

ISSN/0393-3016

**ENZO METELLI**

Dipartimento Tecnologie Energetiche  
Divisione Solare Termico e Termodinamico  
Centro Ricerche Casaccia, Roma

**FABRIZIO TOLU**

Unità Certificati Bianchi  
Centro Ricerche Casaccia, Roma

# **GUIDA ALLE VALUTAZIONI ECONOMICHE DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE ENERGETICA**

**Seconda Edizione**

RT/2016/4/ENEA

**ENEA**

AGENZIA NAZIONALE PER LE NUOVE TECNOLOGIE,  
L'ENERGIA E LO SVILUPPO ECONOMICO SOSTENIBILE

**ENZO METELLI**

Dipartimento Tecnologie Energetiche  
Divisione Solare Termico e Termodinamico  
Centro Ricerche Casaccia, Roma

**FABRIZIO TOLU**

Unità Certificati Bianchi  
Centro Ricerche Casaccia, Roma

# GUIDA ALLE VALUTAZIONI ECONOMICHE DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE ENERGETICA

Seconda Edizione

RT/2016/4/ENEA



AGENZIA NAZIONALE PER LE NUOVE TECNOLOGIE,  
L'ENERGIA E LO SVILUPPO ECONOMICO SOSTENIBILE

I rapporti tecnici sono scaricabili in formato pdf dal sito web ENEA alla pagina <http://www.enea.it/it/produzione-scientifica/rapporti-tecnici>

I contenuti tecnico-scientifici dei rapporti tecnici dell'ENEA rispecchiano l'opinione degli autori e non necessariamente quella dell'Agenzia

The technical and scientific contents of these reports express the opinion of the authors but not necessarily the opinion of ENEA.

# GUIDA ALLE VALUTAZIONI ECONOMICHE DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE ENERGETICA

Seconda Edizione

Enzo Metelli, Fabrizio Tolu

## Riassunto

La costruzione di un qualunque impianto di produzione energetica richiede che venga fatto prima uno studio di fattibilità per dimostrare la sua convenienza economica. In tale ambito, pertanto, è di fondamentale importanza la corretta valutazione economica di un impianto proposto, specie se basato su tecnologie innovative e/o combustibili non tradizionali che hanno raggiunto la maturità industriale. Queste ultime tipologie d'impianto necessitano di opportune incentivazioni, affinché possano raggiungere in tempi brevi la maturità commerciale.

La seconda edizione della Guida è suddivisa in due parti. La prima tratta brevemente gli argomenti generali d'analisi economica per gli impianti di produzione e serve anche come manuale d'uso per i programmi di calcolo in Excel messi a punto nell'ambito del Progetto Solare Termodinamico, finalizzati alle valutazioni di tale tipologia d'impianti. Con semplici modifiche, questi programmi possono essere utilizzati anche per qualunque altra tipologia di impianti di produzione energetica. Quindi la seconda parte illustra il sistema di calcolo FELIPE (acronimo derivato da fattibilità economica preliminare degli impianti di produzione energetica) e le relative maschere di interfaccia con l'operatore, che sono state preparate per consentire l'inserimento facilitato dei dati richiesti. Grazie ad esse si può anche estendere a qualunque tipologia d'impianto l'uso diretto dei sottostanti programmi in Excel, senza richiedere alcuna loro modifica.

**Parole chiave:** impianti di produzione energetica, analisi economica, indicatori economici globali, costi unitari di produzione, FELIPE.

## GUIDELINES FOR THE ECONOMIC EVALUATION OF POWER PLANTS

### Abstract

*The construction of whatever energy production plant requires a preliminary feasibility study to prove its economical suitability. So it's very important to do a correct economic evaluation of the proposed power plant. Such correct evaluation is even more necessary if the power plant is based on innovative technologies and/or uses non conventional fuels that have achieved the industrial maturity. Generally these types of power plants need convenient incentives to reach a commercial level.*

*This Guide's second edition is splitted into two parts. The first one deals briefly with general topics of production plant economic analysis and it gives operating instructions on the Excel computation programs, developed by ENEA's Solar Thermodynamic Project for evaluating solar power plants. These programs can also be used for any other kind of production plants, with easy fittings. For this reason, the second part explains the computation program and its user interfaces designed to allow an easy input of requested data. The program's Italian acronym FELIPE comes from preliminary economic feasibility of energy production plants. FELIPE can be used for any type of production plants without involving any change in the underlying computation programs in Excel environment.*

**Key words:** : energy production plants, economic evaluation, global economic indexes, unitary production costs, FELIPE.



## Prefazione alla seconda edizione

In questa seconda edizione della Guida gli autori sono diventati due e il titolo è stato leggermente modificato per sottolineare meglio la tipologia degli impianti presi in considerazione. La sua principale novità riguarda la suddivisione in due parti, dopo l'iniziale capitolo introduttivo.

La prima parte descrive i programmi di calcolo in Excel per le valutazioni economiche sugli impianti di produzione energetica, con i relativi capitoli e appendici che mantengono la stessa articolazione della prima edizione.

Rispetto a questa sono state apportate alcune modifiche, integrazioni e correzioni al testo, anche per dar conto di quanto è stato variato nei programmi, soprattutto per mantenerli aggiornati all'evoluzione normativa verificatasi nel frattempo (fino a tutto il 2014, tenuto conto che nel 2015 la normativa non ha subito modifiche sostanziali). Inoltre sono state aggiunte altre figure, per mostrare quasi tutti i grafici elaborati dai programmi stessi.

Le più importanti modifiche e integrazioni al testo, rispetto alla prima edizione, riguardano:

- l'introduzione, nei programmi *calcolo*, degli esborsi percentuali durante il periodo di costruzione dell'impianto, diversificati per ciascuna sua voce di costo;
- la trattazione più dettagliata per il calcolo del costo di esercizio e manutenzione;
- l'inserimento del paragrafo "Costi annuali" nel capitolo terzo, per fare distinzione tra costi di costruzione e costi operativi di un impianto;
- la possibilità di diversificare la produzione elettrica rinnovabile, quando è ottenuta da più fonti, e di poter fissare, nei soli programmi *calcolo*, fino a tre diverse modalità per la sua incentivazione;
- l'aggiornamento della modalità di calcolo dei certificati bianchi per un impianto di produzione combinata, secondo quanto stabilito dall'Autorità per l'Energia;
- la modalità alternativa di calcolo dei certificati bianchi, quando l'impianto di produzione combinata soddisfa i requisiti normativi richiesti dalla cogenerazione ad alto rendimento;
- l'aggiunta dell'incentivazione tramite il nuovo "conto termico" per le produzioni termiche di piccoli impianti;
- l'introduzione dei coefficienti moltiplicativi per variare le singole produzioni energetiche e, nei soli programmi *calcolo*, anche la produzione elettrica in ciascuna fascia oraria;
- l'adeguamento dei grafici al variare dei coefficienti, per le produzioni e per le analisi parametriche, forniti dall'operatore nei fogli collegati;
- la descrizione dei controlli di congruità sui valori forniti per le potenze nominali degli impianti;
- l'aggiunta, nel paragrafo 6.1, di un interessante risultato riguardante il confronto tra i costi unitari di produzione elettrica, per un impianto solare termoelettrico e per uno a ciclo combinato, al variare del prezzo di mercato del gas naturale;
- l'aggiunta, nell'Appendice 3, di un elenco delle sigle ed abbreviazioni che compaiono nel testo.

La seconda parte, invece, descrive l'intero sistema di calcolo realizzato, tramite il quale si può selezionare il tipo di analisi che interessa e la modalità produttiva dell'impianto da esaminare, per inserire poi, in maniera semplificata attraverso opportune maschere, i dati richiesti.

Ad esso si faceva cenno, nel capitolo conclusivo della prima edizione della Guida, come ulteriore sviluppo dei programmi di calcolo descritti. Le maschere presenti nel sistema di calcolo, grazie alla loro flessibilità, consentono l'analisi economica di qualunque tipologia d'impianto di produzione energetica, senza richiedere modifiche da parte dell'operatore sugli originali programmi sviluppati in Excel; in tal modo la diretta utilizzabilità di questi programmi viene ampliata notevolmente.

Tale parte è quindi completamente nuova e mostra quali sono i passi da seguire:

- inizialmente per scegliere il livello di dettaglio che si vuole raggiungere nell'analisi economica e il tipo di produzione che interessa per l'impianto da esaminare;
- successivamente per inserire in modo corretto i dati obbligatoriamente richiesti da quel tipo di analisi;
- infine per ottenere i risultati dell'analisi, sia in forma numerica che grafica.

L'attuale versione del sistema, finalizzato all'analisi della fattibilità economica preliminare degli impianti di produzione energetica (FELIPE), prevede che si possa accedere ai suoi programmi di calcolo solo attraverso queste maschere, mediante le quali vengono immessi i dati richiesti; l'operatore non ha quindi la possibilità di visualizzare ed intervenire nei sottostanti fogli in Excel, dove i dati, una volta trasferiti, sono elaborati con le modalità descritte nella prima parte. La Guida, presentata in questo rapporto tecnico, è anche inserita, assieme al Manuale Operativo, all'interno del sistema FELIPE, per consentire all'utente una più rapida consultazione e documentazione.

Si ricorda che il sistema di calcolo FELIPE è soggetto a *copyright* essendo stato oggetto di brevetto depositato presso la SIAE e consultabile nella banca dati Brevetti Enea.

Rinnovando l'invito a segnalare eventuali errori ed omissioni nel testo della Guida come pure nei programmi di calcolo del sistema, si desidera ringraziare, in aggiunta a quanti ricordati nella prefazione alla prima edizione, l'ing. Francesco Di Mario, che è stato Responsabile dell'Unità Tecnica Fonti Rinnovabili dopo l'ing. Vignolini, l'ing. Tommaso Crescenzi, attuale Responsabile della Divisione Solare Termico e Termodinamico e l'ing. Diana Savelli, Responsabile dell'Unità Certificati Bianchi.

Casaccia, febbraio 2016.

## Prefazione alla prima edizione

La presente Guida, oltre a trattare brevemente gli argomenti generali relativi all'analisi economica richiesta negli studi di fattibilità per qualunque tipologia d'impianto di generazione, vuole anche essere un manuale per l'utilizzo dei programmi di calcolo messi a punto per tali valutazioni.

La prima versione di questi programmi risale alla primavera del 2001, quasi in concomitanza con l'avvio all'ENEA del Progetto Solare Termodinamico. Le successive versioni hanno cercato di ampliare sempre più il loro campo di utilizzo e, allo stesso tempo, di ottenere valutazioni economiche con maggiori dettagli, man mano che si andavano meglio delineando le tipologie d'impianto da prendere in esame nell'ambito del Progetto Solare. Inoltre i programmi, dovendo tener conto di tutte le possibili incentivazioni per questi impianti, sono stati continuamente adeguati all'evoluzione della normativa.

Pertanto le differenze tra l'attuale versione e quella originale sono notevoli; le principali modifiche e integrazioni hanno riguardato:

- la nuova articolazione delle fasce orarie per la vendita dell'energia elettrica;
- il passaggio dalla lira all'euro;
- l'ampliamento delle tipologie d'impianto, includendovi anche quelle di produzione termica, frigorifera e combinata;
- l'inserimento delle esternalità tra le voci di costo dell'impianto;
- l'introduzione delle incentivazioni alla produzione tramite i certificati bianchi;
- la quantificazione degli effetti economici legati al pagamento dell'IVA durante la costruzione e al suo recupero nel corso dell'esercizio dell'impianto;
- la possibilità di far fronte al costo di costruzione dell'impianto anche col ricorso al prestito;
- la valutazione dei flussi di cassa, durante l'esercizio, al netto dell'imposizione fiscale;
- la considerazione delle deduzioni fiscali concesse, ai fini del calcolo dell'imposta netta annua da pagare;
- la messa a punto di un algoritmo per lo sfruttamento ottimale delle eventuali perdite di esercizio, utilizzabili come crediti d'imposta in anni successivi entro i termini di scadenza, col relativo calcolo delle quote perdute;
- l'attualizzazione anche ad un anno futuro, oltre a quello in corso, dei risultati ottenuti;
- il calcolo dei costi unitari di produzione per l'energia termica e frigorifera, in aggiunta a quella elettrica, in impianti di generazione sia separata che combinata;
- l'imposizione di vincoli sui valori che l'operatore può fornire per i dati richiesti, onde evitare calcoli inutili;
- la segnalazione dell'inserimento di dati errati o considerati inattendibili, con i suggerimenti per la loro correzione.

Quindi, come si può ben comprendere, la complessità dei programmi nella versione attuale è aumentata di molto e con essa la possibilità di aver commesso errori. Sarò pertanto grato ai colleghi che vorranno evidenziarli, per poterli eliminare in successive versioni.



Anche il testo della Guida, per la sua mole, non è di sicuro esente da errori, omissioni e punti poco chiari o fuorvianti; invito coloro che avranno la pazienza di leggerlo, a segnalarmeli onde potervi porre rimedio.

Desidero ringraziare tutti i tecnici dell'ENEA e dell'ENEL con i quali ho collaborato; in particolar modo quelli che compaiono come autori nei documenti citati tra i Riferimenti del Cap. 6. Ringrazio inoltre la dott.sa Roberta Boniotti dell'ENEA Sede ed i dott.ri Roberto Venafro e Antonino Zucco della Divisione Generazione ed Energy Management dell'ENEL per gli utili chiarimenti ricevuti in campo economico e fiscale.

Infine un ringraziamento particolare va all'ing. Mauro Vignolini, Responsabile del Progetto Solare Termodinamico, per il continuo stimolo ricevuto e per la pazienza dimostrata durante il periodo di preparazione del manuale, protrattosi ben oltre il tempo inizialmente previsto.

Casaccia, ottobre 2009.

#### Avvertenza per gli utilizzatori dei programmi in Excel

Quando i dati da fornire (nelle celle colorate) vengono copiati da un foglio all'altro dello stesso programma o di programmi diversi, fare *attenzione* a copiare solo i valori, altrimenti vengono modificate le eventuali *formattazioni condizionali* presenti nelle celle, benché i fogli siano protetti. Se poi i fogli non sono protetti, copiando direttamente i dati vengono modificati pure gli eventuali *criteri di convalida* dei valori inseriti nelle celle.

## INDICE

<b>1</b>	<b><u>INTRODUZIONE</u></b> .....	<b>13</b>
	<i>Parte I Descrizione dei programmi di calcolo in Excel</i> .....	<i>15</i>
<b>2</b>	<b><u>DESCRIZIONE SOMMARIA DEI PROGRAMMI DI CALCOLO</u></b> .....	<b>17</b>
<b>3</b>	<b><u>ANALISI DEI COSTI DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE</u></b> .....	<b>21</b>
<b>3.1</b>	<b>COSTO DI COSTRUZIONE</b> .....	<b>22</b>
3.1.1	DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI.....	23
3.1.2	CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI.....	28
<b>3.2</b>	<b>COSTO DI ESERCIZIO E MANUTENZIONE</b> .....	<b>34</b>
3.2.1	DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI.....	35
3.2.2	CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI.....	36
<b>3.3</b>	<b>COSTO DEI COMBUSTIBILI</b> .....	<b>38</b>
3.3.1	DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI.....	39
3.3.2	CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI.....	43
<b>3.4</b>	<b>COSTO DELLE ESTERNALITÀ</b> .....	<b>47</b>
3.4.1	DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI.....	49
3.4.2	CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI.....	51
<b>3.5</b>	<b>COSTI ANNUALI</b> .....	<b>54</b>
<b>3.6</b>	<b>RIFERIMENTI</b> .....	<b>56</b>
<b>4</b>	<b><u>ANALISI DEI RICAVI DELL'IMPIANTO DI GENERAZIONE</u></b> .....	<b>57</b>
<b>4.1</b>	<b>PREZZO DI VENDITA DELL'ENERGIA</b> .....	<b>58</b>
4.1.1	ENERGIA ELETTRICA .....	59
4.1.1.1	Dati richiesti dai programmi .....	61
4.1.1.2	Calcoli eseguiti dai programmi .....	64
4.1.2	ENERGIA TERMICA E FRIGORIFERA .....	65
4.1.2.1	Dati richiesti dai programmi .....	65
4.1.2.2	Calcoli eseguiti dai programmi .....	66
<b>4.2</b>	<b>SISTEMI D'INCENTIVAZIONE SULLA PRODUZIONE</b> .....	<b>68</b>
4.2.1	SISTEMA DEI CERTIFICATI VERDI .....	70
4.2.1.1	Dati richiesti dai programmi .....	74
4.2.2	SISTEMA DEI CERTIFICATI BIANCHI E CONTO TERMICO .....	77
4.2.2.1	Dati richiesti dai programmi .....	84
<b>4.3</b>	<b>STIMA DELLA PRODUZIONE ANNUA</b> .....	<b>88</b>
4.3.1	IMPIANTI DI SOLA PRODUZIONE ELETTRICA .....	90
4.3.1.1	Dati richiesti dai programmi .....	90
4.3.1.2	Calcoli eseguiti dai programmi .....	94
4.3.2	IMPIANTI DI SOLA PRODUZIONE TERMICA O DI PRODUZIONE COMBINATA .....	97
4.3.2.1	Dati richiesti dai programmi .....	98
4.3.2.2	Calcoli eseguiti dai programmi .....	100
<b>4.4</b>	<b>CERTIFICATI ASSOCIATI ALLA PRODUZIONE</b> .....	<b>103</b>
4.4.1	CERTIFICATI VERDI ASSOCIATI.....	106
4.4.1.1	Dati richiesti dai programmi .....	107
4.4.1.2	Calcoli eseguiti dai programmi .....	110
4.4.2	CERTIFICATI BIANCHI ASSOCIATI .....	114
4.4.2.1	Dati richiesti dai programmi .....	118
4.4.2.2	Calcoli eseguiti dai programmi .....	120
<b>4.5</b>	<b>RICAVI ANNUALI</b> .....	<b>122</b>
4.5.1	CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI.....	123
<b>4.6</b>	<b>COEFFICIENTI PER LE PRODUZIONI E LE ANALISI PARAMETRICHE</b> .....	<b>131</b>
<b>4.7</b>	<b>RIFERIMENTI</b> .....	<b>135</b>
<b>5</b>	<b><u>ANALISI ECONOMICA DELL'IMPIANTO</u></b> .....	<b>139</b>
<b>5.1</b>	<b>MODALITÀ DI COPERTURA PER IL COSTO DI COSTRUZIONE DELL'IMPIANTO</b> .....	<b>140</b>
5.1.1	RICORSO AL PRESTITO .....	142
5.1.1.1	Dati richiesti dai programmi .....	144
5.1.1.2	Calcoli eseguiti dai programmi .....	145

<b>5.2</b>	<b>ATTUALIZZAZIONE DEL COSTO DI COSTRUZIONE .....</b>	<b>147</b>
5.2.1	DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI.....	150
5.2.2	CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI.....	151
<b>5.3</b>	<b>ATTUALIZZAZIONE DELL'INVESTIMENTO INIZIALE .....</b>	<b>153</b>
5.3.1	DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI.....	156
5.3.2	CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI.....	156
<b>5.4</b>	<b>ATTUALIZZAZIONE DEI FLUSSI DI CASSA ANNUALI .....</b>	<b>158</b>
5.4.1	ENTRATE ED USCITE OPERATIVE LORDE .....	158
5.4.1.1	Dati richiesti dai programmi .....	159
5.4.1.2	Calcoli eseguiti dai programmi .....	161
5.4.2	RATE DEL PRESTITO E RIMBORSO DELL'IVA .....	164
5.4.3	IMPOSIZIONE FISCALE SUL REDDITO ANNUO .....	166
5.4.3.1	Ammortamento fiscale .....	167
5.4.3.1.1	Dati richiesti dai programmi .....	169
5.4.3.1.2	Calcoli eseguiti dai programmi .....	170
5.4.4	IMPOSTA SUL REDDITO IMPONIBILE ANNUO .....	171
5.4.4.1	Dati richiesti dai programmi .....	172
5.4.4.2	Calcoli eseguiti dai programmi .....	172
5.4.5	RECUPERO DEL CREDITO FISCALE .....	173
5.4.5.1	Calcoli eseguiti dai programmi .....	178
5.4.6	FLUSSI DI CASSA NETTI .....	180
5.4.6.1	Calcoli eseguiti dai programmi .....	180
5.4.7	FLUSSI DI CASSA ATTUALIZZATI.....	183
5.4.7.1	Dati richiesti dai programmi .....	183
5.4.7.2	Calcoli eseguiti dai programmi .....	184
<b>5.5</b>	<b>RISULTATO ECONOMICO CONSEGUITO DALL'IMPIANTO .....</b>	<b>189</b>
5.5.1	MARGINE ECONOMICO.....	190
5.5.2	DETERMINAZIONE DI ALCUNI INDICATORI ECONOMICI GLOBALI SIGNIFICATIVI .....	192
5.5.2.1	Valore attuale netto .....	192
5.5.2.1.1	Calcoli eseguiti dai programmi .....	193
5.5.2.2	Indice di profittabilità.....	195
5.5.2.3	Tasso di rendimento interno .....	195
5.5.2.3.1	Calcoli eseguiti dai programmi .....	197
5.5.2.4	Tempo d'azzeramento del margine economico .....	200
5.5.2.4.1	Calcoli eseguiti dai programmi .....	200
5.5.2.5	Tempo di recupero .....	202
5.5.2.5.1	Calcoli eseguiti dai programmi .....	205
<b>5.6</b>	<b>COSTO UNITARIO DELL'ENERGIA PRODOTTA .....</b>	<b>210</b>
5.6.1	DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI.....	217
5.6.2	CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI.....	218
5.6.3	COSTO UNITARIO DI PRODUZIONE DEGLI IMPIANTI TERMOELETTRICI COMMERCIALI .....	224
5.6.3.1	Dati richiesti dai programmi .....	224
5.6.3.2	Calcoli eseguiti dai programmi .....	225
<b>5.7</b>	<b>RIFERIMENTI .....</b>	<b>229</b>
<b>6</b>	<b><u>POTENZIALITÀ DEI PROGRAMMI DI CALCOLO .....</u></b>	<b><u>231</u></b>
<b>6.1</b>	<b>ANALISI DI SENSITIVITÀ .....</b>	<b>232</b>
6.1.1	RISULTATI OTTENUTI .....	233
<b>6.2</b>	<b>DIMENSIONAMENTO OTTIMALE DI SISTEMI E COMPONENTI CARATTERISTICI .....</b>	<b>240</b>
6.2.1	RISULTATI OTTENUTI .....	241
<b>6.3</b>	<b>CONFRONTO TRA LE MODALITÀ DI COPERTURA DEL COSTO DI COSTRUZIONE .....</b>	<b>244</b>
6.3.1	RISULTATI OTTENUTI .....	245
<b>6.4</b>	<b>CONFRONTO TRA DIVERSE MODALITÀ D'INCENTIVAZIONE .....</b>	<b>248</b>
6.4.1	RISULTATI OTTENUTI .....	249
<b>6.5</b>	<b>RIFERIMENTI .....</b>	<b>256</b>
<b>7</b>	<b><u>CONCLUSIONI .....</u></b>	<b><u>257</u></b>
<b>APPENDICE 1)</b>	<b>RIEPILOGO DEI DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI .....</b>	<b>259</b>
<b>APPENDICE 2)</b>	<b>ELENCO DEI GRAFICI NEI PROGRAMMI .....</b>	<b>279</b>
<b>APPENDICE 3)</b>	<b>ELENCO DI SIMBOLI, PEDICI, SIGLE E ABBREVIAZIONI .....</b>	<b>283</b>

<i>Parte II</i>	<i>Descrizione del sistema di calcolo FELIPE</i>	<i>291</i>
<b>8</b>	<b><u>STRUTTURA GENERALE DEL SISTEMA DI CALCOLO FELIPE</u></b>	<b><u>293</u></b>
<b>8.1</b>	<b>STRUTTURA LOGICA E MODALITÀ COSTRUTTIVA</b>	<b>293</b>
<b>8.2</b>	<b>LA MASCHERA DI INSERIMENTO DEI DATI</b>	<b>296</b>
8.2.1	TASTI DI USCITA E DI CONSOLIDAMENTO	297
8.2.2	I CAMPI DI INSERIMENTO E I CAMPI DI SOLA VISUALIZZAZIONE	298
8.2.3	COMMENTI CORRELATI AI CAMPI	299
8.2.4	IL CONTROLLO SUI DATI	299
8.2.5	INSERIMENTO DI VALORI A CONSUNTIVO	301
<b>8.3</b>	<b>LA VISUALIZZAZIONE DEI RISULTATI</b>	<b>306</b>
8.3.1	VISUALIZZAZIONE DEGLI INDICATORI ECONOMICI	308
8.3.2	I GRAFICI	312
<b>9</b>	<b><u>MIGLIORIE PER SEMPLIFICARE ED AMPLIARE L'UTILIZZO DEI PROGRAMMI IN EXCEL</u></b>	<b><u>313</u></b>
<b>9.1</b>	<b>COMMUTAZIONE DELLA PRODUZIONE ENERGETICA DI UN IMPIANTO</b>	<b>314</b>
<b>9.2</b>	<b>ADATTABILITÀ A TUTTI GLI IMPIANTI POLICOMBUSTIBILI</b>	<b>316</b>
<b>9.3</b>	<b>ADEGUAMENTO A QUALUNQUE TIPOLOGIA D'IMPIANTO DI PRODUZIONE</b>	<b>318</b>
<b>9.4</b>	<b>ESTENSIONE A IMPIANTI DI PRODUZIONE IN ESERCIZIO</b>	<b>321</b>
<b>9.5</b>	<b>CALCOLO DELL'IRR CON ALGORITMO DEDICATO</b>	<b>324</b>
<b>9.6</b>	<b>UNIFICAZIONE DEI PROGRAMMI "CALCOLO"</b>	<b>327</b>
<b>9.7</b>	<b>CONCLUSIONI</b>	<b>328</b>
<b>APPENDICE 4)</b>	<b>RIEPILOGO DEI DATI RICHIESTI DALLE MASCHERE</b>	<b>331</b>



# 1 Introduzione

Nello studio di fattibilità per la costruzione di un impianto di produzione energetica, basato su tecnologie innovative e/o combustibili non tradizionali che hanno raggiunto lo stadio di sviluppo della maturità industriale, è di fondamentale importanza una sua valutazione economica di massima. Solo grazie ad essa si può infatti capire se l'impianto proposto sta per diventare competitivo, sul libero mercato, con quelli già in esercizio, oppure è ancora lontano dalla maturità commerciale.

Ormai diverse tipologie impiantistiche, che sfruttano le fonti energetiche rinnovabili o non tradizionali, hanno raggiunto da tempo la maturità industriale e sono più o meno prossime a raggiungere la competitività con le tipologie convenzionali più diffuse nel settore energetico. Così in tutti i Paesi industrialmente avanzati sono state previste, con diverse modalità, incentivazioni economiche volte a favorire un rapido sviluppo delle tipologie più promettenti, onde ridurre i tempi di avvicinamento alla fase di maturità commerciale. Pertanto, nell'ambito dello studio di fattibilità di un impianto avente queste caratteristiche, la valutazione economica deve anche tener conto delle diverse modalità con le quali è attualmente incentivato e della durata temporale di ciascun incentivo. Ciò al fine di stabilire se l'esborso complessivo, richiesto per la sua costruzione e la successiva gestione durante la fase produttiva, viene remunerato nel tempo in maniera adeguata.

Qualora dovesse risultare che, nonostante le incentivazioni vigenti, l'iniziativa proposta non è remunerativa, la valutazione economica fornisce pure un'indicazione sull'entità dell'ulteriore incentivazione, in conto capitale ed a fondo perduto, necessaria per rendere economicamente fattibile la sua realizzazione.

Ovviamente, tenuto conto delle incentivazioni necessarie per far decollare, nei diversi settori, tutte le tecnologie mature a livello industriale e delle risorse globalmente disponibili, spetta poi alla collettività, attraverso i suoi decisori istituzionali, stabilire se è prioritario destinarne altre al settore energetico della generazione. Nel caso in cui venissero messe a disposizione di questo settore ulteriori risorse, si dovrà poi decidere come ripartirle tra le diverse tipologie impiantistiche, favorendo quelle che in prospettiva possono apportare i maggiori benefici, su scala nazionale o comunitaria, in termini di: diversificazione delle fonti energetiche primarie, sicurezza e continuità per il loro approvvigionamento, qualificazione delle industrie e imprese operanti nel settore, ricadute occupazionali, riduzione dell'impatto ambientale e salvaguardia del territorio.

In alternativa al contributo a fondo perduto per la costruzione dell'impianto innovativo, c'è la possibilità di incrementare le incentivazioni sulle sue produzioni, rispetto alla normativa vigente. In tal caso l'analisi economica può servire ad individuare la modalità che, allo stesso tempo, sia più efficace per rendere fattibile l'iniziativa e meno onerosa da sostenere per la collettività.

Alla luce di quanto sopra, la presente Guida illustra nel suo complesso il sistema di calcolo FELIPE (per l'analisi di Fattibilità Economica preLiminare degli Impianti di Produzione Energetica).

Nella prima parte vengono descritti i quattro programmi di calcolo sottostanti sviluppati in ambito Excel che, ad un diverso livello di dettaglio, sono stati messi a punto per tali valutazioni economiche di massima. Nella seconda parte viene descritta in modo sommario la struttura del sistema di calcolo FELIPE e vengono illustrate le maschere utilizzabili per l'inserimento facilitato dei dati; essi sono automaticamente trasferiti dalle maschere ai vari fogli del sottostante programma in Excel selezionato, senza dovervi accedere direttamente.

Ciascuno di questi programmi sottostanti richiede un numero più o meno elevato di grandezze tecnico-economiche, molte delle quali riferite al particolare impianto in esame, per le quali l'operatore deve fissare in genere i relativi valori numerici. Sono inoltre sempre previste, come dato d'ingresso, le produzioni energetiche annue cedute direttamente alle utenze o eventualmente immesse in rete.

Grazie a queste caratteristiche e alla flessibilità nell'inserimento dei dati, consentita dalle maschere, il sistema di calcolo FELIPE può essere utilizzato per qualunque impianto di conversione energetica, sia convenzionale che non, indipendentemente dalla fonte energetica primaria impiegata e dalla sua potenza nominale, una volta selezionato il sottostante programma in Excel. L'impianto non convenzionale può anche essere integrato in uno di tipo convenzionale, essere dotato di un sistema d'accumulo (termico o elettrico) di capacità più o meno grande e/o di una caldaia d'integrazione a combustibile commerciale e/o rinnovabile. Il sistema di calcolo FELIPE evita inoltre all'operatore quegli interventi, piuttosto delicati, di adattamento al particolare impianto in esame, che sarebbero richiesti all'interno dei sottostanti programmi in caso di loro diretto utilizzo.

