riqualificazione delle strutture ospedaliere

Il background multidisciplinare dell'EMSO, così come previsto nel presente studio (dottorato di ricerca) consente di allacciarsi a competenze variegata nell'ambito del project management: i processi di riqualificazione delle strutture ospedaliere, singole o sistemiche, possono essere valutate dall'EMSO in modo dinamico e, soprattutto, multi-criteriale, tenendo dunque conto delle diverse esigenze che stanno alla base di ogni singolo progetto: sarà compito dell'Energy Manager trattare ed analizzare in modo congruo le varie problematiche che coinvolgono il processo decisionale in ambito energetico/ambientale, fra cui le necessità, spesso contrastanti, di massimizzazione dei rendimenti d'impianto, quelle di riduzione dei costi, consumi e impatto ambientale, la limitazione investimento, l'intercettazione di agevolazioni, ecc. Tale processo, come detto, può coinvolgere sia le singole strutture ospedaliere, ma anche poli energetici integrati caratterizzati, oltre che dalla contiguità fisica, da fabbisogni energetici complementari e da una volontà comune di razionalizzazione energetica (ad esempio, come una rete di teleriscaldamento)



Figura 02.35: Interventi d'ottimizzazione all'interno del SSR

E' evidente come l'EMSO si dovrà trovare a gestire un trade-off alla ricerca della soluzione di volta in volta più consona, spinto da necessità di carattere prettamente energetico, necessità economiche e necessità ambientali. E, realisticamente, saranno le priorità economiche quella che maggiormente condizioneranno e faranno da vincolo alle scelte. Se, ad esempio, è vero che una soluzione che preveda un impianto ad assorbimento per la produzione di energia frigorifera permetta prestazioni superiori in termini di consumo e ambientali, una soluzione alternativa con sistema frigoriferi a vite presenti vantaggi di natura economica: solo le capacità gestionali e l'esperienza dell'EMSO potranno stabilire, ad ogni occasione, quali siano le vie da seguire e le decisioni da prendere.

4.12.3.5 Competenze dell'Energy Manager del Sistema Ospedaliero

Tale figura professionale deve presentare un background tipicamente ingegneristico, con competenze di natura tecnica ed economica. La conoscenza specifica del settore sanitario è fondamentale, così come l'esperienza professionale del candidato, di durata pluriennale, e possibilmente legata alla specifiche strutture ospedaliere del servizio sanitario regionale. La nuova figura dovrà essere in grado di effettuare

studi di fattibilità e progettazioni di massima di sistemi energetici e tecnici, e garantire il continuo aggiornamento con le novità di un settore, quello energetico, in continua evoluzione.

Alcune attività dell'EMSO dovrebbero riguardare:

1. Coordinamento degli Energy Manager delle singole strutture (o loro sostituzione);
2. Analisi in dettaglio delle situazione attuale e previsione della spesa futura;
3. Parametrizzazione dei consumi energetici, dei costi energetici in relazione ai posti letto, alla superficie coperta, ai volumi serviti e in prospettiva, al servizio effettivamente svolto;
4. Analisi delle inefficienze per tipologia di servizio (condizionamento invernale, estivo, igienico sanitario, e altri servizi tecnici);
5. Analisi delle azioni disponibili per tipologia di servizio;
6. Monitoraggio continuo di norme europee, nazionali e locale ai fini dell'intercettazione degli incentivi e dei fondi;
7. Valutazioni con riferimento al Piano Energetico Regionale (PER);
8. Perseguimento di eventuali piani PRO per il settore ospedaliero.
9. Elementi di integrazione con il Piano Sanitario;
10. Individuazione e perseguimento delle *best practices* settoriali in ambito tecnico, impiantistico, gestionale, organizzativo e contrattuale;
11. Aggiornamento con partecipazione a corsi;
12. Monitoraggio continuativo delle performance delle singole strutture e di sistema regionale ed individuazione delle migliori/peggiori prestazioni regionali in ambito energetico;

Questa figura professionale dovrebbe essere esterna alla generica struttura ospedaliera, capace di interagire sia con le strutture tecniche-amministrative di afferenza, sia con realtà di tipo accademiche ed industriali. L'EMSO, in generale, deve avere ottime competenze ed esperienza in campo energetico, dei sistemi, delle tecnologie, in campo ambientale ed economico ed una capacità progettuale di alto profilo; deve avere ottime competenze sulle norme di afferenza per poter intercettare incentivi e facilitazioni in un settore dove le normative si susseguono rapidamente; non devono, inoltre, difettare importanti capacità organizzative. Dovrà avere inoltre competenze tali da potere confrontarsi con le società di gestione calore.

La figura tracciata dovrebbe così avere una formazione ingegneristica di base meccanica a orientamento energetico o gestionale integrata con corsi di tipo progettuale energetico. Più idonea ancora sarebbe una figura di dottore di ricerca in campo energetico (5 anni di laurea e 3 anni di dottorato specifico sulle tematiche energetiche, economiche in ambito ospedaliero) . E' importante una forte esperienza diretta o un percorso formativo molto orientato e dedicato partendo da una laurea in ingegneria meccanica o gestionale.

Nell'ambito della ristrutturazione dell'ambito energetico del SSR due punti devono essere discussi:

- 1) *Il numero degli EMSO*: è verosimile ritenere che i compiti definiti sopra possano essere troppo gravosi ed ampi per una singola persona; potrebbe essere così necessario valutare la possibilità di introdurre due EMSO, e la suddivisione di compiti e responsabilità potrà essere divisa:
 - a. In base al territorio (in questo caso le difficoltà potrebbero nascere nell'omogeneità di dati e procedure)
 - b. In base alle funzione: un EMSO assolverebbe i compiti di natura *strutturale*, mentre il secondo quelli di natura *gestionale*.

E' evidente come in entrambe le soluzioni la comunicazione, la collaborazione, la condivisione e la necessità di avere un sistema il più omogeneo possibile sia essenziale

- 2) *Il ruolo dell'EM di struttura:* come detto, la Legge 10/91 impone l'obbligo dell'EM per le attività industriali con un consumo superiore ai 10.000 tep equivalenti di petrolio e per le tutte le altre attività con un consumo superiore alle 1.000 tep di petrolio. Come si è visto questo non avviene, nelle dieci strutture del SSR che rientrano nella categoria, se non in un singolo caso. La presenza di uno (o due) EMSO renderebbe superfluo il recepimento della normativa dalle restanti strutture (il che comporterebbe, oltretutto, un significativo risparmio).

4.12.3.6 *L'Energy Manager del Sistema Ospedaliero e la Certificazione Energetica Interna*

Una delle attività dell'EMSO (in particolare, se la suddivisione sarà per tipologia, l'EMSO adibito alla parte strutturale) dovrà essere legata alla certificazione energetica delle strutture ospedaliere, strumento quest'ultimo introdotto nella gestione dei patrimoni immobiliari in genere; è opportuno che si mutui detto approccio seguendone, almeno in parte, le direttive indicate nelle norme nazionali e mutuando alcune norme locali anche se non del FVG. In questo caso per certificazione energetica delle singole strutture ospedaliere intendesi un documento interno utile al sistema di governo regionale delle strutture ospedaliere sia in termini assoluti che in termini relativi di confronto, nell'attesa che la normativa nazionale stabilisca uno standard unico a livello globale.

La certificazione energetica degli edifici della SSR ha una valenza doppia: il processo può essere interpretato sia come strumento di valutazione a consuntivo delle strutture ammodernate. Ad esempio, nella legge regionale della regione Lombardia relativa alla certificazione energetica degli edifici, v'è un'apposita sezione dedicata ai 'possibili interventi migliorativi del sistema impianto, mentre, all'interno del recente piano energetico comunale del comune di Udine, fra gli strumenti finalizzati alla riduzione dei consumi energetici, la certificazione energetica "Casa Clima" viene imposta normativamente per tutte le nuove strutture e le ristrutturazioni sostanziali all'interno del capoluogo friulano, oltre ad alcune prerogative tecniche. L'EMSO diventa intermediario ideale per la gestione dei dati relativi alle strutture del SSR e può svolgere un ruolo attivo nella determinazione delle prestazioni degli edifici eventualmente soggetti a processo certificatorio.

4.12.3.7 *Vantaggi dall'introduzione dell'Energy Manager del Sistema Ospedaliero*

La nomina di una o due figure di EM per l'intero sistema Ospedaliero Regionale a cui assegnare la responsabilità dell'efficientamento dell'intero sistema e delle singole strutture comporterebbe sicuri vantaggi, accompagnata alla obbligatoria per legge presenza del TR e dell'EM di struttura.

Non è necessario che le intere funzioni sopra illustrate siano seguite da una sola figura: due EMSO potrebbero suddividersi le responsabilità con diversi criteri, come ad esempio l'applicazione a due ambiti territoriali complementari, oppure il primo all'intero sistema regionale per quanto riguarda le strutture, mentre il secondo con compiti per la parte tecnologica di generazione. Naturalmente in questo caso la stretta collaborazione tra i due dovrebbe essere un requisito determinante.

L'adozione di uno o due EMSO (e la formalizzazione dei loro rapporti con l'agenzia regionale della sanità, coi TR e con la struttura ospedaliera) permette di evitare la nomina di più EM per semplice obbligo normativo, che sarebbero comunque frenati nelle loro azioni da problematiche contingenti ed operative. E' ripetitivo ma opportuno ribadire come attraverso l'EMSO sarebbe possibile impostare e

perseguire modelli consapevoli, coerenti ed omogenei per tutte le strutture, sarebbe possibile eseguire confronti tra questi attraverso il monitoraggio continuo, impostando interventi di tipo continuativo.

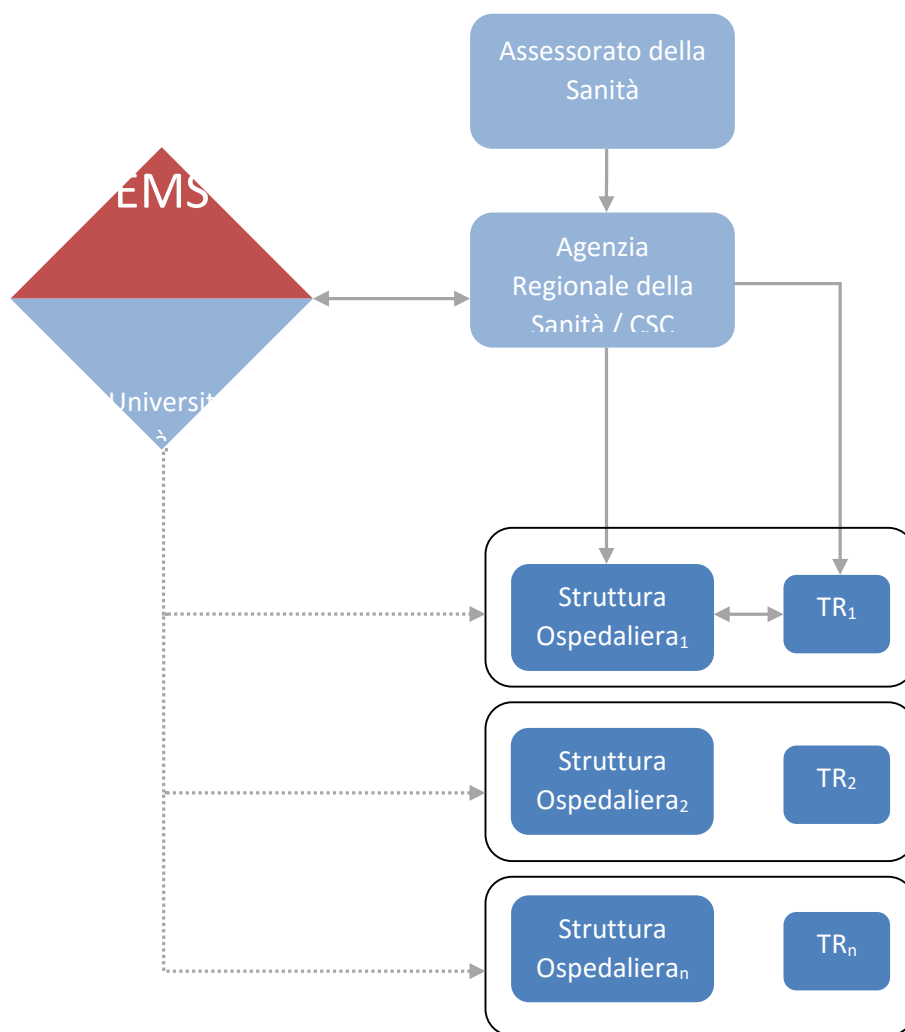


Figura 02.36: Assetto strutturale del SSR con l'introduzione dell'EMSO

La figura schematizza i rapporti che verrebbero a crearsi nel SSR: Agenzia Regionale della Sanità coadiuvata dal CSC si trova in una posizione di consulenza rispetto all'EMSO, che si trova in una posizione esterna al SSR e compie operazioni di monitoraggio, aggiornamento e ricerca dell'innovazione nei confronti degli EM delle singole strutture, i quali sono responsabili dell'applicazione di quanto pianificato assieme all'EMSO. A sua volta, l'Agenzia Regionale della Sanità affida la responsabilità di servizio ai TR, che si occupano, coadiuvati dalla figura degli EM ma diversamente a questi più attenti alle necessità operative.

4.13 Prospettive future di collaborazione Università-CSC

L'indagine svolta dall'università (via CIFRA) è stata effettuata al fine di individuare soluzioni di risparmio energetico per le diverse strutture del SSR: tale studio, tuttavia, non deve essere considerato una conclusione alla ricerca nel settore ma, piuttosto, l'inizio di un processo continuativo di monitoraggio e pianificazione degli interventi. Le dinamiche di mercato, unitamente alla variabilità della normativa di riferimento, rendono ancor più necessari i continui *feedback* fra i diversi attori del sistema: quella che viene proposta, dunque, è una collaborazione continuativa fra Università degli Studi di Udine e Regione Friuli Venezia Giulia, nelle rispettive strutture subordinate del CIFRA e del CSC, al fine di istituire un gruppo di lavoro coordinato continuativo che faciliti e pianifichi l'inserimento futuro della figura professionale precedentemente citata, l'EMSO. La collaborazione, sviluppata *dal basso* a partire dalle solide basi poste dalla precedente analisi congiunta, dovrà prevedere per il futuro il contatto fra le due sovra-strutture di riferimento (l'Università e l'Agenzia Regionale per la Sanità) al fine di formalizzare un accordo quadro che sancisca definitivamente l'inserimento delle tematiche energetiche ed ambientali fra le priorità del Servizio Sanitario Regionale.

E' possibile ipotizzare un piano di studio di tre anni per l'EMSO in cui questo assumerà gradualmente tecniche, competenze e responsabilità del suo ruolo, che nel frattempo saranno sottoposte alla direzione dell'Università (l'accordo dovrà essere contratto con l'Università o con i centri interdipartimentali, mentre la responsabilità sarà necessariamente personale. In una prima fase transitoria, perciò, il ruolo dell'EMSO potrebbe essere svolto dal delegato all'energia dell'Università o da altra figura docente con competenze anche professionale), che gradualmente le abbandonerà in favore dell'EMSO.

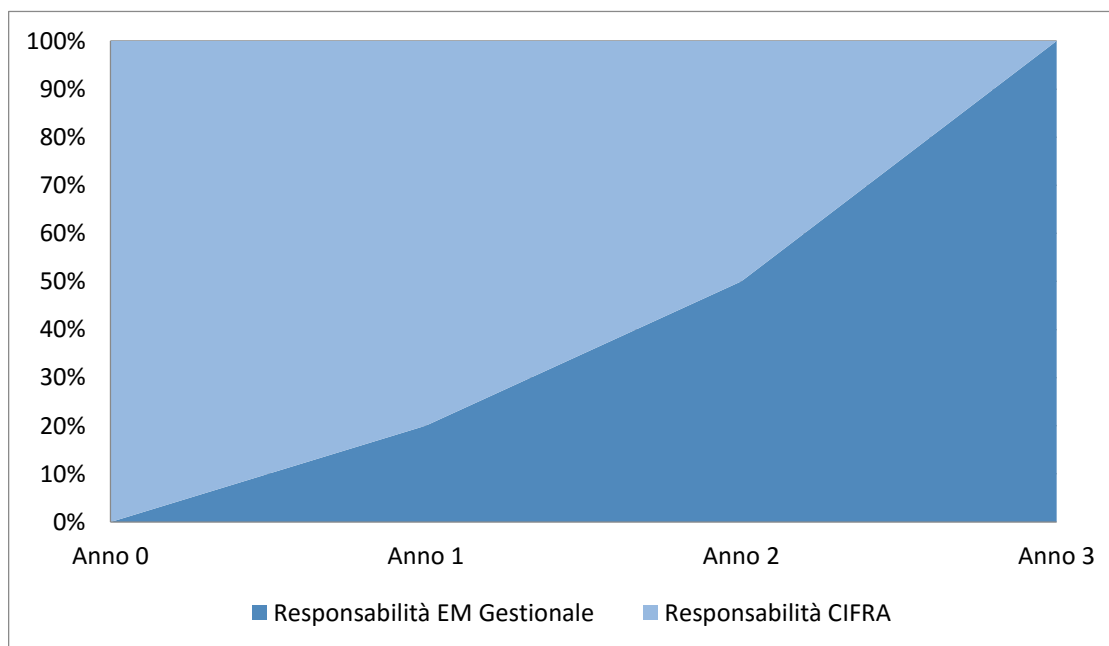


Figura 4.2.37: Divisioni delle responsabilità tra EM e CIFRA nel corso della formazione dell'EM gestionale

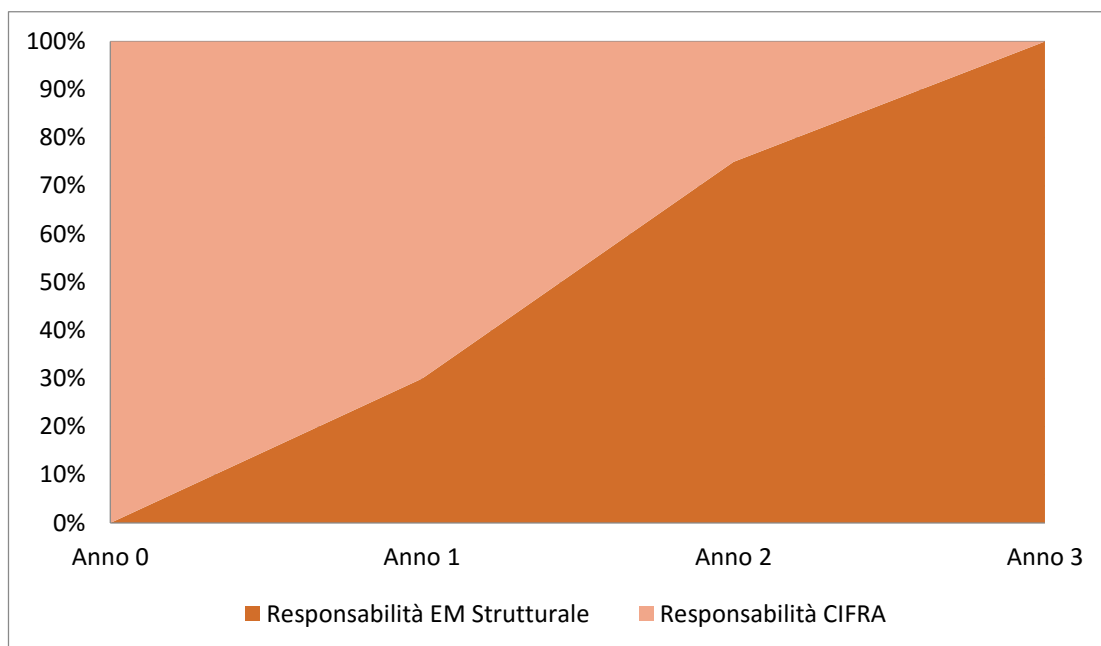


Figura 4.2.38: Divisioni delle responsabilità tra EM e CIFRA nel corso della formazione dell'EM Strutturale

Nel primo anno di collaborazione tutta la responsabilità dovrà ricadere sull'Università alla quale compete il compito di impostare strategicamente il percorso sia tecnico per il sistema ospedaliero sia didattico, e redigere le *best practices* in entrambi gli ambiti. Durante il secondo anno il/i dottorando/i di ricerca dovranno, al fine di accumulare esperienza sul campo, eseguire degli stage presso tutte le strutture importanti seguiti dall'Università. Nel terzo anno si terrà una azione coordinata tra Università e dottorando/i per verificare le possibilità di singole operazioni di efficientamento, seguire e correggere le azioni dei dottorando/i e valutarne le capacità. Alla fine del terzo anno l'Università cesserà ogni azione concreta e applicativa per lasciare completa responsabilità alle figure preparate.

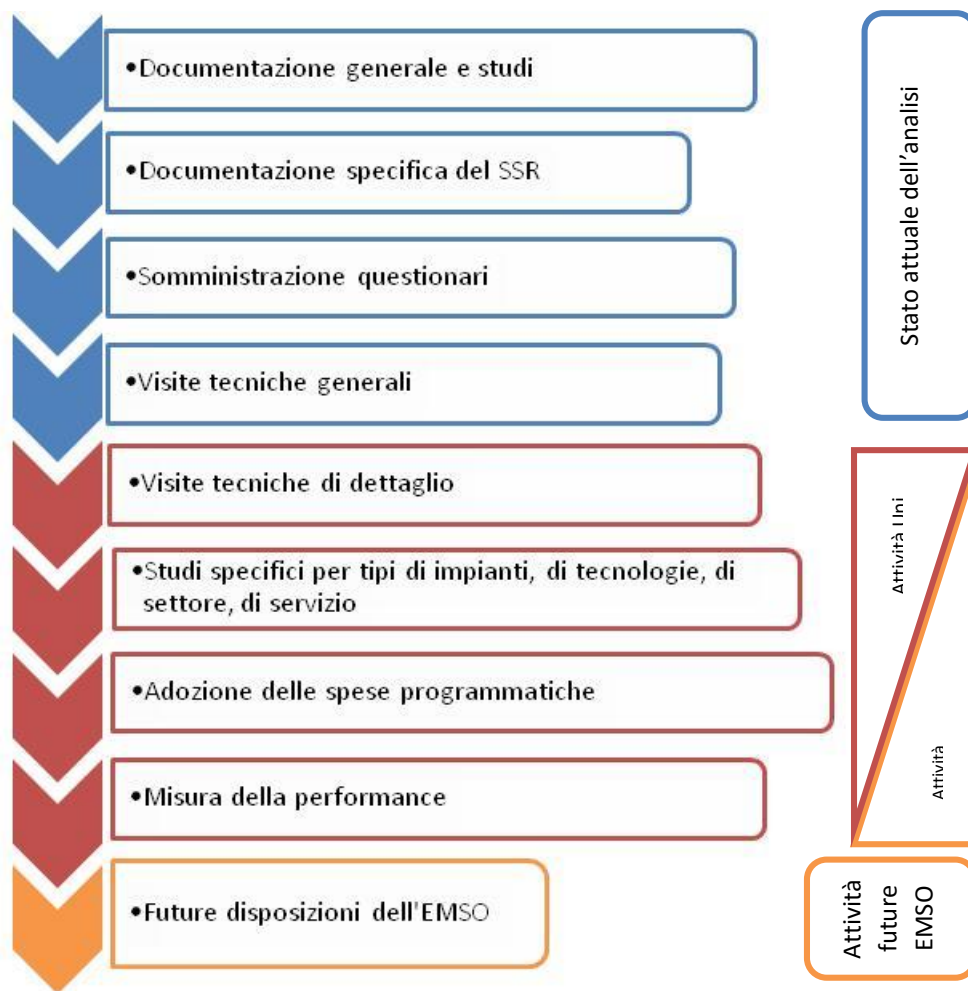


Figura 4.2.39: Interventi progressivi nell'introduzione dell'EMSO

In figura si evidenzia il flusso dell'analisi e gli attori che ne sono responsabili: prima, con basso approfondimento, poi, nel momento della formalizzazione del rapporto tra Università e l'Agenzia Regionale della Sanità via via ad un livello sempre più particolareggiato, l'Università assieme all'EMSO, ed infine il solo EMSO, al termine del dottorando.

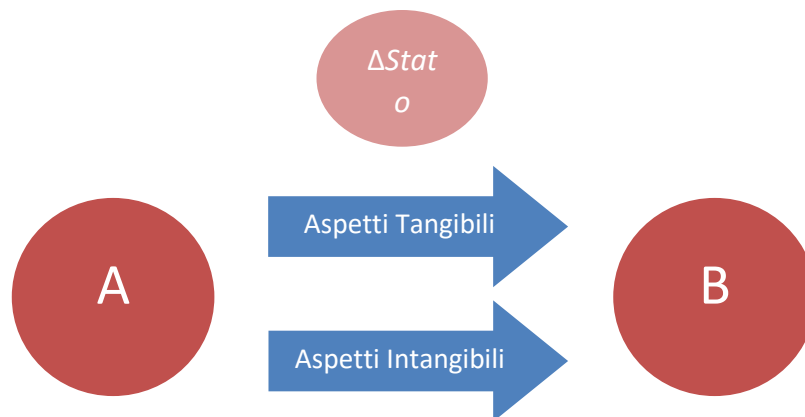


Figura 4.2.40: Valutazione dell'EMSO

Sarà necessaria l'introduzione di un sistema di valutazione dell'operato del EMSO. L'obiettivo di questo è portare il SSR da uno stato *A*, ad uno stato *B*, e l'incremento ($\Delta Stat_0$) nelle prestazioni dovrà essere giudicato su un lasso di tempo che potrebbe essere di due anni, al termine dei quali il CSC e l'Agenzia Regionale della Sanità valuteranno la possibilità di rinnovare il mandato dell'EMSO o meno. Gli aspetti su cui stabilire il $\Delta Stat_0$ dovranno essere di tipo intangibile ed intangibile. Nel primo caso verrà valutata, ad esempio, la qualità tecnologica delle strutture, i consumi energetici, la diversificazione delle fonti e in definitiva i costi di esercizio complessivo, l'impatto ambientale. Per aspetti intangibili (per definizione) più difficili si intendono elementi quali il livello di competenza e capacità gestionale, la qualità dei corsi di aggiornamento, la tipologia d'iniziativa intraprese.

In 0 si è accennato al fatto di come gli indicatori usuali per la valutazione delle performance in ambito ospedaliero possano essere insoddisfacenti, e in 4.7 si è schematizzato un possibile sistema di monitoraggio: avvalendosi di questo si introduce qui la traccia per una possibile valutazione degli EMSO (nel caso si decidesse di introdurne due come prospettato in 4.12.3.5).

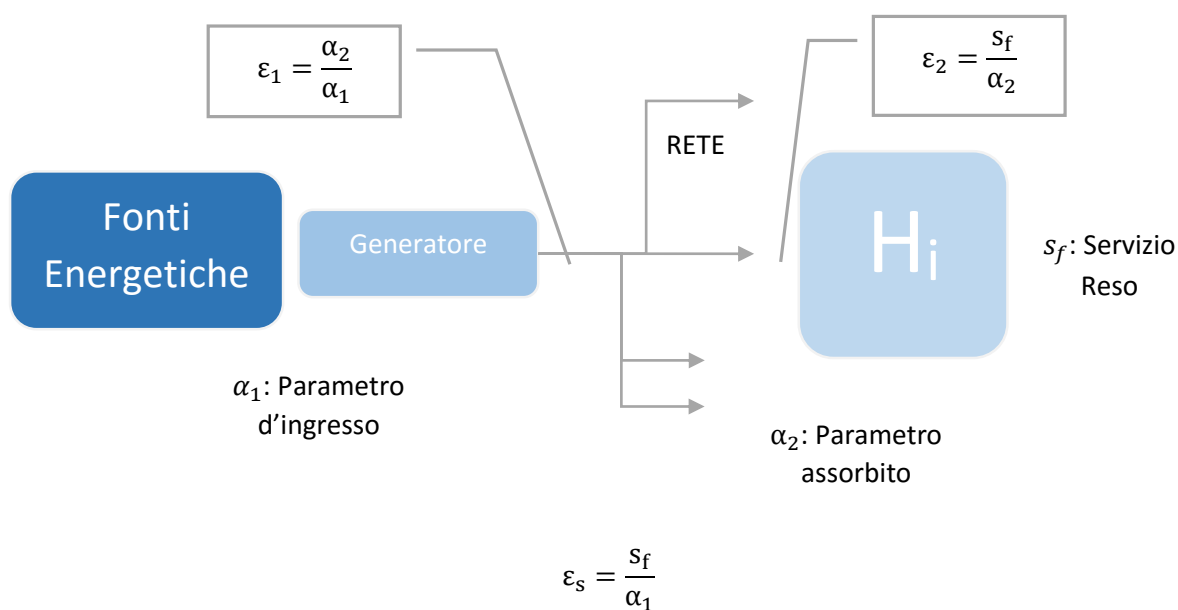


Figura 4.2.41: Ipotesi di valutazione dell'EMSO

In figura è rappresentato un esempio per valutare differenzialmente l'EMSO gestionale e l'EMSO impiantistico, attraverso due differenti definizioni di efficienza. α_1 rappresenta un parametro (che potrebbe essere di natura ambientale, energetico, economico) all'ingresso della rete di distribuzione del SSR, α_2 si identifica con un secondo parametro analogo in entrata alla *i-esima* struttura: ϵ_1 rappresenta l'efficienza ottenuta dal rapporto tra i due e il miglioramento di questa dovrebbe essere competenza dell'EMSO gestionale. Analogamente S_f indica il servizio reso dalla struttura, mentre ϵ_2 è l'efficienza che l'EMSO strutturale sarebbe tenuto a massimizzare (è opportuno rimarcare che per "strutturale" non si intendo della "singola struttura", ma che si occupa delle prerogative legate alle strutture di *tutto* il SSR). ϵ_s è, naturalmente, l'efficienza globale. Una posizione brutalmente competitiva, in questo caso, porterebbe ad una situazione non diversa da quella attuale (Figura 02.31), con i gestori della rete e gli EM operanti in parallelo e competizione, e non sinergicamente. La vicinanza di natura professionale dei due EMSO prospettati invece favorirebbe il raggiungimento di risultati coordinati.

Tali macro-obiettivi possono essere raggiunti soltanto alla fine di un percorso incrementale d'indagine che si sviluppi per ogni singola struttura interessata. Tale percorso, infatti, a partire dalla rilevazione primaria della documentazione iniziale, prevede un'analisi di tipo "black-box" (questionari, fatture, interviste, ecc.), seguita da visite tecniche iniziali ed individuazione preliminare degli interventi.

Dopo tali fasi introduttive dovranno seguire analisi di dettaglio, studi specifici dell'impiantistica e monitoraggio in continuo dei consumi, a cui seguirà la progettazione esecutiva dettagliata degli interventi pianificati e la misurazione/controllo delle prestazioni delle nuove soluzioni. Il percorso appena descritto è rappresentato in figura, dove si suppone un orizzonte temporale minimo di circa due anni. È importante sottolineare che l'analisi di questo contesto non può e non deve essere incentrata su un'unica e singola prospettiva d'analisi: l'approccio necessariamente multifocale deve considerare la soluzione *migliore*, e non la soluzione *unilateralmente ottima*, secondo un triplice punto di vista:

1. Tecnico, in termini di incremento dell'efficienza d'impianto;
2. Ambientale, in termini di controllo e monitoraggio delle emissioni di sostanze inquinanti;
3. Economico, in termini di fattibilità dell'investimento e riduzione dei costi complessivi.

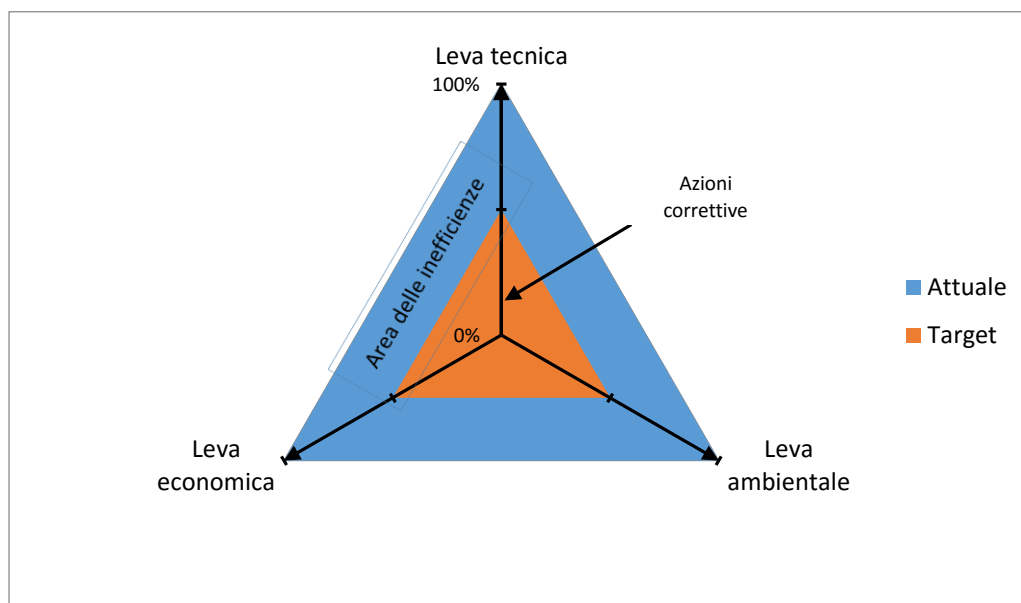


Figura 4.2.42: Obiettivi multipli dell'indagine

In particolare, la seconda leva, che si riferisce alle valutazioni sulle ricadute di ordine ambientale (non solo in termini di qualità dell'aria ed effetto serra, ma anche di impatto acustico, consumo di risorse, qualità dell'ecosistema, ecc.), viene spesso trascurata in ragione delle altre due componenti: il cambiamento delle politiche governative e delle aspettative sociali, tuttavia, impongono una maggiore considerazione di tale fattore, ancor più in un settore, quello socio-assistenziale, le cui priorità ben si combinano con quelle relative alla salvaguardia ambientale ed allo sviluppo sostenibile.

4.14 Considerazioni finali

E' necessario per completare il percorso proposto in questo elaborato, valutare quali siano gli ambiti nei quali si è mosso, indicando in quali parti questi sono stati trattati, attraverso la seguente matrice in cui si è cercato di individuare due diversi tipi di correlazione, debole e forte.

				Bilancio energetico	Priorità di interventi	Risparmi	Fonti rinnovabili	Cogenerazione	Uso di combustibili alternativi	Impiantistica condivisa	Forme contrattuali	Integrazioni di fonti tradizionali	Interventi sulle tecnologie	Manutenzioni edili	Interventi organizzativi	Razionalizzazione gestionale	Definizione di un nuovo modello
1																	
4	.		2														
	0																
	0																
	0																
4	.		3														
	4	.	3	.	1												
	4	.	3	.	2												
	4	.	3	.	3												
4	.		4														
0																	
2.1																	
4	.		7														
2.3																	
4	.		9														
	4	.	9	.	1												
	4	.	9	.	2												
4	.		1	0													
4	.		1	1													
4	.		1	2													
	4	.	1	2	.	1											
	4	.	1	2	.	2											
	4	.	1	2	.	3											
4	.		1	3													

Tabella 198: Riepilogo delle correlazioni nei distinti ambiti.

4.14 Conclusioni

In che direzione dovrebbe muoversi il Sistema Sanitario Regionale per affrontare un razionalizzazione? Poste le basi per affrontare il problema, suggerendo quali debbano essere gli indici più esplicativi per valutare un sistema sanitario, e soprattutto prospettando quali potrebbero essere i margini di miglioramento e di riduzione dei consumi, e così delle spese. Margini che potrebbero essere ampi, a seconda degli studi presi in considerazione ed a seconda della tipologia d'intervento. Interventi di natura interna alle singole strutture, sia di natura gestionale che tecnica sono stati giudicati sufficienti solo per il raggiungimento di un risultato compensativo nel miglioramento delle prestazioni. Solo interventi che riguardino l'intero Sistema Sanitario Regionale permettono una concreta riduzione di spese e consumi.

E l'intervento che più appare efficace pare essere l'introduzione di una nuova figura all'interno della struttura del Sistema Sanitario Regionale: l'Energy Manager del Sistema Ospedaliero.

L'EMSO, che nei confronti dell'Agenzia Regionale della Sanità si trova ad avere un ruolo consulenziale, attraverso una completa azione di monitoraggio delle prestazioni della singole strutture), al fine di potere dirigere il coordinamento del Sistema individuando le inefficienze, le azioni disponibili e le *best practices* settoriali in ambito tecnico, strutturare i corsi di miglioramento per i Terzi Responsabili (che mantengono il loro ruolo di dipendenza gerarchica dall'Agenzia Regionale della Sanità relativo al funzionamento operativo della singola struttura), e svolgendo così un ruolo tecnico e gestionale di intermediario tra i responsabili della struttura e la struttura stessa.

L'introduzione di questa figura sarà accompagnata da una stretta collaborazione tra il CIFRA universitario e il CSC, al fine di potere garantire un passaggio graduale e un adeguata preparazione all'EMSO.

Solo attraverso un prospettiva coordinata e complessiva del tema energetico sarà possibile raggiungere quei risultati necessari ad una migliore efficienza nello sfruttamento delle risorse.

4.15 Principali riferimenti bibliografici e legislativi.

- [1] *International Energy Agency, World Energy Outlook 2008*. Parigi: IEA PUBLICATIONS, 2009.
- [2] *Energy Information Administration. Electric Power Industry CO2 Emissions and Generation Share by Fuel Type*. [Online]. http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/co2_report/co2report.html#electric
- [3] *Ministero della Salute*. www.ministerosalute.it. [Online]. <http://www.ministerosalute.it/servizio/sezSis.jsp?label=usl>
- [4] *American Society for Healthcare Engineering, "Healthcare Energy Guidebook"*, Chicago, 2004.
- [5] *The Office of Energy Efficiency of Natural Resources Canada, "Consumption of Energy Survey for Universities, Colleges and Hospitals"*, Gatineau, 2003.
- [6] *IEA, "Saving energy with energy efficiency in hospitals"*, Amsterdam, 1997.
- [7] *Agenzia Regionale per l'Energia della Liguria, "Linee guida per l'efficienza energetica nel settore ospedaliero ligure"*, Genova, 2006.
- [8] *Istituto per la Promozione dell'Innovazione Tecnologica, "Gestione dell'energia nel settore della sanità nella regione Lazio"*, Roma, 1999.
- [9] *UK National Health Service, "Energy Consumption in Hospitals"*, Londra, 2001.
- [10] *European Commission DG for Energy and Transport, "Energy Consious European Hospitals and Health Care Buildings"*, Bruxelles, 2001.
- [11] *IEA. Energy Information Administration - Official Energy Statistics from the US Government*. [Online]. http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_wco_k_w.htm
- [12] *Piano Energetico Regionale PER 2003 FVG*.
- [13] *PER FVG: Piano Energetico Regionale del Friuli Venezia Giulia, proposta approvata dalla Giunta regionale al n. 1252 del 25 giugno 2015*
- [14] *SEN: Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile 8 Marzo 2013*
- [15] *LR 12/94 FVG: Disciplina dell'assetto istituzionale ed organizzativo del Servizio sanitario regionale ed altre disposizioni in materia sanitaria e sullo stato giuridico del personale regionale*
- [16] *LR 13/95 FVG: Revisione della rete ospedaliera regionale*
- [17] *LR 17/14 FVG: Riordino dell'assetto istituzionale e organizzativo del Servizio sanitario regionale e norme in materia di programmazione sanitaria e sociosanitaria*
- [18] *Legge 9/1/1991 n. 10: Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia*.
- [19] *DPR 412/1993 Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della L. 9 gennaio 1991, n. 10*
- [20] *DPR 74/2013 Regolamento recante definizione dei criteri generali in materia di esercizio, conduzione, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienici sanitari, a norma dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e c), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n.192.*

Nota: il materiale utilizzato nasce dalla consolidata collaborazione dell'Università di Udine, rappresentata dal Prof. Nardin G. responsabile per l'energia, con le autorità regionali del Friuli Venezia Giulia, ed è stata in parte già utilizzata per la stesura del capitolo Quinto della nuova proposta di Piano Energetico Regionale.

CAPITOLO 5: LO SVILUPPO DELLE FIGURE PROFESSIONALI E DI IMPRESA NEL SETTORE ENERGETICO.

Considerata la dinamica importante sullo sviluppo legislativo, delle norme UNI e delle figure relative al settore energetico è parso opportuno redigere un capitolo aggiuntivo per mettere ordine e chiarezza in un contesto così rilevante e articolato per lo sviluppo delle società moderne. In aggiunta alla figura dell'Energy Manager, prevista dal 1991 si aggiungono le imprese e gli esperti Certificati il cui ruolo obbligatorio va delineandosi con lo sviluppo normativo di afferenza.

Il primo marzo 1968 la Legge numero 186 stabilì che *tutti i materiali, le apparecchiature, i macchinari, le installazioni e gli impianti elettrici ed elettronici devono essere realizzati e costruiti a regola d'arte*, senza dare indicazioni sui requisiti minimi di competenza necessari per gli operatori del settore e senza considerare le valenze energetiche [58].

Il 19 luglio 2014 il Decreto Legislativo numero 102 indica il percorso di qualificazione di quattro figure chiave operanti in ambito energetico [40].

Figure previste dal D.lgs. 102 del 2014

- ESCO (Energy Service Company)
- EGE (Esperto in Gestione Energetica)
- SGE (Società con Gestione Energetica)
- Auditor Energetico (diagnosta energetico)

Precedentemente erano già previste altre figure che continuano a svolgere il proprio ruolo.

- Energy Manager (tecnico uso responsabile dell'energia)
- SSE (società di Servizi Energetici)
- Certificatore energetico degli edifici
- Terzo responsabile degli impianti
- Organismo esterno di ispezione degli impianti termici

5.1 ESCO: Energy Service Company

Le imprese che si occupano dei servizi energetici sono previste dalla legislazione italiana e fanno riferimento ad una specifica norma UNI CEI 11352 [23].

Contestualmente allo sviluppo del *mercato energetico*, inteso come installazione gestione e conduzione degli impianti, si sono sviluppate ed evolute le imprese ad esso dedicate, la prima citazione ufficiale compare nel Decreto Legislativo 115 del 2008 [46] in cui le ESCOs vengono definite al punto i come: *“persona fisica o giuridica che fornisce servizi energetici ovvero altre misure di miglioramento dell'efficienza energetica nelle installazioni o nei locali dell'utente e, ciò facendo, accetta un certo margine di rischio finanziario. Il pagamento dei servizi forniti si basa, totalmente o parzialmente, sul miglioramento dell'efficienza energetica conseguito e sul raggiungimento degli altri criteri di rendimento stabiliti”*.

Il ruolo delle ESCOs era già previsto nella direttiva europea 2006/32/EC, [66], che include i servizi energetici.

Precedentemente il Decreto Ministeriale del 24 aprile 2001 [54], al punto c comma 1 dell'articolo 8 prevedeva le modalità di esecuzione dei progetti ai fini del conseguimento degli obiettivi, (di risparmio energetico), che i progetti predisposti possono essere eseguiti *tramite società terze operanti nel settore dei servizi energetici, comprese le imprese artigiane e loro forme consortili* introducendo quindi il ruolo delle SSE, *Società di Servizi Energetici* che ancora talvolta compaiono come *reminiscenza* nei regolamenti attuativi ma che nei fatti sono sostituite nei ruoli qualificati dalle ESCOs.

In seguito, in attuazione dell'art. 28 del decreto legislativo n. 28 del 2011, [47], il Decreto del 28 dicembre 2012, [48], del Ministero dello Sviluppo Economico in concerto Ministero dell'Ambiente e della tutela del Territorio e del Mare e del Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, riprende la figura delle ESCO cominciando a definirne il ruolo nell'ambito della *produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni*, quantomeno in riferimento all'ottenimento degli specifici incentivi previsti.

Nonostante l'estrema importanza del settore e l'esistenza di una norma specifica di riferimento la *UNI CEI 11352: Gestione dell'energia - Società che forniscono servizi energetici*, [23], bisogna attendere l'attuazione della direttiva 2012/27/UE, [68], sull'efficienza energetica con il decreto legislativo 102 del 2014 [40], affinché venga delineato giuridicamente il profilo delle ESCOs e si configuri il percorso che porterà alla definizione del ruolo.

Concretamente si incarica ACCREDIA di definire i criteri di accreditamento degli organismi di certificazione ed i protocolli

Le tre principali associazione di categoria sono:

1. AGESI: www.agesi.it
2. ASSOESCO: www.assoesco.org
3. FEDERESCO: www.federesco.org

L'iscrizione non è obbligatoria e vengono forniti gli usuali servizi di assistenza ed aggiornamento.

La certificazione non è obbligatoria ma alle ESCOs non certificate sono precluse le funzioni indicate per legge. A decorrere dal 19 luglio 2016 non sarà possibile alle ESCOs non certificate accreditarsi al GSE [8], per la presentazione di progetti finalizzati all'ottenimento dei certificati bianchi né effettuare le *diagnosi energetiche* per le grandi imprese e le imprese energivore da effettuarsi entro il 5 dicembre 2015 [40]. E' probabile che non tutte le ESCOs intendano certificarsi e continuano comunque ad operare sul mercato come SSE [54], o comunque come ESCOs non certificate.

Gli organismi di certificazione divulgano i propri elenchi e li trasmettono ad ACCREDIA che li rende disponibile sul proprio sito. Ad oggi non sono state rilasciate certificazioni sotto il nuovo sistema di accreditamento [7].

Esistono altri elenchi delle ESCOs certificate e non certificate tra cui quelli divulgati dal FIRE, [11]. Il Decreto Direttoriale del MISE MATTM [37], del 12/5/15, ha approvato lo schema di certificazione e accreditamento per le ESCOs [35] in conformità alle norme di certificazione delle imprese [31], redatto da ACCREDIA per la conformità delle ESCOs alle norme tecniche UNI CEI 11352, [23].

Ai sensi del punto a del comma 6 dell'art. 12 del D.lgs. 102 del 2014 [40], gli elenchi delle ESCOs certificate secondo lo schema approvato dovranno essere resi disponibili sul sito istituzionale ENEA che ne costituiranno riferimento ufficiale.

Lo sviluppo del mercato europeo delle ESCO è oggetto di un report redatto con cadenza triennale dall'Istituto per l'Energia della Commissione Europea sullo stato dell'efficiamento energetico esteso anche agli stati europei non membri dell'unione [5], Il contesto italiano viene definito come ben sviluppato con un discreto numero di imprese riferendosi nel 2010 [3] a 50-150 ESCOs ed evidenziando l'assenza di un registro nazionale.

5.2 SSE Società di Servizi Energetici

La figura delle SSE che non prevede certificazioni non è probabilmente destinata a scomparire ma a svolgere ruoli secondari rispetto quelli attribuiti per legge alle ESCOs.

Il Decreto Ministeriale del 24 aprile 2001 [54], al punto c comma 1 dell'articolo 8 prevedeva le modalità di esecuzione dei progetti ai fini del conseguimento degli obiettivi, (di risparmio energetico) e che i progetti predisposti potessero essere eseguiti tramite società terze operanti nel settore dei servizi energetici, comprese le imprese artigiane e loro forme consortili introducendo quindi il ruolo delle SSE, Società di Servizi Energetici che non sono state abolite anche se sono state nei fatti sostituite per i ruoli qualificati dalle ESCOs.

Le considerazioni sovraesposte si basano sulla considerazione che le oltre 3000 imprese accreditate come SEE presso l'AEEG [9], (precedentemente agli analoghi obblighi di accreditamento delle ESCOs presso il GSE previsti dal DPR 102/2014 [40]), non scompaiano né intendano tutte certificarsi come ESCOs ma continuino ad operare nel mercato energetico nei ruoli che non sono preclusi per legge.

5.3 AUDITOR ENERGETICO

La figura professionale del "diagnosta" energetico è prevista a livello legislativo e a breve verrà stabilito uno schema di accreditamento e certificazione in riferimento alla norma specifica: UNI CEI EN 16247-5:2015 Diagnosi energetiche. Parte 5: Competenze degli auditor energetici, disponibile dal 18/6/15

La definizione dell'AUDITOR ENERGETICO è riportata al punto c del comma 1 articolo 2 del D.lgs. 102 del 2014 [40], come: *persona fisica o giuridica che esegue diagnosi energetiche.*

La figura dell'*auditor energetico* non deve essere confusa con quella distinta del *certificatore energetico degli edifici*, incaricato di redigere l'APE, Attestato di Prestazione Energetica previsto obbligatoriamente per gli edifici contestualmente alle locazioni, le vendite e le nuove costruzioni che attualmente può essere redatto dai professionisti iscritti al proprio ordine.

Riferendosi la norma UNI CEI EN 16247-5:2015 [26] anche alle competenze riferiti ai consumi energetici degli edifici contenuti nella norma UNI CEI EN 16247-2:2014 [26], si può prevedere che in un prossimo futuro gli auditor energetici certificati potranno svolgere anche la funzione di certificatori APE ma al momento non esiste una indicazione di legge che li esenta dalla necessità di essere professionisti iscritti a proprio ordine.

UNI-CEI, in collaborazione con CTI ed ENEA ha elaborato la norma UNI CEI EN 16247-5: *Competenze degli auditor energetici*, contenente le *norme tecniche per la certificazione volontaria degli auditor energetici nei settori dell'industria, del terziario e dei trasporti e degli installatori di elementi edilizi connessi al miglioramento della prestazione energetica degli edifici.*

La norma è disponibile dal 18 giugno 2015 in ritardo rispetto al termine di 180 giorni indicato al comma 3 articolo 12 del D.lgs. 102 del 2014 [40], per la presentazione scaduto il 13 gennaio 2015.

A causa del ritardo non è stata ancora definito lo schema di accreditamento [30], e certificazione [29], non si prevede quindi che le verifiche obbligatorie per le grandi imprese e le imprese energivore da effettuarsi entro il 5 dicembre 2015, (art. 8 comma 1 del D.lgs. 102/14 [40]), possano essere effettuate da AUDITOR certificati secondo le nuove disposizioni.

L'ENEA tramite il progetto europeo BRIKS [40], (Building Refurbishment with Increased Competences, Knowledge and Skills), ha redatto uno schema di qualificazione SQ003 [33], (non uno schema di certificazione ed accreditamento come previsto per ACCREDIA da D.lgs. 102 del 2014 [40]), con lo scopo di definire i requisiti minimi per il conferimento della certificazione delle competenze della figura professionale dell'AUDITOR ENERGETICO definito come *operatore specializzato nella organizzazione, realizzazione e analisi di Audit Energetici, finalizzati al miglioramento energetico in termini di efficienza e riduzione dei consumi, per l'ottenimento di benefici in termini economici e ambientali*. Redatto il 21 aprile 2015 quindi prima della divulgazione della UNI CEI EN 16247-5:2015 [29].

In assenza di ulteriori chiarimenti a partire dal 19 luglio 2016 solo gli AUDITOR ENERGETICI certificati secondo i nuovi schemi, (oltre a ESCo ed EGE certificati secondo i nuovi schemi), potranno svolgere le *diagnosi energetiche* previste dal D.lgs. 102 del 2014 [40], e secondo lo spirito del legislatore, tutte le valutazioni che saranno indicate nelle future disposizioni di legge.

Ai sensi del punto d del comma 6 dell'art. 12 del D.lgs. 102 del 2014 [40], gli elenchi degli AUDITOR certificati secondo lo schema in via di approvazione dovranno essere resi disponibili sul sito istituzionale ENEA e ne costituiranno riferimento ufficiale.

5.4 CERTIFICATORE ENERGETICO degli edifici

La normativa italiana prevede uno specifico percorso per la certificazione degli edifici e le unità immobiliari, attualmente l'Attestato di Prestazione Energetica può essere, redatto dai professionisti iscritti al proprio ordine.

La certificazione degli edifici è stata introdotta in linea di principio dalla Legge 10 del 1991 [56], ed in attuazione della direttiva 2002/91/CE [65], relativa al rendimento energetico nell'edilizia nel D.lgs. 192/05 [51], come modificato dalla Legge 90/13 [42], attuativa della direttiva 2010/31/CE [67], sono previsti i casi di obbligatorietà nelle nuove costruzioni, i trasferimenti e le locazioni.

La provincia di Bolzano con i protocolli di *Casa Clima* [62] e diverse regioni tra cui il Friuli V. G. con la *Valutazione della qualità Energetica e Ambientale degli edifici* [61], avvalendosi dell'autorità legislativa in materia energetica hanno stabilito dei criteri di certificazione ed obbligatorietà che però sovrapponendosi ai livelli minimi validi a livello nazionale hanno creato un "corto circuito" normativo che non è ancora stato risolto.

Al momento la *qualificazione regionale dei certificatori energetici* degli edifici risulta azzerata e vengono accettate le Attestazioni di Prestazione Energetica redatte dai professionisti iscritti al proprio ordine, (ingegneri, periti, geometri ecc.), senza la necessità di ulteriori requisiti.

La figura del certificatore energetico non deve essere confusa con le altre professionalità del settore riferendosi unicamente alla stesura dell'Attestato di Prestazione Energetica degli Edifici la cui finalità principale si limita a creare la consapevolezza della prestazione degli edifici nel mercato degli immobili, ne è infatti prevista l'obbligatorietà solo in riferimento alle compravendite e alle locazioni [41] e alle nuove costruzioni [44], con riferimento al livello minimo di efficienza in classe C.

Si attende quindi un chiarimento normativo che raccordi la legislazione nazionale con quella regionale anche considerando la distinta figura dell'Auditor Energetico certificato secondo la norma UNI CEI EN 16247 parte quinta [29] che nella parte seconda include anche le diagnosi energetiche degli edifici [26].

5.5 TERZO RESPONSABILE dell'esercizio e della manutenzione dell'impianto termico

La figura rappresenta un soggetto qualificato alla conduzione e manutenzione degli impianti ed stata recentemente riformata dal DPR 74 del 2013, [43].

Il D.lgs. 192 del 2005 al punto 31 dell'allegato A definisce il terzo responsabile dell'esercizio e della manutenzione dell'impianto termico come *la persona fisica o giuridica che, essendo in possesso dei requisiti previsti dalle normative vigenti e comunque di idonea capacità tecnica, economica, organizzativa, è delegata dal proprietario ad assumere la responsabilità dell'esercizio, della manutenzione e dell'adozione delle misure necessarie al contenimento dei consumi energetici ed alla salvaguardia ambientale* [51].

Precedentemente nell'art 31 della legge 10 del 1991 [57], già compariva la figura del terzo responsabile che si assume i compiti dell'esercizio e della manutenzione degli impianti termici.

Inizialmente gli unici requisiti di competenza erano quelli indicati per gli operatori nella legge 46 del 1990 all'art. 1 lettera C ed F nel caso di utilizzo del gas, successivamente il DPR 412 del 1993 all'art. 1 aveva inoltre previsto generalmente una *idonea capacità tecnica, economica ed organizzativa* [55].

Recentemente il DPR 74 del 2013 ne ridefinisce il ruolo definendone accuratamente le competenze le incompatibilità e gli obblighi, riordinando l'intero contesto in *materia di esercizio, conduzione, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienici sanitari* [43], in aggiunta alla climatizzazione invernale ed estiva compaiono inoltre esplicitamente gli impianti di *teleriscaldamento e cogenerazione*.

5.6 ORGANISMI ESTERNI incaricati delle ispezioni sugli impianti termici

Sono obbligatorie verifiche sul rendimento e sicurezza degli impianti che gli enti locali preposti possono delegare ad organismi terzi indipendenti.

Il DPR 74 del 2013 [43], definisce l'*organismo esterno*, ai fini della delega della verifica degli impianti termici come: *soggetto individuato dalla Regione o Provincia autonoma, in eventuale coordinamento con gli enti locali, per la realizzazione del sistema delle ispezioni.*

Vengono definite le competenze necessarie ed i requisiti di terzietà nel contesto degli obblighi di verifica degli impianti ridefiniti dallo stesso decreto [43].

5.7 EM: Energy Manager

La figura del tecnico per l'uso razionale dell'energia è prevista dalla legislazione italiana a partire dalla Legge 10 del 1991.

L'Energy Manager, *tecnico per l'uso responsabile dell'energia*, è una mansione prevista come obbligatoria per le imprese ed enti a rilevante consumo energetico [56].

L'unico obbligo effettivo è costituito dalla nomina, (per consumi superiori a 10.000 tep/anno per il settore industriale e 1.000 tep/anno per gli altri settori), entro il 30 aprile di ogni anno e dalla contestuale dichiarazione dei consumi secondo lo schema indicato nella circolare MICA 219/F [38].

La figura dell'Energy Manager non va confusa con quella dell'Esperto in Gestione Energetica, pur presentando molte somiglianze ed operando entrambi nell'ambito energetico, restano distinte le caratteristiche professionali, che orientano l'EGE, altamente qualificato, più verso il mondo dei servizi energetici mentre l'EM, privo di requisiti minimi di competenza, resta legato a quello delle aziende e degli enti.

Il Ministero dello Sviluppo Economico delega alla società di diritto privato controllate FIRE, *Federazione Italiana uso Razionale dell'Energia*, la competenza di ricevere, anche in via telematica, le nomine e di redigere e divulgare i relativi elenchi disponibili sul sito istituzionale.

La legge 10 del 1991 [56], non esclude la nomina volontaria quindi il FIRE pubblica gli elenchi dei tecnici per l'uso responsabile per l'energia distinti secondo le classi ATECO [6], per soggetti obbligati [16], e non obbligati [17].

Lo stesso Ente incaricato nell'ultimo rapporto redatto nel 2013 [18], riferendosi ai dati dell'anno 2011 stima un'evasione dell'obbligo di nomina mediamente superiore al 50% che nel settore tessile raggiunge il 94% ed evidenzia che non siano mai state applicate le previste sanzioni della legge 10 del 1991: *non risulta che questi richiami*,(articolo 19 comma 2, : “La mancanza della comunicazione esclude i soggetti dagli incentivi, articolo 34 del comma al comma 8 “L'inosservanza, della disposizione che impone la nomina,) *siano mai stati applicati, l'ufficio legislativo del Ministero dell'Industria e del Commercio ritenne che non essendoci dati ufficiali sui consumi sarebbe stata necessaria un'attività di ispezioni per i quali il Ministero non aveva strutture e che comunque fosse preferibile una campagna promozionale, campagna che la FIRE effettuò nel corso degli anni novanta* [18].

L'evasione dell'obbligo di nomina appare evidente anche nel contesto pubblico fra gli enti locali incluso l'ambito sanitario: in regione Friuli Venezia Giulia l'azienda ospedaliera S. Maria degli Angeli di Pordenone è l'unica struttura sanitaria che effettua regolarmente la nomina [16].

Il D.lgs. 102 del 2014 consente fino al 18 luglio 2016 alle imprese dotate di Energy Manager di accreditarsi direttamente presso il GSE [40], per la presentazione di progetti finalizzati all'ottenimento dei certificati bianchi.

Conseguentemente, fino a tale data ed in attesa dell'attivazione degli elenchi ENEA previsti dal comma 6 dell'art. 12 del D.lgs. 102 del 2014 [40], gli elenchi FIRE hanno assunto valenza essenziale per le imprese, anche non obbligate, interessate all'accesso diretto ai certificati bianchi.

5.8 EGE: Esperto Gestione Energetica

La nuova figura professionale è prevista dalla legislazione italiana e fa riferimento alla specifica norma: UNI CEI 11339 [22].

Contestualmente allo sviluppo del *mercato energetico*, inteso come installazione gestione e conduzione degli impianti, si sono sviluppate ed evolute le figure professionali specializzate operanti, la prima citazione ufficiale compare nel Decreto Legislativo 115 del 2008 [46] in cui l'Esperto in Gestione

dell'Energia viene definite al punto z come: *soggetto che ha le conoscenze, l'esperienza e la capacità necessarie per gestire l'uso dell'energia in modo efficiente.*

La figura dell'Esperto in Gestione Energetica non va confusa con quella dell'Energy Manager, (Tecnico responsabile dell'Uso Razionale dell'Energia ai sensi della Legge 10 del 1991 [56]), pur presentando molte somiglianze ed operando entrambi nell'ambito energetico, restano distinte le caratteristiche professionali, che orientano l'EGE, altamente qualificato, più verso il mondo dei servizi energetici mentre l'EM, privo di requisiti minimi di competenza, resta legato a quello delle aziende e degli enti.