Tra i dati tecnico-economici, che devono essere forniti al sistema di calcolo FELIPE, sono pure compresi i costi di costruzione nonché la denominazione delle varie parti in cui si può pensare opportunamente suddiviso l'impianto. I singoli costi possono essere fissati in base alle stime attualmente disponibili e, negli impianti la cui costruzione è prevista tra diversi anni, opportunamente modulati, in modo da tener conto del loro prevedibile andamento in base alla differente maturità tecnologica raggiunta.

Per evidenziare le notevoli potenzialità di FELIPE nell'ambito dell'analisi economica degli impianti di produzione energetica, il capitolo finale della Guida mette brevemente in evidenza le soluzioni adottate per semplificare ed ampliare l'utilizzo degli originari programmi in Excel.

In FELIPE, oltre all'analisi economica di massima, viene fatta una valutazione del costo unitario delle varie produzioni energetiche per la tipologia d'impianto in esame, rendendo possibile un confronto con quello medio degli impianti convenzionali a combustibili fossili; ciò permette di verificare se tale tipologia ha raggiunto o è prossima allo stadio di maturità commerciale. Si possono anche fare valutazioni economiche preliminari su progetti innovativi di impianti convenzionali, tesi a migliorarne le prestazioni, inserendo le voci di costo previste per la costruzione delle diverse parti in cui si ritiene utile suddividerli, nonché quelle previste durante il periodo operativo; in tal modo c'è la possibilità di mettere a confronto il loro costo unitario di produzione con quello degli impianti commerciali attualmente in esercizio.

Inoltre, qualora un impianto energetico sia già stato realizzato, è possibile, in base ai costi sostenuti e agli effettivi valori, riscontrati durante l'esercizio, per gli altri dati richiesti, sia valutare i suoi reali costi unitari di produzione, che analizzarne a consuntivo il livello di economicità.

La presentazione dei risultati dell'analisi economica avviene, oltre che in forma numerica, anche attraverso numerosi grafici dove sono mostrate le informazioni più significative, riguardanti l'impianto in esame, relative ai suoi costi, alle sue produzioni energetiche, ai suoi ricavi e ad alcuni risultati economici ottenuti.

## Parte I

### DESCRIZIONE DEI PROGRAMMI DI CALCOLO IN EXCEL





## 2 Descrizione sommaria dei programmi di calcolo

I programmi di calcolo in Excel, che sono stati messi a punto per una valutazione economica di massima degli impianti di produzione energetica, presentano un livello di dettaglio via via crescente all'aumentare dei dati tecnico-economici disponibili. Le denominazioni dei programmi, al crescere del loro livello di dettaglio, sono le seguenti:

- *valutazioni economiche continuo nuove fasce orarie*, per le valutazioni iniziali in cui, ipotizzando un funzionamento continuo dell'impianto nel corso dell'anno, la sua produzione mensile, ottenuta con un altro programma, viene ripartita in modo uniforme su tutte le ore del mese e può essere incentivata nei primi anni di esercizio;
- *valutazioni economiche intermittente nuove fasce orarie*, per valutazioni più realistiche in cui, rispetto al programma precedente, si ipotizza un funzionamento dell'impianto di tipo intermittente, con avvio e fermata giornaliera ad orari che può fissare l'operatore nei vari periodi dell'anno, e la produzione di ciascun mese viene ripartita in modo uniforme sulle relative ore di funzionamento, calcolate in base agli orari di avvio e fermata per i periodi rientranti in quel mese;
- *calcolo produzione cumulata, prestito e IVA parziale*, dove la produzione energetica mensile da inserire è quella ottenuta da un altro programma di calcolo, che simula il funzionamento annuo tipico dell'impianto, e nelle valutazioni si può tener conto delle imposte sui ricavi annui, del rimborso dell'IVA effettivamente pagata durante la costruzione, degli incentivi sulla eventuale produzione elettrica cumulata (in alternativa a quella per i primi anni di funzionamento, comune a tutti i programmi), dell'eventuale ricorso ad un prestito sul mercato finanziario e del contributo percentuale a fondo perduto, comprensivo dell'IVA, per far fronte al costo di costruzione;
- *calcolo produzione cumulata, prestito e IVA totale*, analogo al precedente con la sola differenza che il contributo percentuale a fondo perduto sul costo di costruzione non comprende l'IVA, che quindi deve essere totalmente anticipata dal proprietario dell'impianto per essere poi recuperata durante i primi anni di funzionamento.

Tutti i programmi di calcolo sono costituiti da più fogli di lavoro tra loro collegati e protetti: una parte di questi fogli è esclusivamente dedicata all'inserimento dei dati e alla loro elaborazione numerica, mentre ciascuno dei fogli restanti visualizza uno o più grafici, costruiti sulla base dei dati forniti e dei risultati numerici ottenuti. L'operatore interviene solo sui fogli d'elaborazione numerica, di norma per inserire o modificare i valori nelle celle con fondo colorato, seguendo i suggerimenti degli eventuali commenti; questi valori sono relativi ai dati tecnico-economici richiesti dal programma.

Al fine di evitare banali errori nel loro inserimento, sono state imposte opportune limitazioni su questi valori: ad esempio, quando un dato può assumere solo valori positivi, non vengono accettati valori negativi. Se esiste un limite variabile per i valori che un dato può assumere, in genere la *cella* diventa *rossa* quando il valore inserito lo supera; allora il commento presente in essa indica quale *limite* è stato *superato*, in modo che l'operatore possa correggerlo.

Quando poi diventano *rosse* alcune *celle bloccate* (a fondo bianco), ciò segnala in genere che per alcuni dati sono stati inseriti *valori non congruenti* e la nota di commento guida l'operatore nella loro individuazione e correzione, onde evitare di ottenere risultati errati. In qualche caso le celle dove sono calcolati i valori numerici, di norma bianche, diventano rosse per segnalare con una nota che il programma non ha trovato la soluzione, oppure che il valore trovato non soddisfa i vincoli assegnati. Alcune volte poi, il *valore* numerico calcolato viene evidenziato in *rosso* e la nota accanto avverte l'operatore che non è garantita la sua unicità, oppure che va fatta un'ulteriore verifica sulla sua congruità, ai fini dell'attendibilità dei risultati finali.

Considerato che sono stati messi a punto per l'analisi di impianti solari termodinamici a collettori parabolici lineari, questi programmi richiedono opportuni adattamenti, qualora si vogliano analizzare altre tipologie d'impianti di generazione, in modo da personalizzarli alla tipologia che interessa, lasciando invariata la loro struttura; pertanto in tal caso l'operatore dovrebbe intervenire sulle celle bloccate di alcuni fogli in cui avviene l'elaborazione numerica e l'eventuale presentazione grafica, dopo aver tolto la protezione.

In particolare sono richieste modifiche strutturali nel quadro relativo alla determinazione del costo di costruzione dell'impianto, dove vanno opportunamente selezionate le voci nella colonna "Parte d'impianto", in modo da individuare i sottosistemi rilevanti per la tipologia in esame. Ciò al fine di poter differenziare nel tempo l'andamento dei prezzi per l'acquisto e messa in opera dei sottosistemi caratteristici, onde tener conto sia dei prevedibili miglioramenti conseguibili nei loro processi realizzativi che dell'impatto economico prodotto dall'evoluzione della tecnologia e dalla sua penetrazione nel mercato della produzione energetica. Anche il foglio che presenta il costo di costruzione in forma grafica richiede, in tal caso, i necessari adeguamenti.

Nei due programmi *valutazioni* è possibile suddividere l'anno in vari periodi ed individuare un certo numero di *fasce orarie* in cui raggruppare le ore, delle giornate lavorative e non, nelle quali si possa ritenere che l'energia elettrica prodotta abbia valori di mercato omogenei; invece nei due programmi *calcolo* deve essere fornita, di norma, la produzione elettrica mensile ripartita per fasce orarie. Ciò tornerà utile, come si vedrà in seguito, quando si dovrà fare una stima attendibile dei ricavi annui dalla sua vendita sul mercato.

Per l'elaborazione numerica, i quattro programmi hanno un certo numero di fogli di lavoro con la stessa denominazione, che, nell'ordine in cui si presentano, è la seguente:

- *entr.*, dove, per impianti di *sola produzione elettrica*, vanno inseriti i dati relativi sia all'energia annua prodotta che alla sua valorizzazione economica, per calcolare i ricavi annui dalla sua vendita e dagli eventuali incentivi ad essa associati;
- *entr. cog*, dove, per impianti di *sola produzione termica o combinata*, vanno inseriti i dati relativi sia a ciascuna produzione annua che alla sua valorizzazione economica, per calcolare i ricavi annui complessivi derivanti dalla vendita e dagli eventuali incentivi associati a tali produzioni, tenendo conto della loro cumulabilità;
- *usc.*, dove vanno inseriti i dati richiesti sull'esercizio e manutenzione dell'impianto e sui combustibili eventualmente utilizzati (fino a tre commerciali e uno rinnovabile), per calcolare le spese annue di gestione, compreso il costo delle esternalità dovuto alle emissioni inquinanti;

- *flus. cas. var*, dove sono calcolati, in ciascun anno d'esercizio, l'entrata, l'uscita ed il flusso di cassa, che viene poi attualizzato, eventualmente con due diversi tassi di remunerazione, per ottenere il suo valore cumulativo alla fine della vita produttiva dell'impianto;
- *val. imp. var*, dove per l'impianto in esame vengono calcolati, in base ai suoi dati tecnico-economici e ai tempi per l'entrata in esercizio, nonché alle grandezze tecnico-economiche caratteristiche di impianti termoelettrici di riferimento, il margine economico al termine della sua vita utile, l'eventuale ulteriore contributo a fondo perduto per la sua fattibilità (in percentuale del costo iniziale richiesto) ed i costi unitari di produzione, con la possibilità di mettere a confronto il suo costo di produzione del chilowattora elettrico con quello degli impianti di riferimento.

Accanto a questi fogli di lavoro con denominazione comune, ci sono altri che compaiono solo in alcuni programmi.

Così nei programmi *valutazioni* si trovano i fogli "*flus. cas*" e "*val. imp*", aventi la stessa struttura di "*flus. cas. var*" e "*val. imp. var*" con la sola eccezione che l'attualizzazione dei flussi di cassa annuali è fatta con un unico tasso nominale. In ogni caso, poiché con questi programmi vengono fatte le valutazioni iniziali, i flussi di cassa presi in considerazione sono solo quelli lordi, senza tener conto dell'incidenza dell'imposizione fiscale.

Invece nei programmi *calcolo*, dove i flussi di cassa vengono calcolati anche al netto delle imposte, i fogli "*flus. cas. var*" e "*val. imp. var*" sono duplicati nei fogli denominati rispettivamente "*amm. ant*" e "*val. imp. am. ant*", da utilizzare solo quando, come meglio si vedrà in seguito, l'ammortamento fiscale dell'impianto, nei primi anni d'esercizio, può essere fatto con modalità accelerate. In questi programmi è presente inoltre il foglio denominato "*prestito*", dove, nel caso si ricorra ad un prestito per coprire una parte del costo di costruzione, sono calcolate le rate annuali da pagare, tenendo conto dei dati forniti per la sua modalità di rimborso.

Nei successivi tre capitoli vengono esaminati in modo dettagliato i programmi di calcolo e sono specificati i dati che devono essere inseriti dall'operatore nei vari fogli d'elaborazione numerica. Vengono pure illustrate le formule utilizzate per eseguire i calcoli principali.

L'ordine seguito in questi capitoli è quello tipico della logica dell'analisi economica ed è diverso da quello in cui si presentano i fogli di lavoro nei programmi. Infatti viene prima fatta l'analisi dei costi, che si devono affrontare per consentire all'impianto di produrre; poi l'analisi dei ricavi, che si possono ottenere dalle energie prodotte; quindi la vera e propria analisi economica dell'impianto, partendo dai costi e dai ricavi stabiliti in precedenza.

Lo scopo finale è principalmente quello di verificare, attraverso una stima degli indicatori economici più significativi, se l'iniziativa da realizzare, presa in esame, è economicamente sostenibile, nei limiti delle inevitabili incertezze che caratterizzano questo tipo di analisi. Se invece l'impianto è già realizzato, l'obiettivo è quello di valutare i suoi reali costi unitari di produzione energetica e accertare la sua effettiva economicità.

A completamento della descrizione dei programmi di calcolo, segue un capitolo dove vengono messe in luce alcune loro potenzialità.

Queste possono essere sfruttate:

- durante lo studio di fattibilità dell'iniziativa, per evidenziare quelle grandezze che, con la loro variabilità, maggiormente incidono sul risultato economico finale e valutare così i margini d'incertezza nei risultati ottenuti;
- in sede di progettazione, per il dimensionamento ottimale di alcuni componenti caratteristici dell'impianto in esame, in modo da minimizzare i suoi costi di produzione;
- in sede di pianificazione della ricerca tecnologica, allo scopo d'individuare su quali tematiche concentrare le risorse disponibili per cercare d'abbattere i costi di quei componenti che maggiormente incidono sul costo di costruzione;
- nell'analisi preliminare delle diverse possibili modalità per la copertura dei costi dell'iniziativa, al fine di indicare la più vantaggiosa dal punto di vista economico;
- nella selezione, tra diverse proposte d'incentivazione ad una particolare tecnologia impiantistica, di quella più efficace, per farla decollare sul mercato della generazione.

Il capitolo conclusivo di questa prima parte della Guida riporta poi un breve cenno a possibili ulteriori sviluppi dei programmi di calcolo descritti, che possono andare, in particolare, nella direzione di un'ulteriore estensione del loro campo di applicabilità, fino ad includervi impianti di produzione non energetica.

### 3 Analisi dei costi dell'impianto di generazione

La valutazione dei costi, che devono essere sostenuti per ottenere la produzione energetica, può essere fatta con riferimento a diverse modalità di funzionamento dell'impianto in esame.

In tal modo si può tener conto sia delle caratteristiche delle fonti di energia primaria utilizzate che della eventuale presenza di sistemi d'accumulo dell'energia trasformata, nonché di sistemi ausiliari d'integrazione di tipo tradizionale o di un impianto integrato, in genere alimentati con combustibili commerciali. Tutti questi apparati hanno la funzione di compensare le differenze tra le potenze richieste dalle utenze e quelle che l'impianto a sè stante sarebbe in grado di erogare, oppure di mantenerne costante la potenza erogata, su intervalli temporali più o meno lunghi; pertanto la presenza di almeno uno degli apparati diventa indispensabile quando si fa ricorso ad una fonte primaria di tipo discontinuo (non programmabile).

È evidente che la scelta della modalità di funzionamento dell'impianto può incidere anche profondamente sul dimensionamento delle sue varie parti componenti. Ciò avviene in particolare quando la fonte primaria è di tipo non programmabile e il sistema di generazione non è integrato in un impianto energetico commerciale (in genere di taglia assai maggiore), ma è direttamente collegato alle utenze.

D'altra parte la modalità di funzionamento degli impianti di produzione, tranne per quelli (collegati ad una rete interconnessa) che assicurano la copertura del carico di base o che sfruttano una fonte energetica primaria non programmabile senza avere sistemi di compensazione delle fluttuazioni di potenza, è spesso condizionata dal tipico andamento giornaliero e/o stagionale della domanda da parte delle utenze. Tale andamento, come è facile intuire, dipende fortemente dalla tipologia dell'utenza, eventualmente servita da una rete cui sono connessi anche altri impianti di generazione, e può risultare vincolante nel caso di comunità isolate, le cui utenze sono alimentate da piccole reti locali o direttamente. Qualora invece l'impianto, specie se di piccola taglia unitaria, potesse modulare le potenze prodotte e fosse collegato ad una rete interconnessa con numerosi altri impianti di generazione, la sua modalità di funzionamento sarebbe determinata non tanto dall'esigenza di soddisfare il carico, globalmente richiesto dall'utenza, quanto da considerazioni economiche legate, come si vedrà meglio in seguito, al prevedibile andamento dei prezzi di vendita dell'energia (in particolare quella elettrica) nell'arco della giornata, come pure nei diversi giorni della settimana e nei diversi mesi dell'anno.

In questo capitolo vengono esaminati i costi che incidono sulla produzione di un impianto di generazione, suddivisi secondo le consuete tre voci componenti [1]:

- costo di costruzione;
- costo di esercizio e manutenzione;
- costo dei combustibili.

Ad esse va però aggiunta una quarta voce *costo delle esternalità*, per tener conto del complessivo impatto negativo che la produzione energetica ha sull'ambiente e sulla collettività. Fino a poco più di un decennio fa, questa voce non veniva presa in alcuna considerazione nella valutazione dei costi di produzione, poiché l'esercente non aveva alcun obbligo di risarcimento dei danni, diretti e indiretti, provocati dal funzionamento dell'impianto.

Tuttavia già da diversi anni ha cominciato a farsi strada il principio che deve essere posto un limite alle emissioni inquinanti rilasciate da ciascun impianto; oltre questo limite, il gestore deve pagare una penale proporzionale all'entità del suo superamento, a titolo di parziale risarcimento della collettività per il danno arrecato. Pertanto gli effetti, provocati all'esterno da un impianto di generazione, cominciano a riflettersi economicamente sui costi di produzione ed è previsto che, in un prossimo futuro, avranno un'incidenza crescente. Quindi le "esternalità", col loro progressivo trasferimento sui costi di produzione, potrebbero sensibilmente modificare la scala di preferibilità delle varie fonti energetiche primarie e le conseguenti scelte tra le diverse tipologie impiantistiche [2].

### 3.1 Costo di costruzione

Il costo per la costruzione dell'impianto di generazione rappresenta il complesso delle spese che si devono sostenere per la sua realizzazione e messa in servizio commerciale. Tale costo dipende sia dalla taglia dell'impianto che dalle sue caratteristiche costruttive ed è tanto maggiore, a parità di taglia, quanto più è innovativa la tecnologia sfruttata.

Per arrivare ad una sua quantificazione, normalmente viene suddiviso in due voci principali [3].

- *Costi diretti*, che comprendono le spese per: la progettazione e la direzione lavori; l'acquisto e la sistemazione del sito; la costruzione delle opere civili; la fabbricazione, il trasporto e il montaggio in cantiere dei componenti principali; l'avviamento dell'impianto.
- *Costi indiretti*, che comprendono le spese per: le consulenze tecniche; l'iter autorizzativo alla costruzione; la gestione degli ordini e dei contratti; le ispezioni in fabbrica; i collaudi; la gestione dell'amministrazione; le imposte; gli interessi passivi, corrisposti sull'eventuale capitale preso in prestito, fino all'entrata in esercizio commerciale dell'impianto; le spese per l'assicurazione contro i rischi nel cantiere; le somme da tenere a disposizione per far fronte ad eventuali imprevisti nel corso della realizzazione.

Il costo di costruzione può essere valutato sia a *consuntivo*, quando l'impianto è già costruito e si hanno a disposizione tutte le voci di costo accertate, che a *preventivo*, quando l'impianto è ancora da costruire. In tal caso si terrà conto delle informazioni ricavabili da dati a consuntivo per impianti analoghi (della stessa tipologia e di taglia confrontabile), se disponibili, altrimenti delle informazioni estrapolabili da impianti già realizzati, di taglia più piccola, oppure, in mancanza di questi, da impianti di tipo dimostrativo e di ricerca. È evidente quindi che le varie voci di costo possono presentare margini d'incertezza tanto più ampi quanto più la tecnologia è di tipo innovativo e più è ridotta l'esperienza complessivamente cumulata nella realizzazione della specifica tipologia impiantistica.

Quando l'impianto di generazione è ancora da costruire, di solito, prima di passare alla fase di progettazione esecutiva, viene fatto uno studio preliminare di fattibilità per accertarsi della sua sostenibilità economica, specie se si tratta di un impianto di tipo innovativo. In tale situazione i dati sul costo stimato di costruzione, relativi all'anno corrente, sono ricavati dallo studio di fattibilità.

### 3.1.1 Dati richiesti dai programmi

I dati richiesti vanno inseriti nelle caselle libere (colorate) del foglio di lavoro “*val. imp*”, nei programmi *valutazioni*, e “*val. imp. var*”, nei programmi *calcolo*. Dal momento che, come già ricordato, i programmi sono stati predisposti per gli impianti solari termodinamici a collettori parabolici lineari, nel quadro “Costo costruzione dell’impianto” di questi fogli, alla colonna “Parte d’impianto”, sono riportate le quattro voci principali che individuano i sottosistemi caratteristici di tali impianti; ciò principalmente al fine di poter differenziare, come si vedrà nel prossimo paragrafo, l’andamento temporale dei costi delle singole voci durante la fase di costruzione, come pure nel caso in cui si voglia considerare l’alternativa di rinviare la costruzione di alcuni anni.

Ad esempio, per un impianto solare integrato che produce vapore da inviare ai gruppi turboalternatori di una centrale termoelettrica convenzionale, la Fig. 1 mostra i costi di costruzione suddivisi nelle seguenti voci principali: sistema di captazione dell’energia solare, sistema d’accumulo termico, generatore di vapore, costi accessori. Tali voci sono presenti nei programmi *calcolo*.

#### **COSTO COSTRUZIONE DELL'IMPIANTO**

<b>PARTE D'IMPIANTO</b>	<b>Costo unitario originale (€/kW)</b>	<b>Costo originale (10<sup>3</sup> €)</b>	<b>Costo alla costruzione (10<sup>3</sup> €)</b>
<b>Captazione energia solare</b>			
<b>Sistema accumulo termico</b>			
<b>Generatore vapore</b>			
<b>Costi accessori</b>			
<b>TOTALE</b>			

Fig. 1 – Esempio di voci principali per il costo di costruzione

Invece, per un impianto solare che ha un proprio sistema di generazione collegato alla rete elettrica, si possono individuare le seguenti quattro voci [1], presenti nei programmi *valutazioni*: parte convenzionale (che comprende tutti i componenti e sistemi del ciclo acqua-vapore assenti nel caso precedente), sistema d’accumulo termico e generatore di vapore, sistema di captazione dell’energia solare, costi accessori. Come si può notare, in questo caso il sistema d’accumulo e il generatore di vapore risultano accorpati per mantenere lo stesso numero di voci.

È ovvio che, intervenendo sulle celle bloccate del foglio di lavoro dopo aver rimosso la protezione, si potrebbe aumentare il numero delle voci principali in cui suddividere l’intero costo di costruzione; però, considerate le finalità dei programmi, è stato ritenuto sufficiente un numero *massimo* di *quattro voci*.



Qualora l'impianto da esaminare sfrutti una tecnologia diversa, sarebbe necessario in primo luogo togliere la protezione al foglio di lavoro "val. imp" o "val. imp. var", a seconda del programma che si sta utilizzando, e modificare le voci nella colonna "Parte d'impianto", in modo da farvi comparire i suoi componenti e/o sistemi caratteristici. Questi, ad esempio, potrebbero essere [2][3][4][5]:

- per gli impianti eolici – aerogeneratore, sistema di controllo, sistema di conversione e accumulatore elettrico (quando presente);
- per gli impianti fotovoltaici – generatore fotovoltaico, sistema di condizionamento e controllo della potenza, sistema d'accumulo elettrico (se presente);
- per gli impianti a biomassa – sistema di trattamento e stoccaggio della biomassa, combustore, generatore di vapore e sistema di depurazione dei fumi, parte convenzionale del ciclo di produzione energetica;
- per gli impianti idroelettrici a bacino – diga e bacino di raccolta, opere di presa convogliamento e restituzione, centrale idroelettrica;
- per gli impianti idroelettrici ad acqua fluente – sistema di sbarramento, opere di presa derivazione e restituzione, centrale idroelettrica;
- per gli impianti geotermici – pozzo geotermico e condotta d'adduzione del vapore, generatore di vapore (se presente), parte convenzionale del ciclo di produzione, sistema di trattamento e reiniezione del fluido geotermico;
- per gli impianti a rifiuti – sistema di trattamento e stoccaggio dei rifiuti, combustore, generatore di vapore e sistema di depurazione dei fumi, parte convenzionale del ciclo di produzione;
- per gli impianti termoelettrici a ciclo combinato – sistema turbogas, generatore di vapore a recupero di calore, ciclo convenzionale a vapore;
- per gli impianti termoelettrici convenzionali – generatore di vapore, sistema di alimentazione del combustibile e depurazione dei fumi, ciclo convenzionale a vapore;
- per gli impianti nucleari a fissione – sistema di stoccaggio del combustibile e dei rifiuti radioattivi, generatore nucleare di vapore, sistemi di sicurezza attivi e passivi, parte convenzionale del ciclo termoelettrico;
- per gli impianti di cogenerazione - generatore di vapore, ciclo convenzionale a vapore, sistema di recupero e trasferimento dell'energia termica alle utenze;
- per gli impianti di trigenerazione - generatore di vapore, ciclo convenzionale a vapore, sistema di recupero e trasferimento dell'energia termica alle utenze, sistema di produzione e trasferimento dell'energia frigorifera alle utenze.

Una volta definite le voci principali di costo, nello stesso foglio bisognerebbe poi elencare, all'interno dei riquadri posti alla destra del quadro "Costo costruzione dell'impianto", le relative sottovoci. In tali riquadri andrebbero pure adattate le unità di misura e le formule in modo che sia calcolato correttamente il costo, al netto dell'IVA, riferito a ciascuna voce principale. Terminata l'operazione, si dovrebbe proteggere nuovamente il foglio e passare ad inserire i dati numerici, per le singole sottovoci, nelle celle libere (colorate) a fianco delle rispettive denominazioni.

Oltre ai dati in questi riquadri (che, per una migliore gestione, possono anche essere inseriti come somma di più termini, corrispondenti ai singoli importi delle numerose voci in cui risulta disaggregato l'intero costo originale di costruzione riportato nello studio di fattibilità o, in caso di impianto già costruito, quello risultante dal consuntivo finale dei lavori), nel foglio di lavoro vanno pure inseriti alcuni dati caratteristici dell'impianto in esame, quali:

- potenza nominale  $P_{nom}$  (*elettrica* per gli impianti di sola produzione elettrica, *termica* per gli altri impianti), che deve essere compatibile con la potenza termica nominale  $P_{t, nom}$ , richiesta nel foglio “usc.” come si vedrà in 3.4.1, nonché con le produzioni e l’eventuale prelievo forniti, secondo quanto verrà detto in 5.6.2;
- tempi previsti per iniziare e/o completare la costruzione, se l’impianto è da costruire o in corso di costruzione;
- numero di anni trascorsi dall’inizio della costruzione e tempo impiegato, se l’impianto è già costruito;
- tassi di variazione percentuale annua per le principali voci di costo individuate.

A titolo di esempio la Fig. 2, tratta da un programma *calcolo*, mostra un elenco di grandezze comuni e di sottovoci per il costo di costruzione, con i relativi valori numerici e le unità di misura, nonché il costo calcolato per ciascuna voce principale e quello totale dell’impianto. In tutti i programmi, se quest’ultimo *valore* risulta *nullo* è scritto in *rosso* e la nota invita a verificare che lo sia realmente.

anno inizio costruzione ai	0			
tempo costruzione co	4	anni		
potenza nominale impianto $P_{nom}$	28,0	MW		
tasso nom. variazione 1 <sup>a</sup> voce $f_1$	1,00	%		
tasso nom. variazione 2 <sup>a</sup> voce $f_2$	1,00	%		
tasso nom. variazione 3 <sup>a</sup> voce $f_3$	1,00	%		
tasso nom. variazione 4 <sup>a</sup> voce $f_4$	2,00	%		
			10 <sup>3</sup> €	
numero collettori	318			1 <sup>a</sup> voce costo
superficie captante collettore	563,2	m <sup>2</sup>		
costo collettore	90,9	10 <sup>3</sup> €		
costo sistema captazione	38.165	10 <sup>3</sup> €	38.165	
costo unitario sist. captazione	213,1	€/m <sup>2</sup>		
capacità accumulo termico	500	MWh <sub>t</sub>		2 <sup>a</sup> voce costo
costo sistema accumulo termico	8.481	10 <sup>3</sup> €	8.481	
costo unitario sist. acc. termico	17,0	€/kWh <sub>t</sub>		
costo generatore vapore	3.953	10 <sup>3</sup> €		3 <sup>a</sup> voce costo
costo unitario generat. vapore	141,2	€/kW <sub>e</sub>	3.953	
superficie totale dell’impianto	37,6	ha		4 <sup>a</sup> voce costo
costo unitario medio terreno	0,00	€/m <sup>2</sup>		
costo terreno	0	10 <sup>3</sup> €		
costo sistemazione sito	1.100	10 <sup>3</sup> €		
spese tecniche	3.107	10 <sup>3</sup> €		
costo impianti generali	1.343	10 <sup>3</sup> €		
spese residue	6.800	10 <sup>3</sup> €	12.350	
			62.949	totale

Fig. 2 – Elenco di grandezze comuni per il calcolo del costo di costruzione

Nei programmi, l'unità di misura utilizzata per gli intervalli temporali è l'anno, al fine di non appesantire i calcoli. Pertanto l'anno di inizio costruzione  $a_i$ , se *positivo*, indica tra quanti anni è previsto il suo inizio; se *negativo*, indica quanti anni fa è iniziata; se uguale a zero, come in Fig. 2, indica che la costruzione dell'impianto inizia nell'anno in corso. Fissato *di norma* pari a zero, i programmi richiedono per questo dato un valore compreso tra -20 e 20, in modo che l'inizio della costruzione non risulti troppo lontano nel tempo.

Da notare che, nei diversi programmi, l'ordine con cui si presentano le grandezze comuni e il raggruppamento delle varie sottovoci relative al costo di costruzione non sempre sono gli stessi; inoltre i valori nelle celle bloccate (non colorate) sono calcolati dal programma in base ai valori inseriti nelle celle libere.

In Fig. 2 è stato assegnato valore nullo al "costo unitario medio del terreno" poiché nell'esempio si considera un impianto solare, che integra la produzione di uno convenzionale già in funzione, da costruire su un'area attigua di proprietà dell'esercente.