Nonostante l'estrema importanza del settore e l'esistenza di una norma specifica di riferimento la *UNI CEI 11339:2009 "Gestione dell'energia. Esperti in gestione dell'energia, requisiti generali per la qualificazione"* [22], bisogna attendere l'attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica [68], con il decreto legislativo 102 del 2014 [40], affinché venga delineato giuridicamente il profilo degli EGE e si configuri il percorso che porterà alla definizione del ruolo.

Concretamente si incarica ACCREDIA di definire i criteri di accreditamento degli organismi di certificazione ed i protocolli.

La principale associazione di categoria è:

- AssoEGE: www.assoege.it

L'iscrizione non è obbligatoria e vengono forniti gli usuali servizi di assistenza ed aggiornamento.

La certificazione non è obbligatoria ma agli EGE non certificati sono precluse le funzioni indicate per legge.

A decorrere dal 19 luglio 2016 non sarà possibile alle EGE non certificati accreditarsi al GSE [8], per la presentazione di progetti finalizzati all'ottenimento dei certificati bianchi né effettuare le *diagnosi energetiche* obbligatorie per le grandi imprese e le imprese energivore da effettuarsi entro il 5 dicembre 2015 [40].

Gli organismi di certificazione divulgano i propri elenchi e li trasmettono ad ACCREDIA che li rende disponibile sul proprio sito. Ad oggi risultano 49 EGE certificati con i nuovi schemi a cui se ne aggiungono 238 non ancora *aggiornati*. [10].

Esistono altri elenchi delle EGE certificate e non certificate tra cui quelli divulgati dalle associazioni di categoria, l'AssoEGE divulga un elenco di 112 soci ordinari certificati EGE, aggiornato al 13 novembre 2015 [15], (molti dei quali presumibilmente certificati prima dell'introduzione dei nuovi schemi di accreditamento).

Il Decreto Direttoriale del MISE MATTM [37], del 12/5/15, ha approvato lo schema di certificazione e accreditamento [34], in conformità con le norme del personale [30], redatto da ACCREDIA per la conformità degli EGE alle norme tecniche UNI CEI 11339:2009 [22].

Ai sensi del punto b del comma 6 dell'art. 12 del D.lgs. 102 del 2014 [40], gli elenchi delle EGE certificati secondo lo schema approvato dovranno essere resi disponibili sul sito istituzionale ENEA che ne costituiranno riferimento ufficiale.

5.9 SGE: Imprese con Sistemi di Gestione dell'Energia

Imprese che adottano un sistema di gestione dell'energia secondo la norma UNI CEI EN ISO 50001.

Contestualmente alla formazione di una sensibilità rispetto i fattori energetici nel contesto produttivo numerose imprese hanno adottato un sistema di gestione dell'energia secondo la norma UNI CEI EN ISO 50001:2011 [20], con l'intento di perseguire *l'obiettivo di migliorare le proprie prestazioni energetiche e, in particolare, l'efficienza, l'utilizzo e il consumo di energia.*

Nonostante l'estrema importanza del settore e l'esistenza di una norma specifica di riferimento la UNI CEI EN ISO 50001:2011 *Sistemi di gestione dell'energia - Requisiti e linee guida per l'uso" l'impresa persegue l'obiettivo di migliorare le proprie prestazioni energetiche e, in particolare, l'efficienza, l'utilizzo e il consumo di energia,* bisogna attendere l'attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica con il decreto legislativo 102 del 2014 [67], affinché venga meglio delineato giuridicamente il profilo delle SGE e si configuri il percorso che porterà alla definizione del ruolo.

Concretamente si incarica ACCREDIA di definire i criteri di accreditamento degli organismi di certificazione ed i protocolli

La certificazione non è obbligatoria e viene normalmente svolta per *autopromozione*, inoltre le SGE certificate sono esentate da alcuni obblighi indicati per legge.

Le SGE sono esentate dall'obbligo di diagnosi energetica, (entro il 5 dicembre 2015), previsto dall'art.8 D.lgs. 102/14 [40] e possono inoltre accreditarsi direttamente presso il GSE [40], per la presentazione di progetti finalizzati all'ottenimento dei certificati bianchi.

Il Decreto Direttoriale del MISE MATTM [37], del 12/5/15, ha approvato lo schema di certificazione e accreditamento per le SGE [36], in conformità alle norme di certificazione delle imprese [36], redatto da ACCREDIA per la conformità delle SGE alle norme tecniche UNI CEI 50001 [24].

Gli organismi di certificazione divulgano i propri elenchi e li trasmettono ad ACCREDIA che li rende disponibile sul proprio sito. Ad oggi non sono state rilasciate certificazioni sotto il nuovo sistema di accreditamento [7].

Ai sensi del punto c del comma 6 dell'art. 12 del D.lgs. 102 del 2014 [40], gli elenchi delle SGE certificate secondo lo schema approvato dovranno essere resi disponibili sul sito istituzionale ENEA che ne costituiranno riferimento ufficiale.

5.10 Principali riferimenti bibliografici legislativi e normativi

- [1] Eurostat, 2010. *Structural Business Statistics (SBS)*. Available at: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu>
- [2] **ESCO markets report 2013** EUR 26691 EN European Commission Joint Research Centre Institute for Energy Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2014
- [3] **Energy Service Companies Market in Europe - Status Report 2010** – EUR 24516 EN European Commission Joint Research Centre Institute for Energy Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2010
- [4] **Latest Development of Energy Service Companies across Europe- Status Report 2007** – EUR 22927 EN European Commission Joint Research Centre Institute for Energy Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2007
- [5] **Energy Efficiency Market Report 2013** International Energy Agency ISBN: 978 92 64 19122 8
- [6] **Classi ATECO** <http://www.istat.it/it/strumenti/definizioni-e-classificazioni/ateco-2007>
- [7] **ACCREDIA** http://www.accredia.it/news_detail.jsp?ID_NEWS=1643&areaNews=>emplate=news.jsp accesso 26/11/2015
- [8] **Gestore dei Servizi Energetici** GSE S.p.A. società controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze www.gse.it
- [9] **AEEG Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico** <http://www.autorita.energia.it/>
- [10] **ACCREDIA Elenchi EGE certificate** http://www.accredia.it/accredia_professionalmask.jsp? accesso 26/11/15
- [11] **FIRE**, Federazione Italiana uso Responsabile per l'Energia, ente incaricato dal Ministero dello Sviluppo economico. <http://www.fire-italia.org/>
- [12] **CTI**: Comitato Termotecnico Italiano, www.cti2000.it.
- [13] **CSEA**: Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, (precedentemente CCSE: Cassa Conguagli per il Settore Elettrico). www.csea.it
- [14] **ACCREDIA Elenchi ESCOs certificate**: <http://www.fire-italia.org/elenco-delle-esco-certificate-uni-cei-11352/> accesso 24/11/15
- [15] **Elenco soci AssoEGE** <http://www.assoege.it/soci-ordinari/> accesso 26/11/15
- [16] **Libro EM 2014 Elenco soggetti obbligati** FIRE 2015
- [17] **Libro EM 2014 Elenco soggetti non obbligati** FIRE 2015.
- [18] **Evoluzione del ruolo degli energy manager in italia e statistiche sulle nomine** FIRE 2013
- [19] **BRIKS Progetto Europeo ENEA** <http://www.bricks.enea.it/progetto.php>
- [20] **UNI CEI EN ISO 50001:2011** "Sistemi di gestione dell'energia - Requisiti e linee guida per l'uso" l'impresa persegue l'obiettivo di migliorare le proprie prestazioni energetiche e, in particolare, l'efficienza, l'utilizzo e il consumo di energia.
- [21] **EN ISO 14001**: Standard gestione Ambientale
- [22] **UNI CEI 11339:2009** "Gestione dell'energia. Esperti in gestione dell'energia. Requisiti generali per la qualificazione"
- [23] **UNI CEI 11352** "Gestione dell'energia - Società che forniscono servizi energetici (ESCO) - Requisiti generali e lista di controllo per la verifica dei requisiti"
- [24] **UNI CEI EN ISO 50001:2011** "Sistemi di gestione dell'energia - Requisiti e linee guida per l'uso"
- [25] **UNI CEI EN 16247-1:2012** Diagnosi energetiche - Parte 1: Requisiti generali
- [26] **UNI CEI EN 16247-2:2014** Diagnosi energetiche - Parte 2: Edifici
- [27] **UNI CEI EN 16247-3:2014** Diagnosi energetiche - Parte 3: Processi
- [28] **UNI CEI EN 16247-4:2014** Diagnosi energetiche - Parte 4: Trasporto
- [29] **UNI CEI EN 16247-5:2015** Diagnosi energetiche. Parte 5: Competenze degli auditor

- energetici.
- [30] **UNI CEI EN ISO/IEC 17024:2012** "Conformity assessment - General requirements for bodies operating certification of persons", applicabile agli Organismi che effettuano la certificazione di persone.
 - [31] **ISO/IEC 17065:2012** "Conformity assessment - Requirements for bodies certifying products, processes and services", applicabile agli Organismi che effettuano la certificazione di prodotti, processi e servizi.
 - [32] **UNI CEI EN ISO/IEC 17021:2011** "Valutazione della conformità - requisiti per gli organismi che forniscono audit e certificazione di sistemi di gestione"
 - [33] **Schema di qualificazione AUDITOR ENERGETICO SQ003 BRIKS-ENEA 21/4/15**
 - [34] **Schema di certificazione e accreditamento per la conformità alla norma UNI CEI 11339:2009** in materia di Esperti in Gestione dell'Energia (EGE) redatto ai sensi dell'art.12, comma 1, del DECRETO LEGISLATIVO 4 luglio 2014, n. 102.
 - [35] **Schema di accreditamento e certificazione, in conformità alla norma UNI CEI 11352:2014** "Società che forniscono servizi energetici" (ESCO), redatto ai sensi dell'art.12, comma 1, del D. Lgs. 4 luglio 2014, n. 102.
 - [36] **Schema di certificazione e accreditamento in materia di Sistemi di Gestione dell'Energia (SGE)**, redatto ai sensi dell'art.12, comma 1, del DECRETO LEGISLATIVO 4 luglio 2014, n. 102.
 - [37] **Decreto Direttoriale MISE 12 maggio 2015** Direzione generale per il clima e l'energia Approvazione degli schemi di certificazione e accreditamento per la conformità alle norme tecniche in materia di esco, esperti in gestione dell'energia e sistemi di gestione dell'energia, ai sensi dell'articolo 12, comma 1 del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102.
 - [38] **Circolare MICA 219/F 2 marzo 1992:** circolare del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato attualmente MISE, Ministero dello Sviluppo Economico.
 - [39] **DM 5 aprile 2013 Imprese energivore**
 - [40] **D. Lgs 4 luglio 2014, n. 102** Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica
 - [41] **Decreto Legge "Destinazione Italia", 23 dicembre 2013**, convertito con modificazioni con la legge n. 9/2014
 - [42] **Legge 90 3 agosto 2013**, Conversione in legge, con modificazioni, del DL 63 4 giugno 2013, recante disposizioni urgenti per il recepimento della Direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia per la definizione delle procedure d'infrazione avviate dalla Commissione europea, nonché altre disposizioni in materia di coesione sociale.
 - [43] **DPR 74 16 aprile 2013** Regolamento recante definizione dei criteri generali in materia di esercizio, conduzione, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienici sanitari, a norma dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e c), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n.192.
 - [44] **DPR 59/2009** 2 aprile 2009 , Regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e
 - [45] b), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia.
 - [46] **D. Lgs. n. 115 del 30 maggio 2008:** Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.
 - [47] **D.Lgs. 28/2011:** Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE Conto energia termico e nuove schede di certificati bianchi
 - [48] **DM 28 dicembre 2012:** il decreto per il potenziamento del meccanismo dei certificati

bianchi, previsto dal decreto legislativo 28/2011 che stabilisce, in primo luogo, gli obiettivi nazionali di efficienza energetica e gli obblighi quantitativi che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e gas per gli anni 2013-2016.

- [49] **DPR 37 22 gennaio 2008** riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici
- [50] **DM 24 ottobre 2005:** Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
- [51] **D.Lgs 192/2005** Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.
- [52] **DM 27 luglio 2005:** Norma concernente il regolamento d'attuazione della legge 9 gennaio 1991, n. 10 (articolo 4, commi 1 e 2), recante: «Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia».
- [53] **Decreti Ministeriali 20 luglio 2004:** nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia.
- [54] **DM 24 aprile 2001 MICA MA:** Efficienza e risparmio energetico negli usi finali
- [55] **DPR 412 26 agosto 1993** Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della L. 9 gennaio 1991, n. 10
- [56] **Legge 9/1/1991 n. 10:** Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.
- [57] **Legge 46 5 marzo 1990** Norme per la sicurezza degli impianti.
- [58] **Legge 186 1° marzo 1968** Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici.
- [59] **Strategia Energetica Nazionale:** per un'energia più competitiva e sostenibile Marzo 2013
- [60] **Piano Energetico Regionale PER 2003 FVG**
- [61] **VEA, Legge regionale FVG 18 agosto 2005, n. 23**
- [62] **DPGP 29/09/2004, nr. 34** Provincia Autonoma di Bolzano Regolamento di esecuzione della legge urbanistica in materia di risparmio energetico
- [63] **Piano sanitario e sociosanitario regionale PSSR 2010 – 2012 FVG**
- [64] **LR 19 Energia BUR n.42 2012 FVG**
- [65] **Direttiva Europea 2002/91/CE 16/12/02** Rendimento energetico nell'edilizia
- [66] **Direttiva Europea 2006/32/CE 5/4/06** Efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici
- [67] **Direttiva Europea 2010/31/CE 19/5/10** Prestazione energetica nell'edilizia (rifusione)
- [68] **Direttiva Europea 2012/27/UE 25/10/12** Efficienza energetica

CAPITOLO 6: ENTI INCARICATI IN AMBITO ENERGETICO.

Considerato l'intreccio nel contesto energetico di attribuzioni e competenze di enti pubblici e privati è parso opportuno redigere uno specifico capitolo per mettere in evidenza le principali figure istituzionali di riferimento, riportandone le presentazioni consultabili sui siti ufficiali.

6.1 ENEA: Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile.

L'ENEA, più volte criticata per la scarsa rilevanza effettiva della propria funzione, riscopre un proprio ruolo di riferimento con le recenti evoluzioni legislative che la incaricano tra l'altro della pubblicazione ufficiale degli elenchi delle figure certificate, EGE, ESCO, AUDITOR ecc. secondo le nuove procedure vincolanti ACCREDIA, [1].

La Legge 99 del 2009 affida all'ENEA - Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile attività finalizzate "alla ricerca e all'innovazione tecnologica nonché alla prestazione di servizi avanzati nei settori dell'energia, con particolare riguardo al settore nucleare e dello sviluppo economico sostenibile". L'Agenzia è impegnata in numerosi settori quali Efficienza energetica, Fonti rinnovabili, Ambiente e clima, Sicurezza e salute, Nuove tecnologie, Ricerca di Sistema Elettrico e dispone di competenze multidisciplinari ad ampio spettro e di una consolidata esperienza nella gestione di progetti complessi. Grazie a impianti sperimentali, laboratori specializzati e strumentazioni di eccellenza, l'ENEA sviluppa nuove tecnologie e applicazioni avanzate; fornisce servizi ad alto contenuto tecnologico, studi, misure, prove e valutazioni; svolge attività di formazione e informazione sulle attività di propria competenza per trasferire la conoscenza dei risultati ottenuti valorizzarli a fini produttivi. Dal 1 luglio è operativa la nuova struttura organizzativa, basata su tre dipartimenti Fusione e Tecnologie per la Sicurezza Nucleare, Tecnologie Energetiche, Sostenibilità dei sistemi produttivi e territoriali. Vi sono inoltre l'Unità Tecnica Efficienza Energetica che ricopre il ruolo di Agenzia Nazionale per l'Efficienza, l'Unità Tecnica Antartide, l'Istituto di Radioprotezione, l'Unità Certificati Bianchi e l'Unità Studi e Strategie.

6.2 GSE: Gestore Servizi Energetici

Il GSE spa è un ente di diritto privato controllato dal Ministero dell'Economia e delle Finanze che sta accorpando i principali incarichi operativi della recente legislazione in ambito energetico tra cui la gestione del conto termico del conto energia ed dei certificati bianchi, [2].

Il GSE (ex società Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.a. precedentemente denominata Gestore dei Servizi Elettrici) è una società per azioni interamente posseduta dal Ministero dell'Economia e delle Finanze. I diritti dell'azionista sono esercitati d'intesa tra il Ministro dell'Economia e delle Finanze e il Ministro dello Sviluppo Economico. Gli indirizzi strategici ed operativi del GSE sono definiti dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Il Gestore dei Servizi Energetici promuove lo sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia attraverso l'erogazione degli incentivi previsti dalla normativa nazionale agli impianti di generazione e con campagne di informazione per un consumo di energia elettrica responsabile e compatibile con le tematiche dello sviluppo sostenibile.

GSE è la denominazione assunta dal GRTN dopo il trasferimento alla società Terna Spa dell'attività di gestione della rete di trasmissione nazionale. La nuova denominazione è più coerente con la missione oggi assegnata alla società.

Le società Acquirente Unico e Gestore del Mercato Elettrico sono state costituite dalla società GRTN (ora GSE) che ne detiene completamente la proprietà. Il Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell'11 maggio 2004 ha confermato a GSE il ruolo di gestione delle partecipazioni detenute nella due società.

Il CIP 6 è il provvedimento del Comitato Interministeriale Prezzi adottato il 29 aprile 1992, con cui sono stati stabiliti i prezzi spettanti ad alcuni impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, selezionati tramite apposite graduatorie. Dal 1° gennaio 2001 il GSE (ex GRTN) è subentrato all' ENEL nella gestione dei contratti pluriennali di ritiro di energia elettrica da impianti ammessi al regime CIP 6

6.3 FIRE: Federazione Italiana per l'uso razionale dell'Energia

La Fire è un ente di diritto privato controllato dal Ministero dello Sviluppo Economico che lo incarica dell'attuazione della L.10/91 in merito alla nomina del tecnico uso responsabile dell'energia meglio noto come Energy Manager, [3].

La FIRE, associazione super partes nel settore energetico e ambientale, ha come obiettivi principali della sua attività:

- La promozione delle buone pratiche sull'efficienza negli usi finali e per la produzione di energia, oltre che, la diffusione delle fonti rinnovabili.
- Lo studio delle diverse tematiche nell'ambito dell'energia attraverso un approccio concreto e multidisciplinare.
- Il supporto di energy manager e operatori di settore con attività di formazione mirata.

La Federazione, inoltre, partecipa a tavoli istituzionali per il miglioramento del quadro legislativo, regolatorio e normativo, in funzione delle esperienze e delle osservazioni sul campo; collabora con tutti i soggetti coinvolti nel settore energetico, dalle istituzioni alle associazioni, dalle amministrazioni pubbliche alle aziende e agli enti di ricerca, dagli istituti di credito ai media; lavora per estendere progressivamente le proprie attività ai non addetti ai lavori (decisori e manager, organi d'informazione e formazione, cittadini) al fine di rendere più efficaci le iniziative intraprese a favore di energy manager e tecnici; partecipa alle attività nazionali e comunitarie relative alla qualificazione e certificazione delle competenze nel settore energetico, prendendo parte a tavoli di lavoro CEN-CENELEC e UNI CEI CTI (sistemi di gestione energia, esperti in gestione dell'energia, energy management, ESCo). A tal proposito, FIRE ha avviato nel 2008, *SECEM*, organismo di certificazione delle competenze dei tecnici esperti in gestione dell'energia.

6.4 CTI: Comitato Termotecnico Italiano

Il CTI ha un ruolo normativo riconosciuto dalla legislazione vigente anche in collaborazione con altri enti quali ENEA e ACCREDIA, [4].

Il Comitato Termotecnico Italiano (CTI) è un ente federato all'UNI ed ha lo scopo di svolgere attività normativa ed unificatrice nei vari settori della termotecnica.

Esso si avvale della collaborazione di organi pubblici, enti ed associazioni che, attraverso il loro sostegno tecnico e finanziario (quote associative e budget di spesa come definiti nei Business Plan), ne permettono l'attività.

Il CTI si propone di fornire agli utenti strumenti normativi utili per lo sviluppo del settore termotecnico. Per attuare il proprio compito istituzionale, il CTI, in collegamento con l'UNI e con i corrispondenti enti di normazione esteri, provvede a:

Elaborare progetti di norma e altri documenti (guide o raccomandazioni) interessanti il settore termotecnico;

Aggiornare e rivedere norme e documenti già esistenti (CTI e/o UNI-CTI);

Curare la partecipazione ai lavori normativi internazionali del settore.

L'attività di normazione viene organizzata suddividendo il programma di lavoro fra i vari Sottocomitati (attualmente 10), intesi come raggruppamento di Gruppi di Lavoro (GL), secondo le rispettive competenze.

La partecipazione alle attività è da intendersi come la possibilità di presenziare alle riunioni di lavoro dei GL operanti in seno al CTI e, quindi, tramite tali gruppi, la possibilità di dare il proprio contributo alla stesura di documenti nazionali ed all'espressione di una posizione nazionale ai progetti di norma CEN e ISO di competenza del Gruppo. Tutti i soci possono partecipare con i loro rappresentanti alle attività di qualsiasi Gruppo di lavoro.

Le norme e documenti CTI e UNI-CTI non hanno valore cogente a livello giuridico, ma rappresentano un criterio di riferimento per i settori interessati. Possono comunque diventare cogenti se richiamati da disposti legislativi.

Il CTI ha da tempo dedicato parte delle proprie risorse all'attività di ricerca in ambito nazionale ed internazionale, quasi sempre a supporto dell'attività normativa più propriamente istituzionale. L'attivazione di progetti di ricerca ha scopi molteplici: fornire il necessario background per attività normative specifiche, sviluppare utili collaborazione con Enti istituzionali (MAP, MATT, MIPAF, Regioni ed Organizzazioni straniere di vario livello) ed altri soggetti (Associazioni industriali del settore termotecnico). L'attività si concentra prevalentemente nei settori delle fonti energetiche rinnovabili e del risparmio energetico nei quali sono riposte ampie speranze per la riduzione dei consumi di energia primaria e delle emissioni in atmosfera. A titolo di esempio: combustibili alternativi, combustibili derivati dai rifiuti e sviluppo di normative pilota mirate al contenimento dei consumi energetici.

Le attività sono normalmente integrate e completate con il principale strumento di divulgazione del Comitato ovvero il sito internet.

I futuri obiettivi che il CTI intende raggiungere sono:

1. consolidare le attività del Comitato soprattutto a livello internazionale come d'altronde lo richiede lo sviluppo della normativa del settore;
2. potenziare le attività di ricerca e sviluppo puntando anche su questo fronte sul fattore internazionale.

6.5 CSEA: Cassa per i servizi energetici e ambientali

La CSEA, (ex CCSE – Cassa conguaglio per il settore elettrico), è attualmente incaricata del censimento delle imprese energivore, [5].

La CSEA è un ente pubblico economico che opera nei settori dell'elettricità, del gas e dell'acqua. La sua missione principale è la riscossione di alcune componenti tariffarie dagli operatori; tali componenti vengono raccolte nei conti di gestione dedicati e successivamente erogati a favore delle imprese secondo regole emanate dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico (AEEGSI).

La CSEA è sottoposta alla vigilanza AEEGSI e del Ministero dell'Economia e delle Finanze.

La CSEA provvede alla gestione finanziaria dei fondi incassati ed alle conseguenti erogazioni di contributi a favore degli operatori del settore con impieghi in materia di fonti rinnovabili ed assimilate, efficienza energetica, qualità del servizio, interrompibilità, perequazione, ricerca di sistema, decommissioning nucleare, progetti a favore dei consumatori, etc.

I conti gestiti dalla CSEA al 31 dicembre 2015 sono cinquantatre (53) di cui venticinque (25) per il settore elettrico, ventisette (27) per il settore gas ed uno (1) per il settore idrico.

CSEA, inoltre, svolge, nei confronti dei soggetti amministrati, attività ispettive volte ad accertamenti di natura amministrativa, tecnica, contabile e gestionale, consistenti nell'audizione e nel confronto dei soggetti coinvolti, nella ricognizione di luoghi ed impianti, nella ricerca, verifica e comparazione di documenti.

Presso CSEA è istituita la Segreteria Operativa ai sensi del D.M. 8 marzo 2006, con compiti di istruttoria, verifica e diffusione dei risultati dei progetti di ricerca per il sistema elettrico finanziati, nell'interesse generale, per il miglioramento dell'efficienza, dell'economicità, della sicurezza e della compatibilità ambientale del settore elettrico. I risultati dei progetti sono diffusi anche attraverso il portale www.ricercadisistema.it.

La Cassa per i servizi energetici e ambientali è stata istituita in occasione della unificazione delle tariffe elettriche in tutto il territorio nazionale, il 1° settembre 1961, con il provvedimento del CIP - Comitato interministeriale prezzi - n. 941 con la denominazione di "Fondo di compensazione per l'unificazione delle tariffe elettriche" ed il compito di compensare le perdite delle imprese minori derivanti dall'unificazione delle tariffe elettriche.

Con il provvedimento CIP n. 34 del 6 luglio 1974, istitutivo del sovrapprezzo termico, la Cassa ha assunto la denominazione di "Cassa conguaglio per il settore elettrico", con funzioni finalizzate al rimborso dei maggiori oneri di produzione di energia, gravanti sulle imprese termoelettriche per il rincaro degli olii combustibili.

In un primo periodo in un regime di prezzi imposti (tariffa unica nazionale), il compito della Cassa era quello di evitare un iniquo innalzamento dei prezzi a danno dell'utenza attraverso il sussidio alle imprese che si trovassero costrette, in forza delle proprie particolari condizioni, a vendere energia ad un prezzo inferiore ai loro costi.

Nel tempo, alla funzione perequativa si sono affiancate nuove e differenti attività che hanno portato all'attuale connotazione, in linea con l'evoluzione del quadro regolatorio, e che hanno interessato produzione, trasmissione, distribuzione, vendita di energia elettrica e gas (D.Lgs. n. 79 del 16 marzo 1999 e D.Lgs n. 164 del 23 maggio 2000). Dal 2012 la Cassa è stata chiamata a ricoprire un ruolo, per ora limitato, anche nell'ambito del Servizio Idrico Integrato.

Il potere di vigilanza sulla Cassa, a seguito della soppressione del CIP, con legge 14 novembre 1995, n. 481, è stato trasferito dall'allora Ministero delle attività produttive all'AEEGSI.

Con l'art. 1, comma 670, della L. 28 dicembre 2015, n. 208, recante "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge di stabilità 2016)", la CSEA – Cassa per i servizi energetici e ambientali ha assunto l'attuale denominazione. La norma ha, inoltre, attribuito alla CSEA natura giuridica di ente pubblico economico.

Nota: l'Ente, (come CCSE – Cassa conguaglio per il settore elettrico), è stato oggetto di polemiche a seguito di un servizio della trasmissione televisiva *report* di Rai tre che lo rappresentava come *ente inutile* e riportava che il sito istituzionale www.ccse.cc avesse curiosamente sede nelle Isole Cocos e Keeling.

6.6 AEEGSI: L'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico

Precedentemente AEEG (Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas) ha svolto un ruolo nell'applicazione della legislazione inerente i contributi nell'ambito energetico che ora viene trasferita al GSE, Gestore del Sistema Elettrico, [6].

L'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico è un organismo indipendente, istituito dalla legge 14 novembre 1995, n. 481 con il compito di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere la concorrenza, l'efficienza e la diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità, attraverso l'attività di regolazione e di controllo. Con il decreto n.201/11, convertito nella legge n. 214/11, all'Autorità sono state attribuite funzioni di regolazione e controllo anche in materia di servizi idrici da esercitare con gli stessi poteri attribuiti dalla legge istitutiva n.481/95. Con il comma 17, articolo 10 del D. Lgs. n. 102 del 4 luglio 2014, all'Autorità sono state altresì attribuite funzioni di regolazione nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento, con i poteri di controllo, ispezione e sanzione previsti dalla legge 14 novembre 1995, n. 481.

6.7 ISPRA: Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale

L'ISPRA, nato per la tutela ambientale, in attesa di una migliore definizione del ruolo assegnato, ha delle prerogative nel contesto energetico quali la possibilità di condurre diagnosi energetiche secondo lo schema volontario EMAS, [7].

L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, ISPRA, è stato istituito con la legge 133/2008 di conversione, con modificazioni, del Decreto Legge 25 giugno 2008, n. 112.

L'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA) è ente pubblico di ricerca, dotato di personalità giuridica di diritto pubblico, autonomia tecnica, scientifica, organizzativa, finanziaria, gestionale, amministrativa, patrimoniale e contabile.

L'ISPRA è sottoposto alla vigilanza del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. Il Ministro si avvale dell'Istituto nell'esercizio delle proprie attribuzioni, impartendo le direttive generali per il perseguimento dei compiti istituzionali. Fermo restando lo svolgimento dei compiti, servizi e attività assegnati all'Istituto ai sensi della legislazione vigente, nell'ambito delle predette direttive sono altresì indicate le priorità relative agli ulteriori compiti, al fine del prioritario svolgimento delle funzioni di supporto al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. Sulla Gazzetta Ufficiale n. 179 del 3 agosto 2010 è stato pubblicato il Decreto 21 maggio 2010 n. 123 del Ministero dell'Ambiente e per la Tutela del Territorio e del Mare "Regolamento recante norme concernenti la fusione dell'APAT, dell'INFS e dell'ICRAM in un unico istituto, denominato Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA), a norma dell'articolo 28, comma 3, del decreto-legge 25 giugno 2008, n. 112, convertito, con modificazioni, dalla legge 6 agosto 2008, n. 133".

Lo statuto dell'ISPRA è stato approvato dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare con decreto del 27 novembre 2013.

6.8 ACCREDIA: Ente Italiano di Accreditamento

Fatte salve le norme sulla concorrenza ed il riconoscimento degli analoghi Enti europei ACCREDIA è al momento l'unico organismo nazionale autorizzato dallo Stato a svolgere attività di accreditamento degli organismi abilitati a certificare la conformità normativa, [8].

ACCREDIA è l'Ente unico nazionale di accreditamento designato dal Governo il 22 dicembre 2009, nato come Associazione riconosciuta, senza scopo di lucro dalla fusione di SINAL e SINCERT e con il contributo di SIT - INRIM, ENEA e ISS.

ACCREDIA è l'Ente unico nazionale di accreditamento designato dal Governo italiano, ossia l'unico ente riconosciuto in Italia ad attestare che gli organismi di certificazione ed ispezione, i laboratori di prova, anche per la sicurezza alimentare, e quelli di taratura abbiano le competenze per valutare la conformità dei prodotti, dei processi e dei sistemi agli standard di riferimento. ACCREDIA opera sotto la vigilanza del Ministero dello Sviluppo Economico e svolge un servizio di pubblica autorità, in quanto l'accREDITAMENTO è un servizio svolto nell'interesse pubblico ed un efficace strumento di qualificazione dei prodotti e servizi che circolano su tutti i mercati.

Con ACCREDIA l'Italia si è adeguata al Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio n. 765, del 9 luglio 2008, che dal 1° gennaio 2010 è applicato per l'accREDITAMENTO e la vigilanza del mercato in tutti i Paesi UE.

Ogni Paese europeo ha il suo Ente di accREDITAMENTO. L'Ente Nazionale è responsabile per l'accREDITAMENTO in conformità agli standard internazionali della serie ISO 17000 e alle guide e alla serie armonizzata delle norme europee EN 45000. Tutti gli Enti operano senza fini di lucro.

ACCREDIA valuta la competenza tecnica e l'idoneità professionale degli operatori di valutazione della conformità (Laboratori e Organismi), accertandone la conformità a regole obbligatorie e norme volontarie, per assicurare il valore e la credibilità delle certificazioni, ispezioni, prove e tarature.

Le attività dell'Ente si articolano in tre Dipartimenti:

- Certificazione e ispezione;
- Laboratori di prova;
- Laboratori di taratura.

L'accREDITAMENTO è un servizio svolto nell'interesse pubblico perché gli utenti business e i consumatori finali, ma anche la Pubblica Amministrazione quando ricorre a fornitori esterni, possano fidarsi, fino all'ultimo anello della catena produttiva e distributiva, della qualità e sicurezza dei beni e dei servizi che circolano su un mercato sempre più globalizzato.

La fiducia reciproca tra il produttore e l'acquirente di un bene, tra il fornitore e l'utente di un servizio è una conquista per il funzionamento efficiente del mercato - o meglio dei mercati contemporanei, sul piano sia pubblico che privato, in ambito nazionale come internazionale.

L'accREDITAMENTO garantisce che i rapporti di prova e di ispezione e le certificazioni (di sistema, prodotto e personale) che riportano il marchio ACCREDIA siano rilasciate nel rispetto dei più stringenti requisiti internazionali in materia di valutazione della conformità, e dietro una costante e rigorosa azione di sorveglianza sul comportamento degli operatori responsabili (Laboratori e Organismi).

6.9 Principali enti istituzionali di riferimento

- [1] **ENEA** .Agenzia Nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile. www.enea.it
- [2] **GSE**: *Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A. società controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze* www.gse.it
- [3] **FIRE**: *Federazione Italiana uso Responsabile per l'Energia, ente incaricato dal Ministero dello Sviluppo economico.* www.fire-italia.org
- [4] **CTI**: *Comitato Tecnico Italiano,* www.cti2000.it.
- [5] **CSEA**: *Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, (precedentemente CCSE: Cassa Conguagli per il Settore Elettrico).* www.csea.it.
- [6] **AEEG** *Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico.* www.autorita.energia.it/
- [7] **ISPRA**: *Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale.* <http://www.isprambiente.gov.it/it/ispra>.
- [8] **ACCREDIA**: *Ente Italiano di Accreditamento* www.accredia.it

CAPITOLO 7: EVOLUZIONE DEL CONTESTO LEGISLATIVO ATTUALMENTE IN CORSO.

Considerata la dinamica importante sullo sviluppo legislativo e del conseguente adeguamento del settore energetico è parso opportuno redigere un ultimo capitolo aggiuntivo per mettere in evidenza le ultime variazioni in un contesto così rilevante e articolato.

7.1 SEN: Strategia Energetica Nazionale

La Strategia Energetica Nazionale, [57], viene approvata l'8 marzo 2013 sostituendo il precedente Piano Energetico Nazionale risalente al 1988, [58].

Il documento è ampiamente articolato, prevede la verifica dei precedenti obiettivi al 2020 e definisce i quelli futuri 2050 con monitoraggio triennale, aggiornamenti degli scenari con cadenza almeno biennale, (ai sensi dell'art. 1, comma 2 del D.lgs. 93/2011, [44]) ed un aggiornamento triennale della stessa strategia energetica.

Individua 5 aree con al primo posto i consumi energetici a cui si aggiunge un'ulteriore area trasversale della *Governance* del settore che riguarda la *policy* e la regolazione (internazionali, europee, nazionali, regionali e locali) e i processi amministrativi e autorizzativi.

Stabilisce 7 priorità con al primo posto l'efficienza energetica e “*last but not least*” la modernizzazione della *governance*.

Modernizzazione del **sistema di governance**: per facilitare il raggiungimento di tutti gli obiettivi precedenti bisognerà rendere più efficace e più efficiente il nostro sistema decisionale, che ha oggi procedure e tempi molto più lunghi e farraginosi di quelli degli altri Paesi con i quali ci confrontiamo. La condivisione di una strategia energetica nazionale chiara e coerente rappresenta un primo importante passo in questa direzione.

Individua il peso dei consumi termici che i consumi termici rappresentano la quota maggiore dei consumi energetici del Paese, sia nel settore civile che per le imprese

Evidenzia la necessità di appoggiarsi alle **ESCO per le Pubbliche Amministrazioni** considerando, l'impossibilità di accedere a sistemi di detrazione fiscali e le difficoltà di autofinanziamento richiederebbero un ampio ricorso al modello ESCO. Il problema di 'agenzia' però – che consiste in una difficile contrattualizzazione dell'allocazione dei costi e del rischio tra le diverse parti – rende molto difficile la realizzazione degli interventi in questo settore, che si vorrebbe facesse da esempio e da guida per il resto dell'economia (nonostante la limitata incidenza sui consumi totali).

Prevede il **rafforzamento dei Certificati Bianchi**, (Titoli di Efficienza Energetica – TEE), con specifico riferimento alla cogenerazione tenendo conto dell'esistenza di nuovi strumenti di sostegno per i piccoli interventi del settore residenziale e della PA (detrazioni fiscali e Conto Termico), potrà essere prevalentemente dedicato ai settori industriale e dei servizi, alla promozione di interventi di risparmio di energia di valenza infrastrutturale in settori finora poco interessati (ITC, distribuzione idrica, trasporti), pur mantenendo un ruolo importante anche per interventi nell'area residenziale non coperti da detrazioni e Conto Termico.

Nel settore della **cogenerazione ad alto rendimento**, in linea con le disposizioni della nuova direttiva in materia di efficienza energetica, saranno introdotte ulteriori misure a carattere regolamentare ad integrazione del regime di incentivazione vigente, al fine di agevolare la diffusione di questa tecnologia che presenta significative potenzialità di risparmio di energia primaria non ancora pienamente sfruttate. In questo settore, l'Italia ha già uno sviluppo storicamente forte in ambito industriale, a servizio di specifici processi produttivi, ed una presenza di impianti di produzione soprattutto medio-grandi; il sostegno pubblico potrà puntare quindi non solo allo sviluppo di nuove installazioni, in particolare di piccole dimensioni, ma soprattutto alla sostituzione e al rifacimento di impianti esistenti, verso tecnologie e assetti a più alto rendimento.

Prevede per la **Pubblica Amministrazione il regime del Conto termico e modelli contrattuali specifici** con l'introduzione di strumenti per l'**incentivazione diretta** degli interventi di efficienza energetica nella Pubblica Amministrazione che, per i noti vincoli di bilancio e per l'impossibilità di accedere alle detrazioni fiscali, non è riuscita a sfruttare appieno le potenzialità di risparmio energetico. Attraverso questi nuovi strumenti, in particolare il nuovo "Conto termico", e l'introduzione di specifici modelli contrattuali vincolanti per la PA, prevediamo che sarà possibile soddisfare l'obbligo di riqualificazione energetica degli edifici di proprietà dell'Amministrazione centrale (3% l'anno della superficie complessiva) previsto dalla nuova direttiva sull'efficienza energetica.

A regime, tramite il Conto Termico vengono dedicati alla PA circa 200 milioni di euro l'anno, che saranno in grado di attivare investimenti cumulati da oggi al 2020 pari a circa 5 miliardi di euro. Unitamente ai risparmi energetici associati agli altri interventi supportati dal Conto Termico ed indirizzati primariamente allo sviluppo delle rinnovabili termiche nel settore privato (a cui vengono dedicati ulteriori 700 milioni di euro l'anno), si prevede che lo strumento consenta di risparmiare tra i 2 e i 3 Mtep l'anno di energia finale.

Un intero capitolo è dedicato alla modernizzazione della governance che considera anche il ruolo delle regioni indicando la necessità di attivare forme di **coordinamento tra Stato e Regioni** in materia di funzioni legislative, e tra Stato, Regioni **ed Enti locali** per quelle amministrative, con l'obiettivo di offrire un quadro di regole certe e una significativa **semplificazione e accelerazione delle procedure autorizzative**.

Per quanto riguarda i rapporti tra **Stato, Regioni ed Enti locali**, viene sottolineato che l'assetto costituzionale attuale include l'energia tra le materie a **legislazione concorrente**, per le quali spetterebbe alle Regioni la potestà legislativa, salvo che per la determinazione dei principi fondamentali, riservata alla legislazione dello Stato. L'applicazione di tale norma costituzionale comporta notevoli **difficoltà in termini di armonizzazione** delle legislazioni, con una accresciuta conflittualità davanti alla Corte costituzionale. Inoltre, corollario della norma è l'ampliato ruolo delle Regioni sugli aspetti amministrativi, per cui l'**autorizzazione delle opere** richiede comunque l'intesa della regione interessata anche per opere di interesse nazionale e non solo per quelle di interesse regionale e locale (come l'accresciuta diffusione delle fonti rinnovabili, che per loro natura sono disperse e richiedono un ruolo attivo, soprattutto amministrativo, di regioni ed Enti locali). La legislazione italiana in materia – anche se abbondante, complessa e distribuita – è basata su criteri in principio efficaci, con ampio ricorso a procedimenti unici, con tempi contingentati e responsabilità precisate: ma ciò non impedisce che gli stessi procedimenti siano incerti e di **durata imprevedibile, ben oltre quella prevista dalle norme**.

7.2 PER: Piani Energetici Regionali

Ogni regione e provincia autonoma elabora la propria programmazione energetica redigendo il PER, (eventualmente con la dicitura integrata PIER. Piano integrato energetico regionale).

Il panorama legislativo regionale è estremamente vario, non tutte le regioni hanno sfruttato a pieno le attribuzioni in ambito energetico della riforma dell'articolo V della Costituzione e anche le istituzioni

regionali più virtuose stanno comunque rielaborando i propri Piani Energetici in conseguenza della nuova strategia energetica nazionale.

7.3 PER FVG: Piano Energetico Regionale del Friuli Venezia Giulia

La regione FVG considerati i mutati scenari e recepita la nuova SEN ha recentemente approvato la proposta del nuovo Piano energetico.

Con la Deliberazione di Giunta Regionale n. 1252 del 25 giugno 2015 è stata adottata la proposta di nuovo Piano energetico regionale del Friuli Venezia Giulia, [59], che definisce lo scenario energetico spontaneo previsto in assenza di interventi gli obiettivi prefissati e le azioni da intraprendere per realizzare lo scenario desiderato.

Alla stesura ha partecipato il Prof. Gioacchino NARDIN in rappresentanza, del Dipartimento di ingegneria elettrica, gestionale e meccanica dell'Università degli Studi di Udine che ha collaborato alla stesura del capitolo quinto: *La potenzialità strategica delle Misure*, in cui si delineano le misure possibili delineandole per comparti e definendone le potenzialità.

Conseguentemente viene rielaborata la L.R. 19/12, [67], Norme in materia di energia e distribuzione dei carburanti.

7.4 Piani energetici locali

Anche gli Enti locali devono valutare le specificità degli aspetti energetici del proprio ambito indicando le intenzioni di intervento.

A mero titolo di esempio il Comune di Udine ha redatto nel 2002, [61], un Piano Energetico Comunale, riformulato nel 2009 in più parti articolate, [62] che include il Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile, [63], (il documento è stato inviato alla Commissione Europea, la quale dopo un iter di verifica lo ha accettato pubblicandolo sul sito del Covenant of Mayors), che indica le *azioni a breve termine* e le *azioni a lungo termine* tra cui compaiono al primo posto la *cogenerazione e le reti di teleriscaldamento* a cui corrisponde il progetto positivamente concluso, salvo ulteriori ampliamenti dell'utenza, della Centrale di Trigenerazione dell'Ospedale S. Maria della Misericordia che soddisfatti i bisogni interni teleriscalda diversi edifici cittadini pubblici e privati.

La riuscita di tale progetto frutto della collaborazione sinergica tra le istituzioni comunali, regionali ed università, realizzato tramite la Siram spa, [8], nella forma di ESCO privata, è alla base della proposta di una nuova *governance energetica* del SSR FVG del Prof. Gioacchino NARDIN ampiamente trattata in codesto studio.

7.5 Riduzione oneri per le imprese energivore.

Il DM 5 aprile 2013, [33], in attuazione della direttiva 2003/96/CE, [70], del 27 ottobre 2003 con effetti dall'anno 2013, risulta operativo, limitatamente agli aspetti elettrici, la riduzione dei costi energetici incidendo sugli oneri accessori per le quasi 3000 imprese censite come energivore.

Il 5 aprile 2013 con un decreto il Ministero dello Sviluppo Economico, [33], definisce le imprese ad forte consumo di energia fissando la soglia di 2,4 Gwh, (elettrici o non elettrici), con un incidenza di

almeno il 3% sul fatturato stabilendo una rideterminazione degli oneri elettrici generali, (riduzione dei costi in bolletta), se la quota di consumo elettrico incide per almeno il 2%.

Il censimento è affidato alla Cassa per i Servizi elettrici ed Ambientali, (precedentemente denominata Cassa conguagli Settore Elettrico, [7], e rideterminata in ente pubblico economico con il comma 670 art. unico L. 208/15, Legge stabilità 2016), che rende disponibili gli elenchi dal 2012 fino al 2014, senza indicarne i consumi e la classificazione ATECO [1].

Anno	2012	2013	2014
Numero imprese	2986	2931	2983

Censimenti imprese energivore CSEA

Con la Deliberazione AEEGSI 112/2015/R/eel, [10], confermata dalla delibera 160/2015/R/eel, [11], sono state ridefinite le regole per l'erogazione degli incentivi, viene abolito il meccanismo transitorio di acconto con conguaglio e gli incentivi saranno erogati in un'unica soluzione, previa dichiarazione a consuntivo dei consumi dell'anno precedente.

		Classi intensità energetica (i)			
		2-6%	6-10%	10-15%	>15%
Percentuale sconto		15%	30%	45%	60%
Consumo [GWh/anno]	Valore oneri attuali [€/MWh]	Agevolazione [€/MWh]			
MT<100	48	-7	-15	-22	-29
MT>100	1,9	0	0	0	0
AT<50	49	-7	-15	-22	-29
50<AT<150	25	-4	-8	-11	-15
AT>150	1,5	0	0	0	0

Entità degli sgravi Decreto MISE 5/4/13

7.6 Certificati bianchi tramite GSE

Il D.Lgs. 102/14, [35], in attuazione della direttiva 2012/27/UE, [74], sull'efficienza energetica ridefinisce le modalità di erogazione dei certificati bianchi (Titoli di Efficienza Energetica) da parte del GSE, [4], introducendo prescrizioni vincolanti.

Il DM 28 dicembre 2012,[45], ha trasferito a partire dal 3 febbraio 2013 dall'AEEG,[9], al GSE,[4], le competenze in merito alle attività di gestione, valutazione e certificazione dei risparmi correlati a progetti di efficienza energetica condotti nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi,TEE, e definisce degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico, crescenti nel tempo, per le imprese di distribuzione di energia elettrica e gas per gli anni dal 2013 al 2016 e introducendo nuovi soggetti ammessi presentazione dei progetti all'articolo 7, comma 1, lettere c), d) ed e).

In seguito il II D.Lgs. 102/14,[35], riprende tali soggetti:

- a) ESCO certificate UNI CEI 11352;
- b) esperti in Gestione dell'Energia certificati secondo la UNI CEI 11339;
- c) organizzazioni certificate ISO 50001;
- d) auditor energetici certificati.

Sancendo che decorsi ventiquattro mesi dall'entrata in vigore dello stesso decreto, quindi dal 19 luglio 2016, potranno partecipare al meccanismo dei certificati bianchi solo se in possesso di certificazione,

rispettivamente, secondo le norme UNI CEI 11352, [17], e UNI-CEI 11339, [16], lasciando in sospeso lo status degli auditor energetici al tempo privi di una norma di riferimento.

A decorrere dal 19 luglio 2016 non quindi sarà possibile accreditarsi al GSE, [4], per la presentazione di progetti finalizzati all'ottenimento dei certificati bianchi in assenza di certificazione da parte di organismo accreditato secondo i nuovi protocolli ACCREDIA, [7], fatti salvi gli accordi internazionali di mutuo riconoscimento.

Stabilisce inoltre che l'ENEA, [2], in collaborazione con ACCREDIA [3], il GSE, [4], la FIRE, [5], e il CTI, [6], entro il 31 dicembre 2014 definisce un protocollo per l'iscrizione agli elenchi dei soggetti certificati pubblicati sul sito web istituzionale dell'ENEA, tali elenchi non sono al momento disponibili.

7.7 Obbligo di AUDIT ENERGETICO per le grandi imprese e per le imprese a forte consumo energetico.

Il D.Lgs. 102/14,[35], in attuazione della direttiva 2012/27/UE, [74], sull'efficienza energetica stabilisce l'obbligo per le grandi imprese di sottoporsi a una diagnosi energetica.

Il D.lgs 104/14, [35], al comma 1 dell'art.8 stabilisce per le grandi imprese¹ e per le imprese a forte consumo energetico, (escluse quelle che hanno adottato sistemi di gestione conformi EMAS, [13], e alle norme ISO 50001, [24], o EN ISO 14001, [15], a condizione che il sistema di gestione includa un audit energetico conforme), l'obbligo di sottoporsi ad una diagnosi energetica entro il 5 dicembre 2015 e successivamente con cadenza quadriennale.

- Società di Servizi Energetici, (leggasi Energy Service Company²).
- Esperti in Gestione dell'Energia.
- Auditor energetici.
- ISPRA con schema volontario EMAS.

I risultati di tali diagnosi sono comunicati all'ENEA, [2], e all'ISPRA,[12], (Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale), che ne curano la conservazione.

Al comma 2 stabilisce che decorsi 24 mesi dalla data di entrata in vigore, quindi dal 19 luglio 2016, le diagnosi soggetti certificati da organismi accreditati ACCREDIA, [3], (fatti salvi gli accordi internazionali di mutuo riconoscimento), in base alle norme UNI CEI 11352, [17], UNI CEI 11339, [16], lasciando in sospeso lo status degli auditor energetici al tempo privi di una norma di riferimento.

¹ Nota: Si definisce Grande Impresa ogni impresa con 250 o più effettivi oppure ogni impresa, anche con meno di 250 effettivi, con un fatturato superiore a 50 milioni di euro e un bilancio superiore ai 43 milioni di euro. Tale definizione discende da quella relativa alla Piccola e Media Impresa data dalla raccomandazione della Commissione 2003/361/CE, [75], recepita in Italia con il DM del 18/4/2005,[50].Si definisce Impresa a forte consumo energetico ogni impresa con consumi energetici superiori a 2,4 Gwh come meglio definito nel DM del 5/4/2013, [33].

² Nota: al comma 1 art.8 D.Lgs. 102/2014 [35] al posto delle ESCO vengono indicate le SSE, dovrebbe trattarsi di un errore materiale commesso nella stesura del documento ma ammesso che si tratti invece di una precisa volontà del Legislatore, proseguendo nella lettura del comma seguente si riscontra che dal 19 luglio 2016 le società dovranno comunque essere certificate secondo la norma UNI-CEI 11352 quindi come ESCO.

7.8 Conto Termico

Il DM 28 dicembre 2012, [45], introduce il Conto termico in attuazione al regime di sostegno previsto dal D.Lgs. 28/11, [43] a seguito della direttiva europea 2009/28/CE,[72], per l'incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione dell'energia termica da fonti rinnovabili.

Al meccanismo di incentivazione sono ammesse le Amministrazioni Pubbliche e i soggetti privati, intesi come persone fisiche, condomini e soggetti titolari di reddito di impresa o di reddito agrario. Possono accedere agli incentivi le seguenti due categorie di interventi riferendosi sia all'efficientamento dell'involucro di edifici esistenti (coibentazione pareti e coperture, sostituzione serramenti e installazione schermature solari) sia alla sostituzione di impianti esistenti per la climatizzazione invernale con impianti a più alta efficienza (caldaie a condensazione) sia alla sostituzione o, in alcuni casi, alla nuova installazione di impianti alimentati a fonti rinnovabili (pompe di calore, caldaie, stufe e camini a biomassa, impianti solari termici anche abbinati a tecnologia solar cooling per la produzione di freddo):

- interventi di incremento dell'efficienza energetica
- interventi di piccole dimensioni relativi a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistemi ad alta efficienza

Le Amministrazioni pubbliche possono richiedere l'incentivo per entrambe le categorie di interventi

I soggetti privati possono accedere agli incentivi solo per gli interventi di piccole dimensioni relativi a impianti per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili e sistemi ad alta efficienza.

L'incentivo è erogato dal GSE,[4], che predispose le procedure tramite portale internet dedicato.

Il Contatore che consente di visualizzare i principali dati sull'andamento del meccanismo incentivante "Conto Termico" è stato aggiornato ed al 1° gennaio 2016 risultano ammesse all'incentivo 15.764 richieste, 830 in più rispetto al mese precedente. L'impegno di spesa annua cumulata per il 2016 è pari a 23,49 milioni di euro, di cui 4,20 milioni di euro (dei 200 mln. disponibili) riconducibili alle amministrazioni pubbliche e 19,29 milioni di euro (dei 700 mln. disponibili) a soggetti privati. L'impegno di spesa annua cumulata per il 2017 è pari a 7,73 milioni di euro, di cui 0,60 milioni di euro (dei 200 mln. disponibili) riconducibili alle Amministrazioni pubbliche e 7,13 milioni di euro (dei 700 mln. disponibili) a Soggetti privati.

7.9 Conto Energia

Il 6 luglio 2013 è terminato il 5° Conto energia istituito dal DM 5/7/12 del MISE, [39], senza essere stato sostituito da un nuovo piano di incentivi sull'energia prodotta.

L'incentivazione della produzione di energia elettrica fotovoltaica istituita in attuazione della Direttiva Europea 2001/77/CE, [68], è terminata essendo stati raggiunti gli obiettivi prefissati ed il punto di autosostenibilità in ragione della drastica diminuzione dei costi degli impianti a cui è peraltro consentita la detrazione IRPEF del 50% confermata per il 2016 dalla legge di stabilità L.208 del 28/12/15, [33].

7.10 Principali riferimenti legislativi e normativi

- [1] **Classi ATECO** <http://www.istat.it/it/strumenti/definizioni-e-classificazioni/ateco-2007>
- [2] **ENEA**. Agenzia Nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile. www.enea.it
- [3] **ACCREDIA** http://www.accredia.it/news_detail.jsp?ID_NEWS=1643&areaNews=>emplate=news.jsp accesso 26/11/2015
- [4] **GSE: Gestore dei Servizi Energetici** GSE S.p.A. società controllata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze www.gse.it
- [5] **FIRE: Federazione Italiana uso Responsabile per l'Energia**, ente incaricato dal Ministero dello Sviluppo economico. <http://www.fire-italia.org/>
- [6] **CTI: Comitato Termotecnico Italiano**, www.cti2000.it.
- [7] **CSEA: Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali**, (precedentemente CCSE: Cassa Conguagli per il Settore Elettrico). www.csea.it.
- [8] **SIRAM SPA: ESCO privata**. www.siram.it
- [9] **AEEG Autorità per l'Energia Elettrica il Gas e il Sistema Idrico** <http://www.autorita.energia.it/>
- [10] **AEEG SI 112/2015/R/eel**: Delibera 19 marzo 2015
- [11] **AEEG SI 160/2015/R/eel**: Delibera 09 aprile 2015
- [12] **ISPRA: Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale**, istituito con la L. 133/08 e D.L. 25 giugno 2008, n. 112. <http://www.isprambiente.gov.it/it/ispra>
- [13] **EMAS: Eco-Management and Audit Scheme**, nuovo regolamento n.1221 2009
- [14] **UNI CEI EN ISO 50001:2011 "Sistemi di gestione dell'energia - Requisiti e linee guida per l'uso"** l'impresa persegue l'obiettivo di migliorare le proprie prestazioni energetiche e, in particolare, l'efficienza, l'utilizzo e il consumo di energia.
- [15] **EN ISO 14001: Standard gestione Ambientale..**
- [16] **UNI CEI 11339:2009 "Gestione dell'energia. Esperti in gestione dell'energia. Requisiti generali per la qualificazione"**
- [17] **UNI CEI 11352: 2014 "Gestione dell'energia - Società che forniscono servizi energetici (ESCo) - Requisiti generali e lista di controllo per la verifica dei requisiti"**
- [18] **UNI CEI EN ISO 50001:2011 "Sistemi di gestione dell'energia - Requisiti e linee guida per l'uso"**
- [19] **UNI CEI EN 16247-1:2012 Diagnosi energetiche - Parte 1: Requisiti generali**
- [20] **UNI CEI EN 16247-2:2014 Diagnosi energetiche - Parte 2: Edifici**
- [21] **UNI CEI EN 16247-3:2014 Diagnosi energetiche - Parte 3: Processi**
- [22] **UNI CEI EN 16247-4:2014 Diagnosi energetiche - Parte 4: Trasporto**
- [23] **UNI CEI EN 16247-5:2015 Diagnosi energetiche. Parte 5: Competenze degli auditor energetici.**
- [24] **UNI CEI EN ISO/IEC 17024:2012 "Conformity assessment - General requirements for bodies operating certification of persons"**, applicabile agli Organismi che effettuano la certificazione di persone.
- [25] **ISO/IEC 17065:2012 "Conformity assessment - Requirements for bodies certifying products, processes and services"**, applicabile agli Organismi che effettuano la certificazione di prodotti, processi e servizi.
- [26] **UNI CEI EN ISO/IEC 17021:2011 "Valutazione della conformità - requisiti"**

- per gli organismi che forniscono audit e certificazione di sistemi di gestione"
- [27] **Schema di qualificazione AUDITOR ENERGETICO SQ003 BRIKS-ENEA 21/4/15**
- [28] **Schema di certificazione e accreditamento per la conformità alla norma UNI CEI 11339:2009 in materia di Esperti in Gestione dell'Energia (EGE) redatto ai sensi dell'art.12, comma 1, del DECRETO LEGISLATIVO 4 luglio 2014, n. 102.**
- [29] **Schema di accreditamento e certificazione, in conformità alla norma UNI CEI 11352:2014 "Società che forniscono servizi energetici" (ESCO), redatto ai sensi dell'art.12, comma 1, del D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102.**
- [30] **Schema di certificazione e accreditamento in materia di Sistemi di Gestione dell'Energia (SGE), redatto ai sensi dell'art.12, comma 1, del DECRETO LEGISLATIVO 4 luglio 2014, n. 102.**
- [31] **Decreto Direttoriale MISE 12 maggio 2015 Direzione generale per il clima e l'energia Approvazione degli schemi di certificazione e accreditamento per la conformità alle norme tecniche in materia di esco, esperti in gestione dell'energia e sistemi di gestione dell'energia, ai sensi dell'articolo 12, comma 1 del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102.**
- [32] **Circolare MICA 219/F 2 marzo 1992: circolare del Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato attualmente MISE, Ministero dello Sviluppo Economico.**
- [33] **Legge 208 del 28 dicembre 2015: Legge di stabilità 2016**
- [34] **DM 5 aprile 2013 Imprese energivore**
- [35] **D. Lgs 4 luglio 2014, n. 102 Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica**
- [36] **Decreto Legge "Destinazione Italia", 23 dicembre 2013, convertito con modificazioni con la legge n. 9/2014**
- [37] **Legge 90 3 agosto 2013, Conversione in legge, con modificazioni, del DL 63 4 giugno 2013, recante disposizioni urgenti per il recepimento della Direttiva 2010/31/UE sulla prestazione energetica nell'edilizia per la definizione delle procedure d'infrazione avviate dalla Commissione europea, nonché altre disposizioni in materia di coesione sociale.**
- [38] **DPR 74 16 aprile 2013 Regolamento recante definizione dei criteri generali in materia di esercizio, conduzione, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienici sanitari, a norma dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e c), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n.192.**
- [39] **DM 5 luglio 2012 .MISE: Attuazione dell'art. 25 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (c.d. Quinto Conto Energia).**
- [40] **DPR 59/2009 2 aprile 2009 Regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e**
- [41] **b), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia.**
- [42] **D. Lgs. n. 115 del 30 maggio 2008: Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.**
- [43] **D.Lgs. 28/2011: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE Conto energia termico e nuove schede di certificati bianchi.**
- [44] **.D.Lgs. 93/2011: Norme comuni per lo sviluppo dei mercati del gas naturale e dell'energia elettrica.**
- [45] **DM 28 dicembre 2012: il decreto per il potenziamento del meccanismo dei**