I programmi *calcolo* richiedono pure nel foglio "val. imp. var":

- l'andamento temporale degli esborsi previsti per ciascuna voce, in termini percentuali, durante il periodo di costruzione, sulla base del cronoprogramma riportato nello studio di fattibilità, o di quelli effettivi in tale periodo, se l'impianto è già costruito;
- l'entità e le modalità d'erogazione di un eventuale contributo concesso a fondo perduto per far fronte al costo di costruzione dell'impianto, quando questo sfrutta una tecnologia innovativa matura sulla quale la collettività ritiene opportuno intervenire, al fine di farle raggiungere la maturità commerciale.

Per fornire l'andamento degli esborsi, basta inserire nella tabella "Esborsi percentuali durante la costruzione", mostrata in Fig. 3, la *percentuale*  $pe_{ik}$  relativa a ciascuna voce  $k$  (rispetto al suo costo originale  $I_{ok}$ ) per ogni anno di costruzione  $i$  tranne l'ultimo, dove è ottenuta come complemento al 100%. Se l'operatore non fornisce tali percentuali, i programmi considerano la costruzione completata entro il primo anno.

Esborsi percentuali durante la costruzione

Parte d'impianto	Anno di costruzione da quello corrente					
	0	1	2	3	4	5
1 <sup>a</sup> voce costo	5,0	44,0	39,0	12,0		0,0
2 <sup>a</sup> voce costo	9,0	39,0	41,0	11,0		0,0
3 <sup>a</sup> voce costo	7,0	42,0	43,0	8,0		0,0
4 <sup>a</sup> voce costo	18,0	40,0	33,0	9,0		0,0
<b>Totale</b>	8,2	42,4	38,3	11,0	0,0	0,0

Fig. 3 – Esempio di esborsi percentuali per le diverse parti dell'impianto

In questa tabella, la casella dove è calcolata la percentuale d'esborso nell'ultimo anno di costruzione diventa rossa qualora vengano inseriti valori non congruenti per la corrispondente voce di costo dell'impianto. Gli anni sono numerati progressivamente a partire da ai (anno di inizio costruzione), facendo riferimento all'anno corrente.

Invece per l'eventuale contributo concesso a fondo perduto vanno indicati, nell'elenco delle grandezze parzialmente riportato in Fig. 2, i *valori massimi*, sia del suo *importo*  $F_{\max}$  (in  $10^3$  €) che della sua *percentuale* sul costo di costruzione  $PF_{\max}$  (*di norma* fissata a zero), come pure il *numero* di anni pq che intercorre tra l'inizio della costruzione e l'erogazione della *prima quota*, qualora dovesse esserci tra di essi uno sfasamento temporale. Tale numero *di norma* è fissato a zero; i valori accettati per esso sono compresi *tra 0 e 10*. Inoltre bisogna fornire, nella tabella "Contributi durante la costruzione", il loro andamento temporale in termini percentuali, con modalità analoghe a quelle viste in precedenza per le spese di costruzione.

È evidente che, se l'impianto è già realizzato, nelle due tabelle vanno inseriti gli effettivi valori delle percentuali e, nel caso in cui l'erogazione delle quote di contributo non sia avvenuta con cadenza annuale, va azzerata la percentuale negli anni in cui non c'è stato il loro accredito.

In queste tabelle è previsto un numero massimo di *sei anni*. Se il tempo di costruzione è inferiore, basta inserire le percentuali degli esborsi negli anni che interessano, come si può vedere in Fig. 3. Invece, qualora il tempo di costruzione dovesse essere superiore, dopo aver rimosso la protezione del foglio, andrebbero aggiunte, nella tabella "Esborsi percentuali durante la costruzione" e nella tabella collegata "Spese durante la costruzione" che verrà illustrata nel prossimo paragrafo, tante colonne quanti gli anni mancanti, inserendole prima di quella relativa all'ultimo anno. L'ultima colonna e quelle aggiunte andrebbero quindi numerate in successione per individuare correttamente ciascun anno di costruzione rispetto all'anno corrente.

Ciò riveste un ruolo importante nei calcoli d'analisi economica che descriveremo successivamente, così pure nel prevedere come il costo di un impianto non ancora realizzato, stimato alla data attuale nello studio di fattibilità, tenderà a variare nel corso della sua costruzione. Inoltre, come si può notare in Fig. 2, da tale numerazione questi programmi calcolano automaticamente il *tempo di costruzione*  $co$  (in anni) incrementando di una unità la differenza tra i valori assegnati al primo e all'ultimo anno; a tal fine la costruzione si considera terminata nell'anno in cui la percentuale cumulativa d'esborso raggiunge il 100%.

Una volta aggiunte le colonne, nella tabella "Esborsi percentuali durante la costruzione" andrebbe modificata la formula per il calcolo della percentuale nell'ultimo anno di costruzione, sommandovi le percentuali relative agli anni inseriti; in questa e nella tabella collegata andrebbero poi estese, alle colonne aggiunte, le formule presenti nelle loro righe orizzontali. Andrebbe quindi modificata la formula per il calcolo del tempo di costruzione e, una volta ristabilita la protezione, si potrebbero inserire le percentuali di costo nelle caselle colorate.

Prima di proteggere il foglio, le stesse operazioni andrebbero fatte nella tabella "Contributi durante la costruzione", allorché il loro periodo di erogazione dovesse essere superiore a sei anni; anche questo periodo si considera concluso nell'anno in cui la percentuale cumulativa dei contributi raggiunge il 100%.

Quanto ai valori numerici da fornire, in relazione al calcolo del costo di costruzione ottenuto da uno studio di fattibilità, si fa presente che:

- i *tassi nominali annui* di variazione dei costi, per le singole voci principali riportate nella colonna “Parte d’impianto”, devono essere compresi in tutti i programmi *tra -10 e 30* e vanno stabiliti tenendo conto del loro prevedibile futuro andamento;
- l’*aliquota IVA*, per i soli programmi *calcolo*, è unica e in genere assunta pari al 20% dei costi fatturati.

Inoltre in tutti i programmi, quando esistono dei margini d’incertezza sul costo di costruzione di un impianto da realizzare e interessa vedere come questi vanno ad incidere sui risultati finali dell’analisi economica, è possibile variare i costi di ogni voce principale mediante opportuni coefficienti moltiplicativi, inseriti nell’elenco “Coefficienti per analisi parametriche”. Il *valore* di questi coefficienti è di norma fissato pari ad 1, ma all’occorrenza può essere variato dall’operatore, *tra 0,5 e 5*, nel foglio “*val. imp*” dei programmi *valutazioni* o “*val. imp. var*” dei programmi *calcolo* ed è riportato automaticamente nei rispettivi fogli duplicati.

### 3.1.2 Calcoli eseguiti dai programmi

Per le analisi relative ad uno studio di fattibilità, tutti i programmi valutano, nel già citato quadro “Costo costruzione dell’impianto”, il costo alla data odierna (originale) e quello unitario, riferito alla potenza nominale (elettrica o termica) installata, di ciascuna voce principale; i costi della singola voce sono valutati al netto dell’IVA, in base ai valori inseriti per le sue sottovoci più significative e per il suo coefficiente moltiplicativo. La suddivisione, tra le sottovoci, del costo di costruzione originale dell’impianto e la sua ripartizione percentuale in forma grafica sono visibili nel foglio “*Costo imp*”.

Calcolano quindi con modalità diverse il *costo, in fase di costruzione*, per ciascuna voce principale e nell’ultima riga del quadro riportano infine i valori totali riferiti all’impianto di generazione nel suo complesso.

Nei programmi *valutazioni* si fa l’ipotesi molto semplificativa che i pagamenti per la costruzione dell’impianto avvengano tutti contemporaneamente, a metà del periodo di costruzione.

Invece nei programmi *calcolo* si ipotizza che, in prima approssimazione, gli esborsi annuali per ciascuna voce, comprensivi di eventuali contributi a fondo perduto, avvengano all’inizio di ogni anno secondo l’andamento percentuale stabilito. In tal modo l’esborso effettivo nel corso della costruzione  $I_k$ , relativo alla generica voce principale  $k$  per la quale sia stato fissato un tasso nominale annuo di variazione media pari ad  $f_k$  (valore percentuale, che in situazioni particolari può essere anche negativo, diviso 100), è dato, al netto dell’IVA, dalla somma dei relativi esborsi annuali  $I_{ki}$  secondo la formula:

$$1) \quad I_k = \sum_i I_{ki} = I_{ok} \cdot \sum_i pe_{ik} \cdot (1 + f_k)^i \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove  $I_{ok}$  ( $10^3 \text{ €}$ ) è il costo originale per la generica voce  $k$  e  $pe_{ik}$  è la nota percentuale d’esborso, relativa all’anno di costruzione cui è assegnato il numero  $i$ , divisa per 100.

La Fig. 4 fornisce il quadro “Costo costruzione dell’impianto” per i programmi *calcolo*, in cui si tiene conto dell’IVA versata durante la costruzione. L’esempio è relativo ai costi di Fig. 2 a pag. 25 e alle percentuali d’esborso di Fig. 3 a pag. 26, con i coefficienti moltiplicativi unitari per tutte le voci (infatti i costi originali coincidono con quelli di Fig. 2). Come si può vedere, nella colonna “Costo alla costruzione” sono riportati i valori ottenuti con la 1) per ciascuna delle voci principali e nella colonna “IVA alla costruzione” i corrispondenti importi IVA, ottenuti applicando a quei valori l’aliquota fissata; l’ultima riga dà i valori per l’intero impianto.

### COSTO COSTRUZIONE DELL'IMPIANTO

PARTE D'IMPIANTO	Costo unitario originale (€/kW)	Costo originale (10 <sup>3</sup> €)	Costo alla costruzione (10 <sup>3</sup> €)	IVA alla costruzione (10 <sup>3</sup> €)
<b>Captazione energia solare</b>	1.363	38.165	38.771	7.754
<b>Sistema accumulo termico</b>	303	8.481	8.612	1.722
<b>Generatore vapore</b>	141	3.953	4.013	803
<b>Costi accessori</b>	441	12.350	12.681	2.536
<b>TOTALE</b>	<b>2.248</b>	<b>62.949</b>	<b>64.078</b>	<b>12.816</b>

Fig. 4 – Esempio di quadro “Costo costruzione dell’impianto” nei programmi *calcolo*

Per questo esempio numerico, il grafico di Fig. 5 (presente nel foglio “*Costo imp*”) dà la ripartizione percentuale del costo originale di costruzione tra le sottovoci più significative.

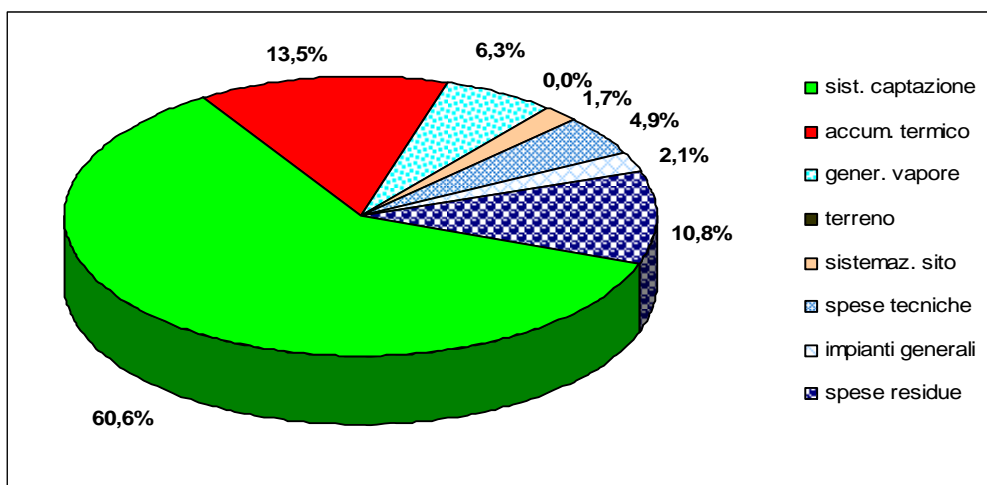


Fig. 5 – Ripartizione del costo di costruzione originale

Gli stessi programmi *calcolo*, nella tabella “Esborsi percentuali durante la costruzione” determinano la percentuale d’esborso per l’impianto, in ciascun anno di costruzione  $i$ , facendo la media ponderata delle corrispondenti percentuali per le singole voci  $pe_{ik}$ , come si può verificare in Fig. 3. Quindi, nella tabella “Spese durante la costruzione”, determinano gli esborsi in ogni anno di costruzione  $I_i$ , sommando i corrispondenti esborsi  $I_{ik}$  ( $10^3$  €) di tutte le voci principali, con la formula:

$$2) \quad I_i = \sum_k I_{ik} = \sum_k I_{ok} \cdot pe_{ik} \cdot (1 + f_k)^i \quad (10^3 \text{ €}).$$

Su questi valori calcolano anche l’IVA da versare e nell’ultima riga l’*esborso lordo*  $I_{li}$  richiesto in ciascun anno per far fronte alle spese di costruzione. La penultima colonna dà infine i valori totali: in particolare il *costo netto* alla *costruzione*  $I$  e quello lordo  $I_l$  (espressi in  $10^3$  €).

La Fig. 6 riporta il calcolo di questi esborsi per lo stesso esempio numerico di Fig. 4; si fa rilevare che la numerazione degli anni è fatta con riferimento all’anno corrente. Gli esborsi durante la costruzione sono presentati anche sotto forma di istogramma nel foglio “*Costo imp*”.

### SPESE DURANTE LA COSTRUZIONE

Ripartizione costi sostenuti	Anno di costruzione da quello corrente						Totale	
	0	1	2	3	4	5		
perc. cumul.	8,2	50,6	89,0	100,0	100,0	100,0		%
costo costruz.	5.171	27.017	24.705	7.185	0	0	64.078	$10^3$ €
IVA costruz.	1.034	5.403	4.941	1.437	0	0	12.816	$10^3$ €
costo lordo	6.205	32.420	29.646	8.622	0	0	76.894	$10^3$ €

Fig. 6 – Tabella per il calcolo delle spese durante gli anni di costruzione

Da notare che nell’elenco delle grandezze, mostrato in Fig. 2, i tassi nominali annui di variazione per le voci principali di costo presentano solo due valori diversi e positivi: uno più elevato, per la voce attinente alla parte convenzionale dell’impianto, e uno inferiore per quelle attinenti alla sua parte innovativa<sup>1)</sup>.

<sup>1)</sup> Quando l’impianto è già realizzato, il suo costo e la ripartizione percentuale durante gli anni di costruzione sono noti a consuntivo. In tal caso poco interessa il costo originale (che negli impianti da costruire è stimato alla data odierna) e, per semplicità, tutti i tassi  $f_k$  possono essere posti uguali a zero.

Se il tempo di costruzione dovesse essere superiore a sei anni, anche nella colonna “Costo alla costruzione” della tabella in Fig. 4 andrebbero modificate le formule, tenendo conto della 1).

Qualora sia concesso un contributo a fondo perduto, questi programmi calcolano pure, nella tabella “Contributi durante la costruzione”, la quota spettante  $F_{(1)i}$  per ciascun anno, il cui numero progressivo  $i$  parte da quello d’inizio costruzione cui va aggiunto il numero  $pq$ , indicato come *tempo* (da attendere dopo l’inizio costruzione) per l’erogazione della *prima quota di contributo*. Il calcolo delle quote annuali tiene conto dei vincoli fissati sia sull’importo globale del contributo che sulla sua percentuale massima del costo originale stimato, il cui valore dipende, come si è visto in precedenza, dai coefficienti moltiplicativi per le voci principali di costo.

Anche in questo caso è fornito, nel foglio “Costo imp”, l’istogramma dei contributi annuali durante il periodo di erogazione.

I due programmi *calcolo* vanno utilizzati in alternativa, a seconda che il contributo sul costo di costruzione possa essere sfruttato oppure no per pagare la relativa quota parte dell’IVA.

Nel programma *calcolo produzione cumulata, prestito e IVA parziale*, il contributo (lordo) è comprensivo di IVA e per ciascun anno la sua quota viene ottenuta con la formula:

$$3) \quad F_{li} = pf_i \cdot PF_{\max} \cdot I_o \cdot (1 + IVA) \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove:

- $pf_i$  è la percentuale di contributo (divisa per 100) da erogare all’inizio dell’anno  $i$ , il cui numero progressivo parte da  $i = ai + pq$ ;
- $PF_{\max}$  è il contributo percentuale massimo che può essere concesso e IVA è l’aliquota IVA percentuale (con i valori percentuali divisi per 100);
- $I_o$  ( $10^3$  €) è il costo originale dell’intero impianto, calcolato nel quadro “Costo costruzione dell’impianto”.

Mentre determina il *contributo lordo* per ciascun anno, questo programma tiene conto del vincolo imposto sull’entità del contributo, riducendo, dal terzo anno in poi, gli importi calcolati con la 3) qualora il loro ammontare complessivo dovesse superarlo. La tabella presente in esso valuta anche il *contributo netto*  $F_i$  ( $10^3$  €) per ciascun anno scorpendo l’IVA (calcolata come una sua percentuale) dal contributo lordo annuo.

Nella pagina successiva, l’esempio di Fig. 7 mostra il risultato ottenuto a partire dal costo di costruzione della Fig. 4, avendo fissato per il contributo una percentuale massima del 40% e un importo massimo  $F_{\max}$  di  $27.500 \cdot 10^3$  €.

La penultima colonna riporta il contributo globale netto  $F$  e quello lordo  $F_l$  (espressi in  $10^3$  €). Dal confronto con Fig. 6 si nota che l’erogazione della prima rata di contributo è prevista al termine del primo anno di costruzione ( $pq = 1$ ), ovvero all’inizio del secondo; anche in questa tabella gli anni sono numerati rispetto a quello corrente.



## CONTRIBUTI DURANTE LA COSTRUZIONE

Ripartizione contributo fondo perd.	Anno erogazione contributi da quello corrente						Totale	
	1	2	3	4	5	6		
percentuale	20,0	40,0	40,0			0,0	100,0	%
contrib. netto	5.036	10.072	7.809	0	0	0	22.917	10 <sup>3</sup> €
IVA	1.007	2.014	1.562	0	0	0	4.583	10 <sup>3</sup> €
contrib. lordo	6.043	12.086	9.371	0	0	0	27.500	10 <sup>3</sup> €

Fig. 7 – Esempio di calcolo dei contributi comprensivi di IVA

Nel foglio “*Costo imp*” dei programmi *calcolo* viene dato, anche in forma grafica, lo scorporo dell’IVA dal costo lordo di costruzione.

Per il costo lordo di Fig. 6 e il contributo a fondo perduto di Fig. 7 (che in tal caso copre anche parte dell’IVA) si ottiene la Fig. 8. Poiché, come si vedrà meglio in 5.4.2, la quota parte di IVA pagata col contributo non è fiscalmente recuperabile dall’esercente durante l’esercizio dell’impianto, questa compare nella figura come “IVA non rimborsabile”, mentre la parte recuperabile compare come “IVA rimborsabile”.

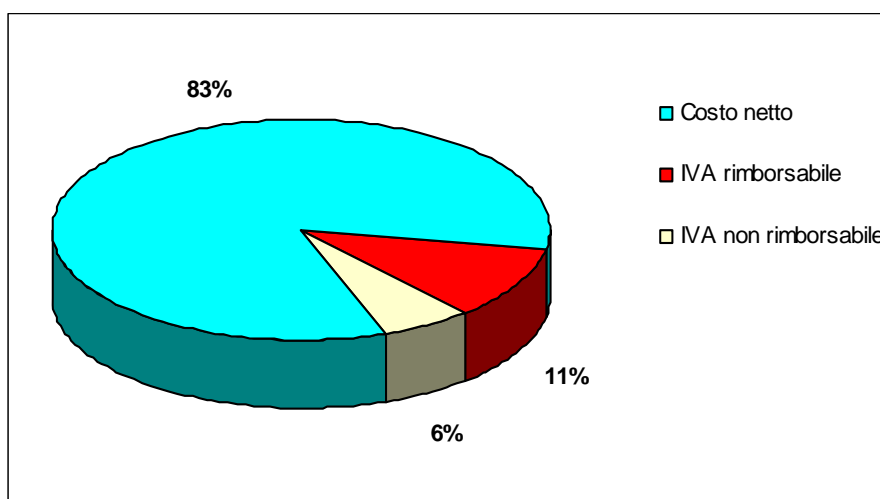


Fig. 8 – Ripartizione del costo di costruzione tra netto e IVA

Nel programma *calcolo produzione cumulata, prestito e IVA totale* i contributi annui (netti) vengono determinati senza tener conto dell’IVA, con la formula derivata da 3):

$$4) \quad F_i = pf_i \cdot PF_{\max} \cdot I_o \quad (10^3 \text{ €}) .$$

In tal caso il contributo lordo coincide con quello netto, come fa vedere l'esempio di Fig. 9, dove il costo originale dell'impianto e la percentuale massima del contributo sono gli stessi di Fig. 7, mentre l'importo massimo  $F_{\max}$  è fissato a  $24.000 \cdot 10^3 \text{ €}$ .

### CONTRIBUTI DURANTE LA COSTRUZIONE

Ripartizione contributo fondo perd.	Anno erogazione contributi da quello corrente						Totale	
	1	2	3	4	5	6		
percentuale	20,0	40,0	40,0			0,0	100,0	%
contrib. netto	5.036	10.072	8.892	0	0	0	24.000	$10^3 \text{ €}$
IVA	0	0	0	0	0	0	0	$10^3 \text{ €}$
contrib. lordo	5.036	10.072	8.892	0	0	0	24.000	$10^3 \text{ €}$

Fig. 9 – Esempio di calcolo dei contributi che non includono l'IVA

La differenza tra i due programmi *calcolo* è legata al fatto che nel primo il contributo va a coprire anche una parte dell'IVA, pagata durante la costruzione; nel secondo, invece, il contributo copre esclusivamente una parte del costo di costruzione, mentre l'IVA relativa deve essere versata tutta dal titolare che poi può recuperarla integralmente.

Qualora l'impianto sia già realizzato, si conoscono gli effettivi importi delle spese sostenute come pure degli eventuali contributi ottenuti durante la costruzione; quindi i dati vanno inseriti in modo che nelle due tabelle gli importi calcolati coincidano con quelli effettivi.

A conclusione del paragrafo sul costo di costruzione, si ricorda che in ciascun programma il costo dell'impianto in esame deve essere univocamente determinato, ai fini di una corretta analisi economica. Perciò tutti i dati forniti per determinarlo vengono automaticamente riportati nei fogli duplicati: "*val. imp. var*" per i programmi *valutazioni* e "*val. imp. am. ant*" per i programmi *calcolo*.

Inoltre, nei programmi *calcolo* devono essere univocamente determinati gli esborsi annuali e gli eventuali contributi ottenuti durante la costruzione dell'impianto; di conseguenza, i relativi dati forniti sono automaticamente riportati nel foglio "*val. imp. am. ant*".

È evidente che, qualora occorresse apportare modifiche nei fogli "*val. imp*" dei programmi *valutazioni* o "*val. imp. var*" dei programmi *calcolo*, le stesse andrebbero fatte anche nei fogli duplicati, stabilendo gli opportuni collegamenti per riportarvi i dati automaticamente. Se poi le modifiche dovessero riguardare le sottovoci in cui è ripartito il costo di costruzione, bisognerebbe intervenire anche nel foglio "*Costo imp*" dei programmi, per aggiornare la tabella "Costo di costruzione originale" in modo che possa essere presentato correttamente il grafico a torta per la sua ripartizione percentuale.

Inoltre nei programmi *calcolo*, quando il periodo di costruzione e/o di erogazione dei contributi è superiore a *sei anni*, vanno anche adeguate le tabelle dei dati, presenti nel foglio "*Costo imp*", dalle quali si ottengono i relativi istogrammi.

## 3.2 Costo di esercizio e manutenzione

Il costo di esercizio e manutenzione rappresenta l'insieme delle spese che l'esercente deve sostenere per mantenere in funzione ed in condizioni efficienti l'impianto di produzione.

Pertanto sono comprese in tale costo:

- le spese per il personale;
- le spese per la manutenzione ordinaria e straordinaria;
- le spese per i pezzi di ricambio ed il materiale di consumo;
- le spese per l'assicurazione contro danni all'impianto da eventi interni o esterni;
- le spese per l'assicurazione contro danni causati dall'impianto dopo la sua entrata in servizio, con copertura della responsabilità civile verso terzi.

Poiché ai fini dell'analisi economica interessa conoscere il costo annuo di esercizio e manutenzione, è evidente come in esso compaiano sia *spese fisse*, indipendenti dalle ore annue di funzionamento, che *spese pressoché proporzionali* a queste e quindi, in prima approssimazione, alla *produzione annua* dell'impianto. Tali spese vengono valutate a preventivo, in caso di impianto da costruire, mentre per un impianto in esercizio possono essere valutate basandosi in parte sui dati a consuntivo dei precedenti esercizi ed in parte sulle più aggiornate stime tecnico-economiche.

Va inoltre tenuto presente che le diverse voci del costo di esercizio e manutenzione in genere non rimangono costanti nel corso degli anni di funzionamento dell'impianto. Ciò si verifica sia perché, all'aumentare della produzione cumulata, alcuni componenti strutturali ed organi in movimento sono soggetti a deteriorarsi e a logorarsi, richiedendo maggiori interventi di manutenzione, sia perché, specie in impianti che sfruttano tecnologie innovative, l'esperienza d'esercizio maturata porta ad ottimizzare progressivamente la gestione dell'impianto e a suggerire quelle modifiche impiantistiche che consentono di migliorare le prestazioni complessive, come pure di ridurre sensibilmente i malfunzionamenti e/o le rotture dei componenti critici.

Comunque è in genere assai difficile, specie nelle valutazioni preventive, suddividere il costo annuo di esercizio e manutenzione in spese fisse (che costituiscono la parte preponderante) e spese proporzionali alla produzione energetica. Spesso, anche per impianti in esercizio, questo costo annuo viene fornito nel suo complesso come *percentuale* del costo iniziale di costruzione: così, ad esempio, per un impianto termoelettrico a ciclo combinato gas-vapore, con due sezioni da 350 MW<sub>e</sub>, viene preso un costo annuo pari al 3,8% dell'effettivo costo di costruzione [6]; per altre tipologie d'impianti di produzione elettrica a combustibili commerciali una percentuale compresa tra il 3 e il 3,5%, mentre per gli impianti eolici si prende una percentuale tra il 2 e il 3% [5].

In altri casi viene invece fornito il suo valore *globale* annuo e, se l'impianto produce energia di un solo tipo, la sua incidenza sul costo unitario della produzione lorda, effettiva o attesa [1]; ad esempio, per gli impianti termoelettrici solari a collettori parabolici lineari si stima che il costo di esercizio e manutenzione abbia un'incidenza, sul costo della produzione lorda, compresa tra 1,9 e 2,8 c€/kWh<sub>e</sub> [5].

Bisogna poi tener presente che, per quanto sopra detto, il costo annuo di esercizio e manutenzione, una volta stimato, non rimane costante nel corso della vita utile dell'impianto; vedremo nel Cap. 5 come si può far variare tale costo di anno in anno, secondo ipotesi semplificative.

### 3.2.1 Dati richiesti dai programmi

In tutti i programmi, per determinare il costo globale annuo di esercizio e manutenzione SEMg, vanno inseriti i dati nelle celle libere del foglio “usc. ”, mentre i valori nelle celle bloccate sono calcolati automaticamente, come mostra l’esempio in Fig. 10 che si riferisce ad un impianto di sola produzione termica o di produzione combinata.

costo unitario globale es. e manut.	0,00	c€/kWh <sub>e</sub>
costo unitario parte convenzionale	0,00	c€/kWh <sub>e</sub>
costo unitario parte innovativa	0,00	c€/kWh <sub>e</sub>
costo annuo eser. e manut. SEM	1,95	M€/anno
costo annuo man. convenz. SEMc	0,80	M€/anno
costo man. proporz. prod. SEMp		c€/kWh <sub>e</sub>
riduzione percentuale costo eser. e manutenz. parte innovativa rpi		%
percent. costo eser. e man. SEMP		%
costo glob. ann. es. e man. SEMg	0,00	M€/anno

Fig. 10 – Grandezze per il calcolo delle spese di esercizio e manutenzione

È possibile fornire i dati richiesti come:

- *costi fissi* con un *importo annuo* stimato SEM (in M€/anno);
- *costi annui fissi* in *percentuale del costo di costruzione* SEMP;
- *costi proporzionali* al funzionamento SEMP (in c€/kWh<sub>e</sub>), negli impianti di sola produzione elettrica.

I costi fissi vanno forniti in una sola delle due modalità. Qualora i dati venissero inseriti in entrambe le modalità, i programmi accetterebbero per buoni solo i primi, evidenziando in rosso la casella dove è stata inserita la percentuale, in modo da segnalare l’anomalia.

Allorché i costi fissi sono forniti sotto forma di importo annuo, i programmi accettano anche un eventuale *costo annuo* per la sola *parte convenzionale* dell’impianto di produzione SEMc (in M€/anno); ovviamente deve essere inferiore al costo globale, altrimenti la casella diventa rossa. Ciò può tornare utile nell’analisi di impianti non tradizionali, qualora si voglia evidenziare l’incidenza, sul costo annuo di esercizio e manutenzione, della parte tecnologicamente innovativa.

La loro esperienza d’esercizio mostra infatti che tali costi possono essere sensibilmente ridotti nel tempo, a differenza di quelli relativi alla parte convenzionale. Pertanto, negli impianti in fase di costruzione e avviamento o ancora da costruire, c’è la possibilità di fornire, come si può vedere in Fig. 10, una *riduzione percentuale* rpi, fino a un valore massimo consentito del 50%, per il *costo annuo d’esercizio e manutenzione* della *parte innovativa* al momento in cui entreranno in esercizio, rispetto a quanto stimato alla data attuale. La casella rossa segnala che il suo valore va azzerato quando l’impianto è già in esercizio (e quindi risulta, come si vedrà in 5.3.2,  $ae \leq 0$ ).

Se per l'impianto in esame il costo globale annuo di esercizio e manutenzione presenta margini d'incertezza, nell'analisi economica può essere variato moltiplicandolo per un coefficiente, presente in tutti i programmi nel già ricordato elenco "Coefficienti per analisi parametriche" dei fogli "val. imp. var" e dei relativi fogli duplicati. Il suo valore, di norma pari ad 1, può essere modificato a piacere, in ciascun foglio, tra 0,5 e 5.