- certificati bianchi, previsto dal decreto legislativo 28/2011 che stabilisce, in primo luogo, gli obiettivi nazionali di efficienza energetica e gli obblighi quantitativi che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione di energia elettrica e gas per gli anni 2013-2016.
- [46] **DPR 37 22 gennaio 2008** riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici
- [47] **DM 24 ottobre 2005**: Aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ai sensi dell'articolo 11, comma 5, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
- [48] **D.Lgs 192/2005** Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.
- [49] **DM 27 luglio 2005**: Norma concernente il regolamento d'attuazione della legge 9 gennaio 1991, n. 10 (articolo 4, commi 1 e 2), recante: «Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia».
- [50] **DM 18 aprile 2005**: Adeguamento alla disciplina comunitaria dei criteri di individuazione di piccole e medie imprese.
- [51] **Decreti Ministeriali 20 luglio 2004**: nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia.
- [52] **DM 24 aprile 2001 MICA MA**: Efficienza e risparmio energetico negli usi finali
- [53] **DPR 412 26 agosto 1993** Regolamento recante norme per la progettazione, l'installazione, l'esercizio e la manutenzione degli impianti termici degli edifici ai fini del contenimento dei consumi di energia, in attuazione dell'art. 4, comma 4, della L. 9 gennaio 1991, n. 10
- [54] **Legge 9/1/1991 n. 10**: Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.
- [55] **Legge 46 5 marzo 1990** Norme per la sicurezza degli impianti.
- [56] **Legge 186 1° marzo 1968** Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici.
- [57] **SEN: Strategia Energetica Nazionale**: per un'energia più competitiva e sostenibile Marzo 2013
- [58] **PEN: Piano Energetico Nazionale del 1988**: approvato dal Consiglio dei Ministri il 10 agosto 1988
- [59] **PER FVG: Piano Energetico Regionale del Friuli Venezia Giulia**, proposta approvata dalla Giunta regionale al n. 1252 del 25 giugno 2015
- [60] **Piano Energetico Regionale PER 2003 FVG**
- [61] **PEC 2002: Piano Energetico Comunale 2002 di Udine.**
- [62] **PEC 2009: Piano Energetico Comunale 2009 di Udine.**
- [63] **Piano d'Azione per l'Energia Sostenibile**. Comune di Udine 23/7/2010.
- [64] **VEA, Legge regionale FVG 18 agosto 2005, n. 23**
- [65] **DPGP 29/09/2004, nr. 34** Provincia Autonoma di Bolzano Regolamento di esecuzione della legge urbanistica in materia di risparmio energetico
- [66] **Piano sanitario e sociosanitario regionale PSSR 2010 – 2012 FVG**
- [67] **LR 19 Energia BUR n.42 2012 FVG.**
- [68] **Direttiva Europea 2001/77/CE 27/9/01** Promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità
- [69] **Direttiva Europea 2002/91/CE 16/12/02** Rendimento energetico nell'edilizia.
- [70] **Direttiva Europea 2003/96/CE 27/10/03** che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità
- [71] **Direttiva Europea 2006/32/CE 5/4/06** Efficienza degli usi finali dell'energia

e i servizi energetici

- [72] **Direttiva Europea 2009/28/CE** 23/4/09 *Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili*
- [73] **Direttiva Europea 2010/31/CE** 19/5/10 *Prestazione energetica nell'edilizia (rifusione)*
- [74] **Direttiva Europea 2012/27/UE** 25/10/12 *Efficienza energetica.*
- [75] **Racc., n. 2003/361/CE** 6/3/03 *Raccomandazione della Commissione relativa alla definizione delle microimprese, piccole e medie imprese.*

CONCLUSIONI

Dall'analisi effettuata si evidenzia la complessità e l'articolazione delle tematiche di efficientamento energetico. In particolare gli aspetti normativi, tecnici e procedurali si possono dividere in due parti: la prima riguarda una serie di norme legislative e tecniche che si sono sviluppate indicativamente dal 1990 al 2010 e che erano giunte ad una loro maturazione con la figura dell'Energy Manager e delle Società Servizi Energetici. Recentemente con il D.Lgs. 102/2014, a recepimento delle direttive Europee del contesto energetico, è stato effettuato un salto di qualità e sono state introdotte le figure dell'Esperto di Gestione Energetica e delle Energy Service Company, profili altamente specializzati secondo normative specifiche e schemi di certificazione con accreditamento degli organismi incaricati. Anche la figura del Terzo Responsabile, già citato dalla Legge 10/91 e definito dal D.P.R. 412/1993 è stato riqualificato con il D.P.R. 74/2013. Dal punto di vista tecnico sono stati citati e introdotti gli impianti di cogenerazione, di teleriscaldamento, di raffrescamento, che precedentemente erano esclusivamente un'opzione tecnica ma non normativa. E' evidente una sovrapposizione tra le nuove figure e quelle precedenti previste dalle vecchie normative antecedenti al 2010, che continuano ad avere una loro legittimità formale, anche se superate nella sostanza dai nuovi decreti, ad esempio la figura dell'Energy Manager, già scarsamente operativa nei fatti, è stata superata dall'Esperto in Gestione Energetica ma appare difficile immaginare che in un prossimo futuro tutti i tecnici responsabili per la conservazione e l'uso responsabile dell'energia attualmente nominati conseguano una certificazione impegnativa e non obbligatoria, analogamente è inverosimile ipotizzare la conversione di tutte le Società di Servizi Energetici in Energy Service Company certificate anche considerando che la vastità del mercato consentirà ampi margini operativi nelle funzioni non precluse per legge; queste considerazioni sono avvalorate dalle banche dati ufficiali della Federazione Italiana uso Responsabile dell'Energia e dell'Autorità per l'Energia Elettrica Gas e il sistema idrico che riportano indicativamente la nomina di 3000 Energy Manager (rispetto gli 8000 di cui si stima l'obbligo di nomina) e 3000 Società di Servizi Energetici mentre le banche dati di ACCREDIA (in attesa di quelle ufficiali ENEA) riportano solo alcune centinaia di nominativi, seppur in forte aumento, di Esperti in Gestione dell'Energia ed Energy Service Company certificate da organismi accreditati.

L'analisi sulle politiche e sulle incentivazioni, effettuata in un contesto di costi energetici e materie prime crescenti, attualmente risente di una situazione contingente che vede il prezzo del greggio collocarsi nell'intorno di 30-40 dollari a barile. In ogni caso le normative di incentivazione non sono state modificate ed hanno quindi conservato la loro validità essendo tuttora vigenti. L'analisi ha il pregio di mettere in relazione, comparata e ordinata le varie impostazioni; in particolare e in termini sintetici le varie forme di incentivazione ed intervento nelle diverse componenti che vanno a comporre gli indici di convenienza degli investimenti. L'analisi è particolarmente utile alle Società che si confrontano nel mercato globale. Ad esempio l'analisi tecnica di fattibilità economica di un recuperatore in acciaieria dagli Off Gas per la produzione di energia elettrica evidenzia come in California vengano incentivate le piccole taglie ed in Italia le grandi taglie.

Per quanto afferisce alla formazione all'efficientamento energetico, è stata effettuata una analisi empirica per individuare la correlazione tra figure e temi, con una proposta dettagliata di percorsi formativi non generalisti; ad esempio la formazione di un EGE che si deve occupare di aspetti tecnici relativi agli edifici è sostanzialmente diversa da un EGE che deve affrontare tematiche impiantistiche o gestionali (come d'altronde previsto dalle normative che però si limitano a distinguere tra l'ambito Civile e quello Industriale). Il documento proposto permette un percorso formativo dettagliato in base all'attività della figura tecnica (matrice argomenti-figura professionale).

Considerato che molti degli interventi di efficientamento nonostante siano molto convenienti non vengono adottati si è posto il problema dell'analisi delle ragioni ostative (Barriers); successivamente integrate dalle motivazioni favorevoli (Drivers). Sull'argomento sono state condotte analisi empiriche (tra cui si distinguono quelle dell'inglese Sorrell S. e dell'italiano Cagno E.) riferite alle imprese, senza indagare l'atteggiamento delle figure professionali che sono, in genere, i proponenti delle opportunità

tecniche e gestionali. E' stata quindi effettuata un'indagine empirica sulle barriere e sui drivers con riferimento alla figura professionale dell'ingegnere.

Gli aspetti qualitativamente hanno ricalcato la percezione all'impresa. Sono state introdotte nuove domande con afferenza al sistema paese (formalità burocratiche e amministrative, incertezza giuridica-normativa e sull'effettiva erogazione di contributi) che si sono rivelati i fattori ostativi più significativi e che erano state completamente ignorate dalle precedenti analisi.

Successivamente l'attenzione è stata rivolta all'attività ospedaliera che è la più energivora in ambito Civile.

In detta attività, con afferenza alla Regione Friuli Venezia Giulia, sono state evidenziate e caratterizzate tutte le opzioni tecniche di efficientamento energetico. Dal punto di vista Gestionale si è rilevata la completa inefficacia operativa della figura dell'Energy Manager come prevista dalla Legge 10/91 che opera a livello di singola struttura, "lontana" dal centro decisionale e di spesa rappresentato dalla Regione (Assessorato alla Salute); detta inefficacia non viene concettualmente superata dalla sostituzione dell'Energy Manager non formato con la figura certificata dell'EGE. Viene quindi proposta una diversa configurazione gestionale con un team, direttamente alle dipendenze e "vicino" al Centro decisionale e di spesa Regionale prevedendo tre figure EGE: una per le strutture, una per gli impianti e una di riferimento con forte formazione gestionale.

I Capitoli successivi ordinano il contesto legislativo attuale riguardante le molteplici figure professionali e gli enti operativi nell'ambito di una materia molto articolata ed in evoluzione.

Appendice A – Prospettive delle fonti energetiche

1. Introduzione

Energia, ovvero ἐνέργεια: capacità di agire. Sebbene per un greco dell'Atene del IV Secolo a.C. il termine suggerisse idee e concetti del tutto differenti a quelli che sono oggi comuni nell'ambito scientifico quando si prende in esame il valore che ha assunto l'"energia" (valore che inizia a prendere forma dal Rinascimento con Leibniz per poi arrivare ad una definizione più vicina a quella moderna con Thomas Young) è indubbio come l'etimologia permetta di avvicinarsi a quale sia l'utilizzo pratico che l'uomo ha dato a questa caratteristica fisica del cosmo: il fare.

E' possibile considerare così due aspetti dell'energia: il primo riguarda l'energia "in quanto tale". L'energia cioè come quel qualcosa che fin dall'antichità è stato intuito dall'umanità, che ha cercato di "inquadrala" con leggi che via via ne hanno sempre più circoscritto la natura, pur restando sempre leggi di uomini, quindi limitate nella loro comprensione del fenomeno per via dei limiti della natura umana. Qui l'energia rimane sempre qualcosa di sfuggente, nonostante i notevoli passi avanti di generazioni di studiosi, fisici o filosofi o teologi che siano.

Ma c'è anche un secondo aspetto, ed è proprio quello legato al "fare". L'energia diventa un mezzo, un espediente utilizzato per facilitare le attività, diminuire la fatica, e seppure l'espressione possa suonare profondamente imprecisa, fare "meno lavoro".

Se così da un punto di vista di storia della conoscenza appare difficile trovare una collocazione per l'energia, che rimane un concetto complesso e forse conoscibile solo in alcune sfumature per le capacità degli uomini, appare più alla portata uno studio sul ruolo avuto dall'energia nella storia della civiltà, attraverso gli imperativi energetici che caratterizzano gli uomini e così i popoli, e le fonti energetiche.

Che esista una stretta relazione fra la comprensione, l'utilizzo, lo sfruttamento delle fonti energetiche e lo sviluppo della società umana appare come una considerazione immediata. Senza arrivare ad eccessi che vincolino univocamente un aspetto all'altro, si può dire come l'avanzamento tecnologico in campo energetico abbia ripercussione diretta su quei parametri (disponibilità alimentare, mortalità infantile, durata della vita media, alfabetizzazione) che solitamente vengono usati per definire il benessere, tanto da potere arrivare a dire che *"il ruolo cruciale dell'energia nel mondo fisico e dalla vita si rispecchia necessariamente negli sviluppi storici ed evolutivi: tanto i primi progressi della società della preistoria, quanto la crescente complessità della civiltà moderna sono caratterizzati da un numero grandissimo di imperativi energetici"*.

Definire delle pietre miliari nella "storia dell'energia" è sicuramente riduttivo, e tralascia la natura evolucionistica della storia, ma aiuta ad intuire come vi sia stata una rapida accelerazione nel miglioramento dello sfruttamento dell'energia e così del benessere (materiale, perlomeno) dell'uomo. Si passa così dal semplice uso della forza muscolare dell'uomo, nella preistoria, allo sfruttamento della forza animale delle prime società agrarie e all'affinamento degli strumenti per questo fine, l'adozione di mulini per utilizzare l'energia cinetica di vento e acqua, l'inizio dell'era dei combustibili fossili con la diffusione dell'estrazione carbonifera e con l'introduzione delle prime caldaie a vapore fisse, l'evoluzione in caldaie a vapore mobili e i progressi nel settore metallurgico, i motori a combustione interna, l'ascesa dell'elettricità e la sostituzione di motori meccanici con motori elettrici nella produzione industriale, e di seguito l'introduzione della fonte nucleare. Le tappe che segnano questo percorso, si fanno nel tempo più vicine e più frenetiche. Ad oggi, nuovi imperativi legati alla sempre crescente fame energetica, alle necessità ambientali, e alla ricerca di una migliore efficienza energetica sembrano guidare questa storia.

Ed anche la "storia delle fonti energetiche" pare avere un andamento analogo, che subisce un'accelerazione e una contrazione negli ultimi decenni. Prima l'energia muscolare (oltre, naturalmente,

all'energia solare: *“ogni civiltà non può che definirsi una civiltà solare”*), poi l'eolica e la idraulica accompagnate dalla biomasse fino ai primi decenni del XVIII Secolo, quando prende piede l'utilizzo del carbon fossile, poi gli idrocarburi, il gas naturale, l'idroelettrico, la fonte nucleare, e ancora, oggi e nel futuro, una tendenza al ritorno per motivi ambientali all'eolico e al solare.

E' indubbio come questo trend sempre più dinamico sia causato da una lunga serie di fattori, tra i quali l'aumento della popolazione mondiale, la diffusione e l'accesso dell'informazione, la crescita di paesi fino ad oggi sottosviluppati, l'accesso alle fonti energetiche, il costo di esse, la costruzione di una economia globale, i trasporti, la crescente consapevolezza ambientale e dello “sviluppo sostenibile”, la sempre più sostenuta richiesta energetica, oltre alle evidenti motivazioni di carattere tecnico, politico, industriale.

E così la formazione in ambito energetico appare sempre più importante non solo su un piano culturale, ma anche in ambito lavorativo, sociale, politico, tecnico ed in generale extraenergetico. Forse l'utilizzo di un “paradigma energetico” applicabile a tutti i campi conoscitivi appare una esagerazione, ma certamente la conoscenza adeguata di questo particolare “investimento del creato” che è l'energia insita in petrolio, vento e acqua, i suoi utilizzi, la sua diffusione, le conseguenze e le possibilità (sia “ad alto livello” sia in ambiti più prosaici e tecnici) è necessario per una cosciente visione di questo patrimonio cui attingere.

Ma alla domanda “dove andrà a finire l'energia per l'uomo?” appare difficile e complesso rispondere. Tuttavia il fine di questa premessa è fornire una prima analisi, partendo da una visione complessiva delle varie fonti energetiche, per poi passare ad un'altra più puntuale su ognuna, cercando di tirare alla fine le fila, e di giungere a delle conclusioni.

2. LE FONTI ENERGETICHE

Il numero delle fonti energetiche che l'uomo nella sua storia ha imparato ad utilizzare è limitato e facilmente catalogabile. Si possono individuare le cosiddette “fonti fossili”, ovvero il petrolio, il gas naturale e il carbone, le “fonti nucleari”, la fissione e, in un futuro piuttosto lontano, la fusione, le “fonti geotermiche” che sfruttano il calore negli strati sottosuperficiali della Terra, e le “fonti rinnovabili”, come le biomasse, l'energia idraulica, solare, eolica. Tutte queste vengono manipolate tecnicamente e utilizzate per i consumi finali (usi non energetici, industria, trasporti, usi civili) attraverso “fonti secondarie” come i derivati del petrolio e del carbone, oppure l'energia elettrica prodotta.

Come accennato, è possibile suddividere, con le dovute cautele, la storia umana in “epoche energetiche”, caratterizzate da diverse disponibilità di energia primaria e diverse combinazioni nell'utilizzazione delle fonti energetiche. Il passaggio da un'epoca alla successiva può considerarsi dovuto a particolari condizioni che portano a progressi di natura tecnica e scientifica, e favorevoli condizioni storiche e sociali. L'ultima grande transizione energetica nella storia umana prese corpo tra la seconda metà dell'Ottocento e i primi decenni del Novecento, con la diffusione su larga scala del carbone, della turbina a vapore e l'avvento del petrolio e del gas naturale. Il suo successo scaturì dall'aver messo a disposizione dell'umanità tecnologie in grado di sfruttare fonti di energia capaci di soppiantare in termini quantitativi e qualitativi quelle precedenti. Da allora fino ad oggi non vi sono state innovazioni capaci di diventare “killer application” nell'ambito energetico: il solo nucleare, dopo la crescita massiccia avvenuta a partire dagli anni '50, pare avere arrestato la sua corsa, nonostante periodici slanci d'attenzione da parte dell'opinione pubblica; e nel futuro immediato non pare esserci all'orizzonte nessuna sviluppo negli studi di ricerca, nemmeno nelle fonti rinnovabili, capace di determinare una rottura netta col passato.

A parità di qualità di fonte energetica (fermo restando i progressi dovuti al miglioramento delle tecniche) il fabbisogno energetico complessivo ha visto nell'ultimo secolo una rapido e continuo incremento, dovuto a due componenti: in primo luogo l'aumento della popolazione mondiale, e in secondo luogo e più importante, l'impennata del reddito pro capite nelle zone fino a poco tempo fa sottosviluppate. Il

congiunto verificarsi di questi due aspetti porta inevitabilmente ad un consistente aumento di energia richiesta.

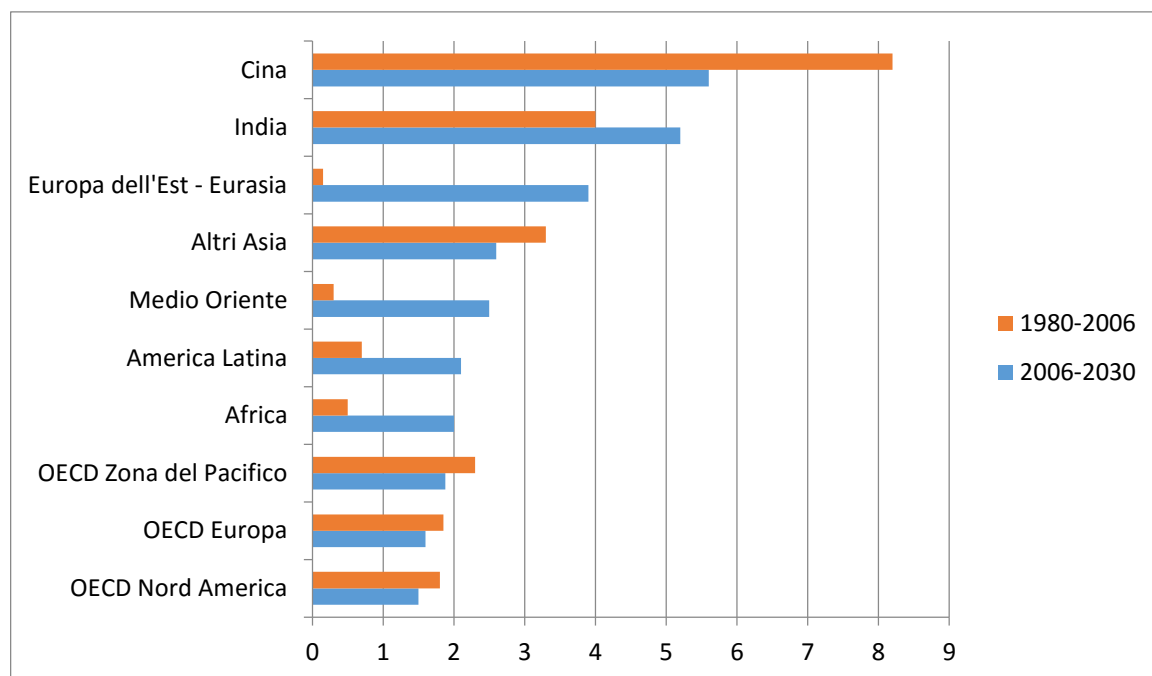


Grafico 1: Tasso di crescita del reddito pro capite a seconda della regione [Fonte: World Energy Outlook 2008]

Petrolio, carbone e gas naturale, le tre fonti fossili tradizionali, da oramai più di un secolo coprono la maggior parte dei fabbisogni d'energia primaria e di produzione di energia elettrica mondiale, con un totale che ad oggi si attesta attorno all'80% del complessivo nel primo caso e al 70% nel secondo. Questa egemonia è dovuta a fattori come la disponibilità massiccia, la facilità d'estrazione, l'affinamento e la standardizzazione di tecniche oramai consolidate e mature lungo tutta la filiera di produzione e consumo, che permettono efficienze relativamente elevate, la densità energetica, ed infine aspetti di natura politica. Tuttavia su i combustibili fossili pesano i deficit legati all'inquinamento, come si vedrà in seguito.

E' utile considerare i dati storici e le proiezioni più recenti dell'International Energy Agency (tutte le proiezioni di questa premessa fanno riferimento all'ultimo World Energy Outlook 2008. E' nella natura delle proiezioni essere sbagliate: tuttavia è possibile credere come queste siano valide nella direzione che indicano) per quanto riguarda i consumi delle fonti energetiche e le previsioni di questi per i prossimi decenni.

	1980	2000	2006	2015	2030	2006-2030
Carbone	1788	2295	3053	4023	4908	2.0%
Petrolio	3107	3649	4029	4525	5109	1.0%
Gas	1235	2088	2407	2903	3670	1.8%
Nucleare	186	675	728	817	901	0.9%

Idroelettrico	148	225	261	321	414	1.9%
Biomasse e Rifiuti	748	1045	1186	1375	1662	1.4%
Altre rinnovabili	12	55	66	158	350	7.2%
TOTALE	7223	10034	11730	14121	17014	1.6%

Tabella 20: Fabbisogno Primario di energia a seconda della fonte nello scenario di riferimento (Mtoe) [Fonte: World Energy Outlook 2008]

Una rapida occhiata alla Tabella 1 pone in risalto il dato più significativo: l'incremento costante del fabbisogno di energia complessivo, che in venticinque anni (dal 1980 al 2006) è aumentato del 50% e che di altrettanto è previsto incrementarsi per il 2030.

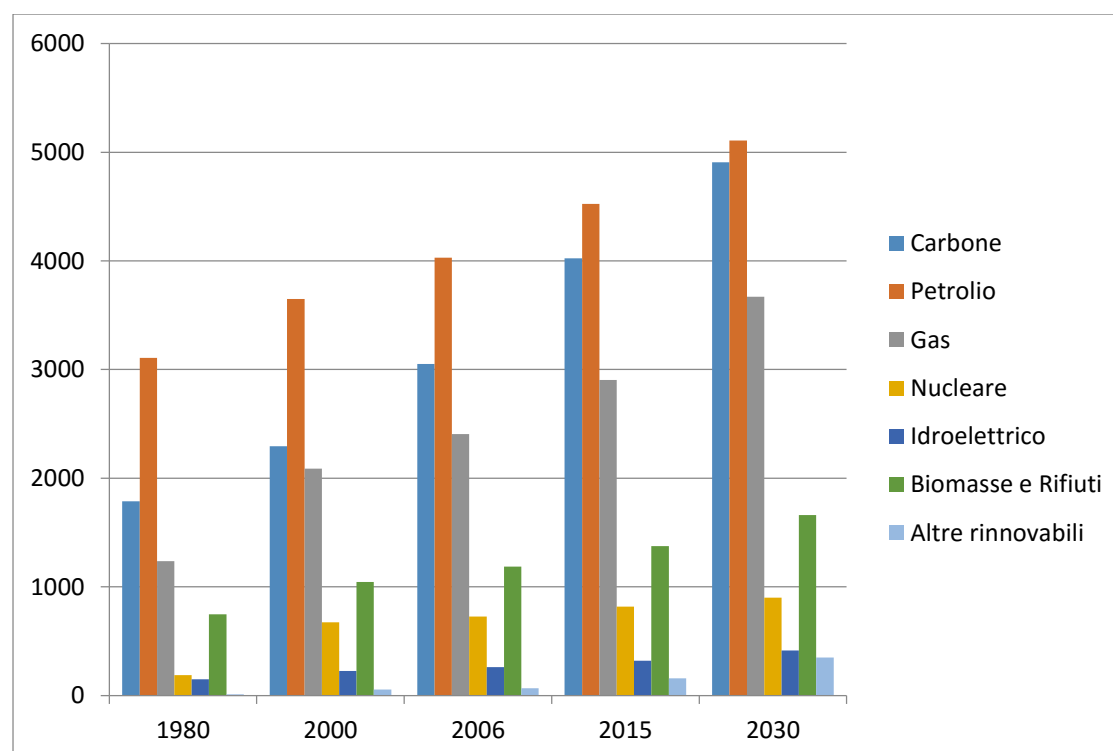


Grafico 2: Fabbisogno primario di energia a seconda della fonte nello scenario di riferimento (Mtoe) [Fonte: World Energy Outlook 2008]

In questo scenario di riferimento non si ha una variazione percentuale rilevante nel complessivo contributo sul totale dei combustibili fossili, mentre si individua una diversa combinazione dei tre: in particolare un significativo avvicinamento del carbone al petrolio (la cui principale causa per il rallentamento sono gli alti prezzi finali), dovuto alla fame energetica di paesi come India e Cina che causano l'85% dell'aumento nel periodo considerato, e una crescita del gas favorita da nuove centrali elettriche che adottano turbine ad alta efficienza permettendo costi contenuti. Naturalmente il mantenimento della quota percentuale da parte dei combustibili fossili comporta un deciso aumento in termini assoluti, e si passa dalle 6130 Mtoe del 1980, alle 11450 Mtoe ipotetiche del 2030.

Assieme a questo è possibile evidenziare una complessiva stabilizzazione del nucleare, dovuta al decommissionamento o alla conversione delle vecchie centrali degli anni '60 e '70 e all'introduzione di pochi nuovi impianti (questa sostanziale situazione di stallo è dovuta all'equilibrio creatosi tra il numero

delle nuove centrali in costruzione nei paesi non OCSE¹ e il numero di quelle abbandonate o convertite nei paesi OCSE), una crescita costante nel campo delle biomasse, un lieve incremento per l'idroelettrico dovuto anche in questo caso ad impianti di paesi in via di sviluppo (attualmente sono in costruzione strutture per più di 170 GW nei paesi non OCSE) e il raggiungimento di una quota marginale ma finalmente significativa per le altre fonti rinnovabili, favorito dal lento e progressivo miglioramento della tecnica e in larga misura da massicce politiche internazionali d'investimento e sgravi fiscali.

La divisione dei consumi energetici a seconda del settore mette in risalto come questa sia equamente distribuita tra industria, trasporti e residenziale, servizi, agricoltura.

	1980	2000	2006	2015	2030	2006-2030
Industria	1779	1879	2181	2735	3322	1.8%
Carbone	421	405	550	714	838	1.8%
Petrolio	474	325	329	366	385	0.7%
Gas	422	422	434	508	604	1.4%
Elettricità	297	455	560	789	1060	2.7%
Altro	165	272	307	359	436	1.5%
Trasporti	1245	1936	2227	2637	3171	1.5%
Petrolio	1187	1844	2105	2450	2915	1.4%
Biocombustibili	2	10	23	74	118	6.8%
Altro	57	82	98	113	137	1.4%
Residenziale, servizi e agricoltura	2006	2635	2937	3310	3918	1.2%
Carbone	244	108	114	118	100	-0.5%
Petrolio	481	462	472	493	560	0.7%
Gas	346	542	592	660	791	1.2%
Elettricità	273	613	764	967	1322	2.3%
Altro	661	910	995	1073	1144	0.6%
Usi non energetici	348	598	740	876	994	1.2%
Totale	5378	7048	8086	9560	11405	1.4%

Tabella 21: Consumo mondiale di energia finale (Mtoe) [Fonte: World Energy Outlook 2008]

¹ OCSE: Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico. E' un'organizzazione internazionale di 30 paesi che accettano i principi democratici e dell'economia a libero mercato. Attualmente i membri sono Australia, Austria, Belgio, Canada, Repubblica Ceca, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Ungheria, Islanda, Irlanda, Italia, Giappone, Corea del Sud, Lussemburgo, Olanda, Messico, Nuova Zelanda, Norvegia, Polonia, Portogallo, Slovacchia, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia, Gran Bretagna e Stati Uniti.

Congiuntamente a questo è da considerare la domanda di energia a seconda della regione.

	1980	2000	2007	2015	2030	2007-2030
OCSE	4072	5325	5536	5845	6180	0.5%
Nord America	2100	2705	2768	2914	3180	0.6%
USA	1809	2300	2319	2396	2566	0.4%
Europa	1504	1775	1884	1980	2005	0.3%
Area del Pacifico	467	845	884	960	995	0.5%
Non OCSE	3043	4563	6011	8067	10604	2.4%
Europa dell'Est – Eurasia	1267	1015	1118	1317	1454	1.1%
Russia	-	615	668	798	859	1.1%
Asia	1072	2191	3227	4598	6325	2.8%
Cina	604	1122	1898	2906	3885	3.5%
India	209	460	566	771	1280	3.9%
Medioriente	133	389	522	760	1106	3.2%
Africa	278	507	614	721	857	1.4%
America Latina	294	460	530	671	862	2.0%
Mondo	7223	10034	11730	14121	17014	1.6%

Tabella 22: Domanda d'energia primaria a seconda della regione (Mtoe) [Fonte: World Energy Outlook 2008]

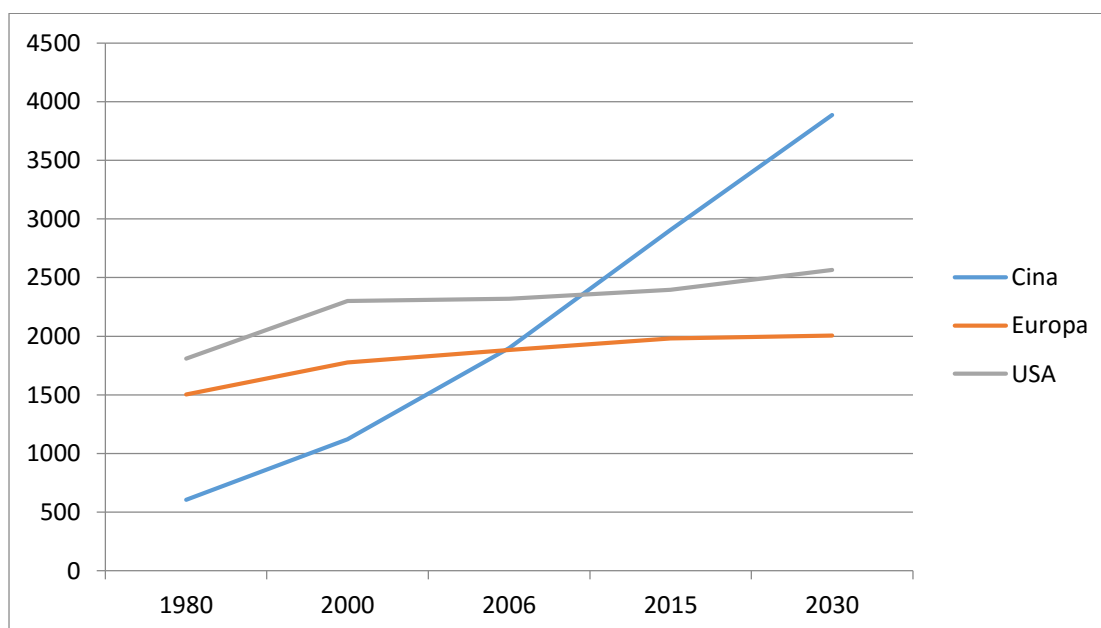


Grafico 3: Domanda d'energia primaria di Cina, Europa, Usa (Mtoe) [Fonte: World Energy Outlook 2008]

Si vede anche in questo caso come il mondo viaggi a due velocità: l'incremento in volume della domanda energetica della Cina previsto nel lasso di tempo tra il 2006 e il 2030 rende minoritari quello degli altri paesi e regioni, in risultato della sua rapida crescita economica e demografica. L'aumento di quasi 2000 Mtoe è quasi quattro volte maggiore di quello congiunto dei paesi dell'America Latina e dell'Africa, e più di tre volte quello dei paesi OCSE. Il contributo della Cina si aggira attorno al 43%, quello dell'India al 19%. Nel caso del carbone, la Cina coprirà il 66% dell'incremento globale della domanda. All'opposto, i paesi dell'OCSE contribuiranno con un quarto del consumo del carbone, e con il 46% delle energie rinnovabili.

Questa quindi la situazione attuale e la sua proiezione di essa. Notevoli conseguenze di natura economica e soprattutto ambientale si verificheranno se effettivamente verrà alla luce, tanto da potere dire che la situazione abbia raggiunto un punto critico.

2.1 PETROLIO

L'utilizzo del petrolio da parte dell'uomo risale all'antichità, principalmente per il rivestimento di barche e abitazioni. Marco Polo fa raccontare a Rustichello da Pisa nel Milione che "*non è buono a mangiare, ma sí da ardere, e buono da rognare e d'altre cose*". Usato ancora per lampade e illuminazione quando John D. Rockefeller creò nella seconda metà dell'Ottocento la prima società petrolifera, agli albori del Novecento almeno duecento suoi derivati erano diventati di uso comune, e negli anni precedenti la Prima Guerra Mondiale i principali prodotti derivati del petrolio cominciarono ad essere quelli che avrebbero inaugurato l'era del trasporto di massa: benzina e nafta.

Che il petrolio e i suoi derivati siano la principale e più importante fonte energetica non pare potere essere in discussione. Ad oggi, troppo grandi sono i vincoli creatisi nel sistema energetico per uscire dalla dipendenza da petrolio nel breve periodo.

Il successo del petrolio è da ricercarsi nelle sue caratteristiche favorevoli, come la duttilità, essendo utilizzabile con buoni livelli di efficienza per elettricità, riscaldamento e trasporti, a costo contenuto, a una bassa incidenza del prezzo del trasporto sul prezzo totale. Questo vale particolarmente per il settore dei trasporti, che comprende un terzo dei fabbisogni complessivi di energia primaria, coperto quasi interamente dal petrolio.

Un breve approfondimento merita forse la questione sulle disponibilità di petrolio esistente nel sottosuolo. Prima di tutto è opportuno distinguere tra quelle che sono le diverse classificazioni di riserve. Per riserve *provate* si intendono quelle riserve d'una certa fonte commercialmente recuperabili con ragionevole certezza date le presenti condizioni tecnologiche, economiche, operative e normative. Le riserve *probabili* hanno una probabilità di recupero redditizio del 50%, quelle *possibili* del 10%. Anche

per il petrolio sono state raccolti i dati storici di consumo dalla IEA, e sono state ipotizzate delle previsioni.

	1980	2000	2007	2015	2030	2007-2030
OCSE	41.7	46.0	46.5	45.7	43.9	-0.2%
Nord America	20.9	23.3	24.6	23.9	23.9	0.1%
<i>USA</i>	17.4	19.3	20.2	19.3	19.0	-0.3%
Europa	14.6	14.3	14.0	13.9	13.1	0.3%
Area del Pacifico	6.1	8.4	7.9	7.8	7.0	-0.5%
<i>Giappone</i>	4.9	5.4	4.8	4.4	3.5	-1.4%
Non OCSE	20.9	27.3	34.9	44.6	57.7	2.2%
Europa dell'Est – Eurasia	9.5	4.4	4.8	5.7	5.9	0.9%
<i>Russia</i>	-	2.7	2.8	3.3	3.4	0.7%
Asia	4.5	11.5	15.8	21.4	30.8	3.0%
<i>Cina</i>	2.0	4.7	7.5	11.3	16.6	3.5%
<i>India</i>	0.7	2.3	2.9	4.1	7.1	3.9%
Medioriente	2.0	4.6	6.2	8.4	10.5	2.3%
Africa	1.3	2.3	2.9	3.2	3.7	1.0%
America Latina	3.5	4.5	5.2	5.9	6.8	1.2%
<i>Brasile</i>	1.3	1.9	2.0	2.4	2.8	1.5%
Mondo	64.8	76.3	85.2	94.4	106.4	1.0%

Tabella 23: Fabbisogno di petrolio nello scenario di riferimento (milioni di barili al giorno) [Fonte: World Energy Outlook 2008]

Dove peraltro si evince la diversa tendenza nella domanda di petrolio e derivati da parte dei paesi membri dell'OCSE, e paesi non appartenenti, i primi riducono la richiesta, i secondo l'aumentano, portando ad un complessivo aumento. A fronte di questo si considerano quali siano le riserve provate. La stima riportata in tabella è solo una delle tante, la più pessimistica: secondo l' Organizzazione dei

Paesi Esportatori di Petrolio (2008) si arriverebbe a 1203 miliardi di barili, per il World Energy Council (2007) a 1212, per British Petroleum (2008) 1240, e infine per l'Oil & Gas Journal (2008) 1330 miliardi.

Paese	Riserve provate (Miliardi di barili)
Arabia Saudita	259.8
Iran	163.3
Iraq	1150
Kuwait	101.5
EAU	97.8
Venezuela	80.0
Russia	60.0
Libia	41.5
Nigeria	36.2
Kazakhstan	30.0
USA	29.9
Cina	16.0
Qatar	15.2
Messico	12.4
Algeria	12.3
Totale	1147.5

Tabella 24: Riserve provate di petrolio [Fonte: ENI, World Oil & Gas Review, 2007]

Questa è una stima decisamente conservativa: è doveroso considerati elementi come il miglioramento dell'efficienza degli impianti di raffinazione, l'abbandono dell'attività di perforazione alla ricerca di nuovi pozzi degli ultimi decenni, l'impiego del cosiddetto petrolio non convenzionale tecnicamente recuperabile, cioè del greggio ultrapesante, delle sabbie bituminose e degli scisti bituminosi, oltre alle concrete possibilità fornite dalle riserve probabili e possibili, che dilatano sensibilmente l'orizzonte temporale.

L'allarme che spesso prende piede sull'imminente esaurimento delle scorte petrolifere pare, perlomeno a breve termine, eccessivo, fermo restando come debba rimanere chiara la consapevolezza della loro natura finita. Discorso analogo per il picco di produzione di petrolio, più volte procrastinato dalle previsioni, che non appare verrà raggiunto prima dei prossimi venticinque anni .

I problemi legati al petrolio sono di due nature: politica e ambientale. Si accenna velocemente qui al primo rimandando al paragrafo sull'inquinamento per il secondo.

Il 65% delle riserve provate di greggio si trovano in cinque paesi del Golfo Persico: Arabia Saudita, Iraq, Kuwait, Emirati Arabi Uniti e Iran. Al di fuori di quest'area, solo due paesi detengono grandi quantità di petrolio: Venezuela e Russia. Nella maggior parte dei paesi, le riserve sono controllate direttamente dallo Stato, talvolta attraverso compagnie statali. I paesi membri dell'OPEC controllano poco più del 40% della produzione internazionale, ma la loro vera forza consiste nella capacità di esportare la maggior parte della loro produzione, mentre i più importanti produttori non OPEC (Russia, USA, Cina, Messico, Canada, Norvegia) consumano la maggior parte di ciò che producono, e in molti casi devono importare petrolio per integrare la propria produzione nazionale. Il potere dell'OPEC va poco oltre, e in particolare non appare in grado di esercitare alcun controllo duraturo sui prezzi del petrolio, e solo nelle fasi di crisi la sua incidenza sui mercati si è rivelata significativa. Tuttavia in futuro

si prevede un costante aumento nelle esportazione di petrolio, che potrebbe passare dagli attuali 40.7 milioni di barili al giorno, ai 55 milioni di barili per giorno nel 2030.

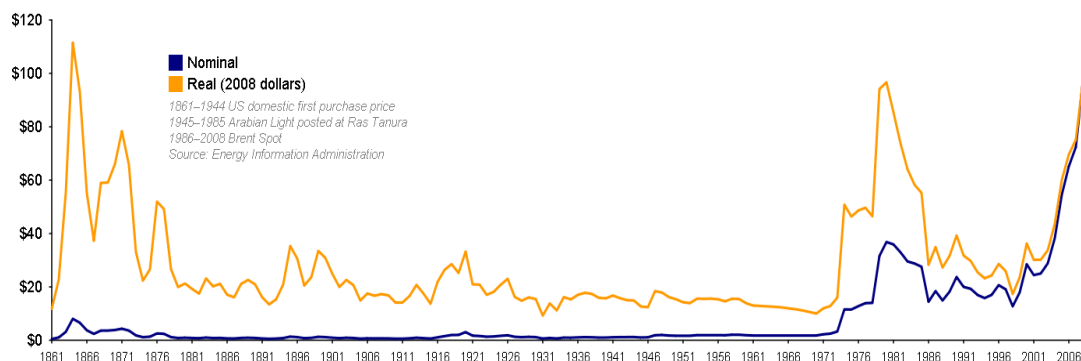


Grafico 4: Prezzo reale e nominale del petrolio dal 1860 [Fonte: IEA]

C'è un ultimo aspetto discordante da considerare sul petrolio: date le sue caratteristiche l'unico forte limite al suo utilizzo è dato dalle fluttuazioni nel suo prezzo finale. Nei periodi in cui ha avuto picchi (come la recente crisi o quella dell'ultima parte degli anni '70) si sono verificati notevoli incrementi sugli investimenti in ricerca e sviluppo per fonti alternative e miglioramento dell'efficienza. Si è notato invece un notevole disinteresse nei periodi di abbondanza e così di prezzi bassi (il crollo del prezzo del 1986): paradossalmente è possibile constatare come un prezzo del petrolio sostenuto, a lungo andare, potrebbe essere considerato come un bene.

2.2 CARBONE

Quando, durante la prima parte del XVII Secolo, i produttori di ferro dell'Inghilterra degli Stuart, in piena espansione commerciale, si accorsero dell'aumento dei prezzi del legname da ardere e del carbone di legna, e di dover importare legname da Irlanda, Norvegia e Galles, per via del progressivo disboscamento del territorio, la soluzione più semplice ed ovvia divenne l'estrazione del carbone e così, tra il 1540 e il 1640, vennero aperte quasi tutte le miniere del paese: l'Inghilterra diventava così il primo paese a passare da combustibile organico a fossile in maniera sistematica. In maniera probabilmente non fortuita, questo primato favorì, anni dopo, l'avvento della rivoluzione industriale, col rafforzarsi congiunto dell'estrazione del carbone (che permette poteri calorifici più alti che i biocombustibili) e della macchina a vapore. Il carbone ha dominato lo scenario energetico mondiale fino agli anni Sessanta del XX Secolo, quando venne superato dal petrolio, e rappresenta oggi il 25% del totale dei consumi primari energetici mondiali.

Nonostante sia ampiamente utilizzato da quasi tre secoli, le riserve provate di carbone sono ancora estremamente abbondanti, a fine 2006 ammontavano a circa 910 miliardi di tonnellate, quasi egualmente suddivise tra antracite e carbone bituminoso da un lato, e carbone sub-bituminoso e lignite dall'altro, con produzione annuale di circa 4.4 miliardi di tonnellate di carbone equivalente, e un tasso di crescita previsto per i prossimi due decenni del 2%. Ad un'alta disponibilità si accompagna l'altro motivo chiave che ne giustifica la diffusione: il prezzo bassissimo. Il costo per kWh del carbone, secondo una recente indagine del Department of Energy statunitense (2008) è rimasto invariato negli ultimi quindici anni, mantenendosi sui livelli del nucleare, a differenza del gas naturale e del petrolio, che riportano congrui

aumenti. E un impianto di generazione elettrica a carbone, pur rimanendo più costoso di uno, corrispondente per taglia, a gas, comporta meno problematiche di un impianto nucleare.

Ai due vantaggi chiave del carbone (disponibilità e costo) si oppongono gli aspetti negativi: i costi di trasporto notevoli (il trasporto incide per il 50% sul prezzo finale. I grandi produttori di carbone sono anche i grandi consumatori: solo il 13% della produzione complessiva viene esportato), i problemi della stoccaggio, il potere calorifico relativamente basso ed infine, determinante, il problema dell'inquinamento. Nel carbone si trovano fino a 72 dei 116 elementi chimici della tavola periodica, con un elevato contenuto di carbonio, zolfo e metalli pesanti. Rispetto al gas naturale, la produzione di un kWh di elettricità da carbone sprigiona più del doppio di ossido di azoto, otto volte l'ammontare di metalli pesanti, e dieci volte quello di polveri sottili, il 70% in più di anidride carbonica (il 40% delle emissioni mondiali annue di anidride carbonica da combustione di fonti fossili), e mentre il gas naturale non genera ossidi di zolfo, il carbone ne emette in gran quantità. E sarebbe sbagliato focalizzarsi solo sulla fase di combustione: tutta la filiera del carbone, a partire dall'estrazione, è fortemente inquinante.

Esistono tecniche per ottenere quello che in maniera efficace ma imprecisa è detto "carbone pulito", come la combustione ultra-supercritica del polverino di carbone, la tecnologia a letto fluido e la gassificazione del carbone (IGCC, Integrated Gasification Combined Cycle, che inoltre si integra in maniera convincente con il processo di sequestro e stoccaggio dell'anidride carbonica): ma ad oggi non hanno ancora quella diffusione e affidabilità per risolvere il problema, oltre ad avere costi che annullano il vantaggio del basso prezzo del carbone. E, comunque, se risolvono il problema degli inquinanti locali, riducono solo in minima parte le alte emissioni di anidride carbonica tipiche della combustione a carbone.

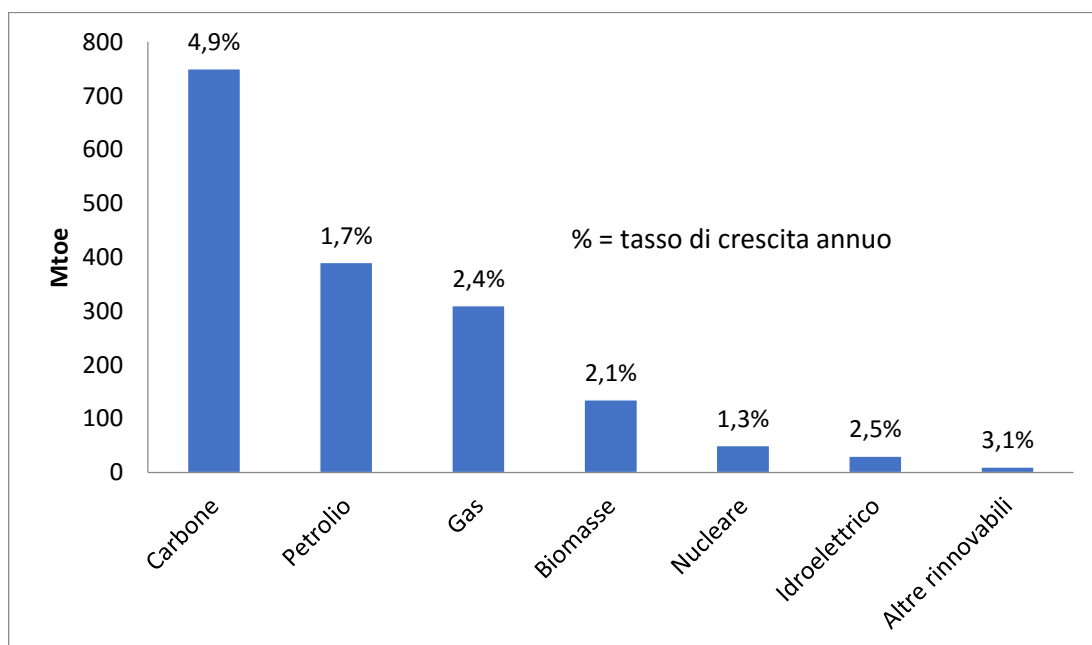


Grafico 5: Incremento 2000-2006 del fabbisogno di energia mondiale a seconda della fonte [Fonte: World Energy Outlook 2008]

Tutto questo va considerato alla luce del fatto di come negli ultimi anni (2000-2007) la crescita nella domanda mondiale di carbone sia la più alta fra tutte le fonte energetiche, ancora più alta di quella delle

fonti rinnovabili, che pure parte da un valore in assoluto molto più basso. I cinque grandi consumatori di carbone, Cina, Stati Uniti, India, Giappone e Russia incidono per il 72% sul totale.

	1980	2000	2007	2015	2030	2007-2030
OCSE	1373	1566	1627	1728	1703	0.2%
Nord America	571	832	839	895	959	0.6%
USA	537	777	787	829	905	0.6%
Europa	657	467	472	491	418	-0.5%
Area del Pacifico	145	267	316	342	326	0.1%
Giappone	85	140	161	164	153	-0.2%
Non OCSE	1181	1714	2735	4019	5308	2.8%
Europa dell'Est – Eurasia	517	295	307	356	386	1.0%
Russia	<i>n.a.</i>	158	152	201	233	1.8%
Asia	572	1249	2238	3415	4634	3.1%
Cina	446	899	1734	2712	3487	3.0%
India	75	235	318	451	827	4.1%
Medioriente	2	12	13	20	36	4.4%
Africa	74	129	147	174	175	0.8%
America Latina	16	29	31	55	77	0.8%
Mondo	2554	3279	4362	5746	7011	2.0%

Tabella 25: Fabbisogno storico e nello scenario di riferimento di carbone (in milioni di tonnellate di carbone equivalente)
[Fonte: World Energy Outlook 2008]

Ed anche in questo caso si nota come siano Cina e India i principali responsabili dell'aumento (storico e in proiezione) della domanda: la sola Cina determina i due terzi dell'incremento complessivo, con l'India a coprirne il 19%, e i paesi non appartenenti all'OCSE il 97%, principalmente nel settore termoelettrico (la maggior parte del carbone, il 70% circa, oggi è utilizzato per la produzione d'energia).

Questa la situazione, quindi: un incremento nell'utilizzo del carbone, ad oggi, difficilmente arrestabile. Successivamente saranno analizzati le conseguenze che questo comporta.

2.3 GAS NATURALE

Ad oggi il gas naturale appare come la fonte fossile più indicata ad avere migliori prospettive di sviluppo. Per gas naturale si intende una miscela di combustibili di origine fossile il cui principale componente è il metano, che ne costituisce mediamente una percentuale compresa tra il 70% e il 90%. Metano che, composta da un atomo di carbonio e quattro di idrogeno, è la più semplice delle molecole delle fonti fossili e, soprattutto, quella con il minore contenuto di carbonio, rendendola così di fatto la meno inquinante. Il gas naturale si trova spesso nel sottosuolo assieme al greggio perché, in molti casi, la loro genesi è la stessa, ma tuttavia è possibile estrarlo da altre formazioni in cui il greggio non avrebbe potuto formarsi e sopravvivere (come ad esempio a profondità molto maggiori del petrolio che, a causa di condizioni di estrema temperatura e pressione, va incontro a decomposizione), oppure in giacimenti carboniferi (*coalbed methane*) o imprigionato in reticoli cristallini di depositi glaciali o sui fondali marini. Questa diffusione è stata curiosamente vista per un lungo periodo come una maledizione: l'impossibilità tecnica ed economica di creare strutture adeguate per lo sfruttamento del metano faceva sì che questo fosse inteso come un "incidente" prima d'arrivare al petrolio e al carbone, e spesso veniva

fatto bruciare in superficie, in assenza di valide alternative. Solo dagli anni '60 l'iniziale sviluppo di una rete di gasdotti e soprattutto il miglioramento degli impianti a generazione elettrica a gas ha portato prima ad un graduale incremento, e poi, nell'ultimo ventennio, ad un boom dell'utilizzo del gas, non più visto come "parente povero" del petrolio: questo ha portato dagli anni '70 in poi il consumo mondiale di gas dai 1000 miliardi di metri cubi del 1970 ai circa 2900 del 2006. Dopo avere alimentato per anni, prima negli Stati Uniti, poi in Unione Sovietica e solo successivamente in Europa i consumi industriali e civili, nell'ultimo quarto di secolo è stato il settore termoelettrico a coprire la gran parte dell'aumento nella richiesta di gas naturale, tanto da coprire, ad oggi, il 39% dei consumi complessivi.

Altri fattori favorevoli hanno portato ad una sempre più frequente utilizzazione del gas naturale: il fatto che il metano sia percepito come una fonte pulita (tesi suffragata dalle evidenze, ma forse esasperata dall'opinione comune), il fatto che le centrali elettriche a gas siano le più flessibili, limitate nelle dimensioni, e relativamente economiche (molte vecchie centrali nucleari sono state convertite a gas), l'indiscutibile presenza di grandi riserve (l'U.S. Geological Survey nel 2006 stimava che "le riserve ultime rimanenti di gas", un aggregato che include le riserve non scoperte, ammontano ad oltre 300.000 miliardi di metri cubi, con riserve provate di 180.000 miliardi di metri cubi, a fronte di un consumo annuale di circa 3.000 milioni di metri cubi, crescente del 2% l'anno) e, oltre a questo, l'indubbia efficienza delle centrali a ciclo combinato (in una centrale a ciclo combinato, nella turbina avviene la combustione del gas naturale. L'espansione di questo mette in rotazione la turbina, e quindi il primo generatore elettrico ad essa collegato. I gas di scarico, caldi, sono utilizzati per produrre vapore ad alta pressione, che mette in movimento una seconda turbina collegata ad un secondo generatore elettrico. In seguito, i vapori sono condensati per iniziare nuovamente il ciclo. Una centrale di questo tipo produce, rispetto ad una a carbone della medesima taglia, la metà di anidride carbonica ed ossidi di azoto e un dodicesimo di monossido di carbonio e polveri, ed ha un rendimento del 56%).

E' opportuno ricordare quali possano essere gli impedimenti allo sviluppo del mercato del gas naturale, e i suoi limiti: la difficoltà di esportazione, dovuta al fatto che a parità di contenuto energetico, i volumi occupati dal gas naturale sono mille volte superiori rispetto al petrolio (il trasporto impatta per il 50% sul costo finale), gli elevati costi di stoccaggio e del GNL, i costi dei gasdotti (un chilometro di gasdotto nelle migliori condizioni può arrivare a 2 milioni di dollari) e le difficoltà di natura politica che questi comportano: lo sviluppo dei mercati finali del metano dipende dalla facilità di accesso e quindi dall'esistenza di riserve di gas sufficientemente vicine ai bacini di consumo, che comporta una forte dipendenza dai produttori.

E' possibile anche in questo caso analizzare le proiezioni dell'IEA sul fabbisogno di gas naturale nei prossimi due decenni.

	1980	2000	2007	2015	2030	2007-2030
OCSE	958	1407	1465	1645	1827	0.9%
Nord America	659	799	766	848	908	0.7%
<i>USA</i>	<i>581</i>	<i>669</i>	<i>611</i>	<i>652</i>	<i>631</i>	<i>0.1%</i>
Europa	264	478	541	614	694	1.0%
Area del Pacifico	35	130	158	183	225	1.5%
<i>Giappone</i>	<i>25</i>	<i>82</i>	<i>94</i>	<i>104</i>	<i>128</i>	<i>1.3</i>
Non OCSE	559	1135	1451	1867	2607	2.5%
Europa dell'Est – Eurasia	438	606	676	779	846	0.9%
<i>Russia</i>	<i>n.a.</i>	<i>395</i>	<i>444</i>	<i>507</i>	<i>524</i>	<i>0.7%</i>
Asia	36	185	285	414	666	3.6%
<i>Cina</i>	<i>14</i>	<i>28</i>	<i>58</i>	<i>121</i>	<i>221</i>	<i>5.8%</i>
<i>India</i>	<i>1</i>	<i>25</i>	<i>38</i>	<i>57</i>	<i>117</i>	<i>4.8%</i>
Medioriente	36	182	276	378	676	3.8%
Africa	14	62	90	124	168	2.6%
America Latina	36	100	124	174	252	3.0%
<i>Brasile</i>	<i>1</i>	<i>9</i>	<i>21</i>	<i>32</i>	<i>46</i>	<i>3.3</i>
Mondo	1517	2541	2916	3512	4434	1.8%

Tabella 26: Domanda annuale d'energia primaria di gas naturale (miliardi di metri cubi) [World Energy Outlook 2008]

La proiezione del tasso di crescita nella domanda di gas globale è più bassa che quella dell'ultimo quarto di secolo, quando crebbe del 2.6% l'anno tra il 1980 e il 2006. Inverni più caldi nell'emisfero boreale, accompagnati da prezzi sempre più alti (che incidono sulla domanda più che nel caso del petrolio, principalmente perché i consumatori hanno maggiore opportunità di convertirsi ad altri combustibili con ristretto preavviso). Anche qui si riscontra come il mondo vada a due velocità: membri dell'OCSE

da una parte, e paesi come Cina e India dall'altra. Tuttavia, considerando il settore di riferimento, si ha come l'incremento nel termoelettrico si attesti complessivamente al 2.4%.

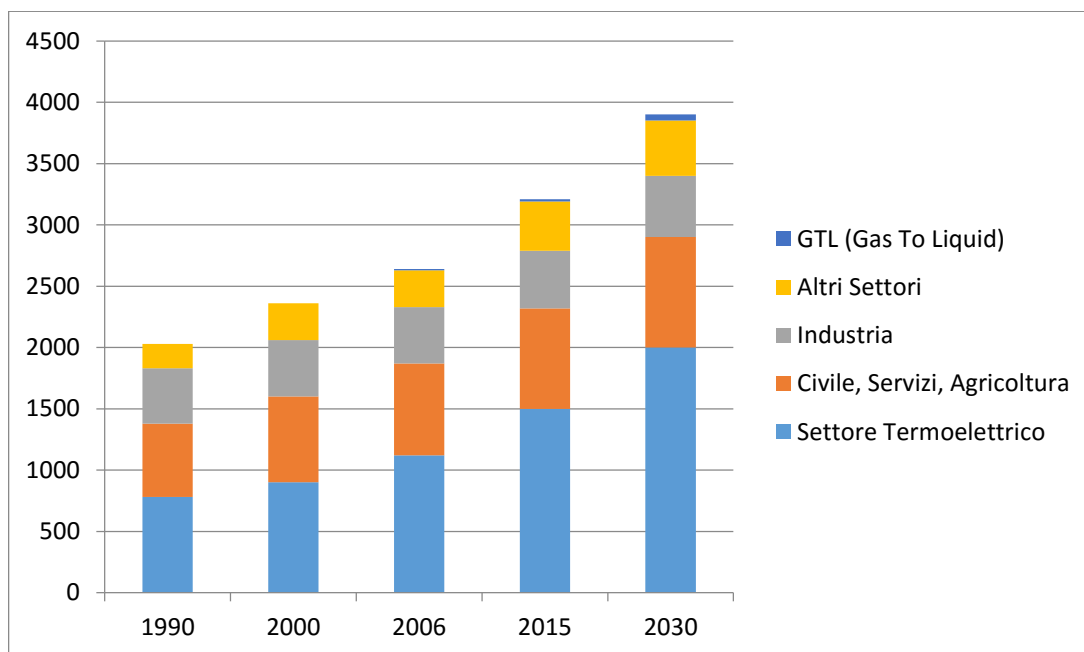


Grafico 6: Domanda mondiale di gas naturale a seconda del settore [Fonte: World Energy Outlook 2008]

Quindi la proiezione dell'uso del gas sembra indirizzare verso un notevole incremento nella generazione elettrica, che dovrebbe arrivare a coprire il 57% dell'incremento della domanda complessiva, e come risultato il settore termoelettrico dovrebbe passare dal 39% della domanda complessiva del 2006 al 45% del 2030. Nonostante la recente crescita dei prezzi, in molti casi il gas rimane competitivo, specialmente per la generazione di media taglia e dove il carbone deve essere importato. Oltre a questo, i costi delle centrali a ciclo combinato sono più bassi che per gli impianti a carbone (e più efficienti): questi fattori equilibrano sostanzialmente l'aumento del prezzo del gas. In Europa, le leggi che penalizzano il carbone danno un vantaggio ulteriore al gas.