### 3.2.2 Calcoli eseguiti dai programmi

Tutti i programmi, una volta inseriti i dati sui costi fissi, determinano, nel quadro di riepilogo "Spese annue di esercizio e manutenzione" del foglio "usc.", il costo globale annuo per l'impianto in esame, non tenendo conto del suo coefficiente per le analisi parametriche. Se i costi fissi sono forniti come percentuale del costo di costruzione SEMP, il costo globale annuo SEMg (in M€/anno) è calcolato anche nella cella ad esso sottostante; altrimenti il valore di questa cella è nullo, come si può notare in Fig. 10.

Nel caso in cui oltre al costo annuo SEM (M€/anno) venga fornito, per l'impianto in esame, il valore attinente alla sola parte convenzionale SEMc (M€/anno), i programmi determinano nello stesso quadro "Spese annue di esercizio e manutenzione" il costo annuo per la sua parte innovativa SEMi, con la:

$$5) \quad SEMi = (SEM - SEMc) \cdot (1 - rpi / 100) \cdot 10^3 \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove tutte le grandezze sono note e  $10^3$  è il coefficiente moltiplicativo per ottenere il costo annuo nell'unità indicata.

Qualora non venga fornito un valore per SEMc, la 5) attribuisce alla parte innovativa l'intero costo annuo SEM, eventualmente ridotto della percentuale rpi.

Per un impianto di *sola produzione elettrica* è determinata inoltre l'incidenza dei costi fissi (eventualmente suddivisa tra parte innovativa e convenzionale dell'impianto) sulla produzione lorda unitaria, sia nell'elenco di Fig. 10 che nel quadro di riepilogo; a tal fine è necessario conoscere la produzione elettrica lorda annua  $E_{el}$  (in GWh), calcolata, come vedremo, nel foglio "entr." in base al suo coefficiente di variazione, una volta inseriti i relativi dati richiesti. Va comunque tenuto presente che i due valori ottenuti per il costo unitario globale (espresso in c€/kWh<sub>e</sub>) differiscono quando viene fornito un valore per la riduzione percentuale rpi del costo annuo da attribuire alla parte innovativa, poiché nell'elenco non si tiene conto di tale riduzione.

Se per i costi d'esercizio e manutenzione di questa tipologia d'impianti viene anche dato un valore proporzionale al funzionamento SEMP (c€/kWh<sub>e</sub>), allora il costo globale annuo è ottenuto nel quadro di riepilogo con la relazione:

$$6) \quad SEMg = (SEM_c \cdot 10^3 + SEM_i + SEMP \cdot E_{el} \cdot 10) \quad (10^3 \text{ €}),$$

quando i costi fissi sono dati come importi annui, oppure con la:

$$7) \quad SEMg = SEMP \cdot I \cdot 10^{-2} + SEMP \cdot E_{el} \cdot 10 \quad (10^3 \text{ €}),$$

quando i costi fissi non sono forniti oppure sono dati come percentuale del costo netto di costruzione I ( $10^3$  €), avendo inserito nelle formule gli opportuni coefficienti numerici moltiplicativi. Qualora SEMg sia ottenuto dalla 7), il suo valore, espresso in M€/anno, compare anche nella cella sottostante alla percentuale SEMP, come si è visto prima.

Inoltre, in presenza di un valore per SEMP, l'incidenza globale dell'esercizio e manutenzione sul costo unitario di produzione dell'impianto è ottenuta sommando, a tale valore proporzionale, quello relativo all'incidenza unitaria dei suoi costi fissi, eventualmente suddivisa tra parte innovativa e parte convenzionale.

Tutti i programmi, indipendentemente dalla tipologia dell'impianto in esame, presentano, nel foglio "Costi" e nel suo duplicato, la ripartizione, anche in forma grafica, del costo globale annuo di esercizio e manutenzione tra le diverse voci. I due fogli "Costi" tengono conto del coefficiente di variazione per questo costo annuo, fissato nel foglio collegato "val. imp. var" e nel suo duplicato.

La Fig. 11 fa vedere, per un impianto di sola produzione elettrica e per gli stessi dati di Fig. 10, il quadro di riepilogo col calcolo del costo globale annuo di esercizio e manutenzione e della sua incidenza sulla produzione lorda unitaria. La ripartizione grafica di questo costo globale annuo, ottenuta dai fogli "Costi", è mostrata in Fig. 12.

#### SPESE ANNUE DI ESERCIZIO E MANUTENZIONE

Costo unitario globale (c€/kWh <sub>e</sub> )	Costo unitario parte innovat. (c€/kWh <sub>e</sub> )	Costo unitario parte convenz. (c€/kWh <sub>e</sub> )	Costo annuo parte convenz. (10 <sup>3</sup> €)	Costo annuo parte innovat. (10 <sup>3</sup> €)	Costo annuo globale (10 <sup>3</sup> €)
<b>3,43</b>	<b>2,02</b>	<b>1,41</b>	<b>800,0</b>	<b>1.150,0</b>	<b>1.950,0</b>

Fig. 11 – Quadro per il calcolo delle spese annue di esercizio e manutenzione

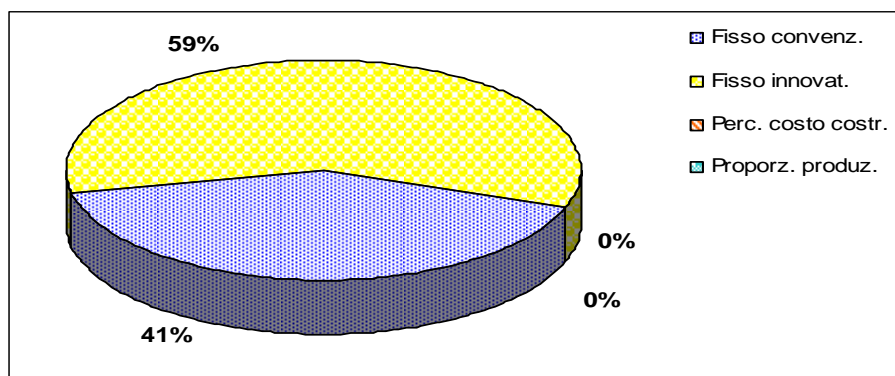


Fig. 12 – Ripartizione costi annui di esercizio e manutenzione

Come si può constatare, in questo esempio il costo globale è pari alla somma di quelli relativi alle due parti dell'impianto (innovativa e convenzionale) e coincide col costo annuo SEM presente in Fig. 10, poiché non sono stati forniti né il costo annuo d'esercizio e manutenzione proporzionale alla produzione lorda SEMp, né la riduzione percentuale per la parte innovativa rpi.

La stessa Fig. 10 mostra inoltre che, se per l'esercizio e manutenzione non si fornisce il dato in percentuale del costo di costruzione, il valore globale annuo, calcolato con la 7), è in ogni caso nullo.

Tutti i programmi evidenziano in rosso il *costo globale annuo*, calcolato nel quadro di riepilogo "Spese annue di esercizio e manutenzione", quando risulta *nullo* e la nota invita a verificare che, per la correttezza dei calcoli, lo sia realmente.

### 3.3 Costo dei combustibili

Rappresenta l'insieme delle spese annue che l'esercente deve sostenere per rifornire l'impianto di produzione dei combustibili necessari al suo funzionamento. Tali spese sono associate alle diverse fasi del ciclo di ciascun combustibile utilizzato, che possono comprendere:

- l'acquisto del materiale grezzo;
- il suo trattamento e la conversione nella forma chimica desiderata;
- il suo condizionamento nella forma fisica più adatta per il trasporto e l'utilizzo all'interno dell'impianto di generazione;
- il trasporto fino all'impianto di produzione energetica;
- il trattamento chimico e il condizionamento di ciò che rimane del combustibile dopo il suo sfruttamento nell'impianto di produzione;
- il recupero dei sottoprodotti utilizzabili e lo smaltimento dei rifiuti.

Tutte queste voci di spesa possono essere raggruppate in tre categorie [3]:

- *costi* associati al *consumo di combustibile*, dati dalla differenza tra il valore iniziale del materiale grezzo e quello finale (eventualmente nullo) dopo l'utilizzo nell'impianto di produzione;
- *costi* associati al *ciclo del combustibile*, dati dalle spese relative alle fasi di trattamento, conversione, condizionamento e trasporto del combustibile, nonché alle fasi di trattamento, condizionamento e smaltimento dei residui;
- *oneri economici*, dati dagli interessi passivi sulle spese, richieste nelle varie fasi del ciclo, che precedono i ricavi dalla vendita della produzione energetica.

Va sottolineato che, a seconda del combustibile utilizzato, possono mancare una o più fasi del ciclo e quindi una o più delle tre categorie di costi sopra citate; inoltre questi costi di norma sono variabili nel tempo e, specie quelli della prima categoria, possono essere soggetti a notevoli fluttuazioni anche nell'arco dello stesso anno. Pertanto, negli impianti di produzione in grado di funzionare con combustibili diversi, al fine di minimizzare il loro costo complessivo, l'esercente fa ricorso di norma al combustibile che, in ciascun periodo dell'anno, è più economico, a meno che non ci siano vincoli tecnico-gestionali o ambientali al suo utilizzo.

È evidente che, negli impianti dove si sfrutta l'energia primaria di una fonte rinnovabile, la voce "costo dei combustibili" si riduce fortemente, fino ad annullarsi del tutto in quelli che utilizzano fonti non combustibili: idraulica, solare, eolica e geotermica.

Da quanto sopra emerge che la voce "costo annuo dei combustibili" può essere soggetta a variazioni anche notevoli durante la vita utile dell'impianto, dipendendo sia dall'entità dei consumi annui dei combustibili che dai loro costi unitari. In modo semplificato, si può tener conto di ciò ipotizzando, come vedremo al Cap. 5, una proporzionalità diretta tra consumi dei combustibili e produzioni annue da essi ottenute, nonché una variazione media costante per i costi unitari dei combustibili nel corso degli anni, anche sulla base dell'effettivo andamento del loro costo nell'ultimo biennio.

### 3.3.1 Dati richiesti dai programmi

Quando l'impianto è di sola produzione elettrica, i dati richiesti dai programmi per il calcolo del costo dei combustibili vanno inseriti solo nelle celle libere del foglio "usc."; negli altri casi i dati vanno inseriti, oltre che nel foglio "usc.", anche nel foglio "entr. cog" al quadro "Combustibili utilizzati per produzione termica o combinata".

I programmi prendono in considerazione in particolar modo i tre combustibili commerciali maggiormente adoperati negli impianti di produzione: *gas naturale*, *olio combustibile* e *carbone*. Se l'impianto in esame dovesse far uso di altri tipi di combustibile commerciale, tolte le protezioni, andrebbero fatte le opportune modifiche nei fogli "usc." ed "entr. cog". I programmi prevedono inoltre l'eventuale impiego di un *combustibile riconosciuto rinnovabile* dalla normativa vigente [7] (biomassa, gas di discarica, gas residuati dei processi di depurazione, biogas, rifiuti).

I dati richiesti nel foglio "usc." sono:

- *potere calorifico inferiore*  $pc$  ;
- *prezzo unitario d'acquisto*  $pua$  ;

relativi a ciascun combustibile utilizzato e, in presenza di un eventuale combustibile rinnovabile, l'ulteriore dato:

- *percentuale di rinnovabilità* riconosciuta  $pt_r$  .

Inoltre, se l'impianto è di *sola generazione elettrica*, sono richiesti:

- *rendimento elettrico lordo* medio annuo dell'impianto alimentato da ciascun singolo combustibile  $\eta_{elq(cr)}$  ;
- *contributo percentuale* di ciascun combustibile commerciale alla produzione lorda annua dovuta solo a questi combustibili  $pt_q$ , escluso l'ultimo che è calcolato automaticamente come complemento a 100 (o azzerato qualora non ci sia produzione da tali combustibili) e la cui cella diventa rossa se i dati inseriti non sono congruenti.

Quanto al *potere calorifico inferiore* dei diversi combustibili utilizzati, si può far riferimento ai valori numerici riportati in [8], mentre i *rendimenti elettrici lordi* al variare del combustibile possono essere stimati a partire da quelli netti che vedremo in 4.4.1 .



La *percentuale di rinnovabilità* riconosciuta al combustibile rinnovabile è pari al *100% tranne per i rifiuti*, come si vedrà in 4.4.2.

Per i *prezzi unitari* d'acquisto dei combustibili commerciali utilizzati, l'operatore deve fornire i prezzi rilevati in un certo numero di periodi temporali successivi (massimo otto) e la *durata*, anche diversa, di questi, espressa con un numero intero (*peso*); sulla base dei dati forniti, i programmi valutano il prezzo unitario di ciascun combustibile come una loro *media pesata arrotondata* alla prima cifra decimale e, per il solo gas naturale, anche il prezzo minimo  $p_{ua_{min g}}$ . Invece per il prezzo unitario di un eventuale combustibile rinnovabile va fornito caso per caso un unico valore, anche basandosi sull'esperienza operativa di altri impianti alimentati con lo stesso tipo di combustibile.

La Fig. 13 mostra ad esempio il prezzo unitario per l'olio combustibile, utilizzato nelle centrali termoelettriche, ottenuto come media dei suoi prezzi in otto trimestri successivi. I prezzi unitari (in c€/Mcal) che vi compaiono, sono quelli diffusi dall'*Autorità per l'Energia* in occasione degli aggiornamenti periodici del costo variabile di produzione dell'energia elettrica mediante impianti a combustibili fossili commerciali.

Poiché dal 2007 l'Autorità non pubblica più tali aggiornamenti, i prezzi dei vari combustibili nel corso del 2007 possono essere reperiti dai dati che forniva l'*Acquirente Unico* sull'*andamento del mercato petrolifero e del costo termoelettrico* e, a partire dal 2008, possono essere solo stimati in base all'andamento delle loro quotazioni di mercato.

prezzo olio combustibile $p_{ua_{oc}}$				
c€/Mcal	c€/kg	periodo	peso	
1,868	18,31	1 trim 05	3	54,92
1,861	18,24	2 trim 05	3	54,71
2,062	20,21	3 trim 05	3	60,62
2,518	24,68	4 trim 05	3	74,03
2,934	28,75	1 trim 06	3	86,26
3,130	30,67	2 trim 06	3	92,02
3,093	30,31	3 trim 06	3	90,93
3,055	29,94	4 trim 06	3	89,82
media pesata	25,14		24	

Fig. 13 – Esempio di valutazione del prezzo unitario di un combustibile commerciale

L'operatore deve inserire i dati nelle colonne colorate e i programmi forniscono automaticamente i rimanenti valori; in particolare, i prezzi del combustibile in c€/kg sono ottenuti da quelli inseriti moltiplicandoli per il suo potere calorifico e arrotondando il risultato alla seconda cifra decimale. Il peso attribuito a ciascun prezzo unitario inserito è pari al numero di mesi del relativo periodo temporale e, in questo caso, è lo stesso poiché si riferisce a periodi di uguale durata (trimestri); l'operatore deve indicarlo solo per i periodi nei quali inserisce il prezzo del combustibile e, per il corretto calcolo della media pesata, deve rimuovere gli eventuali errori evidenziati dalle caselle rosse.

La Fig. 14 riporta invece l'elenco dei dati richiesti e delle grandezze presenti nel foglio "usc.", necessari per il calcolo del costo annuo dei combustibili utilizzati. Come si può notare, i valori per i combustibili gassosi sono riferiti al volume unitario in condizioni standard ( $\text{Sm}^3$ )<sup>2)</sup>, mentre quelli per i combustibili solidi o liquidi sono riferiti alla massa unitaria (kg).

prezzo en. elet. acquistata da rete $p_{a_{re}}$	125,0	€/MWh
--------------------------------------------------	-------	-------

pot. cal. inf. gas naturale $pc_g$	8.250	kcal/ $\text{Sm}^3$
pot. cal. inf. olio combustib. $pc_{oc}$	9.800	kcal/kg
pot. cal. inf. carbone $pc_{ca}$	6.300	kcal/kg
prezzo minimo gas natur. $p_{a_{min g}}$	19,8	c€/ $\text{Sm}^3$
prezzo medio gas naturale $p_{a_{m g}}$	26,0	c€/ $\text{Sm}^3$
prezzo medio olio combust. $p_{a_{m oc}}$	25,1	c€/kg
prezzo medio carbone $p_{a_{m ca}}$	5,7	c€/kg

combustibili commerciali				
	olio	carbone	gas nat.	
produzione percentuale $pt_q$	35,0	6,0	59,0	%
rend. elet. lordo imp. conv. $\eta_{el q}$	40,6	38,5	46,9	%

combustibile rinnovabile			
rend. elettr. lordo imp. $\eta_{el cr}$	32,3	%	
potere calorifico infer. $pc_{cr}$	2.150	kcal/(kg o $\text{Sm}^3$ )	
prezzo unitario $p_{a_{cr}}$	1,2	c€/kg o $\text{Sm}^3$	
rinnovabilità riconosciuta $pt_r$	100,0	%	
potere calorifico fittizio $pc_{rf}$	0	kcal/(kg o $\text{Sm}^3$ )	

Fig. 14 – Grandezze utilizzate per il calcolo del costo annuo dei combustibili

Se l'impianto è di *produzione termica o combinata*, i programmi richiedono, oltre ai dati nel foglio "usc." comuni a tutti gli impianti, quelli sui *consumi annui* ed i *prezzi unitari* dei singoli *combustibili utilizzati*. Tali dati vanno forniti nelle celle colorate del quadro "Combustibili utilizzati per produzione termica o combinata", presente sul foglio "entr. cog", tenendo conto delle unità di misura indicate accanto, come si può vedere dall'esempio di Fig. 15 alla pagina successiva.

È evidente che i consumi annui dei combustibili dipendono dalle produzioni energetiche; pertanto, quando queste vengono variate, come si vedrà al Cap. 4, mediante coefficienti moltiplicativi, quelli andranno adeguati di volta in volta.

<sup>2)</sup> Il volume di un gas, a parità di massa, dipende dalle sue condizioni di temperatura e pressione; quello in condizioni standard è riferito alla temperatura di 15 °C e alla pressione di 101,3 kPa (1 atm).

### Combustibili utilizzati per produzione termica o combinata

	consumo annuo		potere calorifico inf.		en. prim. annua fornita		prezzo unitario			costo annuo		
gas nat.	6,800	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	8.250	kcal/Sm <sup>3</sup>	5.610,00	tep	26,0	24,70	c€/Sm <sup>3</sup>	1.679,6	10 <sup>3</sup> €	
olio		10 <sup>3</sup> t	9.800	kcal/kg	0,00	tep	0,0		c€/kg	0,0	10 <sup>3</sup> €	
carbone		10 <sup>3</sup> t	6.300	kcal/kg	0,00	tep	0,0		c€/kg	0,0	10 <sup>3</sup> €	
rinnov.		( )	0	kcal/( )	0,00	tep	0,0		c€/( )	0,0	10 <sup>3</sup> €	
					5.610,00	tep				<b>totale</b>	1.679,6	10 <sup>3</sup> €
					<b>totale</b>	5.610,00	tep					

valore di controllo	4.793,44	tep
---------------------	----------	-----

Fig. 15 – Esempio di calcolo del costo annuo e dell’energia primaria annua fornita dai combustibili in impianti per produzione termica o combinata

Per ogni combustibile utilizzato, i programmi controllano se in questo quadro viene inserito il suo prezzo e se lo scarto rispetto al prezzo medio riportato nella colonna accanto a sinistra, calcolato o stimato per lo stesso combustibile nel foglio “usc.”, è inferiore al cinquanta per cento (in più o in meno); quando ciò non si verifica, la casella diventa rossa segnalando che il valore deve essere inserito oppure potrebbe essere incongruente. Dalla figura si nota pure che il prezzo medio (di controllo) dei combustibili non utilizzati è automaticamente azzerato.

L’unità di misura per il consumo annuo del combustibile rinnovabile non è specificata nel quadro, ma se tale combustibile è gassoso il suo consumo s’intende espresso in 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup>, come per il gas naturale, altrimenti è dato in 10<sup>3</sup> t. Analogamente per le sue grandezze che compaiono nelle altre colonne, dove c’è ( ) si deve prendere l’unità di misura appropriata (Sm<sup>3</sup> o kg), a seconda che il combustibile sia gassoso oppure no.

Un impianto con questo tipo di produzione può anche ricorrere al prelievo d’energia elettrica dalla rete esterna per alimentare i propri ausiliari. I programmi tengono conto di ciò nel foglio “usc.”, inglobando l’eventuale *spesa* annua, dovuta al prelievo di *energia elettrica dalla rete*, nel costo dei combustibili.

Per valutare questo costo aggiuntivo, va necessariamente fornito in tale foglio il *prezzo unitario* medio dell’*energia elettrica* prelevata *dalla rete*  $p_{ua_{re}}$ , come si vede in Fig. 14.

Inoltre l’operatore deve tener presente che, per il corretto funzionamento dei programmi, vanno *comunque* forniti nel foglio “usc.” i *dati* sul costo unitario ed il potere calorifico inferiore del *gas naturale*, anche quando non viene utilizzato nell’impianto in esame; per gli altri combustibili questi dati sono richiesti solo quando c’è un loro effettivo consumo.

Anche per il costo annuo dei combustibili è previsto in tutti i programmi, all’elenco “Coefficienti per analisi parametriche” dei fogli “*val. imp. var*” e dei relativi fogli duplicati, un coefficiente moltiplicativo. Il suo valore, di norma pari ad 1, può variare in ciascun foglio *tra 0,5 e 5*; così nell’analisi economica è possibile tener conto, nell’insieme, delle singole incertezze sull’andamento dei prezzi dei combustibili e dell’energia elettrica prelevata.

### 3.3.2 Calcoli eseguiti dai programmi

Se l'impianto è di *sola produzione elettrica*, i programmi, una volta inseriti i dati richiesti, calcolano, nel quadro "Costo annuo dei combustibili" del foglio "usc.", il consumo annuo di ciascun combustibile commerciale  $q$ , con la seguente formula:

$$8) \quad C_q = E_{elc} \cdot (pt_q / \eta_{elq}) \cdot 859,8 / pc_q \quad (10^6 \text{ Sm}^3 \text{ o } 10^3 \text{ t}),$$

dove:

- $E_{elc}$  (GWh) è la produzione elettrica lorda annua dovuta a tutti i combustibili commerciali, calcolata dai programmi nel foglio "entr.", come si vedrà in 4.4.1.2;
- $pt_q$  (%),  $\eta_{elq}$  (%) e  $pc_q$  (kcal/Sm<sup>3</sup> o kcal/kg) sono rispettivamente la produzione percentuale, il rendimento elettrico lordo e il potere calorifico inferiore del combustibile  $q$ , forniti come dati nel foglio "usc.";
- 859,8 è il fattore numerico di conversione da kWh a kcal<sup>3)</sup>.

Il consumo annuo dell'eventuale combustibile rinnovabile è calcolato invece con la formula:

$$9) \quad C_{cr} = E_{elcr} \cdot (100 / \eta_{elcr}) \cdot 859,8 / pc_{cr} \quad (10^6 \text{ Sm}^3 \text{ o } 10^3 \text{ t}),$$

dove:

- $E_{elcr}$  (GWh) è la produzione elettrica lorda annua da combustibile rinnovabile, fornita nel foglio "entr.", moltiplicata per il coefficiente di variazione, come si vedrà in 4.4.1.1;
- $\eta_{elcr}$  (%) e  $pc_{cr}$  (kcal/Sm<sup>3</sup> o kcal/kg) sono rispettivamente il rendimento elettrico lordo e il potere calorifico inferiore del combustibile rinnovabile, forniti come dati nel foglio "usc.";
- 859,8 è il solito fattore di conversione numerica.

Per questo combustibile viene pure calcolato nel foglio "usc." il *potere calorifico fittizio* con la formula:

$$10) \quad pc_{rf} = pc_{cr} \cdot (1 - pt_r / 100) \quad (\text{kcal/Sm}^3 \text{ o kcal/kg}),$$

dove  $pt_r$  è la percentuale di rinnovabilità fornita.

---

<sup>3)</sup> Un fattore numerico di conversione rappresenta il rapporto tra due diverse unità di misura di una grandezza; perciò, se si conosce il valore numerico (o misura) di una data grandezza espresso nella prima unità, il fattore numerico consente di ottenere il valore (la misura) della stessa grandezza nella seconda unità. Nel caso specifico risulta  $1 \text{ kWh} = 859,8 \text{ kcal}$ , ovvero  $1 = 859,8 \text{ kcal/kWh}$ ; quindi, per una data quantità di energia, se si vuole passare dalla sua misura in chilowattora a quella espressa in chilocalorie, basta moltiplicare per 859,8 kcal/kWh.

Dalla 10) risulta evidente che, se il combustibile è rinnovabile al 100%, il suo potere calorifico fittizio si annulla, come si può constatare in Fig. 14.

Nel quadro “Costo annuo dei combustibili”, se l’impianto è di *sola produzione elettrica*, o nel quadro “Combustibili utilizzati per produzione termica o combinata” del foglio “*entr. cog*” mostrato in Fig. 15, se l’impianto è di *produzione termica o combinata*, i programmi valutano anche l’energia primaria annua (in tep) complessivamente ceduta all’impianto da tutti i combustibili utilizzati.

Il contributo di ciascun combustibile commerciale  $q$  è calcolato con la formula:

$$11) \quad E_{p,q} = C_q \cdot pc_q / 10 \quad (\text{tep}),$$

dove  $C_q$  ( $10^6 \text{ Sm}^3$  o  $10^3 \text{ t}$ ) e  $pc_q$  (kcal/ $\text{Sm}^3$  o kcal/kg) sono il consumo annuo e il potere calorifico del combustibile  $q$ , mentre  $1/10$  è il fattore numerico richiesto per ottenere i valori in tep ( $1 \text{ tep} = 10^7 \text{ kcal}$ ).

Per il combustibile riconosciuto rinnovabile, l’energia primaria ceduta all’impianto è pure calcolata con la 11), dove però si utilizza, per ragioni che saranno chiarite in seguito, il potere calorifico fittizio ottenuto dalla 10). In tal modo risulta nullo l’apporto di energia primaria all’impianto da parte di un combustibile riconosciuto completamente rinnovabile.

L’*energia primaria totale annua* ceduta dai diversi *combustibili* utilizzati  $E_{prc}$  è molto importante ai fini delle successive valutazioni sulle prestazioni energetiche dell’impianto e sulle incentivazioni economiche riconosciute alla sua produzione. Pertanto i programmi eseguono opportuni controlli in modo da evidenziare, con la casella rossa, possibili errori nell’inserimento dei dati necessari per calcolarla e, attraverso il relativo commento, guidano l’operatore nella loro rimozione.

Negli impianti di *produzione termica o combinata* i consumi annui  $C_q$  e  $C_{cr}$  dei combustibili utilizzati non vengono calcolati ma, in base a quanto detto in 3.3.1, devono essere forniti direttamente dall’operatore. Infatti il loro calcolo richiede di conoscere le condizioni operative dell’impianto e può essere fatto solo con un ulteriore programma che, partendo da tali condizioni, sia in grado di valutare le sue produzioni energetiche, una volta stabilito l’utilizzo percentuale dei diversi combustibili disponibili. Così, nel quadro “Combustibili utilizzati per produzione termica o combinata” tutti i programmi fanno anche un controllo di congruità sul valore ottenuto per l’energia primaria totale da combustibili e lo evidenziano in rosso qualora dovesse risultare inferiore ad un *valore di controllo* opportunamente calcolato. In tal modo l’operatore è avvertito che i dati inseriti sui consumi annui di questi combustibili potrebbero essere incongruenti.

Indipendentemente dalla tipologia produttiva dell’impianto, nei fogli duplicati “*Costi*” di tutti i programmi è visibile il consumo annuo dei combustibili (nelle opportune unità di misura). Secondo quanto detto, è evidente che i consumi tengono conto dei coefficienti di variazione fissati per le produzioni energetiche: in modo diretto, se l’impianto è di sola produzione elettrica; in modo indiretto, se l’impianto è di produzione termica o combinata.

Il consumo annuo è anche presentato sotto forma di istogramma, come nell'esempio di Fig. 16 relativo ad un ipotetico impianto che utilizza più combustibili commerciali e, in notevole quantità, uno rinnovabile.

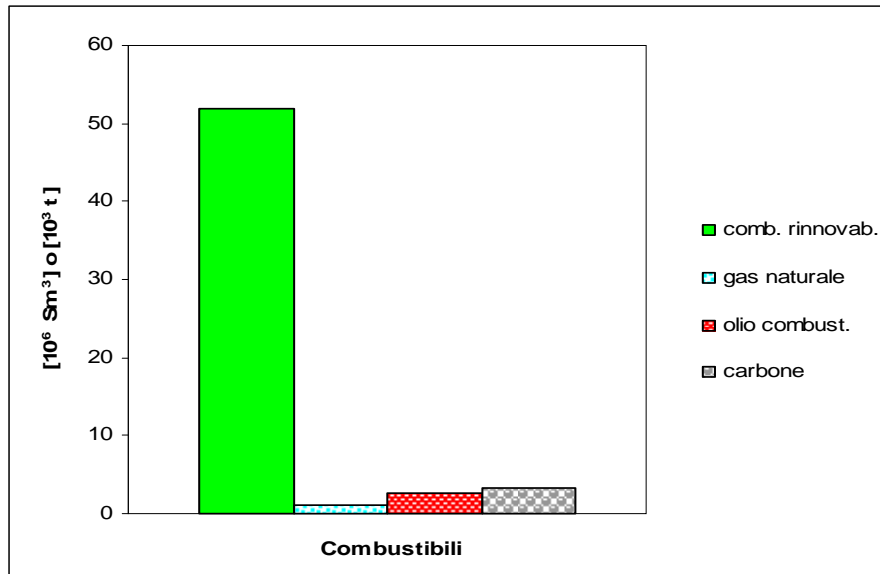


Fig. 16 – Consumi annui dei combustibili

La Fig. 15 a pag. 42 evidenzia pure che, all'interno del quadro presente nel foglio “*entr. cog*”, viene calcolato (dopo un controllo di congruità dei dati forniti) il costo annuo totale SC dei combustibili utilizzati per la produzione termica o combinata, con la formula:

$$12) \quad SC = 10 \cdot \left( \sum_q C_q \cdot pua_q + C_{cr} \cdot pua_{cr} \right) \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove  $pua_q$  e  $pua_{cr}$  sono rispettivamente i prezzi unitari d'acquisto dei combustibili commerciali e di quello rinnovabile utilizzati, espressi come si è visto in  $\text{c€}/\text{Sm}^3$  o  $\text{c€}/\text{kg}$ , mentre 10 è il fattore numerico richiesto per ottenere il costo annuo nell'unità  $10^3 \text{ €}$ . Se manca il prezzo di qualche combustibile utilizzato, il valore di SC viene azzerato e la casella diventa rossa.

I programmi calcolano infine il costo annuo dei combustibili per l'impianto di produzione, *indipendentemente* dal tipo di *energia prodotta* e senza tener conto del coefficiente di variazione fissato per questo costo, nel relativo quadro del foglio “*usc.*”, con una formula analoga alla 12). Quando i combustibili non danno alcun contributo a questo costo annuo, il valore calcolato diventa rosso e la nota di commento invita a fare le opportune verifiche, onde evitare risultati poco attendibili.

Nei fogli duplicati “*Costi*” i programmi presentano questo costo annuo moltiplicato per il relativo coefficiente di variazione, fornito nel foglio collegato, nonché la sua ripartizione percentuale, in forma grafica, tra i diversi combustibili.

Va comunque tenuto presente che, se l'impianto non è di sola produzione elettrica, i programmi includono nel quadro "Costo annuo dei combustibili" del foglio "usc." il costo dell'energia elettrica annua eventualmente prelevata dalla rete per il suo funzionamento  $E_{as}$ , avendo fissato per essa il prezzo medio unitario d'acquisto. L'energia prelevata dalla rete, fornita dall'operatore, è riportata automaticamente nel foglio "usc.", come si vedrà in 4.3.2.

L'esempio di Fig. 17 mostra il risultato numerico ottenuto per i dati di Fig. 15.

### COSTO ANNUO DEI COMBUSTIBILI

Consumo annuo combustibili per sola produzione elettrica				En. primaria annua per sola prod. elettrica (tep)	Costo annuo totale (10 <sup>3</sup> €)
comb. rinnov.	gas naturale	olio	carbone		
(10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> o 10 <sup>3</sup> t)	(10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> )	(10 <sup>3</sup> t)	(10 <sup>3</sup> t)		
0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	1.834,2

Fig. 17 – Quadro per il calcolo del costo totale annuo dei combustibili

Da esso si può notare subito che l'impianto è di produzione termica o combinata, poiché i consumi di combustibile e l'energia primaria fornita per la sola produzione elettrica sono tutti nulli. Inoltre il costo annuo totale, che compare nell'ultima colonna, è superiore a quello di Fig. 15 poiché comprende anche il costo dell'energia elettrica prelevata dalla rete.

La Fig. 18 dà invece la ripartizione percentuale del costo annuo dei combustibili ottenuta per i consumi di Fig. 16 e i costi unitari di Fig. 14, avendo assunto un coefficiente di variazione unitario per tale costo; da notare come questa ripartizione sia profondamente diversa rispetto a quella dei consumi.

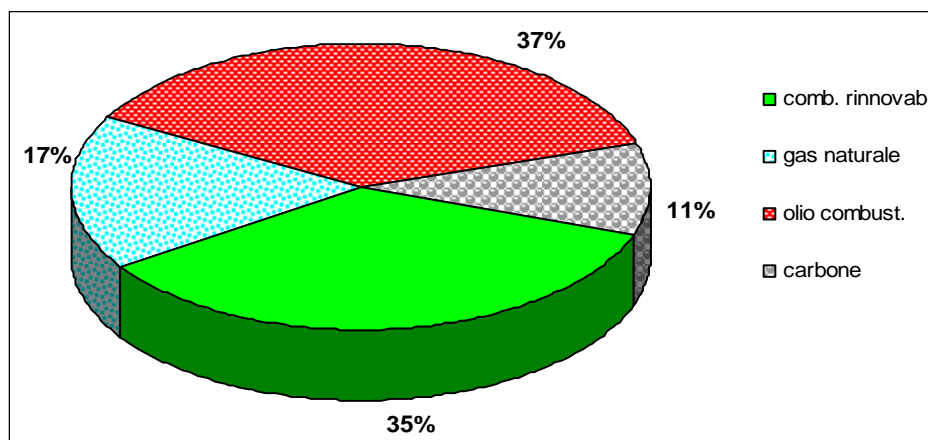


Fig. 18 – Ripartizione percentuale dei costi annui dei combustibili

### 3.4 Costo delle esternalità

Come già ricordato all'inizio del capitolo, è ormai indispensabile considerare anche questa voce ai fini di una corretta valutazione economica di un impianto di produzione energetica [2].

In questo settore produttivo le esternalità sono associate principalmente ai *danni* provocati dalle emissioni derivanti dall'utilizzo delle varie fonti primarie. Tali danni comprendono sia l'impatto fisico sull'*ambiente* dell'inquinamento prodotto, che le conseguenze di tale impatto sulla *qualità della vita*.

Dal punto di vista economico, l'inquinamento dovuto ad un impianto andrebbe ridotto complessivamente fino ad un *livello efficiente*, al disopra del quale il danno prodotto, in termini monetari, risulta ancora superiore al costo che si dovrebbe affrontare per ottenere un maggior abbattimento degli inquinanti e al disotto del quale il danno risulterebbe invece inferiore al costo richiesto per proseguire nel loro abbattimento. Pertanto, a tale livello globale d'inquinamento il danno economico marginale eguaglia il costo marginale per l'ulteriore riduzione. La sua individuazione però non è semplice, poiché richiede la conoscenza dell'andamento sia dei costi ambientali (esterni) che dei costi per la cattura e il trattamento delle diverse sostanze inquinanti rilasciate dall'impianto (interni), al variare del livello di efficienza ottenibile con i sistemi attualmente disponibili su scala industriale.

Così l'individuazione del livello efficiente per l'inquinamento di ogni fonte energetica viene a dipendere in modo cruciale dalla valutazione economica delle esternalità prodotte. Questa comporta la quantificazione dei costi dovuti all'impatto fisico, come pure dei costi connessi alla perdita di un bene di difficile valutazione oggettiva, quale può essere la qualità della vita.

Alla grande difficoltà nel definire un valore monetario condiviso per una data esternalità, si aggiunge poi quella di stabilire, a livello governativo, come e in che misura tale valore debba essere inglobato nei costi di produzione ed avere un impatto sui prezzi di mercato dei prodotti energetici.

Tenendo presenti le difficoltà di quantificazione delle esternalità negli impianti energetici sopra accennate, i programmi si limitano a considerare le emissioni per le quali la legislazione nazionale vigente prevede un limite annuo (eventualmente nullo), superato il quale l'esercente deve pagare una penale o comprare sul mercato il relativo permesso ad emettere la quota in eccesso, a titolo di risarcimento parziale del danno arrecato all'ambiente ed alla collettività.

In tal modo i programmi di calcolo prendono in esame soltanto le seguenti emissioni:

- *anidride carbonica* (CO<sub>2</sub>), la cui emissione era precedentemente disciplinata dal D. Lgs. 216/06 [9] e ora dal D. Lgs. 30/13 [10];
- *anidride solforosa* (SO<sub>2</sub>), la cui emissione è disciplinata dal D.P.R. 416/01 [11];
- *ossidi di azoto* (NO<sub>x</sub>), la cui emissione è pure disciplinata da [11].

Per la CO<sub>2</sub> la normativa nazionale ha dato attuazione alle Direttive della Comunità Europea in materia di emissioni dei *gas ad effetto serra*.

È previsto che gli impianti energetici, con *potenza termica* di combustione *maggiore* di 20 MW (esclusi gli impianti per rifiuti pericolosi o urbani), possano funzionare solo dopo



aver ottenuto l'*autorizzazione ad emettere* gas ad effetto serra, rilasciata dall'autorità nazionale competente su domanda presentata dai gestori.

In ciascun periodo di riferimento (2005-2007, 2008-2012, 2013-2020 e periodi successivi di otto anni) l'assegnazione delle *quote di emissioni* ai singoli impianti autorizzati viene fatta secondo le modalità previste da un *Piano nazionale*, approvato anche dalla Comunità Europea, che fissa un tetto per le emissioni globali di CO<sub>2</sub> in quel periodo. Nel rispetto di tale Piano, l'autorità nazionale rilascia poi, annualmente, al gestore di ciascun impianto energetico un numero di quote pari alle tonnellate di CO<sub>2</sub> che l'impianto può emettere in quell'anno.

Fino al 2012, almeno il 90% delle quote è stato assegnato a titolo gratuito, mentre dal 2013 l'*assegnazione gratuita* agli impianti deve rispettare criteri comunitari molto più selettivi, riducendo sensibilmente la sua incidenza percentuale. Pertanto è prevista la messa all'*asta* delle ulteriori quote, nelle quantità stabilite dalla Commissione europea, con un sicuro incremento del costo delle esternalità per gli impianti di produzione energetica.

In Italia il responsabile per il collocamento in asta delle quote d'emissione è il Gestore dei Servizi Energetici (GSE).

Il 50% dei proventi da queste aste, secondo [10], è destinato in particolare a:

- finanziare attività di ricerca e sviluppo nonché progetti dimostrativi volti a ridurre le emissioni dei gas a effetto serra e a favorire l'adattamento agli impatti dei cambiamenti climatici;
- sviluppare le energie rinnovabili e altre tecnologie per conseguire entro il 2020 gli obiettivi comunitari del 20% d'energia da fonti rinnovabili e del 20% d'incremento dell'efficienza energetica;
- promuovere la ricerca e sviluppo dell'efficienza energetica e delle tecnologie pulite.

Il gestore, per ogni suo impianto, è tenuto a comunicare all'autorità, con cadenza annuale, le emissioni accertate di CO<sub>2</sub> prodotte nell'anno precedente ed a restituire un numero equivalente di quote di emissioni, che vengono annullate. Se, per un impianto, queste sono in numero inferiore alle quote che gli sono state rilasciate o si è aggiudicato nelle aste, può sfruttare le quote rimanenti per le sue esigenze, anche in anni successivi, o venderle sui mercati dell'Unione Europea; in caso contrario deve acquistare su questi mercati le quote mancanti, o utilizzare le quote rimanenti di eventuali altri suoi impianti, oppure sfruttare le *unità di riduzione* delle emissioni, ottenute, nell'ambito del sistema comunitario di scambio, attraverso attività di progetto previste dai *meccanismi* attuativi del *Protocollo di Kyoto*.

Sono previste sanzioni amministrative ai gestori (d'importo variabile a seconda della gravità dell'infrazione) per gli impianti energetici funzionanti senza autorizzazione all'emissione, per quelli autorizzati che non presentano la comunicazione annuale delle emissioni accertate e per quelli che non restituiscono tutte le quote annuali dovute in base alla comunicazione presentata o, in sua mancanza, in base alla stima conservativa delle emissioni, fatta dall'autorità nazionale.

Le quote mantengono la loro validità per tutto il periodo di riferimento nel quale sono assegnate e, ai fini della loro contabilizzazione, è istituito un *registro nazionale*, per il quale l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA) svolge le funzioni di amministratore. Al termine di ciascun periodo di riferimento, le quote assegnate non restituite sono automaticamente cancellate dal registro e, in sostituzione di queste, l'autorità nazionale rilascia quote d'emissione valide per il periodo in corso.

Per il periodo 2013-2020 sono previste particolari semplificazioni per gli impianti di dimensioni ridotte, con emissioni annue verificate inferiori a 25.000 t di CO<sub>2</sub> od una potenza termica nominale inferiore a 35 MW.

Sulle emissioni di SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>, prodotte dagli impianti di generazione con *potenza termica nominale pari o superiore a 50 MW*, la L. 449/97 ha istituito una tassa, con decorrenza 1-1-1998. Secondo quanto previsto nel regolamento attuativo di tale legge [11], per ogni impianto interessato l'esercente deve presentare al competente ufficio tecnico di finanza (UTF), cui è ora subentrato l'ufficio dell'agenzia delle dogane (UD), una dichiarazione annuale relativa a:

- qualità e quantità di ciascun combustibile utilizzato;
- emissioni complessive di SO<sub>2</sub> e di NO<sub>x</sub> con le rispettive metodologie di calcolo utilizzate.

L'allegato tecnico di [11] descrive in modo dettagliato le modalità di calcolo per le emissioni di SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub>, nonché i criteri di controllo cui deve attenersi l'UTF (UD) per verificare la correttezza di quanto dichiarato.

La tassa è pari attualmente a 106 €/t per l'SO<sub>2</sub> e a 209 €/t per l'NO<sub>x</sub>; si applica alle emissioni complessive senza prevedere quote esenti.

Anche il costo annuo delle esternalità può variare durante la vita utile dell'impianto e al Cap. 5 vedremo come tenerne conto.

### 3.4.1 Dati richiesti dai programmi

Per valutare il costo annuo delle esternalità, dovute alle emissioni di CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> provocate dai combustibili utilizzati, nel foglio "usc." dei programmi di calcolo devono essere forniti dall'operatore i seguenti dati:

- *potenza termica nominale* dell'impianto di generazione  $P_{t\text{ nom}}$  (MW<sub>t</sub>), riferita alla totalità dei combustibili utilizzati;
- *emissione specifica di CO<sub>2</sub>* per ciascun combustibile non totalmente rinnovabile utilizzato  $esp_q$ , espressa in t / 10<sup>3</sup> Sm<sup>3</sup> se gassoso e in t / t se liquido o solido, assumendo pari a zero quella della *biomassa* in conformità all'Allegato E di [9];
- *emissione annua consentita di CO<sub>2</sub>*  $ec_{CO_2}$  (10<sup>3</sup> t), pari al numero delle quote annue assegnate gratuitamente, diviso per 10<sup>3</sup>;
- *emissioni annue effettive*  $ea_{ef}$  di SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> (10<sup>3</sup> t);
- *prezzo delle quote* di emissione (€/t), per la CO<sub>2</sub> pari alla media dei loro prezzi di assegnazione nelle aste e/o di mercato, mentre per l'SO<sub>2</sub> e l'NO<sub>x</sub> pari all'importo delle relative tasse  $tu_{em}$ .

Bisogna tener presente che, se l'impianto è di sola produzione elettrica, la potenza termica nominale  $P_{t\text{ nom}}$  deve essere sempre maggiore della potenza elettrica nominale attribuibile

ai combustibili utilizzati, ma, in situazioni particolari, potrebbe risultare inferiore alla  $P_{nom}$  (elettrica) vista in 3.1.1; negli altri casi  $P_{t\ nom}$  deve coincidere con  $P_{nom}$  (termica). Inoltre l'emissione specifica di  $CO_2$  è richiesta per ciascun combustibile commerciale utilizzato; per quello rinnovabile è richiesta solo se la sua percentuale di rinnovabilità  $pt_r$ , vista in 3.3.1, risulta inferiore al 100%, perciò di norma la relativa cella risulta vuota. Il prezzo delle quote di emissione è richiesto invece per ciascun inquinante emesso. Il mancato rispetto di tutte queste prescrizioni è evidenziato dalle caselle che diventano rosse.

La Fig. 19 riporta il quadro completo dei valori da inserire o ricavati dai programmi, necessari al calcolo delle esternalità; i consumi annui dei combustibili sono quelli risultanti da Fig. 15 a pag. 42.

potenza termica nominale $P_{t\ nom}$	50,0	$MW_t$
---------------------------------------	------	--------

combust.	emissione specif. $CO_2$		consumo annuo	
gas nat.	1,97	$t / 10^3 Sm^3$	6,800	$10^6 Sm^3$
olio comb.	3,16	t / t	0,000	$10^3 t$
carbone	3,67	t / t	0,000	$10^3 t$
comb. rinnov.		( )	0,000	( )

inquinante		$CO_2$	$SO_2$	$NO_x$
emissione annua ( $10^3 t$ )	effettiva	13,408	0,050	0,030
	consentita	15,000	0,000	0,000
prezzo quota emiss. (€/t)		25,0	106,0	209,0

Fig. 19 – Grandezze utilizzate per il calcolo delle esternalità

Come si può vedere, i programmi fissano a zero le emissioni annue consentite per l' $SO_2$  e l' $NO_x$ , poiché per esse non sono previste quote esenti.

Per il costo delle esternalità, nel loro complesso, è previsto inoltre in tutti i programmi, al solito elenco "Coefficienti per analisi parametriche" dei fogli "val. imp. var" e dei relativi fogli duplicati, un coefficiente moltiplicativo col quale analizzare la loro incidenza sui risultati dell'analisi economica. Di norma il suo valore è pari ad 1 e l'operatore può variarlo, in ciascun foglio, tra 0,5 e 5.

### 3.4.2 Calcoli eseguiti dai programmi

I programmi eseguono preliminarmente un controllo congiunto sui valori forniti per  $P_{t\text{ nom}}$  (nel foglio “usc.”) e  $P_{\text{ nom}}$  (nel foglio “val. imp” dei programmi *valutazioni* o “val. imp. var” dei programmi *calcolo*) per verificare che siano uguali quando l’impianto non è di sola produzione elettrica.

Se invece l’impianto è di *sola produzione elettrica*, i programmi verificano che i due valori  $P_{\text{ nom}} = P_e$  e  $P_{t\text{ nom}}$  soddisfino la seguente condizione:

$$13) \quad P_{e\text{ rc}} < P_{t\text{ nom}} \quad (\text{MW}),$$

dove  $P_{e\text{ rc}}$  è la potenza elettrica nominale ascrivibile ai combustibili utilizzati, stimata approssimativamente, a partire da  $P_e$ , mediante la:

$$14) \quad P_{e\text{ rc}} = \frac{P_{e\text{ rc}}}{P_e} \cdot P_e \cong \frac{E_{e\text{ lc}} + E_{e\text{ lcr}}}{E_{e\text{ l}}} \cdot P_e = \frac{E_{e\text{ lrc}}}{E_{e\text{ l}}} \cdot P_e \quad (\text{MW}),$$

in cui compaiono le già ricordate produzioni lorde annue  $E_{e\text{ lc}}$  ed  $E_{e\text{ lcr}}$  nonché la produzione lorda annua dell’impianto  $E_{e\text{ l}}$ , calcolata come si vedrà in 4.5.1.

Pertanto nella stima di  $P_{e\text{ rc}}$  si fa l’ipotesi che il rapporto tra le potenze nominali sia quasi uguale al rapporto tra le rispettive produzioni lorde annue, ovvero che si possa ritenere trascurabile la differenza tra le ore equivalenti annue di funzionamento (a potenza nominale) dell’impianto nel suo complesso e quelle della sua sola sezione a combustibili.

Dalla 14) risulta evidente che un impianto di questa tipologia può avere, in particolari configurazioni, una  $P_{\text{ nom}} = P_e > P_{t\text{ nom}}$ , pur rispettando la 13).

I programmi verificano inoltre (nel foglio “val. imp” dei programmi *valutazioni* o “val. imp. var” dei programmi *calcolo*) che, per questa tipologia d’impianti, risulti:

$$15) \quad P_{\text{ nom}} = P_e \geq P_{e\text{ mrc}} \quad (\text{MW}),$$

dove  $P_{e\text{ mrc}}$  è la potenza elettrica media attribuibile alla totalità dei combustibili usati.

Quest’ultima è ottenuta dividendo la produzione elettrica  $E_{e\text{ lrc}}$  (MWh) per le ore annue di funzionamento dell’impianto, assunte pari a 8.760 in tutti i programmi tranne per quello *valutazioni* in funzionamento intermittente, dove sono calcolate come si vedrà in 4.3.1.2.

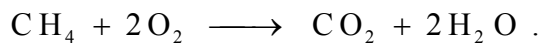
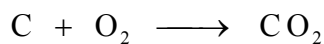
I programmi determinano poi l’effettiva emissione annua di  $\text{CO}_2$  con la seguente formula:

$$16) \quad ea_{CO_2} = \sum_1^z esp_q \cdot C_q \quad (10^3 t),$$

dove:

- $esp_q$  è l'emissione specifica per il generico combustibile  $q$ ;
- $C_q$  è il suo consumo annuo, tenendo conto delle diverse modalità di funzionamento dell'impianto e dei coefficienti di variazione per le produzioni, come riportato in Fig. 19;
- $z$  è il numero totale dei combustibili, utilizzati nel corso dell'anno, che provocano emissioni di  $CO_2$ .

I programmi sono già predisposti per il calcolo delle emissioni di  $CO_2$  da parte dei tre combustibili commerciali maggiormente in uso negli impianti di generazione, oltre che per un combustibile parzialmente rinnovabile. I valori inseriti per le emissioni specifiche di carbone e metano sono quelli ottenuti considerando la loro combustione completa secondo le seguenti reazioni chimiche:



Da esse risulta che la combustione completa di 1 t di *carbone* produce 3,67 t di  $CO_2$ , mentre quella di 1 t di *metano* ne produce 2,75 t, corrispondente ad un'emissione specifica di circa 1,97 t /  $10^3 Sm^3$ . Invece dalla combustione completa di 1 t di *olio combustibile*, tenuto conto che in esso la frazione di massa del carbonio è circa l'86%, risulta un'emissione pari a 3,16 t di  $CO_2$ .

Se vengono impiegati altri tipi di combustibili commerciali, si possono stimare le loro emissioni specifiche in base alla frazione di massa del carbonio presente in essi, oppure utilizzare valori ritenuti accettabili dalle direttive europee. Ovviamente, se per il particolare impianto sono disponibili i valori misurati per l'emissione specifica dei vari combustibili utilizzati, è preferibile utilizzare questi ultimi.

Quando l'impianto ha una potenza  $P_{t\text{nom}} > 20 MW_t$ , i programmi, una volta ricavata la  $CO_2$  annua emessa  $ea_{CO_2}$ , calcolano le migliaia di quote annue, richieste per la sua compensazione, arrotondando alla terza cifra decimale il valore fornito dalla seguente formula:

$$17) \quad Q_{CO_2} = ea_{CO_2} - ec_{CO_2} \quad ,$$

dove  $ec_{CO_2}$  ( $10^3 t$ ) è l'emissione annua consentita all'impianto, pari al numero di quote annue assegnate gratuitamente diviso per  $10^3$ .

Da notare che se le emissioni effettive dell'impianto sono inferiori a quelle consentite dalle quote assegnate, le quote richieste diventano negative e pertanto possono essere sfruttate dal gestore nel corso dello stesso periodo di riferimento, oppure possono essere vendute sul mercato.

Infine il costo annuo ( $10^3$  €) dovuto alle emissioni di CO<sub>2</sub> si ottiene moltiplicando le migliaia di quote richieste per il loro costo unitario medio fornito dall'operatore, stimabile in 25 €/t e previsto in aumento tendenziale [12], anche se dalla fine del 2008, a causa della crisi economica, il prezzo di mercato ha subito una brusca riduzione e da allora è rimasto inferiore a 20 €/t.

Se l'impianto ha anche una  $P_{t\text{ nom}} \geq 50$  MW, l'importo annuo delle tasse dovute per le emissioni di SO<sub>2</sub> e NO<sub>x</sub> è calcolato con la formula:

$$18) \quad T_{em} = ea_{ef} \cdot tu_{em} \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove  $ea_{ef}$  è l'emissione annua effettiva dell'inquinante (SO<sub>2</sub> o NO<sub>x</sub>) e  $tu_{em}$  è l'importo unitario della relativa tassa, entrambi forniti dall'operatore.

La Fig. 20 mostra il quadro "Costo annuo delle esternalità" nel foglio "usc.", dove il costo annuo delle esternalità per le tre emissioni considerate e il loro costo totale è ottenuto in base ai valori riportati in Fig. 19, senza tener conto del suo coefficiente di variazione fissato per le analisi parametriche.

### COSTO ANNUO DELLE ESTERNALITA'

CO <sub>2</sub>		SO <sub>2</sub>		NO <sub>x</sub>		Costo annuo totale (10 <sup>3</sup> €)
quote richieste	costo annuo	quote richieste	costo annuo	quote richieste	costo annuo	
(10 <sup>3</sup> t)	(10 <sup>3</sup> €)	(10 <sup>3</sup> t)	(10 <sup>3</sup> €)	(10 <sup>3</sup> t)	(10 <sup>3</sup> €)	
<b>-1,592</b>	<b>-39,8</b>	<b>0,050</b>	<b>5,3</b>	<b>0,030</b>	<b>6,3</b>	<b>-28,2</b>

Fig. 20 – Esempio di calcolo del costo annuo delle esternalità

Da notare che, nell'esempio mostrato, l'esternalità dovuta alla CO<sub>2</sub> risulta negativa poiché l'emissione consentita è maggiore di quella effettiva; anche il costo totale risulta negativo e questo sta ad indicare che, nel caso dell'impianto considerato, le esternalità non rappresentano un costo ma un ricavo.

I costi annui, calcolati nel foglio "usc." dei programmi per le singole esternalità e moltiplicati col rispettivo coefficiente per analisi parametriche, sono forniti anche

sotto forma di istogramma nei fogli duplicati “Costi”, come nella Fig. 21, relativa ad un ipotetico impianto di taglia superiore a 50 MW<sub>t</sub> che utilizza più combustibili commerciali.

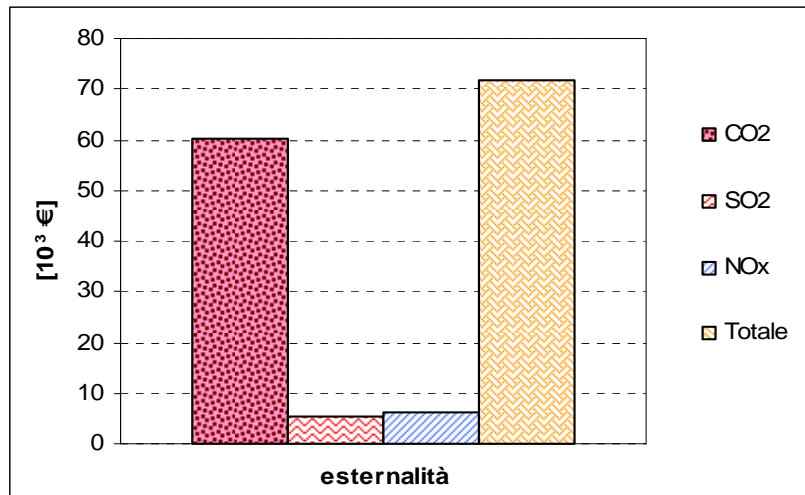


Fig. 21 – Costi annui delle singole esternalità

### 3.5 Costi annuali

A conclusione di questo capitolo, occorre fare una suddivisione temporale dei costi da sostenere per un impianto di generazione a seconda di quando si presentano rispetto alla sua entrata in esercizio commerciale, che segna per l’esercente la data da cui inizia ad ottenere i ricavi. Ciò è importante ai fini della successiva analisi economica, nella quale i costi affrontati prima dell’entrata in esercizio vengono tenuti separati rispetto a quelli sostenuti durante l’esercizio.

In linea di massima si può ritenere che il costo per la costruzione dell’impianto preceda la sua entrata in esercizio, anche se è possibile dilazionarlo temporalmente oltre tale data, come vedremo nel Cap. 5.

Invece si può ritenere che i costi di esercizio e manutenzione, dei combustibili e delle esternalità, nella quasi totalità, si presentino successivamente all’entrata in servizio commerciale, essendo legati all’operatività dell’impianto. Il loro importo complessivo annuale costituisce perciò la *spesa operativa* dell’impianto.

Data la notevole importanza di tale spesa, nei fogli duplicati “Costi” dei programmi sono presentati insieme i vari costi operativi annui che la compongono e il loro istogramma. Nei suddetti fogli compare anche il costo per l’eventuale prelievo netto di energia elettrica dalla rete. Questo costo, calcolato come si è detto nella parte finale di 3.3.2, è moltiplicato per lo stesso coefficiente di variazione fissato per i combustibili e scorporato dal loro costo complessivo; così viene messo meglio in evidenza il rapporto esistente tra l’impianto di produzione e la rete elettrica.

Si ricorda che i costi operativi presenti in questi fogli dei programmi dipendono dai valori numerici fissati per i loro coefficienti di variazione nel rispettivo foglio collegato “*val. imp. var*” e nel suo duplicato; quindi cambiano quando vengono fatte le analisi parametriche.

L’istogramma di Fig. 22 riepiloga i costi operativi annui per un ipotetico impianto che non ha un prelievo netto di energia elettrica dalla rete.

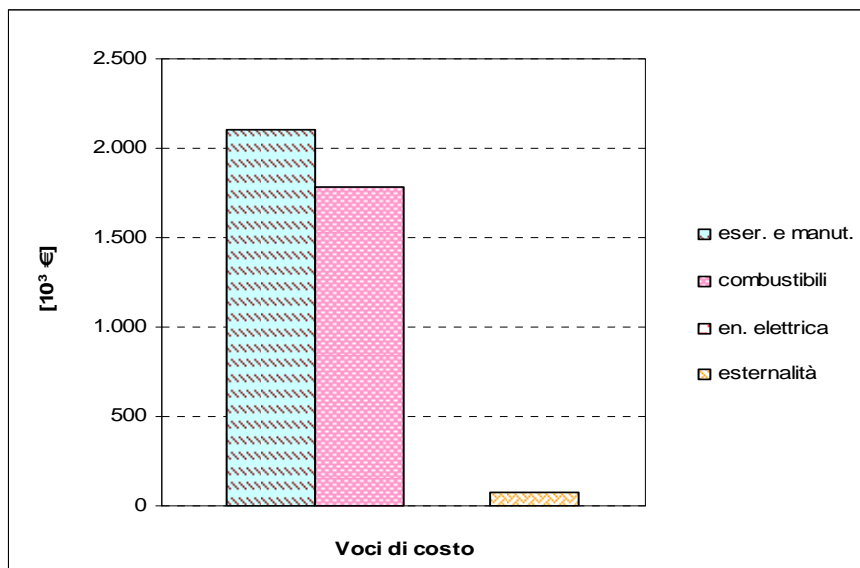


Fig. 22 – Costi operativi annui



### 3.6 Riferimenti

- [1] E. Metelli – Valutazioni economiche per impianti termoelettrici solari – ENEA/SOL/RS/2008/11, Settembre 2001.
- [2] Le fonti rinnovabili 2005. Lo sviluppo delle rinnovabili in Italia tra necessità e opportunità – ENEA, Settembre 2005.
- [3] L. Sani – Centrali elettronucleari vol. 3 – Ed. Sistema.
- [4] C. Caputo – Gli impianti convertitori d'energia – Collana di macchine vol. 1 – Ed. Casa Editrice Ambrosiana, 2001.
- [5] Rapporto Energia e Ambiente 2005 – ENEA, Gennaio 2006.
- [6] Relazione tecnica alla Del. 81/99 dell'Autorità per l'Energia “Aggiornamento dei prezzi di cessione dell'energia elettrica e dei contributi riconosciuti alla nuova energia prodotta da impianti utilizzando fonti rinnovabili e assimilate” – datata 2-6-1999.
- [7] D. Lgs. 387/03 – “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità” – G. U. n° 25 del 31-1-2004.
- [8] Del. EEN 9/11 dell'Autorità per l'Energia – “Aggiornamento, mediante sostituzione dell'Allegato A alla Del. 103/03 e successive modifiche e integrazioni, in materia di Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all'art. 5, comma 1, dei D.D. M.M. 20-7-2004 e s.m.i. e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica” – Allegato A “Linee Guida” – Tabella 1 “Poteri calorifici inferiori dei combustibili” – pubblicata sul sito dell'Autorità in data 28-10-2011.
- [9] D. Lgs. 216/06 – “Attuazione delle direttive 2003/87/CE e 2004/101/CE in materia di scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità, con riferimento ai meccanismi di progetto del Protocollo di Kyoto” – S. O. G. U. n° 140 del 19-6-2006.
- [10] D. Lgs. 30/13 – “Attuazione della direttiva 2009/29/CE che modifica la direttiva 2003/87/CE al fine di perfezionare ed estendere il sistema comunitario per lo scambio di quote di emissioni di gas a effetto serra” – G. U. n° 79 del 4-4-2013.
- [11] D.P.R. 416/01 – “Regolamento recante norme per l'applicazione della tassa sulle emissioni di anidride solforosa e di ossidi di azoto, ai sensi dell'art. 17, comma 29, della L. 449/97” – G. U. n° 277 del 28-11-2001.
- [12] M. Villa – Un anno di emissions trading. Questioni aperte e prospettive future – La Termotecnica Aprile 2006.