2.4 NUCLEARE

Sir Frederick Soddy, Nobel nel 1921 per la fisica, disse un giorno che "l'energia contenuta in una tonnellata di uranio sarebbe sufficiente ad illuminare Londra per un anno". Passarono venti anni, e il 2 dicembre 1942 un gruppo di scienziati diretti da Enrico Fermi iniziò e tenne sotto controllo una reazione a catena nucleare entro una pila atomica formata da grafite e uranio: "The Italian Navigator Has Landed". Il primo reattore nucleare in grado di fornire energia elettrica entrò in funzione il 4 novembre a Clinton (Tennessee). Di lì in poi, si arrivò ai 100 reattori a regime nel 1970, ai 243 nel 1980 (l'anno

prima l'incidente di Three Miles Island), ai 419 impianti nel 1990 (quattro anni prima, Chernobyl) per una potenza complessiva di 350 GW. Ad oggi la potenza complessivamente installata è di 372 GW.

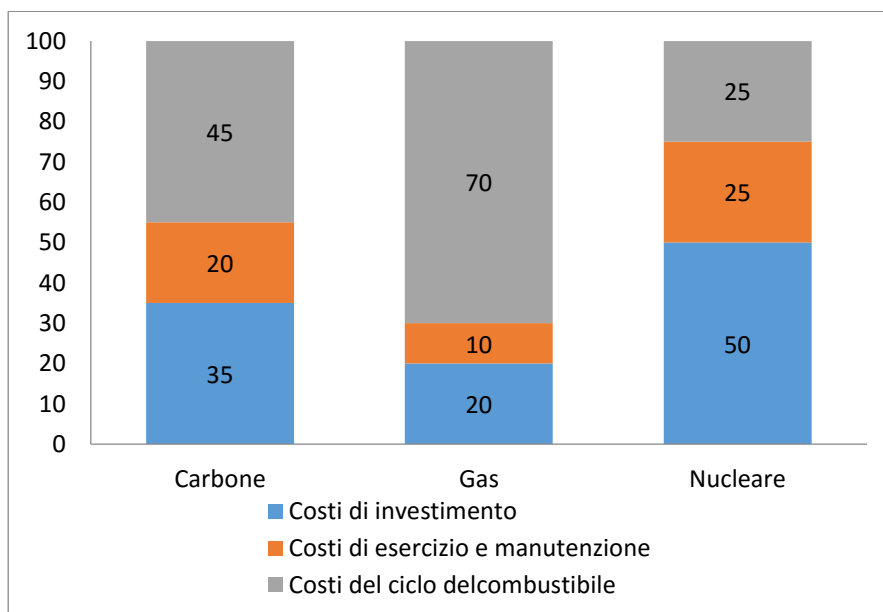


Grafico 7: Composizione del costo del kWh da energia nucleare (%) [Fonte: Lombardi, C. & Pedrocchi, E. (2008) Introduzione all'energia nucleare, Milano, Polipress]

Questo arresto è dovuto ad evidenti motivi di natura politica che scoraggiano gli investitori, al gap tra rischio reale e percepito dall'opinione pubblica (e le sue conseguenze, come il noto NIMBY: Not In My BackYard: nessuna comunità locale accetta di avere una centrale nucleare nei propri confini) in seguito ai pochi, ma di grande impatto mediatico, incidenti negli impianti nucleari, ai sempre crescenti investimenti iniziali (che aumentano in funzione delle norme di sicurezza via via più stringenti: nel 2003, a stime ingegneristiche che non valutano ritardi di autorizzazione e amministrativi, una centrale nucleare da 1 GW costava 2 miliardi di dollari, una a carbone 1.3 miliardi di dollari, una a gas 500 milioni di dollari), all'annoso e ancora irrisolto problema delle scorie e dei rifiuti, ai costi di decommissionamento delle vecchie centrali, alla sicurezza dovuto alla proliferazione dei materiali radioattivi.

Insomma, sono molte le ragioni che hanno portato a questo rallentamento dell'energia nucleare, ed appare difficile prospettare una sostanziosa ripresa, nonostante recentemente un certo numero di paesi abbiano espresso un rinnovato interesse nella progettazione di reattori nucleari, spinti da motivi quali il crescente prezzo dei combustibili fossili (l'energia nucleare appare come l'unica in controtendenza per quanto riguarda i prezzi ai consumatori, rimanendo sostanzialmente invariata negli ultimi anni: questo per lo scarso impatto della materia prima uranio sul costo finale), il problema sempre più di vasta portata delle emissioni di anidride carbonica, gli innegabili vantaggi della enorme densità energetica (una impianto da 1 GW impiega per un anno di attività 30 tonnellate di uranio), le vaste risorse di materia prima (le sole riserve provate di uranio sono nell'ordine delle 2 milioni di tonnellate) e in generale i bassi costi operativi. Pochi governi, ad ogni modo, hanno intrapreso passi concreti nella costruzione di nuovi reattori, e pianificato programmi di edificazione. Attualmente un totale di 31 GW di capacità nucleare è sotto costruzione nel mondo, per la maggior parte nella regione asiatica e del Pacifico. Anche in questo caso è la Cina ad avere il maggiore incremento

di capacità, per un totale di 5220 MW, seguono India, Giappone e Corea del Sud. Una proiezione prudente prevede di arrivare a 397 GW nel 2015 e 433 GW nel 2030.

A causa del alto coinvolgimento di natura emotiva che coinvolge l'energia nucleare, è possibile trovarsi spesso di fronte ad atteggiamenti estremi, spesso a priori e ingiustificati dal punto di vista tecnico, che vedono di volta in volta il nucleare come il Graal energetico, o come uno dei cavalli dell'Apocalisse. Una corretta valutazione del problema, che metta sulla bilancia aspetti positivi e negativi, sembra invece portare alla conclusione su come il nucleare non possa, da solo, risolvere le priorità energetiche dei prossimi decenni, ma che possa comunque portare un contributo significativo verso l'indipendenza da combustibili fossili. In particolare lo sviluppo di impianti a sicurezza passiva per convincere l'opinione pubblica della reale pericolosità del nucleare, e la recente tendenza a progettare impianti meno costosi con taglie più ristrette sembrano potere essere uno sbocco efficace e realistico per questo obiettivo.

2.5 IDROELETTRICO

“Tutti i fiumi corrono al mare, e il mare mai si riempie” recita l'Ecclesiaste. E' di certo una massima a sfondo morale significativa, ma è anche una osservazione naturalistica, e regola e determina la rinnovabilità dell'energia idroelettrica. Da sempre all'uomo è apparso piuttosto naturale sfruttare il moto dell'acqua lungo un fiume, ruscello o torrente, fin dai vecchi mulini ad acqua e alle ruote sagomate per ottenere energia meccanica e poi, oggi, alle turbine per l'energia elettrica. L'intuizione, inoltre, che non solo l'energia dell'acqua potesse essere sfruttata, ma anche immagazzinata sotto forma di energia potenziale nei bacini idrici la accomuna sotto questo aspetto ai combustibili fossili, disponibili in riserve e perciò pronti all'uso, e la distingue dalle altri fonti rinnovabili.

Il primo impianto idroelettrico venne costruito nel 1882 nel Wisconsin, ed è ancora in funzione; nel 1901 si installa un sistema di trasmissione a corrente alternata nel all'impianto idroelettrico delle cascate del Niagara, permettendo di rendere fruibile l'elettricità anche in aree molto distanti dal luogo di produzione. Da allora la diffusione delle centrali idroelettriche si fece sempre più massiccia, con centro negli Stati Uniti e raggiungendo l'apice tra gli anni Trenta e Quaranta. Negli anni '60 copriva l'84% del fabbisogno di energia elettrica in Italia, il 51% in Giappone, la quasi totalità di quello africano e di altre aree meno sviluppate. In seguito si ebbe una flessione che continua ancora oggi, in parte dovuta alla saturazione dei siti adatti per la costruzione di una centrale, in parte per le conseguenze ambientali di questi, in parte, soprattutto, per l'ascesa e la facilità d'utilizzo di carbone e petrolio. Ad oggi da essa si ricava poco più del 2% dell'energia primaria e circa il 16% dell'energia elettrica consumata nel mondo e solo nei paesi in via di sviluppo si è avuto un costante incremento nella realizzazione di centrali idroelettriche, fino ad arrivare ad un recente ritorno d'attenzione dopo due decenni di stagnazione.

Le centrali idroelettriche presentano numerosi punti di forza: la longevità, il fatto che siano complessivamente “pulite”, il fatto che l'acqua sia una fonte “rinnovabile” (questo non è del tutto vero, vista la possibilità di siccità e carenze idriche: ma relativamente alle fonti fossili, si può parlare di rinnovabilità), la risposta rapida ai picchi di produzione che rende gli impianti idroelettrici particolarmente indicati per il funzionamento ad inseguimento, e come conseguenza a questo, la possibilità di utilizzare impianti di pompaggio nei momenti di bassa richiesta, espediente che permette di affinare l'efficienza complessiva del sistema energetico. A fronte di questo, l'impatto ambientale di una bacino idrico di enormi dimensioni è notevole: è storia il trasloco del tempio di Abu Simbel per la costruzione della diga di Assuan, ed è cronaca invece l'enorme migrazione di civili cinesi, un milione e mezzo, residenti in quello che sarebbe poi diventato il bacino idrico della Diga delle Tre Gole (84,7 TWh annui: le centrali idroelettriche sono di gran lunga gli impianti che permettono taglie superiori); ed oltre a questo, si hanno problemi per la gestione dei corsi d'acqua multinazionali, e il problema di carattere politico, sociale e soprattutto etico sull'utilizzazione dell'acqua, se è vero che secondo l'ONU l'emergenza idrica rimane la più impellente di questo inizio di secolo, e che l'acqua è una risorsa

fondamentale anche per le popolazioni, l'agricoltura, e l'industria. Proprio le caratteristiche dell'acqua, più che la natura tecnica del problema, sembrano essere così i principali impedimenti per lo sfruttamento d'essa in campo energetico.

Secondo il World Energy Council (2007), la disponibilità potenziale *teorica* complessiva di energia idroelettrica sarebbe di 16500 TWh annui (come visto, la produzione di energia elettrica nel 2006 è stata di 15665 TWh, di cui 3000 TWh circa forniti da fonte idrica, con un tasso di crescita annuo del 2.5%); Prudentemente, questa quota si può dimezzare, valutando conversioni e perdite. Rimangono i problemi politici e gli altri usi dell'acqua, che decurtano notevolmente il complessivo. Di questo, gran parte delle possibilità nei paesi sviluppati appare chiuso, sia perché i siti più idonei sono stati sfruttati, sia per la minor attenzione di paesi come Cina e India verso diritti umani e beni ambientali e archeologici. Non stupisce quindi il recente riaccendersi dell'interesse per l'energia idroelettrica coinvolga principalmente paesi non appartenenti all'OCSE.

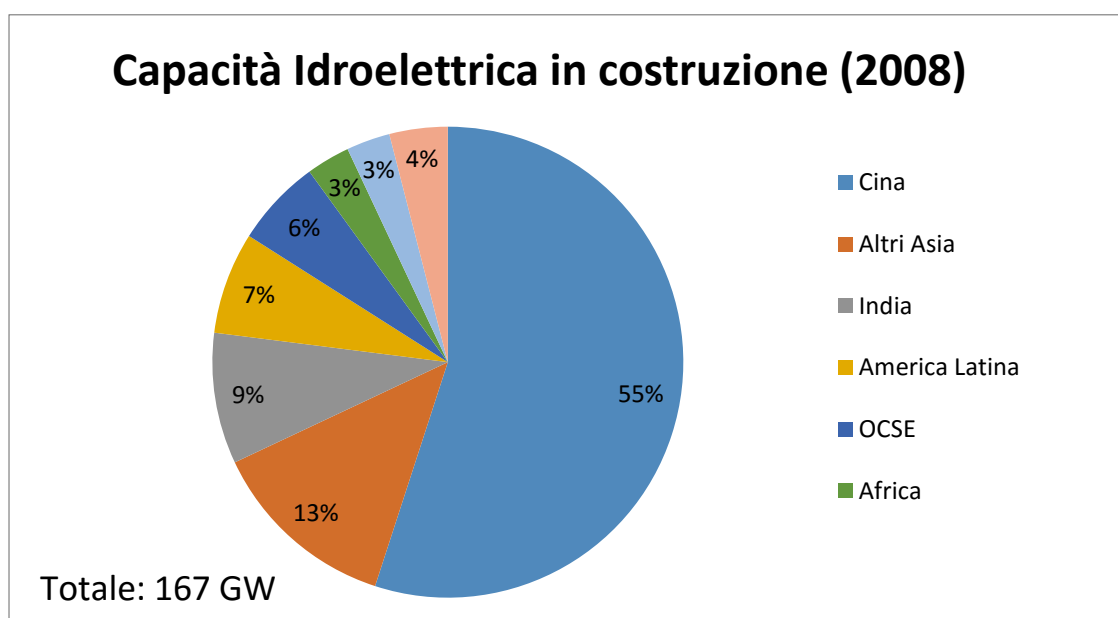


Grafico 8: Capacità idroelettrica in costruzione [Fonte: Platt's World Power Plants Database, Gennaio 2008]

Dei circa 170 GW in costruzione, la maggior parte sono riconducibili alle aree non-OCSE dell'Asia, come Cina, India, e Vietnam, dove si ha ancora una largo potenziale non ancora utilizzato. Molti paesi non-OCSE si stanno riconcentrando su questa fonte domestica di elettricità, per motivi analoghi (costi combustibili fossili, impatto ambientale di questi, crescita della domanda di energia elettrica, necessità di diversificare il mix di generazione dell'elettricità per maggiore sicurezza nella fornitura) a quelli che hanno portato al crescente interesse per il nucleare. E' interessante notare come gran parte dei progetti di centrali idroelettriche nei paesi esterni all'OCSE sia sviluppato da finanziatori internazionali e dal settore privato. Nei paesi OCSE, molti dei siti più interessanti, come detto, sono stati già sfruttati e vi sono impedimenti e normative molto più vincolanti: l'unico sviluppo per l'idroelettrico in queste aree

sembra essere legato alla micro generazione distribuita, piccoli impianti fluenti che soddisfano i fabbisogni locali, ancora costosi e non maturi tecnicamente, ma ad ampia prospettiva .

2.6 ENERGIA EOLICA

Negli ultimi anni la bagarre sulle fonti rinnovabili, spesso definite, in maniera forse azzardata, “pulite”, si è fatta via via più animata, con due fazioni, coloro che “non si può fare” e coloro “si deve fare e basta” a battersi a colpi di articoli di giornale, opuscoli, libri, pamphlet, tutti più o meno seri, a volte forse inquinati da posizioni politiche o ideologiche a priori, rischiando così di sofisticare la realtà delle cose. Si cercherà qui così di dare una visione sintetica ma la più realistica possibile, trattando l’energia solare ed eolica, tralasciando l’energia geotermica, giudicata minoritaria.

Le coste del Mediterraneo erano sfiorate da navi a vela egizie e fenice nel 3500 a.C., navi mercantili però, dal momento che le navi da guerra erano sempre a remi: già questo esempio ricorda uno dei principali limiti dell’energia eolica, l’intermittenza (se rimanere all’ancora per una bonaccia mentre si trasporta grano può essere spiacevole, può esserlo di più durante una battaglia navale). Solo dal XVII Secolo in poi le navi si affrancano totalmente dai rematori grazie ai perfezionamenti nelle vele. I primi prototipi di mulini a vento sono noti in Occidente da Erone di Alessandria (III Secolo d.C.: per fornire, tramite un mantice collegato alle pale, aria ad un organo musicale) e si diffusero poi per scopi agricoli lentamente in area mediorientale, diffondendosi con l’Islam (e probabilmente i mulini della Mancha contro cui si scontra Don Quijote erano musulmani), e venendo soppiantati dai mulini normanni costituiti da una ruota a pale ad asse orizzontali, tanto largamente utilizzati in Nord Europa. Poi la prima turbina eolica in grado di alimentare un motore elettrico fu costruita nel 1886 e, nel 2006, erano installati 74,2 GW in tutto il mondo (con una produzione di 121 TWh annua).

Coloro i quali costituiscono lo schieramento “si deve fare e basta” considerano gli aspetti positivi dell’energia eolica. Primo e più banale la rinnovabilità: di venti ce ne saranno sempre; la relativa pulizia: se è vero che le pale eoliche devono essere in qualche modo costruite (utilizzando nella maggior parte dei casi combustibili fossili) è vero anche che in esercizio non si hanno emissioni di inquinanti locali e gas serra; l’indiscusso elevato potenziale teorico; i sussidi e gli incentivi che i governi sono disposti ad elargire per l’energia eolica; il fatto che, nelle migliori condizioni possibili (seppure non troppo frequenti, non in Italia, ad esempio, dove la velocità media dei venti nei casi più favorevoli si aggira sui 6-7 metri al secondo, e i costi raddoppiano) il costo per kWh di energia elettrica da fonte eolica sia ad oggi competitivo con quello da fonte fossile; i progressi nella tecnologia degli aerogeneratori, con idee innovative come i *kite wind generator* (aerogeneratori simili ad aquiloni sospesi in aria ad elevate altitudini).

Di contro, le tesi di coloro “non si può fare”. Uno è stato già accennato, ed è l’intermittenza: al contrario delle fonti fossili, non è possibile immagazzinare il vento, così come non è possibile immagazzinare (le tecnologie per questo sono ancora lontane dal diventare diffuse) l’energia elettrica prodotta, che deve essere consumata nel momento della produzione (un impianto eolico lavora a pieno carico dalle 1500 alle 2500 ore all’anno, con un fattore di carico tra il 20% e il 30%. Per una centrale nucleare il fattore di carico è del 90%, per un impianto a carbone o gas si aggira sull’80%. Questo fa sì che una centrale a carbone di 1 GW produce energia elettrica in misura tre volte maggiore di un corrispondente per taglia impianto eolico): una soluzione efficace per ovviare a questo problema pare essere la progettazione combinata di impianti idroelettrici con impianti eolici, al fine di utilizzare l’elettricità prodotta dal vento nei momenti di bassa domanda per ripompare l’acqua nei serbatoi delle dighe; i quantitativi energetici modesti, dovuti alla bassa densità di potenza, e le vaste estensione per ottenerli (una stessa quantità di energia da fonte eolica di una centrale a gas naturale richiede una superficie circa 3000 volte superiore); la difficoltà nel reperire siti realmente adatti ad un parco eolico; l’impatto ambientale, visivo, acustico

delle pale eoliche (una generatore eolico da 2 GW ha pale di diametro di 70 metri e un'altezza di 120 metri).

Quanto riportato sembrerebbe far pendere la bilancia su un giudizio negativo sulle possibilità dell'energia eolica, e questo deve essere inequivocabile se si vuole sostenere la tesi secondo la quale "l'eolico salverà il mondo dalla schiavitù del carbone"; ma con obiettivi più moderati e realistici, e con la consapevolezza degli imperativi ambientali che aspettano il mondo nei prossimi decenni, si può ipotizzare come anche l'eolico possa dare un contributo all'affrancamento da mezzi inquinanti e poco sostenibili. E' necessaria quindi un'applicazione non indiscriminata, ma uno studio sui siti in cui l'energia eolica è realmente competitiva, non solo grazie a incentivi statali, ma in sé, oltre ad un (possibile e probabile) affinamento tecnologico, che però non deve dimenticare i limiti intrinseci contro cui non si può andare.

Ad ogni modo, proprio i forti finanziamenti governativi hanno fatto sì che l'energia eolica sia cresciuta dai 6 GW installati nel mondo nel 1996 ai 74 GW del 2006 e ai 94 GW del 2007, con il 60% appartenenti ai paesi dell'OCSE, e la Germania a guidare il gruppo con 22 GW. Globalmente, l'incidenza dell'eolico sulla complessiva generazione elettrica è bassa (0,7%), ma più alta e significativa in alcuni paesi (il 13,4% in Danimarca, il 7,7% in Spagna, il 6% in Portogallo). Proiezioni su numeri contenuti può risultare pericoloso, ma si prevede un continuo congruo aumento per l'eolico: si pensa possibile arrivare ai 650 TWh nel 2015, ai 1500 TWh nel 2030, incremento che farebbe dell'eolico la seconda fonte energetica rinnovabile dietro all'idroelettrico, arrivando nel 2030 ad ottenere una quota significativa del 4.5% sul totale dell'energia elettrica generata. Le percentuali variano a seconda nell'area: più alta in Europa, dove si prevede possa arrivare (sempre nel 2030) al 14%, al 6,2% negli Stati Uniti e, conseguentemente, a valori più modesti nei paesi non OCSE.

2.7 ENERGIA SOLARE

Tralasciando specchi ustori d'epoca classica e schizzi leonardeschi, i primi tentativi di catturare l'energia del sole risale al 1910 ad opera dell'ingegnere tedesco Ulrich Schumann, attraverso un sistema di lunghi concentratori parabolici che focalizzavano i raggi solari su tubi di vetro anneriti, collegati ad un sistema di accumulo del calore (una caldaia): in questo caso a venire sfruttata era la comprensibile capacità del sole di scaldare, ma già precedentemente, nell'ultima parte del XVIII Secolo, si intuì la possibilità di convertire la luce in elettricità, attraverso celle solari al selenio, nonostante la cosa rimanesse abbastanza misteriosa fino alla scoperta dell'effetto fotoelettrico di Einstein del 1905; in seguito, ma con lentezza, dispositivi fotovoltaici vennero continuamente proposti, raggiungendo risultati significativi negli anni Trenta, e poi, passo decisivo, nel 1954, con l'ottenimento da parte dei Bell Laboratories della prima cella a silicio con efficienza pari al 6%. I prezzi erano proibitivi, ma l'interesse per l'utilizzo nelle missioni spaziali dettero un robusto contributo alla ricerca, e diminuirono fino a rimanere comunque altissimi (nel 1980 20 dollari per watt, che rimaneva quaranta volte più dell'elettricità convenzionale). Oggi, il prezzo di un kWh solare oscilla tre le quattro e le dieci volte quello prodotto da una centrale a gas, e la produzione di energia elettrica è di soli 7 TWh, su 15566 prodotti nel 2006.

Tre sono i metodi utilizzati per produrre l'energia grazie alle radiazioni solari: il solare termico a basse temperature, che consente di fornire acqua e aria calda grazie a dispositivi semplici come collettori in vetro, metallo o materiali plastici, e serbatoi di accumulo; il solare a concentrazione ad alta temperatura, dove collettori (specchi di vetro o metallici) catturano la radiazione e la concentrano su un ricevitore, al cui interno si trovano fluidi che riscaldandosi evaporano alimentando turbine per la produzione di energia elettrica; terzo, l'effetto fotovoltaico, come accennato. Di questi tre sistemi, alle tecnologie odierne, solo il primo (dove non si ha conversione in energia elettrica) appare come efficiente e capace

di essere competitivo nel suo campo. Rendimenti e costi limitano impianti a concentrazione e fotovoltaico.

Eppure le premesse dell'energia solare sono enormi (discorso analogo fatto per l'energia eolica: ma in questo caso si tratta di premesse di parecchi ordini di grandezza superiori), e riguardano principalmente la quantità di energia proveniente sotto forma di radiazioni dal sole. La potenza irraggiata dal Sole alla Terra corrisponde a $3,87 \cdot 10^{26}$ W. In un anno, la terra riceve complessivamente dal Sole 5.500.000 EJ, e il consumo energetico mondiale nello stesso periodo è di 400 EJ. Questi numeri, poco significativi dal punto di vista tecnico ma di sicuro impatto sull'opinione, e che sono spesso sbandierati dai promotori del solare, non possono non essere presi in considerazione. Il potenziale è dunque enorme, ma quali sono le capacità, oggi, di sfruttarlo? Come per l'eolico, si trovano i problemi caratteristici delle fonti rinnovabili di intermittenza (quindi basso carico) e immagazzinamento. Il primo problema è connesso alla fonte energetica (il sole, di notte, non c'è, e l'uomo non può farci molto) e il secondo invece è ancora lontano dall'essere risolto. Mentre si trova maggiore possibilità di miglioramento per quanto riguarda la bassa densità di potenza (che rimane molto bassa, seppure più alta rispetto alle altre fonti rinnovabili): in questo caso la ricerca sul campo è fondamentale. Attualmente, le migliori celle fotovoltaiche raggiungono il 13%-15% d'efficienza che, considerata la bassa quantità energetica per metro quadro fornita dai raggi incidenti sulla superficie terrestre, obbliga un impianto fotovoltaico a grandi estensioni per una produzione energetica modesta (una centrale elettrica di 500 MW alimentata a gas richiede circa 8 ettari di terreno per l'impianto, e altri 30 ettari per servizi e rispetto. La stessa capacità utilizzando pannelli fotovoltaici, con le tecnologie attuali, richiede dai 600 ai 1000 ettari comprese le servizi) e conseguentemente ad alto costo. Quindi, oggi, la fonte solare fotovoltaico non appare competitiva. Discorso analogo per gli impianti a concentrazione: possono essere adatti a zone con alta esposizione e pianeggianti, meglio se deserti e aree tropicali, ma comportano ancora problemi di pulizia e meccanici e, nelle migliori condizioni, il prezzo per KWh si aggira sui 17 o 25 centesimi di dollaro contro i 6 di un impianto a gas. Ma qui, come accennato, è la ricerca tecnologica ad avere un ruolo chiave. E' recente il completamento di un impianto a torre solare di 11 MW a Siviglia, il primo della nuova serie di impianti attualmente in costruzione che segue una stasi durata quindici anni, che culminerà con il Solar One nel deserto del Nevada, che a regime prevede una capacità installata di 64 MW su 140 ettari. Oltre a questo (che rappresenta un passo avanti sensibile, ma non decisivo) il nuovo impulso al settore solare a concentrazione scaturisce dall'aspettativa di riduzioni di costi e di progressi tecnologici legati a fattori di scala e innovazioni, e alla possibilità di integrazione con impianti a fonti convenzionali, in particolare con centrali a ciclo combinato.

Per quanto riguarda il fotovoltaico il nodo risiede nelle celle solari: esistono già oggi celle capaci di rendimenti superiori al 40%, seppure si tratti di campione di laboratorio o di pannelli utilizzati sui satelliti lanciati in orbita, operanti in condizioni del tutto particolari (e con costi di conseguenza); tuttavia sono in corso iniziative per usi terrestri di tali celle, basati su idee non innovative ma di buona prospettiva come l'utilizzo di lenti per concentrare la luce solare, minimizzando i costi dei materiali pregiati e lasciando il lavoro di raccolta a strutture di plastica, vetro e metallo. L'ingegnerizzazione di queste tecniche non è banale e non prevede miglioramento qualitativo, ma solo quantitativo: non appare all'orizzonte una tecnologia che rompa col passato nel fotovoltaico (e, più in generale, per tutta l'energia relativa alla fonte solare), ma anche solo un miglioramento graduale dell'efficienza è da considerare un

traguardo significativo. Attualmente, ad ogni modo, sulla totalità degli investimenti per le fonti rinnovabili, la quota maggiore appartiene al solare fotovoltaico.

2.8 BIOCOMBUSTIBILI

Il dato che forse più sorprende scorrendo i fabbisogni energetici mondiali è che dopo le fonti fossili sono le biomasse la risorsa energetica più importante per l'umanità, coprendo circa il 10% dei consumi. Questo può ingannare, visto la confusione che può indurre il prefisso "bio", che porta a pensare ad una energia pulita e non inquinante. La parte più sostanziosa di questo 10%, i tre quarti circa, è molto lontana dall'essere una fonte pulita: si tratta di legno, residui vegetali e animali e perfino sterco essiccato, bruciati nelle aree meno sviluppate o in via di sviluppo del pianeta. Solo una piccola parte di queste biomasse è utilizzata a fini energetici (rappresentando così il 3% sul totale), ed è costituita da rifiuti organici e inorganici utilizzati da industrie come combustibili. E ancora, quindi, solo una frazione di questa parte rappresenta la quota dei carburanti biologici da utilizzare nei trasporti.

Per biocarburanti si indicano quei composti che derivano da processi di trasformazione di materie prime rinnovabili, quali cereali, vegetali e altre sostanze organiche come scarti di legname, rifiuti e grassi animali. Dalla fermentazione degli zuccheri contenuti in alcune culture zuccherine o cerealicole si può ottenere bioetanolo (il diretto concorrente della benzina, la cui diffusione fa riferimento a Brasile e Usa. Nel 2006, sono stati prodotti 700.000 barili di bioetanolo al giorno, a fronte di un consumo di 84 milioni di barili di petrolio al giorno), dagli oli vegetali estraibili da frutti o semi di specifiche piante o colture oleaginose si ottiene il concorrente del gasolio, il biodiesel (diffuso per la maggior parte in Europa: 3,6 miliardi di litri su un consumo europeo di gasolio per autotrazione di circa 200 miliardi: quindi numeri ancora più limitati che per il bioetanolo). Valori così modesti sono conseguenza della bassa densità di energia e potenza, dei bassi volumi effettivamente producibili, della marcata differenza di produttività a seconda dell'area e della coltura e dei costi elevati (anche in questo caso si potrebbe essere tratti in errore: il prezzo al litro del bioetanolo è più basso rispetto al prezzo al litro della benzina, ma il potere calorifico è inferiore, e la situazione peggiora nel caso del biodiesel) che non incidono in quei paesi, come il Brasile (l'unico con veicoli *flex fuel*), con costi di manodopera bassi ed estensioni per le coltivazioni elevate.