## 4 Analisi dei ricavi dell'impianto di generazione

I ricavi ottenibili da un impianto di generazione sono tutti legati, direttamente o indirettamente, alla sua produzione energetica e in genere, a parità di produzione, dipendono anche dalla sua modalità di funzionamento. Tali ricavi sono costituiti dalla *vendita*, diretta o sul mercato, della *produzione energetica* e, a seconda delle fonti primarie e della tipologia impiantistica utilizzate, dalle *incentivazioni* sulla *produzione* durante i *primi anni d'esercizio*.

Di norma il prezzo unitario di vendita della produzione energetica è fissato sia in base al tipo di energia fornita che alle sue qualità. È evidente che per ogni tipo d'energia prodotta (*elettrica, termica, frigorifera*) il prezzo unitario è fortemente legato all'entità della sua domanda da parte delle utenze collegate, direttamente o tramite rete di distribuzione, all'impianto di produzione<sup>4)</sup>. Poiché tale domanda non è quasi mai costante nel tempo ma, in genere, varia in modo consistente sia durante l'arco della giornata che durante i giorni della settimana e i mesi dell'anno, ne consegue che, a parità di produzione, i ricavi annui sono maggiori se si riesce a modularla, aumentandola nei periodi di maggior richiesta e riducendola (fino ad azzerarla se fosse possibile) nei periodi di richiesta scarsa o nulla.

Quanto alla prevedibilità dell'andamento temporale della domanda nel corso dell'anno, questa dipende molto dal numero e dalla tipologia delle utenze collegate e quindi, indirettamente, dalla possibilità di trasportare l'energia prodotta.

L'energia *termica* e la *frigorifera* non possono essere trasportate su lunghe distanze (massimo qualche *decina di chilometri*) in quanto si degraderebbero troppo le loro qualità; pertanto le utenze servite da queste produzioni non raggiungono mai un numero eccessivamente elevato (massimo alcune decine di migliaia), né appartengono a settori molto differenziati. In tal caso l'andamento temporale della domanda non è facilmente prevedibile, essendo legato, per le utenze del settore civile, alle attività ed abitudini giornaliere delle persone o, per le utenze del settore industriale e terziario, ai cicli di lavorazione ed ai carichi di lavoro.

Qualora poi le utenze dovessero essere solo civili, l'andamento della domanda presenta pure un'accentuata componente di stagionalità, con un picco invernale per la domanda di energia termica ed uno estivo per quella di energia frigorifera.

Invece l'energia *elettrica* è facilmente trasportabile anche a lunghe distanze (qualche *migliaio di chilometri*) attraverso reti di trasmissione nazionali tra loro interconnesse; quindi, se l'impianto cede in rete la sua produzione, le utenze collegate sono estremamente numerose e diversificate. In tal caso l'andamento temporale della domanda, sia su base giornaliera che mensile o annuale, è prevedibile con elevato grado d'affidabilità.

La situazione muta però radicalmente quando l'impianto cede la sua produzione elettrica ad una *rete locale*, non allacciata a quella nazionale, o direttamente alle utenze, collegate con una *rete dedicata*; in queste circostanze l'andamento temporale del carico potrebbe essere poco prevedibile e comunque, anche se lo fosse, potrebbe risultare molto diverso da quello per la rete nazionale.

---

<sup>4)</sup> Non si prende in esame l'*energia meccanica* perché di scarso interesse pratico, dal momento che non può essere trasportata fuori dall'impianto di produzione e può essere ceduta solo a utenze al suo interno direttamente collegate.

Riguardo alle incentivazioni, riconosciute nei primi anni d'esercizio, i ricavi annui ottenibili sono legati al complessivo ammontare della produzione energetica. Infatti le incentivazioni sono concesse alla quota parte della *produzione* ottenibile sfruttando *fonti* energetiche *rinnovabili* e/o ai risparmi energetici negli usi finali, conseguibili con l'esercizio di impianti di *produzione*, anche combinata, ad *elevata efficienza*.

Queste incentivazioni, quando i loro importi unitari (per le produzioni rinnovabili e il risparmio energetico) non sono fissati mediante decreto, sono costituite da un numero proporzionale di *certificati* (di diversa tipologia) assegnati a tali d'impianti. Poiché per legge i diversi operatori del settore energetico devono conseguire ogni anno degli obiettivi minimi, sia per la produzione da fonti rinnovabili che per i risparmi negli usi energetici finali, tali certificati hanno un valore in quanto i possessori possono venderli agli operatori obbligati che non ne hanno a disposizione in numero sufficiente. È evidente che, trattandosi di un libero scambio, il prezzo di ciascuna tipologia di certificati non è stabilito a priori ma, come per la produzione energetica, dipende dalle leggi di mercato. In tal caso però la *domanda* deve essere soddisfatta su una scala temporale non oraria ma *annuale*, ad un livello fissato *per decreto*, che tenderà ad aumentare progressivamente negli anni futuri.

Pertanto nel capitolo viene prima esaminato l'andamento dei prezzi unitari di mercato per le produzioni energetiche e per i certificati eventualmente associati a titolo d'incentivazione; si prende poi in esame la produzione energetica annua dell'impianto, quindi si valutano i ricavi annuali complessivamente ottenibili durante l'esercizio.

## 4.1 Prezzo di vendita dell'energia

Come si è visto, il prezzo unitario di vendita può essere definito solo quando sia nota la tipologia delle utenze cui è destinata ciascuna produzione energetica. Non è quindi possibile stabilirne il valore in modo univoco.

Operativamente si può solo individuare, per ciascuna produzione energetica, un *prezzo minimo* o un *prezzo di riferimento*, al di sotto del quale si può ritenere che la vendita non remunererà più il costo del combustibile commerciale richiesto e gli eventuali oneri associati. Tale valore di riferimento non rimane costante nel tempo ma dipende dal prezzo di mercato dei diversi combustibili utilizzati, il cui andamento viene influenzato anche dall'evoluzione normativa in materia d'inquinamento ambientale.

È pure evidente che, individuare un prezzo unitario minimo o di riferimento, risulta più agevole quando la produzione energetica viene scambiata su un libero mercato, coinvolgendo diversi operatori e numerosi utenti; in tal caso infatti si conosce l'evoluzione del prezzo di vendita negli ultimi anni e si può prevedere il suo andamento futuro con una ragionevole certezza. Se invece per una produzione energetica non esiste un mercato di scambio aperto e concorrenziale, risulta più difficile fissare un prezzo unitario minimo o di riferimento, poiché i prezzi di vendita sono stabiliti, in genere, con accordi bilaterali tra fornitore ed utenza e spesso non vengono resi noti. In tal caso si può solo definire un prezzo di riferimento in base al costo di mercato del combustibile richiesto per la produzione unitaria.

#### 4.1.1 Energia elettrica

Il mercato elettrico è divenuto completamente operativo dall'1-1-2005 e, da allora, il prezzo unitario di cessione dell'energia elettrica viene fissato in Borsa, come prezzo di equilibrio tra le offerte di vendita e le domande d'acquisto, in ogni ora del giorno.

Questi prezzi orari presentano un andamento estremamente variabile nell'arco della giornata, a volte imprevedibile se si verificano situazioni particolari, e possono diversificarsi a seconda dell'area geografica in cui è ubicato l'impianto di produzione. Se però si considera l'andamento giornaliero, in ciascuna area geografica, dei prezzi unitari di vendita sul mercato dall'1-1-2005, si può subito notare una forte *correlazione* tra *prezzo* e *fabbisogno nazionale*; inoltre è evidente l'influenza esercitata sia dall'andamento dei *prezzi* per i *combustibili* commerciali sia dalle *manutenzioni*, programmate e non, per gli impianti, che comportano una temporanea riduzione della potenza elettrica complessivamente disponibile in rete.

Tenendo presenti tali correlazioni, si possono suddividere le ore dell'anno in un numero limitato di gruppi, individuando così delle *fasce orarie* caratterizzate da prezzi di vendita omogenei al loro interno, ma nettamente differenziati tra le varie fasce. In tal modo è possibile assegnare, all'energia elettrica immessa in rete, un valore unitario diversificato a seconda della fascia oraria in cui viene prodotta, più aderente a quello effettivo di mercato. Pertanto nei programmi *calcolo* sono previste fino a quattro fasce orarie.

Nei programmi *valutazioni* le fasce orarie sono già individuate e sono quelle definite dall'Autorità per l'Energia in [13]. In tal caso le fasce orarie previste sono tre:

- *F1*, ore di *punta*;
- *F2*, ore *intermedie*;
- *F3*, ore *fuori punta*.

L'articolazione di queste fasce orarie è su *base settimanale* nel corso di tutto l'anno e distingue tra: giorni *feriali*, *sabati*, *domeniche* e giorni *festivi* infrasettimanali.

La Fig. 23, presente nel foglio "*Fasce orarie*" di questi programmi, fa vedere, alla prossima pagina, la suddivisione in fasce per le ore delle diverse giornate<sup>5)</sup>.

Essa prevede per i *giorni feriali* :

- 11 ore di punta *F1* ( 8 ÷ 19 ) ;
- 5 ore intermedie *F2* ( 7 ÷ 8 ; 19 ÷ 23 ) ;
- 8 ore fuori punta *F3* ( 0 ÷ 7 ; 23 ÷ 24 ) ;

per i *sabati* :

- 16 ore intermedie *F2* ( 7 ÷ 23 ) ;
- 8 ore fuori punta *F3* ( 0 ÷ 7 ; 23 ÷ 24 ) ;

---

<sup>5)</sup> Tale suddivisione, al momento in cui è stata fatta, comportava prezzi unitari ben differenziati e decrescenti dalla fascia F1 alla F3. Ma dal 2012 il prezzo medio di mercato in fascia F2 è risultato sistematicamente più elevato di quello in fascia F1, per i mesi *da marzo ad ottobre*, grazie al notevole incremento della produzione fotovoltaica, reso possibile dall'entrata in esercizio dei nuovi impianti. Da quell'anno il prezzo medio nelle due fasce, durante quei mesi, ha iniziato a diminuire, riducendo sensibilmente il divario rispetto al prezzo nella fascia F3.

per le *domeniche* e i *giorni festivi infrasettimanali* :

- tutte le ore in fascia F3 .

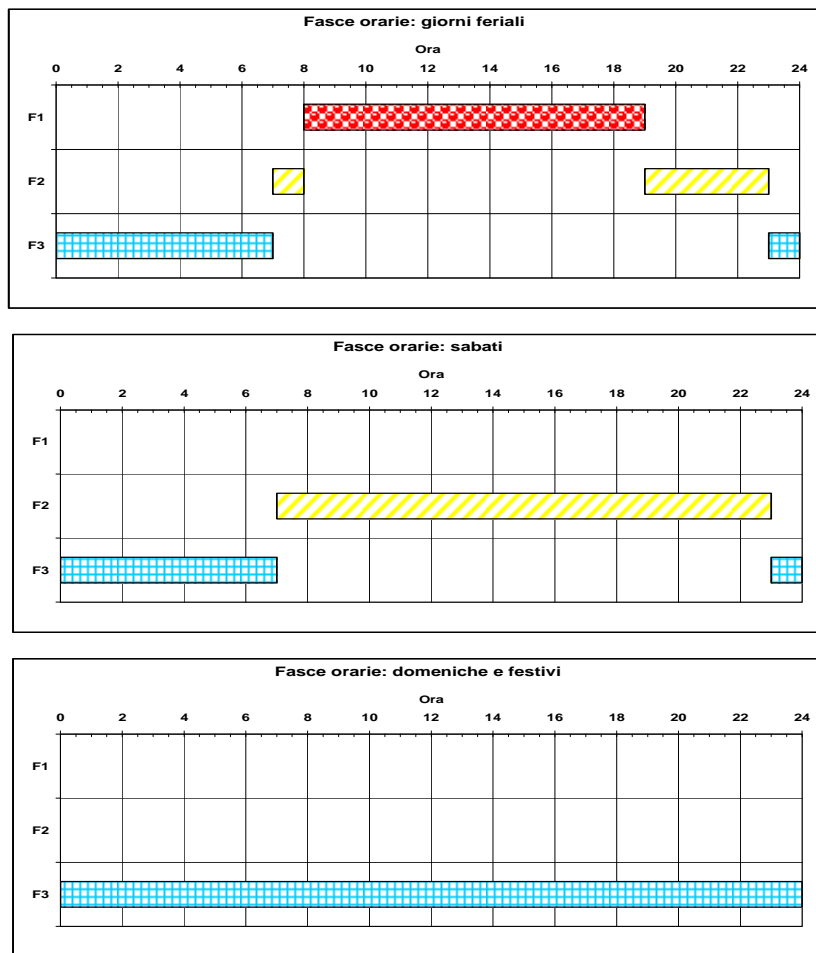


Fig. 23 – Fasce orarie nei giorni della settimana

In tutti i programmi, per individuare i prezzi unitari di vendita dell'energia immessa in rete nelle varie fasce orarie, è opportuno prendere una media di più valori riferiti ad un arco temporale abbastanza ampio. Dal momento che il prezzo di vendita dell'energia elettrica è strettamente correlato al costo medio di produzione del parco nazionale, si può suddividere il *prezzo unitario* di ciascuna fascia in due *componenti*:

- una (con valori differenziati e decrescenti dalla fascia F1 alla F3 o F4 se presente) a copertura dei *costi fissi*, i quali, essendo legati al recupero dei costi di costruzione ed a gran parte dei costi d'esercizio e manutenzione degli impianti, possono considerarsi indipendenti dall'energia prodotta;
- una a copertura dei *costi variabili*, dipendenti dall'energia prodotta e dovuti quasi interamente al costo del combustibile consumato, il cui valore è lo stesso in tutte le fasce e, per essere rappresentativo, va ottenuto come media su un periodo di qualche anno poiché, come si è visto, è soggetto a oscillazioni anche notevoli.

Qualora poi si vogliono fare delle stime preliminari sui ricavi annui dalla vendita dell'energia elettrica prodotta o sia disponibile la sola produzione globale annua, basta assegnare un prezzo unitario unico di vendita, sulla base dei valori medi di mercato disponibili a consuntivo o di quelli fissati nelle contrattazioni tra produttore e utenze, a seconda della particolare situazione.

#### 4.1.1.1 DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI

I dati richiesti sul prezzo unitario di vendita dell'energia elettrica sono gli stessi per tutti i programmi e vanno inseriti nelle caselle colorate del foglio "entr.", se l'impianto è di sola produzione elettrica, o del foglio "entr. cog" per le altre produzioni. In ciascun programma è possibile fissare i prezzi unitari per le diverse fasce orarie o un prezzo medio unico; quando vengono forniti entrambi, il programma non considera quelli differenziati per fasce e calcola i ricavi annui dalla vendita dell'energia elettrica sulla base del solo prezzo medio.

Se si vogliono differenziare i prezzi di vendita per fasce orarie, i programmi prevedono l'inserimento separato dei dati per il calcolo dei valori medi unitari delle componenti fissa e variabile.

La *componente variabile* richiede l'inserimento dei dati relativi al costo unitario variabile per il parco termoelettrico nazionale che utilizza combustibili commerciali. Tale costo veniva prima identificato col *parametro Ct*, periodicamente aggiornato, inizialmente con cadenza bimestrale poi trimestrale, dall'Autorità per l'Energia; con l'avvento del libero mercato è stato abrogato e a partire dal 2007, come già detto in 3.3.1, l'Autorità non ne pubblica più i valori. Per il 2007 si deve quindi far riferimento agli aggiornamenti forniti dall'Acquirente Unico, dove sono riportati i valori storici del parametro Ct (denominato vecchio Ct o *vCt*), nonché il suo andamento trimestrale, a consuntivo e previsto, mentre dal 2008 occorre stimarlo a partire dalle quotazioni di mercato dei vari combustibili. Affinché i programmi funzionino correttamente, i *dati* per questa componente vanno *sempre inseriti*, anche quando non si vogliono differenziare i prezzi di vendita per fasce orarie.

La prossima Fig. 24 mette in evidenza come vanno forniti i dati per questa componente del costo unitario.

L'operatore inserisce i dati sul Ct nella seconda colonna, nella prima indica il periodo cui si riferiscono e nella terza assegna il relativo *peso*, che deve essere un *numero intero* pari al numero di mesi per i periodi della prima colonna (3 in questo caso trattandosi di periodi trimestrali). Il programma calcola automaticamente la *media pesata* dei valori forniti per il Ct ed evidenzia, con la comparsa di caselle rosse nella colonna peso, eventuali errori nell'immissione dei dati.

Costo unit. variabile riconosciuto Ct		
bim./trim.	c€/kWh	peso
3° 2005	4,415	3
4° 2005	5,319	3
1° 2006	6,090	3
2° 2006	6,380	3
3° 2006	6,380	3
4° 2006	6,380	3
1° 2007	5,919	3
2° 2007	5,252	3
Media pesata	5,77	24

Fig. 24 – Esempio di inserimento dei dati per la componente variabile

La *componente fissa Cf* viene fornita, in ciascun intervallo temporale considerato e per ogni fascia oraria, come differenza tra il valore medio dei prezzi unitari di vendita dell'energia, registrati nelle ore ricadenti nella fascia, e quello della componente variabile; pertanto comprende, oltre ai costi fissi di produzione, anche il profitto ottenuto dalla sua vendita. Solo nella fascia oraria di minor richiesta, i programmi accettano valori negativi di Cf, comunque non superiori, in valore assoluto, alla metà della componente variabile Ct.

Nei programmi *valutazioni*, come già ricordato, le fasce orarie sono quelle stabilite in [13]. Essendo in vigore dall'inizio del 2007, i dati direttamente disponibili, sui prezzi di vendita in ciascuna di queste fasce orarie, coprono un discreto arco temporale e possono essere reperiti dai comunicati dell'Acquirente Unico, in relazione ai suoi acquisti di energia elettrica sul mercato. Per i periodi precedenti, i dati disponibili fanno riferimento ad una diversa articolazione delle fasce orarie; quindi andrebbero prima calcolati i valori medi ponderati, relativi alle nuove fasce, a partire dai dati storici sui prezzi e sui quantitativi orari di energia venduta, pubblicati dal *Gestore del Mercato Elettrico* ora *Gestore dei Mercati Energetici* (GME), per ciascun periodo preso in esame. Il calcolo dei prezzi medi di vendita per fasce orarie può esser fatto sia con riferimento al prezzo orario unico nazionale (PUN), che a quello orario per la zona di mercato in cui si trova o deve essere costruito l'impianto di produzione.

La Fig. 25 mostra un esempio d'inserimento dei dati per la componente Cf del prezzo unitario.

Da notare che il numero intero assegnato al peso dei vari periodi è pari ad uno, poiché si riferisce a valori medi mensili; inoltre i valori negativi in fascia F3 indicano che, nei mesi presi in considerazione, i prezzi medi di vendita in tale fascia sono risultati sempre inferiori al corrispondente valore trimestrale della componente variabile Ct.

Prezzo unitario comp. fissa Cf (c€/kWh)				
periodo	F1	F2	F3	peso
1° 2007	6,08	1,97	-0,77	1
2° 2007	4,93	1,41	-1,49	1
3° 2007	2,85	1,20	-1,84	1
4° 2007	2,60	1,22	-1,14	1
5° 2007	4,13	1,49	-1,12	1
6° 2007	5,42	1,53	-1,05	1
	26,01	8,82	-7,41	6
Media	4,34	1,47	-1,24	

Fig. 25 – Esempio di inserimento dei dati per la componente fissa nei programmi *valutazioni*

Invece nei programmi *calcolo* sono previste *fino a quattro fasce* e la loro articolazione non è prefissata. In questo caso l'operatore deve prima scegliere il numero di fasce e stabilire come ripartire in esse tutte le ore dell'anno; poi può calcolare i prezzi medi di vendita in ciascuna fascia, per ogni periodo preso in esame, come visto in precedenza. Qualora l'operatore ritenga opportuno scegliere un numero di fasce inferiore a quattro, deve tener presente che eventuali valori negativi della componente fissa sono accettati solo nella *colonna F4*; pertanto, in tal caso, dovrà inserirli in questa colonna e lasciare vuota la colonna F3, se le fasce scelte sono tre, o le colonne F2 ed F3, se le fasce sono solo due.

La Fig. 26, alla pagina seguente, mostra un esempio di inserimento, nei programmi *calcolo*, dei dati per questa componente del prezzo unitario, supponendo di far riferimento a periodi trimestrali di anni precedenti in analogia con quanto visto per la componente variabile. Come si può notare, dal momento che è stato scelto un numero di fasce pari a tre, i dati, tutti positivi, sono inseriti nelle colonne relative alle prime tre fasce e la colonna F4 è lasciata vuota.

I programmi calcolano automaticamente la media pesata dei valori forniti per le diverse fasce. Nei programmi *calcolo* questi valori medi dovranno risultare decrescenti a partire dalla fascia F1, mentre nei programmi *valutazioni* i valori medi per F1 ed F2 dovranno risultare maggiori di quello per F3; dove ciò non si verifica, la relativa casella diventa rossa per segnalare un errato inserimento dei valori per quella fascia o, nel caso dei programmi *calcolo*, un criterio di individuazione delle fasce orarie non adeguato.

In tutti i programmi la casella, dove è calcolata la media, diventa rossa anche quando l'operatore non inserisce qualche dato nei periodi temporali ai quali ha assegnato un valore per il peso, segnalando così l'errato calcolo della media. Da notare che il peso, come al solito, va indicato solo per i periodi nei quali sono forniti i relativi valori unitari; eventuali errori sui valori assegnati al peso sono evidenziati in rosso e vanno rimossi, altrimenti le medie pesate non vengono calcolate correttamente.



Prezzo unitario comp. fissa Cf (c€/kWh)					
periodo	F1	F2	F3	F4	peso
4° 2005	9,40	3,78	2,05		3
1° 2006	9,40	3,78	2,05		3
2° 2006	8,30	3,34	1,81		3
3° 2006	9,38	3,92	2,19		3
	109,44	44,45	24,28	0,00	12
Media	9,12	3,70	2,02	0,00	

Fig. 26 – Esempio di inserimento dei dati per la componente fissa nei programmi *calcolo*

In alternativa l'operatore può fornire, oltre ai dati per il calcolo della componente variabile Ct, il *prezzo unico di vendita* per l'energia elettrica  $p_{uv_e}$  (vedi Fig. 27), tenendo presente che, se questo è inferiore al *valore minimo*  $p_{uv_{min_e}}$  e c'è produzione elettrica, il programma evidenzia la casella in rosso. Tale casella sarà pure evidenziata qualora, nonostante ci sia produzione, il ricavo annuo da essa ottenuto risulti nullo, al fine di segnalare che per ottenere risultati congruenti deve esservi inserito un valore.

#### 4.1.1.2 CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI

Se l'operatore opta per una differenziazione del prezzo unitario di vendita secondo le fasce orarie, tutti i programmi calcolano, nello stesso foglio in cui sono stati inseriti i dati richiesti, i valori unitari della componente fissa per ciascuna fascia e il valore della componente variabile, arrotondando alla seconda cifra decimale le relative medie pesate, ottenute come detto al punto precedente. Valutano quindi i prezzi unitari di vendita, in ogni fascia, sommando il valore della componente fissa, che gli compete, a quello della componente variabile e azzerando automaticamente i prezzi delle fasce nelle quali l'operatore non ha fornito valori per la componente fissa.

I programmi calcolano sempre il prezzo minimo di vendita dell'energia elettrica  $p_{uv_{min_e}}$ , pari al più piccolo dei valori unitari forniti per il parametro Ct ed espresso in €/MWh; perciò, se la componente variabile calcolata è nulla in presenza di produzione elettrica, l'anomalia viene evidenziata con la casella rossa.

Qualora l'operatore non voglia differenziare i prezzi e fornisca solo un prezzo unico di vendita, la sua casella, come già detto, diventa rossa se il valore risulta inferiore al prezzo minimo calcolato.

La Fig. 27 fa vedere il calcolo dei prezzi unitari differenziati per fasce orarie e del prezzo minimo di vendita nel foglio "*entr.*" dei programmi *calcolo*, in base ai valori riportati

nelle Fig. 24 e Fig. 26. Il prezzo della fascia F4 è azzerato poiché, come si può vedere in Fig. 26, non sono stati forniti valori per la sua componente fissa.

Valori unitari			Comp. fissa	Comp. variab.
prezzo en. elet. F1	14,89	c€/kWh	9,12	5,77
prezzo en. elet. F2	9,47	c€/kWh	3,70	5,77
prezzo en. elet. F3	7,79	c€/kWh	2,02	5,77
prezzo en. elet. F4	0,00	c€/kWh	0,00	0,00

prezzo unico vendita ener. elettrica $p_{uv_e}$		€/MWh
prezzo minimo vendita ener. elettrica $p_{v_{min e}}$	44,15	€/MWh

Fig. 27 – Esempio di calcolo dei prezzi unitari

#### 4.1.2 Energia termica e frigorifera

Per queste produzioni energetiche non esiste un libero mercato di scambio e il loro prezzo unitario di vendita è in genere concordato tra fornitore ed utenza. Inoltre, poiché l'utenza è circoscritta ad un ristretto ambito locale, l'andamento temporale della domanda può essere notevolmente variabile e la sua previsione, quando possibile, richiede in genere un esame caso per caso. Quindi per queste produzioni risulta spesso difficile stabilire una correlazione tra andamento della domanda e prezzo unitario di vendita.

Pertanto, in relazione a tali produzioni energetiche, i programmi non prevedono alcuna ripartizione delle ore dell'anno in fasce orarie, secondo le quali differenziare i prezzi unitari di vendita. Qualora le produzioni fossero destinate prevalentemente al settore civile, si potrebbe pensare di differenziare i loro prezzi unitari, nel caso in cui la domanda presentasse un marcato andamento stagionale, fissando due diversi valori: uno per i mesi di alta domanda e uno per quelli di bassa domanda. Comunque, nella versione attuale, i programmi non prevedono questa eventualità.

##### 4.1.2.1 DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI

Tutti i programmi richiedono, nel foglio "entr. cog", il *prezzo medio unitario di vendita* dell'energia termica  $p_{uv_t}$  (espresso in €/MWh<sub>t</sub>) e dell'energia frigorifera  $p_{uv_f}$  (in €/MWh<sub>f</sub>). Il commento, presente nelle caselle colorate dove vanno inseriti questi dati, avverte che esse diventano rosse quando c'è la relativa produzione e il valore non viene fornito o risulta inferiore al corrispondente prezzo minimo di riferimento, riportato sulla stessa riga.

I *prezzi minimi di riferimento* sono valutati dai programmi mediante alcuni dati che, per tale tipologia d'impianti, devono essere obbligatoriamente forniti dall'operatore.

Il prezzo di riferimento dell'*energia termica*  $pr_t$  è valutato in base:

- ai dati forniti nel foglio “usc.” per il prezzo unitario d’acquisto e per il potere calorifico inferiore del gas naturale;
- al rendimento medio annuo di esercizio della *caldaia sostitutiva*, per la produzione separata di questa energia, che dipende dalla sua *potenza*  $P_{tcs\ nom}$  (in kW<sub>t</sub>), il cui valore *intero positivo* deve essere fornito nel foglio “entr. cog”.

Il prezzo di riferimento dell'*energia frigorifera*  $pr_f$ , invece, è valutato sulla base:

- del prezzo di riferimento dell’energia termica;
- del *fattore di conversione dell’energia elettrica in energia primaria*  $fc_{EP}$ , il cui valore (in tep/MWh<sub>e</sub>), decrescente e fissato di anno in anno, deve essere fornito dall’operatore nel foglio “entr. cog”, tenendo conto di quanto stabilito dall’Autorità per l’Energia in [14], quando c’è produzione elettrica e/o frigorifera ceduta;
- dell’*indice di prestazione medio annuo*  $\varepsilon_{fm}$  per un *sistema di refrigerazione* convenzionale col quale si otterrebbe la stessa produzione frigorifera dell’impianto, il cui valore (in MWh<sub>f</sub>/MWh<sub>e</sub>), dipendente dalla zona climatica nella quale è ubicato e indipendente dalla sua taglia, è fissato dall’operatore nello stesso foglio, in accordo con [14].

#### 4.1.2.2 CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI

Gli unici valori calcolati dai programmi nel foglio “entr. cog” sono quelli per i *prezzi di riferimento* relativi alla vendita di ciascuna produzione energetica.

Il prezzo minimo di riferimento per l’*energia termica* è calcolato con la seguente formula:

$$19) \quad pr_t = (pua_{\min g} / pc_g) \cdot 10^5 \cdot fc_{TP} / \eta_{tm} \quad (\text{€/MWh}_t),$$

dove:

- $pua_{\min g}$  (c€/Sm<sup>3</sup>) è il prezzo minimo d’acquisto del gas naturale valutato dai programmi, come si vede nella Fig. 14 di pag. 41, e pari al più piccolo dei prezzi unitari forniti dall’operatore nel foglio “usc.”;
- $pc_g$  (kcal/Sm<sup>3</sup>) è il potere calorifico inferiore del gas, fornito dall’operatore come si è visto in 3.3.1;
- $10^5$  è il coefficiente numerico che consente di avere il prezzo nell’unità indicata, tenuto conto che 1 tep equivale a  $10^7$  kcal;
- $fc_{TP}$  è il fattore di conversione da energia termica a energia primaria riportato in [14] e pari a 0,086 (tep/MWh<sub>t</sub>);
- $\eta_{tm}$  è il rendimento medio della caldaia sostitutiva o di riserva, con la quale si otterrebbe la stessa produzione termica dell’impianto, il cui valore in funzione della potenza  $P_{tcs\ nom}$  (in kW<sub>t</sub>) è dato, secondo [14], da:

$$20) \quad \eta_{t,m} = 0,7537 + 0,03 \cdot \log_{10} P_{t,cs,nom} .$$

Il prezzo minimo di riferimento per l'energia frigorifera è calcolato con la seguente formula:

$$21) \quad pr_f = pr_t \cdot fc_{EP} / (\varepsilon_{f,m} \cdot fc_{TP}) \quad (\text{€/MWh}_f),$$

dove tutti i simboli sono noti.

La Fig. 28 mostra i valori richiesti e quelli calcolati o utilizzati dai programmi, nel foglio "entr. cog", per ricavare i prezzi unitari di riferimento relativi alla vendita dell'energia termica e frigorifera.

potenza caldaia sostitutiva $P_{t,cs,nom}$	9.000	kW <sub>t</sub>
rend. term. medio annuo caldaia $\eta_{t,m}$	0,872	

indice prest. sist. frigorifero conv. $\varepsilon_{f,m}$	3,0	MWh <sub>f</sub> /MWh <sub>e</sub>
fattore conv. en. term.-en. primaria $fc_{TP}$	0,086	tep/MWh <sub>t</sub>
fattore conv. en. elettr.-en. primaria $fc_{EP}$	0,207	tep/MWh <sub>e</sub>
rend. conv. en. termica-en.elettrica $\eta_{en}$	0,415	MWh <sub>e</sub> /MWh <sub>t</sub>
indice equiv. en. termica-en. frigorif. $ie_{tf}$	1,245	MWh <sub>f</sub> /MWh <sub>t</sub>

prezzo vendita energia termica $p_{uv,t}$	33,50	€/MWh <sub>t</sub>
prezzo vendita energia frigorifera $p_{uv,f}$	29,50	€/MWh <sub>f</sub>

prezzo minimo di riferimento $pr_t$	23,66	€/MWh <sub>t</sub>
prezzo minimo di riferimento $pr_f$	18,98	€/MWh <sub>f</sub>

Fig. 28 – Valori richiesti e calcolati per ottenere i prezzi minimi di riferimento nella vendita dell'energia termica e frigorifera

In questo esempio il valore di  $\varepsilon_{f,m}$  è quello fissato per le zone climatiche più fredde (D, E e F), mentre il valore di  $fc_{EP}$  è quello relativo al 2007.

Si può notare che, mediante i fattori visti finora, i programmi calcolano pure il rendimento di trasformazione dell'energia termica in elettrica  $\eta_{en}$  e l'indice di equivalenza tra energia termica e frigorifera  $ie_{tf}$  attualmente conseguibili mediante gli ordinari processi industriali di conversione energetica.

## 4.2 Sistemi d'incentivazione sulla produzione

Nel settore energetico la vigente legislazione, nazionale e comunitaria, tende ad incentivare, con diverse modalità, quelle produzioni che, anche in una prospettiva temporale di medio-lungo termine, possono consentire di raggiungere gli obiettivi generali di sicurezza, flessibilità, continuità ed economicità delle forniture agli utenti. Allo stesso tempo, si richiede che il conseguimento di questi obiettivi sia ottenuto: diversificando il ricorso alle fonti energetiche primarie; migliorando la sostenibilità ambientale delle tecnologie di produzione adottate; promovendo l'uso razionale delle risorse energetiche nonché l'efficienza negli usi finali dell'energia. Pertanto la legislazione nazionale ([7], [15], [16], [17], [18] e [19]) prevede di:

- incrementare l'uso delle fonti energetiche primarie rinnovabili, assicurando un ricorso equilibrato a ciascuna di esse e dando la preferenza alle tecnologie di minore impatto ambientale e territoriale;
- promuovere l'uso razionale delle risorse energetiche attraverso una maggiore efficienza degli impianti di conversione, favorendo in particolare la cogenerazione ad alto rendimento basata sulla domanda di calore utile e sul risparmio di energia primaria;
- incrementare l'efficienza negli usi finali dell'energia attraverso interventi presso l'utenza, che comportino una riduzione dei consumi d'energia primaria.

Nella realizzazione di nuovi impianti per la produzione energetica, questi obiettivi vengono perseguiti attraverso una o più delle seguenti agevolazioni:

- semplificazione delle procedure nella fase di autorizzazione, costruzione e interconnessione alla rete elettrica nazionale;
- concessione di contributi a fondo perduto sul costo di costruzione dell'impianto;
- semplificazione degli adempimenti burocratici durante l'esercizio;
- priorità di dispacciamento sulla rete per l'energia elettrica prodotta in eccesso, rispetto alla domanda, dagli impianti di produzione distribuita delle utenze civili;
- garanzia di acquisto, a prezzo remunerativo dei costi, dell'energia elettrica eccedente i fabbisogni degli autoproduttori;
- esenzione o riduzione della tassazione sulle produzioni energetiche e sui ricavi dalla loro vendita a terzi;
- esenzione o riduzione dei corrispettivi per la connessione e l'accesso alle reti elettriche;
- incentivi economici alle produzioni energetiche nei primi anni d'esercizio, di entità prestabilita o legata a meccanismi di mercato, tenendo conto dell'evoluzione temporale dei costi e delle prestazioni per le diverse tecnologie.

Come già detto all'inizio del capitolo, ai fini dell'analisi dei ricavi interessano solo i sistemi d'incentivazione economica alle produzioni; attualmente quelli in vigore in Italia sono:

- il meccanismo di mercato dei *certificati verdi* per la *produzione elettrica* da fonte *rinnovabile*, esclusa quella solare, dipendente dalla fonte utilizzata e dalla tecnologia adottata;
- la *tariffa fissa onnicomprensiva* per l'*energia elettrica* da fonte *rinnovabile*, esclusa la solare, prodotta e *immessa in rete* mediante piccoli impianti ( $P \leq 1 \text{ MW}_e$ ), dipendente dalla loro tipologia e dalla fonte utilizzata;

- la *tariffa incentivante* a prezzi amministrati prevista dall'art. 7 di [7] per la sola *produzione elettrica* da fonte solare;
- il meccanismo di mercato dei *certificati bianchi* per le produzioni energetiche che consentono un *risparmio* di energia primaria negli *usi finali*<sup>6)</sup>;
- l'incentivo alla *produzione termica da fonti rinnovabili*, ottenuta mediante interventi di piccola dimensione realizzati dal 3-1-2013, di importo fisso stabilito in base alle caratteristiche dell'impianto (*conto termico*).

Inoltre per gli impianti di produzione elettrica a fonti rinnovabili non fotovoltaici, entrati in esercizio dopo il 31-12-2012, sono previsti da [19] i seguenti meccanismi d'incentivazione all'energia netta immessa in rete:

- per quelli di piccola potenza nominale ( $P \leq 5 \text{ MW}_e$  o superiore a seconda della fonte utilizzata), l'*incentivo* ottenuto sottraendo il prezzo di vendita dell'energia (nella zona d'immissione in rete) dalla *tariffa* onnicomprensiva *base* stabilita per decreto, il cui valore è diversificato per fonte e scaglioni di potenza, in relazione ai costi specifici di costruzione, e dipende dall'anno d'entrata in esercizio, onde cogliere i progressi derivanti dall'evoluzione tecnologica;
- per quelli di potenza nominale maggiore, l'*incentivo* calcolato come sopra ma partendo da una *tariffa base* fissata mediante periodiche procedure d'*asta al ribasso*, riferite ai contingenti di potenza da installare per ciascuna fonte o tipologia d'impianto, e non inferiore ad un minimo prestabilito, tenendo conto delle esigenze di rientro degli investimenti richiesti.

In [19] è anche previsto che, a partire dal 2013, il meccanismo d'incentivazione con i certificati verdi (CV) venga progressivamente sostituito da questo nuovo sistema, per cessare completamente nel 2016.

Il decreto attuativo [20] definisce nei dettagli questi meccanismi d'incentivazione e le modalità per la progressiva sostituzione del meccanismo dei CV.

In esso è anche stabilita la *vita media utile convenzionale* degli impianti, durante la quale spetta il diritto ai meccanismi incentivanti; tale vita media è differenziata per fonte utilizzata, tipologia d'impianto e fascia di potenza. Sono pure previsti *premi, aggiuntivi* alle tariffe base di riferimento, per impianti particolari che utilizzino tecnologie avanzate nell'abbattimento delle emissioni o operino in cogenerazione ad alto rendimento.

Nel seguito vengono trattate in particolare le incentivazioni con meccanismi di mercato, considerato che, per la produzione elettrica, la tariffa fissa onnicomprensiva, quella incentivante nonché l'incentivo, con tariffa base prestabilita o da asta al ribasso, possono rientrare nel sistema dei certificati verdi come casi particolari. Verrà pure trattato brevemente il conto termico, la cui incentivazione, come si vedrà in 4.2.2, non è legata alla effettiva produzione dell'impianto.

---

<sup>6)</sup> Il meccanismo dei *certificati verdi* interessa anche le produzioni elettriche in un certo numero d'impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, entrati in esercizio dopo il 28-9-2004. Non viene preso in considerazione poiché attualmente, come si dirà meglio in seguito, questa tipologia d'impianti può accedere solo al meccanismo dei *certificati bianchi*.

#### 4.2.1 Sistema dei certificati verdi

L'incentivazione economica col sistema dei certificati verdi è attualmente disciplinata dal D.M. 18-12-2008 [21], che ha dato attuazione a quanto previsto dalla legislazione nazionale in favore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, con l'esclusione di quella solare, tenendo conto della L. 244/07 [22].

In base a questo decreto, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo l'1-4-1999 (*nuovi impianti*), la cui produzione elettrica può anche essere in tutto o in parte autoconsumata, deve essere avviata, presso il *Gestore Servizi Elettrici* ora *Gestore Servizi Energetici* (GSE), la procedura di qualifica descritta all'art. 4 .

Una volta che un impianto ha ottenuto il riconoscimento della *qualifica di "impianto alimentato da fonti rinnovabili"*, la sua produzione annua netta di energia elettrica, imputabile a fonti rinnovabili, ha diritto, secondo l'art. 10, ai certificati verdi (CV) per un numero di anni, successivi all'entrata in esercizio commerciale, pari a:

- *quindici* se l'impianto ha fatto il primo parallelo con la rete elettrica dopo il 31-12-2007 ed entro il 31-12-2012;
- *dodici* se l'impianto ha fatto il primo parallelo con la rete elettrica entro il 31-12-2007.

L'art. 11 del decreto stabilisce che i CV, del valore unitario pari a 1 MWh, sono emessi dal GSE su comunicazione della produzione netta da fonti rinnovabili conseguita nell'anno precedente da ogni impianto qualificato.

Su richiesta e dopo presentazione di adeguate garanzie di copertura, il GSE emette anche i CV relativi alla producibilità attesa, nell'anno in corso o in quello successivo, dagli impianti qualificati di ciascun esercente. Qualora poi un impianto non produca energia in quantità pari o superiore ai CV emessi e l'esercente non sia in grado di restituire quelli in eccesso, il GSE compensa la differenza trattenendo CV di competenza dello stesso esercente, relativi ad altri impianti, per il medesimo anno. In mancanza di certificati per l'anno di riferimento, la compensazione può anche essere fatta nell'anno successivo; altrimenti, scaduto tale termine, il GSE compensa la partita economica attraverso la garanzia di copertura fatta presentare inizialmente.

Inoltre, per gli impianti entrati in esercizio dopo il 31-12-2007 (ovvero che hanno fatto il primo parallelo con la rete dopo tale data), la produzione incentivata è pari al prodotto della produzione elettrica netta rinnovabile moltiplicata per un coefficiente, dipendente dalla tipologia della fonte primaria utilizzata.

Lo stesso decreto all'art. 3 prevede, per l'incentivazione della produzione rinnovabile immessa nel sistema elettrico da piccoli impianti (con *potenza* media nominale non superiore a *200 kW* se eolici o a *1 MW* negli altri casi) entrati in esercizio dopo il 31-12-2007, la possibilità di scegliere tra i CV o una *tariffa fissa* onnicomprensiva.

Secondo l'art. 16 tale tariffa, d'importo variabile a seconda della fonte utilizzata, è riconosciuta per *quindici anni*.

Per l'art. 18, l'emissione dei CV e l'erogazione delle tariffe fisse è subordinata alla verifica, da parte del GSE, dell'attendibilità dei dati forniti; a tal scopo possono essere disposti verifiche e controlli sugli impianti qualificati.

L'art. 14 consente inoltre al GSE di emettere, a suo favore, i CV relativi all'energia prodotta dagli impianti a fonti rinnovabili che sono entrati in servizio dopo l'1-4-1999 e godono ancora degli incentivi del CIP 6/92 [23].

Come stabilito in [7], i CV emessi sono validi per l'anno di emissione e i due successivi. Sono oggetto di libero mercato tra i detentori ed i produttori e importatori di energia elettrica che, a partire dall'anno 2001, non riescono a soddisfare l'obbligo d'immissione in rete, nell'anno successivo, di una *quota minima* di energia prodotta da impianti a *fonti rinnovabili* entrati in esercizio dopo l'1-4-1999. Tale quota, inizialmente fissata da [15] al 2%, è stata progressivamente incrementata da [7] e, dopo le modifiche apportate da [22], in cui sono stati stabiliti i suoi valori fino al 2012, la quota minima del 2012, per l'energia da immettere nel 2013, è stata pari al 7,55%.

Dal 2013, l'art. 25 di [19] prevede che la quota d'obbligo si riduca linearmente, a partire dal valore assunto nel 2012 (7,55%), fino ad annullarsi nel 2015, in modo che il meccanismo dei CV cessi, come già anticipato, nel 2016; pertanto nel 2014, con riferimento all'energia da immettere nel 2015, tale quota è ridotta al 2,52%.

In conformità all'art. 13 del decreto [21], attuativo della L. 244/07 [22], entro il 31 marzo di ogni anno ciascun soggetto interessato deve trasmettere al GSE un numero di CV almeno equivalente al quantitativo minimo di energia obbligato ad immettere in rete nell'anno precedente. Il GSE verifica per ciascun soggetto l'ottemperanza all'obbligo e, se l'esito è favorevole, annulla i relativi CV.

In caso di verifica negativa, l'interessato deve compensare la differenza entro trenta giorni, inviando al GSE i certificati mancanti. Questi possono essere acquistati attraverso la negoziazione durante le sessioni di mercato o mediante la contrattazione bilaterale tra le parti, oppure direttamente dal GSE che, in caso di scarsità dell'offerta, può anche emetterli senza riferimento ad alcun impianto, con l'obbligo di compensazione su base triennale.

Trascorso il termine, l'elenco dei *soggetti inadempienti* viene trasmesso all'Autorità per l'Energia ai fini dell'applicazione delle *sanzioni* previste in [7] e, ogni anno, ai Ministeri competenti per l'adozione di eventuali ulteriori provvedimenti.

Il prezzo di collocamento dei CV nelle libere contrattazioni è soggetto alle leggi di mercato, ma in ogni caso non potrà mai superare il *prezzo di offerta* dei certificati emessi in quell'anno dal GSE a suo favore.

Fino al 2007 tale prezzo è stato fissato con modalità legate all'incidenza percentuale delle diverse tipologie impiantistiche, a fonti rinnovabili, sulla produzione rientrante nell'incentivazione del CIP 6/92 per i primi otto anni d'esercizio. A partire dal 2008 viene fissato con le modalità stabilite dall'art. 14 del decreto attuativo [21], che fanno riferimento al prezzo medio annuo (definito dall'Autorità) per la cessione dell'energia prodotta nell'anno precedente dagli impianti, a fonti rinnovabili, non programmabili oppure di piccola potenza.

Pertanto il prezzo d'offerta del GSE è cresciuto dal 2002 al 2006, passando da 8,42 c€/kWh a 12,53 c€/kWh, ed è poi diminuito progressivamente fino a 11,4 c€/kWh nel 2014, mentre nel 2015, a causa della notevole riduzione del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nel 2014, è salito a 12,49 c€/kWh (IVA esclusa). Di conseguenza il prezzo medio dei CV sul mercato è andato prima aumentando, arrivando a 11,90 c€/kWh per quelli emessi nell'anno 2006, poi è sceso a 8,25 c€/kWh (sempre IVA esclusa) per quelli emessi nel 2007; dal 2008, anche in seguito all'estensione del periodo d'emissione dei CV, è aumentato leggermente per tornare a scendere fino a 7,87 c€/kWh nel 2012 e risalire nel 2014 a 9,62 c€/kWh.



Al fine di tutelare i possessori di CV, l'art. 15 del decreto attuativo prevede pure che, in caso d'eccesso di offerta il GSE ritiri, su richiesta, i CV rilasciati per le produzioni fino al 2010, al prezzo medio di mercato registrato, nei tre anni precedenti a quello di richiesta, per tutti i CV scambiati.

L'art. 25 di [19] prevede inoltre che il GSE ritiri annualmente i CV rilasciati per le produzioni dal 2011 al 2015, eventualmente eccedenti il rispetto della quota d'obbligo, ad un prezzo pari al 78% del suo prezzo d'offerta. Il decreto [20], che disciplina la transizione dal vecchio al nuovo meccanismo d'incentivazione, stabilisce le modalità con le quali il diritto ai CV, per il periodo residuo successivo al 2015, verrà commutato in diritto ad un incentivo prestabilito, tale da garantire la redditività degli investimenti effettuati.

Poiché il solo sistema dei CV non è in grado d'incentivare quelle tecnologie di sfruttamento delle fonti rinnovabili meno vicine alla maturità commerciale, sono previste in [7] disposizioni specifiche, di carattere non solo economico, per meglio incentivare:

- le *biomasse*, i *gas residuati* dai processi di depurazione e il *biogas* (art. 5);
- la *generazione distribuita*, realizzata mediante impianti a fonti rinnovabili con potenza nominale non superiore a 20 kW<sub>e</sub> (art. 6);
- il *solare*, nel cui ambito è anche prevista una speciale tariffa incentivante (*conto energia*) per gli impianti fotovoltaici, differenziata a seconda della loro taglia e tipologia (art. 7);
- le *centrali ibride*, che producono energia elettrica utilizzando sia fonti non rinnovabili che rinnovabili (art. 8).

Con particolare riguardo alla fonte solare, i criteri per l'incentivazione della sua produzione elettrica sono stati definiti da due decreti attuativi: quello relativo alla produzione mediante conversione fotovoltaica, nella versione aggiornata [24], e quello relativo alla produzione mediante cicli termodinamici [25], come modificato da [20].

Per quest'ultima l'incentivazione, tramite tariffa aggiuntiva al prezzo di vendita dell'energia prodotta, è costante in moneta corrente ed è riconosciuta per un periodo di *venticinque anni* dall'entrata in esercizio dell'impianto. Anche tale incentivazione è differenziata secondo la tipologia degli impianti: infatti, se si utilizzano altre fonti primarie integrative, decresce al diminuire della quota di produzione elettrica derivante dalla fonte solare e, a parità di questa, è inferiore quando la superficie captante supera 2.500 m<sup>2</sup>.

Al fine di ridurre le bollette delle utenze elettriche, sono poi state emanate disposizioni di legge per contenere l'onere complessivo dovuto agli incentivi sulle fonti rinnovabili.

Per le fonti diverse dal fotovoltaico, i titolari degli impianti già in esercizio potevano scegliere, entro il 17-2-2015, se:

- *mantenere* lo stesso *regime incentivante* durante il periodo residuo spettante, senza poter ottenere, nei *dieci anni* successivi a questo periodo, ulteriori incentivi, gravanti sulle bollette, per interventi realizzati sullo stesso sito, incluso il ritiro dedicato e lo scambio sul posto;
- accettare una *riduzione percentuale* dell'incentivo dall'1-3-2015, incrementando di *sette anni* il periodo di godimento, in modo da valorizzare l'intera vita produttiva degli impianti.

Il D.M. 6-11-2014 [26] ha fissato i criteri per la riduzione percentuale dei vari tipi di incentivi, a seconda della tipologia dell'impianto e del periodo residuo di godimento, in caso di adesione del proprietario a questa opzione. Ad ogni modo tale riduzione non si applica agli impianti:

- a *biomasse* e a *biogas* il cui periodo d'incentivazione termina entro il 31-12-2016;
- incentivati tramite il CIP 6/92 [23];
- incentivati tramite il D.M. 6-7-2012 [20].

Per il fotovoltaico, dall'1-1-2015 la tariffa incentivante alla produzione da impianti con potenza nominale maggiore di  $200\text{ kW}$  è variata, in base alla scelta comunicata dal titolare al GSE entro il 30-11-2014, secondo una delle seguenti opzioni:

- *tariffa ridotta*, di una percentuale decrescente al crescere del periodo residuo, per *ventiquattro anni* dall'entrata in esercizio;
- *tariffa rimodulata*, con un primo periodo d'incentivo ridotto rispetto al precedente ed un secondo periodo d'incentivo incrementato in egual misura, *senza variare* la *durata* ventennale;
- *tariffa ridotta di una percentuale fissa*, crescente all'aumentare della potenza nominale secondo fasce prefissate, *senza variare* la *durata* ventennale.

La mancata scelta da parte del titolare, comporta l'applicazione d'ufficio della terza opzione.

Il D.M. 17-10-2014 [27] ha stabilito le modalità per la rimodulazione degli incentivi, nel caso sia stata scelta la seconda delle opzioni. Il criterio seguito è stato quello di fissare una percentuale di *riduzione*, crescente al diminuire del periodo residuo d'incentivazione, *fino al 2019* e restituire negli *anni successivi* quanto risparmiato, mediante un *incremento* degli incentivi. Per evitare picchi nella richiesta complessiva degli incentivi a partire dal 2020, l'*incremento* è *progressivo* e fatto in modo da *raggiungere* lo stesso valore della *percentuale* di riduzione solo negli *ultimi cinque anni* del periodo di godimento.

Inoltre in [19] è prevista la definizione di:

- prezzi minimi garantiti, o integrazioni dei ricavi ottenuti dalla vendita sul mercato, per le produzioni elettriche da impianti a fonti rinnovabili eserciti in assenza di incentivi, miranti ad assicurare la convenienza economica del loro mantenimento in funzione;
- specifici incentivi per la produzione elettrica mediante impianti a fonti rinnovabili facenti ricorso a tecnologie avanzate, che non hanno ancora raggiunto il livello commerciale, compresi gli impianti sperimentali con potenza fino a  $5\text{ MW}_e$ , alimentati da fluidi geotermici a media ed alta entalpia.

Il sistema d'incentivazione alla produzione elettrica da fonti rinnovabili presente nei programmi di calcolo in Excel è riconducibile a quello dei CV, nel quale, come detto in 4.2, si possono far rientrare gli incentivi, a tariffa base fissata per decreto o mediante asta, le tariffe incentivanti e quelle onnicomprensive. Va però ricordato che quest'ultimi, a

differenza dei CV, sono concessi in genere solo all'energia ceduta alla rete; tuttavia i programmi non tengono conto di questa differenziazione, pur dando all'operatore la possibilità di scegliere tra incentivazione effettiva mediante CV o calcolata a partire dalla tariffa base. Inoltre l'attuale versione dei programmi non consente la modulazione dell'incentivo secondo quanto previsto da [27].

Nei programmi *valutazioni* l'incentivazione non può essere diversificata, quando alla produzione elettrica rinnovabile concorrono più fonti, mentre nei programmi *calcolo* sono possibili *fino a tre* diverse incentivazioni, qualora tale produzione fosse ottenuta, oltre che da un combustibile rinnovabile, anche da due altre fonti non combustibili.

I programmi consentono di variare il numero di *anni* durante i quali la produzione da fonti rinnovabili ha *diritto agli incentivi*, fissando eventualmente, nei soli programmi *calcolo*, un tetto sulla produzione elettrica cumulativa imputabile dell'impianto, dando così la possibilità di esaminare nuove modalità d'incentivazione a tecnologie ancora lontane dalla competitività economica.

Dal momento poi che alcune tipologie d'impianto, in particolare la solare termodinamica, possono essere integrate in una centrale termoelettrica tradizionale, è prevista la possibilità di modificare il *contributo percentuale massimo* su base annua, fornito dai *combustibili commerciali* nelle effettive condizioni d'esercizio, entro il quale si può considerare imputabile a fonte rinnovabile l'intera produzione elettrica. Questo per consentire alle centrali ibride di poter sopperire meglio alla variabilità di alcune fonti rinnovabili facendo ricorso a caldaie integrative.

Va ricordato al riguardo che, secondo quanto riportato nella parte quarta dell'Allegato A di [21], tale percentuale non può superare di norma il 5%, mentre per il solare termodinamico, in base all'art. 2 di [25], non può superare il 15%.

Oltre a ciò, nei programmi *calcolo* si determina la *produzione elettrica annua* dell'impianto *con diritto ai CV*, relativa alla fonte rinnovabile utilizzata. Qualora siano impiegate più fonti, ciascuna produzione (con diritto ai CV) è ottenuta moltiplicando la corrispondente *produzione netta annua imputabile* per un coefficiente numerico, che rappresenta il fattore di valorizzazione di quella fonte.

#### 4.2.1.1 DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI

Quando c'è produzione con diritto ad incentivazione riconducibile ai CV, i programmi *valutazioni* richiedono obbligatoriamente:

- nel foglio "*entr.*", il *prezzo di mercato del certificato verde*  $p_{CV}$ , espresso in c€/kWh, che può anche essere nullo;
- nel foglio "*val. imp*" e, se interessa, nel corrispondente "*val. imp. var*", la *durata*  $N_{CV}$  (in anni) dei certificati verdi, per la quale sono accettati solo valori interi compresi tra 8 e gli anni d'esercizio previsti per l'impianto ep (di cui si dirà in seguito).

La *durata*  $N_{CV}$  fornita in "*val. imp*" è automaticamente riportata nel foglio collegato "*flus. cas*", mentre quella eventualmente fornita in "*val. imp. var*" è riportata nel foglio collegato "*flus. cas. var*".

Se la produzione elettrica rinnovabile è ottenuta, oltre che da un eventuale combustibile, da una o due fonti non combustibili, per ciascuna di esse i programmi *calcolo* richiedono invece obbligatoriamente:

- nel foglio “*entr.*”, il *prezzo di mercato* del relativo *certificato verde*  $puv_{CVcr}$ ,  $puv_{CV1}$  e  $puv_{CV2}$  (in c€/kWh) che può anche essere nullo;
- nel foglio “*val. imp. var*”, la *durata massima*  $N_{CVcr\ max}$ ,  $N_{CV1\ max}$  e  $N_{CV2\ max}$  (in anni) di ogni certificato verde, per la quale sono accettati solo valori interi compresi tra 8 e gli anni d’esercizio previsti per l’impianto ep;

e nello stesso foglio “*val. imp. var*”, quando l’impianto è di *sola produzione elettrica*:

- la *produzione cumulativa imputabile*  $E_{ircum}$ , espressa in GWh, se interessa esaminare nuove modalità d’incentivazione a una tecnologia innovativa per l’utilizzo delle fonti rinnovabili;
- i *coefficienti moltiplicativi* dei CV  $cm_{CVcr}$ ,  $cm_{CV1}$  e  $cm_{CV2}$ , di norma assunti unitari, per i quali sono accettati valori *decimali maggiori di 0*, nel caso in cui le produzioni incentivate debbano essere diverse, come si è visto, da quelle imputabili alle rispettive fonti rinnovabili.

I valori forniti nel foglio “*val. imp. var*” sono tutti automaticamente riportati in quello duplicato “*val. imp. am. ant*” e nei fogli collegati “*flus. cas. var*” e “*amm. ant*”, mentre i coefficienti moltiplicativi sono riportati anche nel foglio “*entr.*” del programma *calcolo* utilizzato.

La Fig. 29 fa vedere l’inserimento del valore per il certificato verde nei programmi *valutazioni*, assieme alla casella in cui si può fornire il prezzo medio dell’energia elettrica e ai valori calcolati del suo prezzo di vendita per le tre fasce orarie predefinite, in base ai valori riportati nelle Fig. 24 pag. 62 e Fig. 25 pag. 63.

Valori unitari			Comp. fissa	Comp. variab.
prezzo en. elet. F1	10,11	c€/kWh	4,34	5,77
prezzo en. elet. F2	7,24	c€/kWh	1,47	5,77
prezzo en. elet. F3	4,53	c€/kWh	-1,24	5,77

prezzo vend. certif. verde $puv_{CV}$	10,80	c€/kWh
prezzo unico vend. en. elet. $puv_e$		€/MWh
prezzo min. vend. en. elet. $puv_{min\ e}$	44,15	€/MWh

Fig. 29 – Valori da inserire e calcolati per i prezzi unitari del CV e dell’energia elettrica nei programmi *valutazioni*

La Fig. 30 fa vedere invece l'inserimento dei valori per i certificati verdi nei programmi *calcolo*; poiché in questo esempio la produzione rinnovabile è ottenuta sia da un combustibile che da due diverse fonti non combustibili, si sono dovuti fornire tutti i possibili valori per i CV.

Valori unitari			Comp. fissa	Comp. variab.
prezzo en. elet. F1	10,73	c€/kWh	4,96	5,77
prezzo en. elet. F2	7,35	c€/kWh	1,58	5,77
prezzo en. elet. F3	0,00	c€/kWh	0,00	0,00
prezzo en. elet. F4	4,63	c€/kWh	-1,14	5,77

prezzo vendita CV da comb. rinn. $pu_{CV\ cr}$	23,00	c€/kWh
prezzo vendita certificato verde 1 $pu_{CV\ 1}$	10,80	c€/kWh
prezzo vendita certificato verde 2 $pu_{CV\ 2}$	10,80	c€/kWh
prezzo unico vendita ener. elettrica $pu_e$		€/MWh
prezzo minimo vendita ener. elettrica $pu_{min\ e}$	44,15	€/MWh

Fig. 30 – Valori da inserire e calcolati per i prezzi unitari nei programmi *calcolo*

Nella figura sono pure riportati i valori unitari calcolati per il prezzo di vendita nelle tre fasce orarie in cui è stata ripartita la produzione elettrica mensile. Da notare che ora, a differenza di Fig. 27 a pag. 65, la fascia con componente fissa negativa è posta in F4 e il programma ha provveduto ad azzerare automaticamente il prezzo di vendita nella fascia F3, per la quale l'operatore non ha inserito valori della componente fissa.