Il vantaggio largamente pubblicizzato dei biocombustibili sembrerebbero essere ambientali. Il primo è innegabile: i biocarburanti sono privi di zolfo, di idrocarburi poliaromatici, e hanno percentuali di ottano e cetano superiori rispetto benzina e gasolio. Sul secondo è necessario qualche puntualizzazione. E' spesso sottolineato come la quantità di CO₂ introdotta al momento della combustione da parte dei biocombustibili verrebbe equilibrata dal periodo di crescita delle piante che hanno permesso la produzione dei biocombustibili. Questo potrebbe non essere sempre vero, valutato tutto il ciclo di produzione. Le emissioni di gas serra sul ciclo di vita dei biocombustibili varia fortemente in funzione dei cambiamenti di coltura, della scelta dei materiali, delle pratiche agricole, delle scelte nel processo di riconversione, dei trasporti, degli usi finali.

Biocarburante	r _{co2}
Biodiesel (totale)	5.4-7.6
Biodiesel (solo carburante)	3.5-4.7
Bioetanolo (totale)	1,4-1.8
Bioetanolo (solo carburante)	0.6-0.8

Tabella 27: Rapporto medio tra anidride carbonica sequestrata ed anidride carbonica rilasciata durante il ciclo di produzione dei biocombustibili [Fonte: FAO, Sustainable Bioenergy: A Framework for Decision Makers (2007)]

In tabella si vede come il bioetanolo presenti addirittura un rapporto CO₂ sequestrata-rilasciata negativo.

Un ulteriore problema sembra riferirsi al cosiddetto “spiazzamento alimentare”: adibire e convertire terreni per la produzione di biocarburanti significa toglierne al settore alimentare. Questo può avere un effetto destabilizzante nel caso di un allargamento su più ampia scala, destabilizzazione che riguarderebbe il mercato degli alimenti per l'uomo e i mangimi per animali, con aumenti dei prezzi che potrebbero arrivare, secondo la FAO e l'OCSE, ad un incremento tra il 20% e il 50% (con la concorrenza di altre cause). Si tratta insomma di perplessità simili, ma probabilmente più gravi, di quelle dovute all'impiego dell'acqua a scopo idroelettrico. Si solleva quindi il quesito su quale sia l'equilibrio da raggiungere nella formula *food, feed or fuel* (cibo, mangime o carburante).

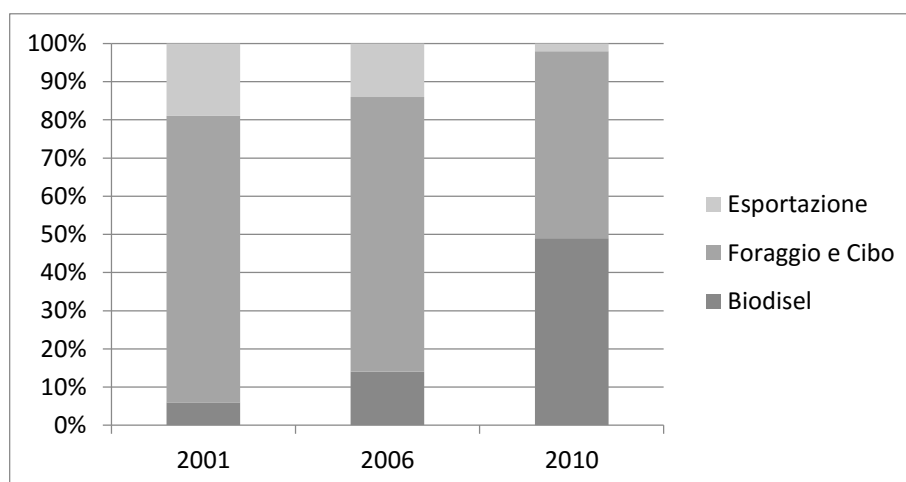


Tabella 28: Impieghi di semi oleiferi in UE [Fonte: Global Trade Analysis Project]

Sembra così che la strada più adeguata per i biocarburanti sia una valutazione *ad hoc*, caso per caso, a seconda della biomassa e delle aree in cui si va ad operare, altrimenti il rischio è di incorrere in un caso in cui, come suggeriva una tavola rotonda sull'argomento promossa a Parigi nel 2007 dall'OCSE, *la cura potrebbe risultare più dannosa del male*.

Un'altra via può aprirsi però per i biocarburanti, attraverso la ricerca nel campo delle colture non tradizionali e processi più efficienti, come potrebbe essere ad esempio la filiera dei materiali ligno-cellulosici (materiali di scarto di colture cerealicole, residui forestali, da potatura, dalla lavorazione della carta e altro ancora) dai quali ricavare sia biodiesel sia bioetanolo (soluzione resa più difficoltosa dal più ovvio utilizzo di questi materiali, ovvero la produzione di calore ed elettricità, e comunque ancora lontana dall'essere applicabile su ampia scala) oppure, più rivoluzionaria e rischiosa, il passaggio all'impiego di microrganismi come alghe, fitoplancton, batteri e funghi: organismi che si nutrono di azoto, fosforo e anidride carbonica, ad alta produttività (almeno in laboratorio) e resa energetica. In questo caso il problema è rappresentato dal controllo dei processi riproduttivi dei microrganismi, virtualmente impossibile a meno di non potere disporre di aree segregate.

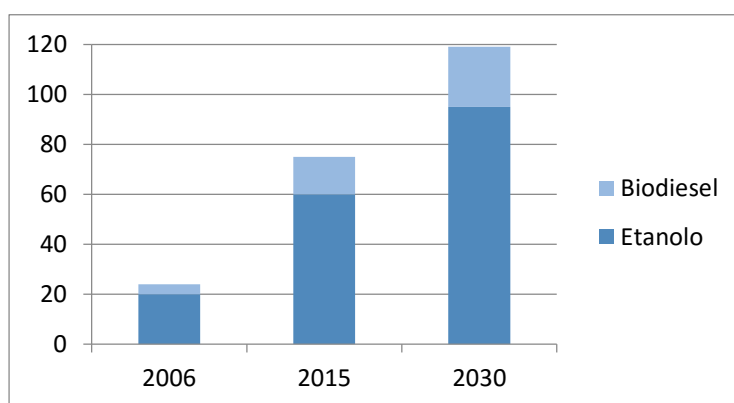


Tabella 29: Proiezione del consumo di biocarburanti [Fonte: IEA, Medium-Term Oil Market Report (2008)]

Nonostante tutto i tassi di crescita dei biocombustibili rimangono impressionanti, stimolati dalle aggressive politiche nazionali per incoraggiarne la produzione, comuni a Stati Uniti (*l'Energy Independence and Security Act 2007* prospetta un significativo incremento dei biocombustibili per il 2020), Cina, Unione Europea (con il 10% del trasporto su strada per il 2020), oltre a Australia, Nuova Zelanda, Colombia, Sud Africa, Tailandia, Giappone e altri, sebbene recentemente alcuni paesi abbiano rivalutato la propria posizione in seguito alla perplessità ambientali sopraesposte.

3. IL PROBLEMA AMBIENTALE

Risulta particolarmente difficoltoso districarsi nel problema ambientale. Ai dati puramente tecnici si accostano componenti politiche, sociologiche ed ideologiche. Si passa con disinvoltura tra tesi trionfalmente ottimistiche a malamente pessimistiche, si ondeggia cioè tra una visione che prevede fonti illimitate, ecosistema intatto ed energia a piacere, a un'altra che prevede l'apocalisse nelle peggiori ipotesi o un ritorno all'età della pietra nelle migliori, nel giro di pochi anni. Ed a queste si sovrappone lo sfondo di una filosofia: da una parte un positivismo esasperato, dall'altra un decadentismo che si potrebbe definire "entropico".

In particolare appare complesso stabilire quale sia la reale incidenza antropica sull'ambiente: al fatto dell'innalzamento del livello dei mari si è tentati di rispondere come i celti fossero soliti passeggiare tra Francia e Bretagna, con la Manica ancora non inondata, all'aumento delle temperatura analogamente si dice che i romani coltivavano la vite nel Sussex, e se gli scostamenti medi delle temperature (quelli che, secondo i metereologi, causano anomalie come tifoni) sono nell'ordine di quelli ottenuti nell'Alto Medioevo viene da domandarsi quali fossero gli impianti inquinanti del Sacro Romano Impero. Ovvero: quanto è dovuto alle scorribande umane, e quanto ad un normale avvicendamento ambientale di medio-lungo periodo? E ancora, in maniera più pragmatica: cosa può fare l'uomo, in entrambi i casi? Conviene forse così non tanto indicare sintomi e conseguenze, quanto quelli che sono dei dati di fatto, i più incontestabili possibili.

Prima di tutto è opportuno distinguere tra due tipologie di inquinamento legate all'energia: l'inquinamento chimico e l'inquinamento termico che, a sua volta, può essere diretto (legato alla liberazione del potere calorifico dei combustibili), o indiretto (dovuto alle emissioni di sostanze che interferiscono con i processi di assorbimento dell'energia solare).

Nel caso dell'inquinamento chimico si distinguono in genere gli inquinanti primari che sono direttamente immessi nell'ambiente dai processi di combustione, e gli inquinanti secondari che si formano a seguito di reazioni chimiche, o fisiche, che coinvolgono gli inquinanti primari e sono, talvolta, attivate dall'energia solare. Principalmente si può parlare di:

- Inquinamento da zolfo, presente nel carbone fossile e negli oli combustibili, che bruciando forma anidride solforosa e poi solforica che, a sua volta, può combinarsi col vapore d'acqua generando acido solforico. Per limitare questo problema si attuano trattamenti nei combustibili per ridurre il contenuto (quindi un'operazione che precede la combustione) oppure si attua la desolforizzazione dei fumi d'uscita dalla caldaia.
- Inquinamento da ossidi di azoto, che riguarda tutte le combustioni, in quanto ossigeno ed azoto presenti in aria reagiscono tra loro ad alte temperature, generando ossido d'azoto che, emesso coi fumi, si combina con l'ossigeno dando origine a biossido d'azoto il quale, col vapore d'acqua, può generare acido nitrico. Anche in questo caso per ridurre le emissioni d'ossidi d'azoto è possibile diminuirne la formazione durante la combustione (abbassando la temperatura) oppure rimuovendone la presenza dai fumi.
- Inquinamento da polveri, dovuto alla presenza di sostanze incombustibili all'interno dei combustibili solidi, che vengono trascinate dai fumi in sospensione dell'ambiente (particolato o polveri). L'uso di elettrofiltri ne limita la presenza.
- Inquinamento da traffico: ossido di carbonio e azoto, idrocarburi, particolato. Valutando l'importanza dei consumi nel settore dei trasporti, questo tipo d'inquinamento è particolarmente significativo, anche perché ha maggior rilevanza nelle zone maggiormente popolate. Motori più efficienti, catalizzatori trivalenti, marmitte catalitiche e sistemi di filtraggio (recentemente introdotti per i motori Diesel) sono utilizzati per diminuire l'inquinamento da traffico.

Tutte queste emissioni possono essere limitate (ma non certo azzerate) in vario grado attraverso il miglioramento della tecnica: motori con migliori combustioni, carburanti più puliti, filtri e impianti per la pulizia post combustione sono introdotti per andare incontro a legislazioni sempre più stringenti. Non è difficile immaginare quale sia il problema: i costi crescenti. Se spesso nei paesi occidentali l'aspetta ambientale prevale, non accade così nei paesi in via di sviluppo, dove spesso le normative sono molto meno vincolanti. La IEA ha ipotizzato le emissioni di inquinanti nei prossimi decenni.

	2005	2015	2020	2030	2005-2030
Biossido di zolfo					
OCSE	27.8	13.3	11.6	11.6	-3.4
Non-OCSE	61.0	71.6	72.1	76.8	0.9
Est Europa – Eurasia	4.9	4.0	3.7	3.5	-1.4
Asia	25.9	30.8	29.2	30.1	0.6
<i>Cina</i>	6.8	9.6	11.3	16.0	3.5
<i>India</i>	6.8	9.6	11.3	16.0	3.5
Medioriente	6.4	8.7	9.2	9.1	1.4
Africa	6.0	7.2	7.3	6.7	0.5
America Latina	5.4	4.6	4.5	4.2	-1.0
Mondo	88.8	84.9	83.6	88.4	0
Ossidi d'azoto					
OCSE	37.0	23.9	18.5	17.2	-3.0
Non-OCSE	43.3	51.0	53.2	61.2	1.4
Est Europa – Eurasia	5.4	4.9	4.9	5.1	-0.2
Asia	23.8	30.9	32.2	37.3	1.8
<i>Cina</i>	13.8	19.2	19.4	21.0	1.7
<i>India</i>	3.7	4.8	5.4	8.0	3.1
Medioriente	4.9	5.5	5.8	7.1	1.5
Africa	4.3	4.7	4.9	5.5	1.0
America Latina	4.9	5.0	5.4	6.2	1.0
Mondo	80.3	74.8	71.7	78.4	-0.1
Particolato					
OCSE	4.4	3.2	3.0	3.1	-1.3
Non-OCSE	32.7	29.7	27.5	25.1	-1.1
Est Europa – Eurasia	0.7	0.7	0.7	0.7	-0.4
Asia	24.1	21.2	19.3	17.4	-1.3
<i>Cina</i>	14.0	12.0	10.6	9.2	-1.6
<i>India</i>	4.6	4.4	4.2	4.0	-0.6
Medioriente	0.4	0.4	0.4	0.5	0.6
Africa	5.6	5.6	5.4	4.9	-0.5'
America Latina	1.9	1.8	1.7	1.7	-0.5
Mondo	47.1	32.9	30.5	28.2	-1.1

Tabella 30: Proiezioni delle emissioni dei principali inquinanti [Fonte: World Energy Outlook 2008]

Si vede qui una proiezione ottimistica: in diminuzione per i biossidi d'azoto, gli ossidi di azoto e particolato, questo dovuto all'equilibrarsi delle tendenze nei paesi OCSE e nei paesi non OCSE.

L'inquinamento termico diretto può insorgere su scala locale ma non globale: a livello planetario infatti l'assorbimento di calore solare è molto maggiore della produzione di calore antropico. Non è quindi necessario trattarlo in queste brevi considerazioni.

L'inquinamento termico indiretto è legato al rilascio nell'atmosfera di gas e particelle generate dai processi di combustione, che interferiscono con i meccanismi di scambio termico per radiazione tra la Terra e lo spazio, modificando i coefficienti d'assorbimento e riflessione dell'atmosfera, e causando quelli che sono l'effetto riflessione e l'effetto serra. Il primo tende ad impedire il passaggio delle radiazioni solari (il che potrebbe tradursi in una diminuzione della temperatura media terrestre), il secondo invece (giudicato preponderante) ostacola l'emissione delle radiazioni infrarosse verso lo spazio: alcuni gas, infatti, hanno bande di assorbimento delle radiazioni concentrate nel campo delle lunghezze d'onda elevate, caratteristiche dell'infrarosso. Un'eccessiva concentrazione di queste nell'atmosfera permette il passaggio delle radiazioni solari ma non permette quello delle radiazioni (che secondo la nota legge di Wien, hanno maggiore lunghezza d'onda), causando così una situazione simile a quella presente in una serra. Per l'imitare l'emissione di CO₂ durante le combustioni tradizionali sono in fase di sperimentazione tecnologie di due diversi tipi: la cattura precombustione, mediante la decarbonizzazione dei combustibili (che permette come obiettivo sinergico la produzione di idrogeno) e la cattura postcombustione, mediante separazione dei fumi prodotti da grossi impianti come le centrali termoelettriche. Le tecnologie del secondo tipo non hanno ancora raggiunto la fase di sperimentazione industriale. Va sottolineato come entrambi i processi non siano attuabili per le miriadi di piccole combustioni (dalle stufe a gas a quelle nei trasporti), e vale quindi la regola secondo la quale tanto più elevata e concentrata è la produzione di anidride carbonica, tanto migliore è la possibilità di una sua cattura e tanto minori saranno i costi.

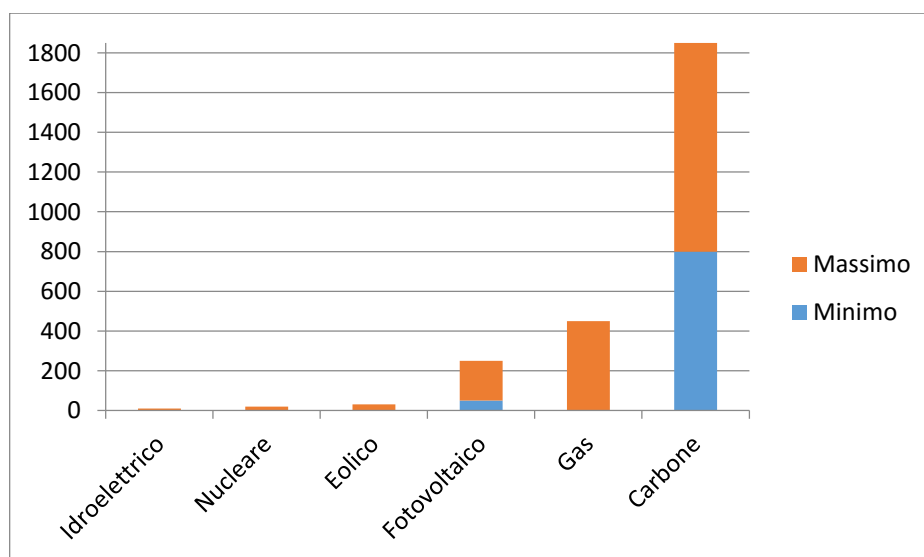


Grafico 9: Grammi di CO₂ per ogni kWh prodotto, a seconda della fonte [Fonte: DOE]

La concentrazione di anidride carbonica nell'atmosfera ha subito un notevole incremento dai tempi della rivoluzione industriale (dalle 300 parti per milione con riferimento alla frazione

molare del 1860 alle 370 rilevate nel 2006). La relazione diretta tra aumento di temperatura e presenza di CO₂ non è dimostrata, ma appare ad oggi come una ipotesi più che concreta.

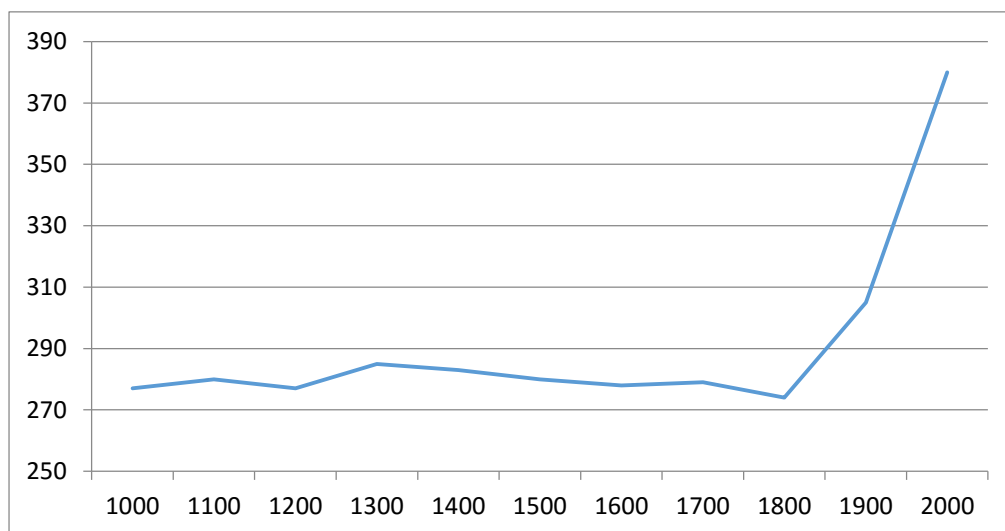


Grafico 10: Andamenti della concentrazione di CO₂ in parti per milione con riferimento alla frazione molare

	1980	1990	2000	2006	2020	2030
OCSE	10.65	11.04	12.43	12.79	13.31	13.17
Nord America	5.30	5.57	6.54	6.62	6.95	7.06
USA	4.66	4.85	5.66	5.67	5.77	5.80
Europa	4.12	3.89	3.90	4.06	4.16	3.99
Area del Pacifico	1.23	1.58	1.99	2.11	2.21	2.11
Giappone	0.88	1.07	1.19	1.21	1.15	1.06
Non OCSE	6.85	9.29	10.17	14.12	21.89	26.02
Est Europa – Eurasia	3.41	4.03	2.45	2.65	3.18	3.34
Russia	<i>n.a.</i>	2.18	1.50	1.57	1.92	2.00
Asia	2.14	3.52	5.2	8.36	14.17	17.30
Cina	1.42	2.24	3.08	5.65	10.00	11.71
India	0.29	0.59	0.98	1.25	2.19	3.29
Medioriente	0.34	0.59	0.97	1.29	2.09	2.61
Africa	0.41	0.55	0.60	0.86	1.08	1.17
America Latina	0.55	0.60	0.86	0.97	1.38	1.60
Brasile	0.18	0.19	0.3	0.33	0.50	0.58
Mondo	18.05	20.95	23.41	27.89	36.40	40.55

Tabella 31: Dati storici e proiezioni delle emissioni di CO₂ (in gigatonnellate) [Fonte: World Energy Outlook 2008]

	Emissioni di CO ₂						Percentuale		Crescita annuale
	1990	2006	2015	2020	2025	2030	2006	2030	2006-2030
Emissioni totali di CO₂	209450	27889	34003	36399	38687	40533	100	100	1.6
Carbone	8309	11678	15402	16702	17890	18628	42	46	2.0
Petrolio	8824	10768	12079	12663	13193	13670	39	34	1.0
Gas	3812	5443	6523	7033	7603	8254	20	20	1.7
Produzione elettrica	7484	11435	14803	16005	17116	18050	100	100	1.9
Carbone	4928	8336	11113	12101	12942	13507	73	75	2.0
Petrolio	1198	882	852	774	713	647	8	4	-1.3
Gas	1358	2217	2839	3129	3461	3895	19	22	2,4
Consumi totali finali	12449	15118	17635	18663	19625	20475	100	100	1.9
Carbone	3246	3135	3996	4218	4403	4527	21	22	1,5
Petrolio	7062	9220	10501	11121	11687	12210	61	60	1.2
<i>Trasporti</i>	<i>4390</i>	<i>6263</i>	<i>7292</i>	<i>7796</i>	<i>8249</i>	<i>8680</i>	<i>41</i>	<i>42</i>	<i>1.4</i>
<i>Giacimenti marini</i>	<i>358</i>	<i>582</i>	<i>634</i>	<i>665</i>	<i>697</i>	<i>731</i>	<i>4</i>	<i>4</i>	<i>1.0</i>
<i>Aviazione</i>	<i>255</i>	<i>397</i>	<i>485</i>	<i>530</i>	<i>580</i>	<i>635</i>	<i>3</i>	<i>3</i>	<i>2.09</i>
Gas	2141	2763	3139	3324	3536	3739	18	18	1.3

Tabella 32: Dati storici e proiezioni delle emissioni di CO₂ a seconda del settore [Fonte: World Energy Outlook 2008]

Tre quarti dell'aumento di anidride carbonica previsto è dovuto a Cina, India e Medioriente, e il 97% da paesi non OCSE. In media, comunque, le emissioni pro capite nei paesi non OCSE rimangono di gran lunga maggiori, raggiungendo l'apice nel 2020. Per effetto dell'urbanizzazione, è previsto che il maggiore aumento dell'incremento sia dovuto alle città.

Appare dunque questa la grande priorità ambientale nel campo energetico, dal momento che le emissioni di CO₂ legate al consumo di energia rappresentano il 61% delle emissioni totali di gas ad effetto serra.

Arrivare ad una concentrazione di 450 parti per milione comporterà (se la relazione empirica concentrazione-temperatura verrà confermata) ad un aumento della temperatura media globale di 2 gradi centigradi, a 550 parti per milione l'aumento sarà di 3 gradi, con tutte le inevitabili conseguenze. E' necessario che le scelte sulle emissioni globali tenga in considerazione i limiti tecnici ed i costi del settore energetico, che presenta un tasso relativamente lento di sostituzione del capitale, e di conseguenza, anche le tecnologie più efficienti impiegano anni per diffondersi, particolarmente nei paesi in via di sviluppo, e sarà necessario considerare l'importanza del fatto che un numero molto ristretto di paesi causa emissioni molto significative (Cina, Stati Uniti, Unione Europea, India, Russia producono il 70% delle emissioni).

4. Conclusioni

La domanda posta all'inizio di questa premessa era “dove andrà a finire l'energia per l'uomo?”.

La dipendenza dai combustibili fossili non potrà, nel breve periodo, essere evitata: troppo grande la penetrazione nei sistemi energetici, troppo grandi le necessità energetiche, troppo grandi i punti favorevoli che ancora fanno preferire alle altre fonti energetiche petrolio, gas naturale. Non deve spaventare tanto la mancanza di disponibilità di questi, ancora ampia nel medio periodo, quanto i danni ambientali che arrecano. Alla considerazione che i combustibili fossili manterranno un ruolo dominante nell'immediato futuro, consegue la necessità di raggiungere una migliore utilizzazione, efficienza e ottimizzazione di questi. In assenza della possibilità di una nuova frontiera energetica, i passi concreti da compiere sono nel miglioramento graduale di quanto disponiamo ora: minimizzare il potenziale inquinante (attraverso una corretta normativa per quanto riguarda l'inquinamento di tipo chimico, mentre la strada per limitare i gas serra sembra essere ancora lunga: è da tenere quindi presente come questa debba essere la priorità sia da parte della ricerca, sia da parte dei finanziamenti nazionali e sovranazionali) e massimizzare il potenziale energetico disponibile (attraverso l'efficienza di conversione e nei consumi finali).

Le fonti alternative devono riuscire a ritagliarsi un ruolo non predominante, prospettiva ad oggi irrealistica, ma almeno di supporto ai combustibili fossili. Per fare questo l'unica strada è la ricerca, che deve essere il meno possibile influenzata da “mode” imposte, e il più possibile mirata, così come i finanziamenti non possono essere distribuiti a pioggia, ma verso quei progetti e in quei campi che sembrano permettere sbocchi più promettenti. E' necessaria una coordinazione sovranazionale negli sforzi in questo senso, al fine di favorire la condivisione di risultati, tecnologie e rami scientifici non immediatamente comuni fra loro. E sarebbe inoltre opportuno evitare l'uso indiscriminato delle fonti rinnovabili, che rischia di creare situazioni controproducenti (siti non adeguati per eolico e solare, e in generale *misfit geografico*) preferendole solo in quei casi dove possono essere effettivamente efficaci.

Tutto questo sembra però solo servire per mantenere il paziente in vita, senza avere in pensiero di ristabilirlo. La dipendenza da fonti fossili dovrà essere superata, e questo seguendo parallelamente due vie, entrambe tortuose.

Nella prima, ad essere protagonista è ancora la ricerca: dovrà essere in grado di ovviare ai problemi di densità energetica e di intermittenza delle fonti rinnovabili. Si è visto come di queste, la più promettente per potenziale sia il sole. Ad oggi siamo lontani da risultati anche solo in parte soddisfacenti, e non sono all'orizzonte significative rotture. Tuttavia, non sembrano esserci alternative.

La seconda via non è di natura tecnica, e riguarda la concezione dei consumi che si è venuta a creare nella società moderna. Questa non appare più sostenibile. Il trend dei fabbisogni di energia primaria cresce regolarmente, in accordo alla crescita demografica ed economica. Ed è evidente come, senza raggiungere gli eccessi di chi dice come già ora “la festa sia finita”, non sia ipotizzabile il mantenimento di un tale regime *ad infinitum*. E' necessario trovare una terza via tra uno sconsiderato ottimismo (che sfuma nell'edonismo) dove si afferma che “la ricerca troverà qualcosa” e che “il progresso è inarrestabile”, e un rigoroso pessimismo, quando “fermiamoci ora, o sarà tardi”, che sembrano modelli di scuole di pensiero, più che la realtà delle cose, che richiederebbe piuttosto un prudente realismo, attraverso cui considerare il fatto che un cambiamento (che in questo caso richiederebbe una seria rivalutazione dei costumi e delle abitudini consolidate di parte dell'umanità), per non essere scioccante, deve essere graduale.

Appendice B – Legislazione e Normativa

1. Introduzione

Dopo anni di relativo immobilismo, in attuazione delle direttive comunitarie, vengono approvate leggi di riordino in ambito tecnico energetico supportate da normative e schemi di certificazione. Si ritiene opportuno riportare integralmente le ultime due leggi più significative (ampiamente citate nella presente tesi) e limitarsi ad elencare le norme di riferimento protette da diritto di autore.

1.1 D.P.R. 74/2013 Impianti Tecnologici e Terzo Responsabile

Regolamento recante definizione dei criteri generali in materia di esercizio, conduzione, controllo, manutenzione e ispezione degli impianti termici per la climatizzazione invernale ed estiva degli edifici e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienici sanitari.

1.2 D.Lgs. 102/2014 Incentivazione dell'Efficienza Energetica

Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE.

2. Norme previste dal D.Lgs. 102/2014 per la certificazione secondo schemi ACCREDIA

- UNI CEI EN ISO 50001:2011 "Sistemi di Gestione dell'Energia - Requisiti e linee guida per l'uso" l'impresa persegue l'obiettivo di migliorare le proprie prestazioni energetiche e, in particolare, l'efficienza, l'utilizzo e il consumo di energia.
- UNI CEI 11339:2009 "Gestione dell'energia. Esperti in Gestione dell'Energia. Requisiti generali per la qualificazione"
- UNI CEI 11352: 2014 "Gestione dell'energia - Società che forniscono servizi energetici (ESCO) - Requisiti generali e lista di controllo per la verifica dei requisiti"
- UNI CEI EN 16247-5:2015 Diagnosi energetiche. Parte 5: Competenze degli auditor energetici.

Nota: La UNI CEI EN 16247-5:2015 Diagnosi energetiche. Parte 5: Competenze degli auditor energetici, è l'unica ancora sprovvista di schema di certificazione e accreditamento ACCREDIA