Nel foglio "entr." è anche presente l'opzione (le opzioni nei programmi *calcolo*) per scegliere se l'incentivazione è fatta con CV oppure no. I dati accettati dalle corrispondenti caselle verdi sono sì o no; di norma sono impostate sul sì, per consentire all'impianto l'accesso ai CV. La casella vuota equivale a no, ovvero ad optare per l'incentivazione tramite la tariffa base, come si vedrà in 4.5.1.

La Fig. 31 dà un esempio di scelta delle opzioni per le tre tipologie di CV previste nel programma *calcolo*.

opzione certificati verdi da comb. rinnovabile	sì
opzione certificati verdi da 1ª fonte rinnovabile	
opzione certificati verdi da 2ª fonte rinnovabile	sì

Fig. 31 – Opzioni di scelta per i CV nei programmi *calcolo*

#### 4.2.2 Sistema dei certificati bianchi e conto termico

Nel dare attuazione alle direttive europee per la liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas, la legislazione nazionale ([15] e [16]) ha stabilito che, nelle concessioni alle imprese distributrici di tali vettori, siano previste misure d'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali, secondo obiettivi quantitativi annui da fissare con decreto. È stato così avviato un innovativo sistema di promozione e incentivazione dell'uso razionale dell'energia (certificati bianchi), divenuto operativo dal 2005.

Il sistema dei certificati bianchi (CB) è attualmente disciplinato dai due D.D. M.M. 20-7-2004: [28] per i distributori d'energia elettrica e [29] per quelli del gas naturale, modificati e aggiornati dal D.M. 21-12-2007 [30] e dal D.M. 28-12-2012 [31].

Il D. Lgs. 102/14 [32] evidenzia, all'art. 7, che il sistema dei CB costituisce il regime obbligatorio di efficienza energetica e dovrà garantire una quota, non inferiore al 60%, dell'obiettivo di risparmio energetico nazionale cumulato da conseguire entro il 2020.

Gli artt. 3 di [28] e [29] riportano gli obiettivi quantitativi nazionali annui che dovevano essere conseguiti fino al 2009, mentre gli obiettivi per il triennio 2010-2012 sono stati fissati dall'art. 2 di [30] e quelli dal 2013 al 2016 sono stabiliti dall'art. 4 di [31]; un successivo decreto determinerà gli obiettivi nazionali annui a partire dal 2017, in coerenza con quanto previsto in [32]. Nell'ambito di questi obiettivi nazionali d'incremento dell'efficienza energetica, le Regioni devono determinare i rispettivi obiettivi e le modalità di raggiungimento; hanno inoltre la facoltà d'individuare propri obiettivi aggiuntivi di risparmio negli usi finali e di stabilire le modalità per il loro conseguimento.

Dal 2007 sono soggetti agli obblighi i distributori con più di 50.000 clienti finali al 31 dicembre di due anni prima (2013 per l'obiettivo da conseguire nel 2015); un successivo decreto estenderà l'obbligo a quelli con numero di clienti inferiore. Attualmente a ciascuno di questi distributori compete una quota dell'obiettivo annuo di risparmio pari al rapporto tra l'energia elettrica (gas) che ha distribuito nell'anno precedente all'ultimo trascorso (2013 per la quota 2015) e l'energia elettrica (gas) complessivamente distribuita in Italia, nello stesso anno, da tutti gli operatori soggetti all'obbligo.

Secondo gli artt. 4 di [28] e [29], gli obiettivi annui sono conseguiti mediante progetti che comportano una riduzione dei consumi d'energia primaria, attraverso misure e interventi d'incremento dell'efficienza energetica presso gli utenti finali. È previsto che le riduzioni annue nei consumi d'energia primaria, ottenute con un determinato progetto, concorrano al conseguimento degli obiettivi per un periodo di *cinque anni*, fatti salvi alcuni interventi particolari che concorrono per un periodo più lungo.

Gli artt. 5 stabiliscono che le tipologie delle misure e degli interventi ammissibili ai fini del conseguimento degli obiettivi sono quelle riportate in allegato, dando facoltà alle Regioni di prevedere tipologie integrative; in ogni caso non sono ammissibili progetti di miglioramento dell'efficienza energetica negli impianti di generazione elettrica. Il compito di emanare le linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione consuntiva dei progetti ammissibili, nonché di definire i criteri e le modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica era inizialmente assegnato all'*Autorità per l'Energia*, mentre dal 2013 è stato trasferito al *GSE*.

Per gli artt. 10 dei due decreti, questi titoli, denominati anche certificati bianchi (CB), sono emessi dal *Gestore dei Mercati Energetici* (GME) in numero proporzionale alla

riduzione dei consumi di energia primaria, certificata con le modalità ora previste dall'art. 6 di [31]. Possono essere scambiati mediante contrattazione bilaterale tra le parti o sul libero mercato.

In tal modo si offre la possibilità ai distributori, che non hanno raggiunto i propri obiettivi di risparmio annuale, di acquistare i titoli mancanti per adempiere all'obbligo ed ai possessori, non soggetti ad obblighi o che hanno superato i propri obiettivi, di venderli ottenendone un vantaggio economico. Ciò consente, a quei distributori che dovrebbero sostenere elevati costi per la realizzazione in proprio dei progetti di risparmio, d'acquistare i certificati da soggetti che sostengono costi inferiori e che hanno l'opportunità o la convenienza a venderli, riducendo così il costo complessivo per il raggiungimento degli obiettivi nazionali annuali fissati.

In base all'art. 7 di [31], i progetti, predisposti ai fini del rispetto degli obiettivi di risparmio energetico negli usi finali, possono essere eseguiti:

- direttamente dai distributori, inclusi quelli minori esonerati dall'obbligo;
- da società controllate dai distributori;
- da *società* terze, operanti nel settore dei *servizi energetici*, accreditate sulla base dei requisiti richiesti;
- da soggetti che hanno provveduto alla nomina del responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia;
- da imprese che provvedano alla nomina del responsabile per la conservazione e l'uso razionale dell'energia oppure si dotino di un sistema di gestione dell'energia certificato e mantengano tali condizioni fino al termine della vita tecnica dell'intervento.

L'art. 13 di [31] stabilisce che, entro il 31 maggio di ogni anno, ciascun distributore soggetto all'obbligo deve trasmettere al soggetto responsabile (l'Autorità per l'Energia fino al 2013 e il GSE dal 2014) un numero di CB equivalente all'obiettivo di risparmio energetico assegnatogli nell'anno precedente, maggiorato delle eventuali quote compensative.

Il responsabile verifica per ciascun soggetto l'ottemperanza all'obbligo, comunicando ai Ministeri competenti e al GME il numero di certificati ricevuti e l'esito della verifica. I distributori che non hanno pienamente raggiunto il proprio obiettivo annuale, hanno la possibilità di compensare nel biennio successivo, senza incorrere nelle sanzioni, la quota residua di loro spettanza.

Per i soggetti inadempienti sono previste sanzioni da parte dell'Autorità per l'Energia, che provvede a comunicare al GSE, all'ENEA, ai Ministeri e alla Regione competenti le inottemperanze riscontrate e le sanzioni applicate.

L'art. 9 di [31] prevede che i costi sostenuti dai distributori, per adempiere all'obbligo di risparmio negli usi finali, trovano copertura, per la parte non coperta da altre risorse, attraverso le tariffe per il trasporto e la distribuzione di tali vettori, secondo criteri stabiliti dall'Autorità.

Quindi l'attuazione dei due decreti, sul risparmio energetico negli usi finali, comporta un modesto incremento di costo per gli utenti dei servizi di distribuzione, a fronte di benefici di varia natura, quali:

- riduzione dell'inquinamento ambientale associato all'energia primaria risparmiata;
- miglioramento della sicurezza nelle forniture, grazie alla minor crescita della domanda finale;
- minori consumi per i soggetti beneficiari dei progetti di efficienza energetica.

Dando seguito a quanto sopra riportato, l’Autorità per l’Energia ha emanato le *Linee Guida*, aggiornate da [8] e ancora vigenti, con le quali ha:

- individuato *tre* diversi *metodi di valutazione* dei *risparmi* energetici conseguibili con le varie tipologie di interventi;
- definito la documentazione da trasmettere, ai fini della verifica e certificazione dei risparmi conseguiti, e quella da conservare, per consentire l’effettuazione, a campione, dei controlli di verifica nel dettaglio;
- stabilito le caratteristiche dei certificati bianchi, nonché i relativi criteri e modalità di rilascio.

Tenuto conto che la quantità d’energia risparmiata non può essere semplicemente misurata al contatore, i tre metodi individuati di *valutazione - standardizzata, analitica e a consuntivo* - hanno lo scopo di:

- semplificare le procedure di quantificazione dei risparmi energetici che si possono ottenere dai progetti conformi alle finalità dei decreti;
- contenere i costi associati alle misurazioni richieste e alla successiva verifica dei risparmi;
- garantire il rigore e l’affidabilità delle quantificazioni.

I metodi si basano sul *riconoscimento a posteriori* dei risparmi conseguiti, trascorso un determinato periodo di funzionamento delle apparecchiature installate, e valorizzano i soli *risparmi addizionali*, rispetto a quelli comunque indotti dall’evoluzione tecnologica, dal mercato e dalla normativa. Per tal motivo è necessario un periodico aggiornamento dei metodi di valutazione, per tener conto dei cambiamenti che intervengono nel quadro di riferimento.

Riguardo alle tipologie d’interventi valutabili col metodo standardizzato o analitico, l’Autorità ha prodotto una serie di *schede tecniche*; ciascuna riporta le modalità e le procedure di calcolo del risparmio conseguibile attraverso la realizzazione di una specifica tipologia d’intervento. Invece per le tipologie d’interventi valutabili solo a consuntivo, il proponente deve sottoporre all’approvazione preliminare dell’Autorità (ora del GSE) sia la proposta di progetto, sia il programma di misura finalizzato alla quantificazione del risparmio conseguibile.

Le Linee Guida definiscono, a seconda del metodo di valutazione applicabile, l’*entità minima* del *risparmio annuo* che deve produrre un *progetto* per poter essere considerato *ammissibile*; inoltre stabiliscono le procedure che il titolare deve seguire per richiedere al soggetto responsabile (prima l’Autorità e ora il GSE) la verifica e certificazione dei risparmi conseguiti dal progetto. È anche previsto che la verifica e certificazione dei risparmi possa essere svolta dalle Regioni, a seguito della stipula di convenzioni col soggetto responsabile.

Certificati i risparmi riconosciuti ad un progetto, il GME emette, a favore del titolare, i relativi *certificati bianchi (CB)*, del *valore unitario* pari ad *1 tep*. Le Linee Guida, in seguito ai decreti attuativi delle direttive comunitarie sull’efficienza energetica negli usi finali [33] e sulla promozione delle fonti rinnovabili [19], prevedono *cinque* diversi *tipi* di CB, a seconda degli interventi realizzati:



- *tipo I* per *risparmi* di energia primaria attraverso la riduzione dei consumi di *energia elettrica*;
- *tipo II* per *risparmi* di energia primaria attraverso la riduzione dei consumi di *gas naturale*;
- *tipo III* per *risparmi* di energia primaria attraverso la riduzione dei consumi, *diversi* da quelli dell'energia elettrica e gas naturale, in tutti i settori *tranne l'autotrazione*;
- *tipo IV* per *risparmi* di energia primaria attraverso la riduzione dei consumi, *diversi* da quelli dell'energia elettrica e gas naturale, nel *settore trasporti*, valutati mediante schede standardizzate;
- *tipo V* per *risparmi* di energia primaria attraverso la riduzione dei consumi, *diversi* da quelli dell'energia elettrica e gas naturale, nel *settore trasporti*, valutati con modalità diverse da quelle per i titoli di tipo IV.

Le Linee Guida hanno pure stabilito che, in base al decreto d'aggiornamento [30], gli obiettivi annuali fino al 2012 potevano essere conseguiti utilizzando i CB emessi dall'inizio del 2005 fino al 31-5-2013. In tal modo è stata garantita la flessibilità nelle scelte dei soggetti che potevano ottenere i CB e si è ridotto il rischio di volatilità per i loro prezzi sul mercato.

Il decreto [31] prevede inoltre che, in assenza di obiettivi nazionali per gli anni successivi al 2016, dall'1-1-2017 il GSE provvederà a ritirare i CB non più utilizzabili, associati ai progetti precedentemente realizzati e a quelli in corso, assegnando ai titolari un contributo compensativo pari al loro prezzo medio di mercato nel quadriennio 2013-2016, decurtato del 5%.

Questo stesso decreto, in attuazione di [19], trasferisce l'attività di gestione del meccanismo di certificazione dei CB dall'Autorità per l'Energia al GSE.

Le Linee Guida attualmente vigenti [8] dovranno essere adeguate, per decreto, alle direttive impartite da [19], secondo la tempistica dettata dall'art. 6 di [31] e tenendo conto di quanto previsto nell'art. 7 di [32]; rimarranno comunque applicabili fino all'entrata in vigore di tale decreto. L'adeguamento sarà effettuato con il supporto dell'ENEA e di RSE (*Ricerca sul Sistema Energetico*), sentita l'Autorità per l'Energia. Lo stesso art. 6 prevede che dall'1-1-2014 hanno accesso ai CB esclusivamente progetti ancora da realizzarsi o in corso di realizzazione.

Nei primi tre anni d'obbligo, i risparmi certificati hanno coperto quasi il doppio degli obiettivi annuali assegnati; ma dal 2008, a seguito del loro aumento stabilito con [30], il risparmio annuo certificato è risultato inferiore al corrispondente obiettivo e questo divario è andato crescendo negli anni successivi. Ciò ha comportato una drastica riduzione dell'iniziale eccedenza di CB, fino ad arrivare nel 2011 ad una situazione di carenza.

Per tale motivo, anche al fine di potenziare l'efficacia del sistema nel promuovere la realizzazione di nuovi interventi strutturali d'efficienza energetica, con l'aggiornamento [8] delle Linee Guida è stata modificata la modalità di calcolo dei risparmi, introducendo un *coefficiente di durabilità*  $\tau$ , che tiene conto di quanto la *vita tecnica* di ciascuna tipologia d'interventi è superiore al periodo in cui si ha diritto ai CB (*vita utile*). Il valore di tale coefficiente, calcolato con le modalità descritte nelle Linee Guida, è crescente all'aumentare della differenza tra vita tecnica e vita utile di ciascun intervento e serve per moltiplicare i risparmi energetici riconosciuti nell'arco della sua vita utile, in modo da valorizzare anche i risparmi prodotti oltre il periodo di riconoscimento dei CB.

Questo comporta che i CB riconosciuti durante la vita utile siano maggiori dell'energia primaria effettivamente risparmiata in tale periodo; pertanto, nell'art. 4 di [31], gli obblighi nazionali annui d'incremento dell'efficienza energetica per i distributori sono fissati anche in numero di CB, tenendo conto di un valore medio del coefficiente di durabilità pari a 2,5.

Da quando è stato avviato il meccanismo dei CB, quelli di tipo I sono risultati il 41% del totale, quelli di tipo II (inclusa la cogenerazione ad alto rendimento di cui si dirà in seguito) quasi il 42% e quelli di tipo III poco più del 17%; le percentuali degli altri tipi sono state finora irrilevanti. Il vincolo imposto inizialmente ai distributori, sull'utilizzo dei diversi tipi di CB, spiega il loro andamento dei prezzi sul mercato nei primi due anni di contrattazione: tendenzialmente decrescente quello dei CB di tipo I, con un valore medio intorno a 40 €/tep; quasi stabile quello dei CB di tipo II, con un valore medio intorno a 85 €/tep. Venuti meno tali vincoli dall'inizio del 2008, i prezzi di mercato dei CB di tipo I e II sono andati allineandosi a valori intorno a 65 ÷ 70 €/tep, mostrando poi la tendenza ad una lenta progressiva crescita fino a raggiungere un valore medio di 113 €/tep nel 2014.

Gli altri CB hanno avuto inizialmente una scarsa richiesta poiché per essi non era previsto il contributo tariffario, di cui si dirà tra breve, né si era verificata, nel complesso, una carenza di CB per il soddisfacimento degli obiettivi. Ora, secondo quanto stabilito in [33], [19] e [31], i risparmi relativi ai CB di tipo III, IV e V sono equiparati a quelli del gas naturale (tipo II).

L'Autorità aveva definito con [34] i criteri e le modalità per la verifica (fino al 2013) del conseguimento degli obiettivi annuali, da parte dei distributori obbligati, e fornito le direttive al GME per l'emissione e l'annullamento dei CB; tutto questo spetta ora al GSE.

L'Autorità mantiene il compito di stabilire ed aggiornare i criteri e le modalità con i quali viene riconosciuto, ai distributori obbligati, il *contributo tariffario* per il raggiungimento degli obiettivi di risparmio.

L'aggiornamento [35] prende in considerazione anche l'andamento del prezzo di mercato dei CB. Ora sono ammessi al contributo tutte le tipologie di certificati consegnati da ciascun distributore, fino all'occorrenza dell'intero obiettivo a suo carico. Il valore del *contributo preventivo*, fissato per l'anno d'obbligo 2014 a 110,39 €/tep risparmiata, è aggiornato annualmente in base alle variazioni percentuali registrate dai clienti finali domestici sui prezzi medi dell'energia elettrica, del gas naturale e del gasolio per riscaldamento. Il *contributo definitivo* è calcolato a partire da quello preventivo, recuperando parte del suo scarto rispetto al prezzo medio di mercato dei CB nello stesso anno d'obbligo.

Benché i CB non siano direttamente finalizzati alla realizzazione di impianti di produzione energetica, tuttavia possono essere ottenuti anche tramite la costruzione d'impianti per la valorizzazione delle fonti rinnovabili presso gli utenti finali nonché d'impianti che, anche utilizzando in tutto o in parte fonti non rinnovabili, recuperano il calore e lo sfruttano per la climatizzazione degli ambienti e la produzione d'acqua calda sanitaria.

A tal fine l'Autorità ha pubblicato una scheda tecnica per la valutazione standardizzata dei risparmi attraverso la realizzazione di *impianti fotovoltaici*, con *potenza inferiore a 20 kW<sub>e</sub>*, e tre schede per la valutazione analitica dei risparmi tramite l'installazione di *sistemi centralizzati di climatizzazione*, di *impianti di cogenerazione* e di *sistemi di teleriscaldamento* nel settore civile [14].

Il settore industriale è esplicitamente escluso dal campo di applicabilità di quest'ultime schede, ma, dovendo fare delle valutazioni preliminari, si può ritenere che il loro utilizzo possa essere esteso, con piccole modifiche, anche a tale settore. Si tenga presente, al riguardo, che l'art. 6 di [18] cita esplicitamente l'accesso ai certificati bianchi come forma di sostegno per gli impianti di *cogenerazione ad alto rendimento*, nonché per gli impianti di cogenerazione *abbinati al teleriscaldamento*.

D'altra parte l'art. 27 di [19] prevede che gli interventi per la produzione d'energia termica e per l'incremento dell'efficienza energetica siano incentivati:

- con un *contributo* costante sulle *tariffe del gas naturale*, se di *piccole dimensioni*;
- con il ricorso ai certificati bianchi, negli altri casi.

Al riguardo è stato emanato il D.M. 28-12-2012 [36], noto anche come “conto termico”, che disciplina l'incentivazione della produzione termica da fonti rinnovabili, già ricordata in 4.2, e l'incremento dell'efficienza energetica, attraverso interventi di piccole dimensioni realizzati a partire dal 3-1-2013. L'incentivo concesso è erogato in rate annuali costanti, per una durata massima di *cinque anni*, ed è alternativo ai CB. Il suo importo è calcolato come percentuale della spesa sostenuta, nel caso di interventi per incremento dell'efficienza, o facendo riferimento ad una produzione termica media annua stimata<sup>7</sup>.

Con l'obiettivo di potenziare il sostegno a interventi nei settori industriale ed infrastrutturale mediante il sistema dei CB, l'art. 8 di [31] disciplina invece i “grandi progetti”, che comportano un *risparmio* di energia elettrica o di gas stimato annuo superiore a *35.000 tep* ed hanno una *vita tecnica* superiore a *venti anni*, in grado di conseguire risparmi energetici significativi a carattere strutturale.

In tal caso il proponente deve attivare la procedura di valutazione, ai fini dell'accesso ai CB, presentando il progetto al Ministero dello Sviluppo Economico (MSE). Questo, a seguito dell'istruttoria tecnico-economica fatta dal GSE, col supporto di ENEA ed RSE, e acquisito il parere della Regione interessata, definisce le modalità per l'accesso ai CB, la misurazione dei risparmi prodotti e la quantificazione dei CB, tenendo conto della vita tecnica dell'intervento.

Al progetto, in relazione al suo grado d'innovazione tecnologica e alla riduzione stimata per le emissioni in atmosfera, può essere attribuito un incremento fino al 30% dei CB rilasciabili. Per gli interventi in aree metropolitane tale percentuale può aumentare fino al 40%, se il risparmio annuo di energia è compreso tra 35.000 e 70.000 tep, e fino al 50% se il risparmio è superiore. Poiché il rilascio di questi CB aggiuntivi avviene a titolo di *premieria*, non essendo associato ad un effettivo risparmio energetico, l'Autorità ha previsto [37] l'introduzione di altri due tipi di CB: *tipo IN* per *premieria* dell'innovazione tecnologica; *tipo E* per *premieria* delle minori emissioni in atmosfera.

---

<sup>7</sup> Infatti per gli impianti a combustibile rinnovabile (con  $P_{nom} \leq 1$  MW) l'incentivo annuo è calcolato in base alla loro potenza termica nominale, alla zona climatica di ubicazione e all'entità delle emissioni, mentre nel caso degli impianti a collettori solari (con superficie captante  $\leq 1.000$  m<sup>2</sup>) è calcolato in base alla loro superficie totale.

ENEA ed RSE possono fornire l'assistenza tecnica per la predisposizione dei "grandi progetti" e dei progetti da sottoporre a valutazione a consuntivo, dandone comunicazione al GSE. In tal caso però non possono valutare un progetto al quale hanno fornito assistenza tecnica e devono scambiarsi i ruoli a vicenda.

Nell'intento di agevolare la realizzazione dei *grandi progetti*, che richiedono investimenti consistenti, ai proponenti è data la facoltà di optare per un *valore costante* dei CB per tutto il periodo in cui sono riconosciuti (vita utile dell'intervento), mettendosi al riparo dalle fluttuazioni del loro prezzo di mercato. L'Autorità ha definito in [38] le modalità applicative e stabilito le regole per determinare il valore costante dei CB riconosciuti; tali CB, emessi e contestualmente ritirati dal GSE, non possono essere scambiati sul mercato né possono essere utilizzati dai distributori per conseguire i propri obiettivi di risparmio.

Questi progetti sono sottoposti a controlli per la verifica della corretta esecuzione e del corretto adempimento degli obblighi derivanti dal riconoscimento dei CB. È pure previsto che, in base al numero e alla dimensione dei progetti ammessi, il Ministero, d'intesa con le Regioni, possa rideterminare gli obiettivi e gli obblighi di risparmio attraverso i CB, al fine di evitare squilibri di mercato.

Col decreto [31] poi, secondo quanto stabilito da [19], sono state approvate nuove schede per la valutazione standardizzata dei risparmi conseguiti mediante interventi in diversi settori. Tra queste, nell'ambito degli impianti di generazione, interessano in particolare le schede relative all'installazione di *refrigeratori* per applicazioni nel settore industriale e di *impianti di riscaldamento a biomassa* legnosa.

L'art. 12 di [31] prevede pure l'approvazione, da parte del Ministero, di ulteriori schede tecniche, predisposte da ENEA e RSE, per interventi in diversi settori, compresi quelli del *recupero termico* e del *solare termico* a concentrazione. Anche i soggetti interessati possono proporre al GSE nuove schede tecniche standard che, dopo le valutazioni tecnico-economiche da parte di ENEA o RSE, sono sottoposte al Ministero per l'approvazione.

L'art. 30 della L. 99/09 [39] ha inoltre previsto, tra le misure a sostegno dell'efficienza nel settore energetico, una durata dei CB, riconosciuti agli impianti di cogenerazione ad alto rendimento entrati in esercizio a partire dal 7-3-2007, di almeno *dieci anni*.

Invece gli impianti riconosciuti come cogenerativi, entrati in esercizio dall'1-4-1999 al 6-3-2007 e la cui produzione non goda di CV né di CB, hanno diritto al 30% dei CB concessi agli impianti cogenerativi ad alto rendimento per *cinque anni*, se durante questo periodo, in base all'art. 29 di [19], mantengono il funzionamento cogenerativo.

Così il D.M. 5-9-2011 [40] ha definito il regime di sostegno per questi impianti di cogenerazione. Inoltre all'art. 3 ha stabilito che le unità entrate in esercizio dall'1-1-2011 devono soddisfare i requisiti richiesti da [18], nella sua versione aggiornata, per poter accedere ai benefici economici previsti per la cogenerazione ad alto rendimento (CAR). Invece quelle entrate in esercizio tra il 7-3-2007 e il 31-12-2010, qualora non rientrino nella definizione di CAR, sono considerate cogenerative, ai fini dell'accesso ai benefici spettanti alla CAR, se soddisfano le condizioni e i criteri vigenti in quel periodo.

Pertanto, secondo l'art. 4 di [40], le unità entrate in esercizio dal 7-3-2007, che rientrano nella definizione di CAR o sono comunque cogenerative, hanno diritto al rilascio di CB, in numero proporzionale al risparmio d'energia primaria realizzato, per *dieci anni* (*quindici* quando l'intervento comprende anche una rete di teleriscaldamento) decorrenti dal 1° gennaio dell'anno successivo a quello d'entrata in esercizio.

Invece le unità entrate in esercizio tra l'1-4-1999 e il 6-3-2007, che non godono di incentivazioni alla produzione e sono considerate cogenerative in base alle norme allora applicabili, hanno diritto al rilascio di CB, nel limite del 30% di quanto riconosciuto alle unità precedenti, per *cinque anni* a partire dal 2012.

L'art. 8 stabilisce che la domanda per il riconoscimento del funzionamento di una unità in cogenerazione deve essere trasmessa dall'esercente al GSE, con la documentazione richiesta, entro il 31 marzo di ciascun anno. Il GSE verifica la documentazione e la congruità dei dati forniti, ottenuti mediante una idonea strumentazione installata sull'unità. Una volta accolta la domanda, il GSE calcola il numero di CB spettanti per quell'anno, in conformità all'art. 4, e li rilascia all'esercente.

L'art. 9 di [40] precisa poi che i CB, riconosciuti in base all'art. 4, sono di tipo II e possono essere utilizzati per l'assolvimento della propria quota d'obbligo o venduti ai soggetti obbligati. In alternativa può essere richiesto al GSE il ritiro di questi CB ad un prezzo, costante per tutto il periodo d'incentivazione, pari al contributo tariffario vigente al momento dell'entrata in esercizio dell'unità di cogenerazione; se l'unità è entrata in esercizio prima del 20-9-2011, il prezzo di ritiro è quello del 2011 (93,68 €/tep).

La richiesta di ritiro può essere presentata dall'operatore assieme alla domanda annuale di riconoscimento e vale per tutti i CB spettanti in quell'anno. I CB ritirati dal GSE non possono essere oggetto di successive contrattazioni con i soggetti obbligati.

Dal momento che i CB di tipo II attestano i risparmi di energia primaria attraverso la riduzione dei consumi di gas naturale, mentre gli impianti CAR possono essere alimentati da qualunque tipologia di combustibile, l'Autorità ha stabilito [41] che questi CB siano di tipo II-CAR. In tal modo viene preservata la capacità di contabilizzare le riduzioni dei consumi delle diverse forme di energia ed è possibile valutare, in modo distinto, il loro impatto sulle tariffe dell'elettricità e del gas naturale.

Anche la quota dei CB di tipo II-CAR consegnata dai distributori, per il conseguimento dei propri obiettivi di risparmio, gode del contributo tariffario.

#### 4.2.2.1 DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI

Tutti i programmi richiedono obbligatoriamente, nel foglio "*entr. cog*", il prezzo di vendita, espresso in €/tep e che può anche essere nullo, dei certificati bianchi di tipo I ( $p_{CB I}$ ) e tipo II ( $p_{CB II}$ ) in presenza dei corrispondenti risparmi riconosciuti.

Il prezzo degli altri certificati, che finora hanno avuto un peso trascurabile nel mercato, non viene preso in considerazione dai programmi. Ciò anche in accordo con quanto visto per l'equiparazione dei risparmi, nonchè con quanto stabilito dall'art. 6 comma 5 di [18], secondo il quale, ai fini dell'emissione dei CB a favore degli impianti di cogenerazione ad alto rendimento, una forma di risparmio ottenuta con la riduzione dei consumi di altri combustibili (tipo III) è equiparata al risparmio di gas naturale (tipo II).

Inoltre, se c'è un ricavo annuo da CB, i programmi *valutazioni* richiedono obbligatoriamente, nel foglio “*val. imp*” e nel duplicato “*val. imp. var*”, la *durata*  $N_{CB}$  (in anni) dei certificati bianchi, per la quale sono accettati solo valori *interi non superiori a 15*; i valori forniti sono automaticamente riportati nei rispettivi fogli collegati “*flus. cas*” e “*flus. cas. var*”.

Allo stesso modo, i programmi *calcolo* richiedono obbligatoriamente la *durata* dei CB nel foglio “*val. imp. var*” e il valore fornito è automaticamente riportato sia nel foglio “*val. imp. am. ant*” che nei fogli collegati “*flus. cas. var*” e “*amm. ant*” del programma utilizzato.

La Fig. 32 evidenzia l’inserimento del prezzo di vendita per i certificati bianchi nei programmi *calcolo*, assieme ai valori calcolati per il prezzo unitario dell’energia elettrica nelle fasce orarie che l’operatore può individuare liberamente.

Valori unitari			Comp. fissa	Comp. variab.
prezzo en. elet. F1	10,39	c€/kWh	4,62	5,77
prezzo en. elet. F2	7,30	c€/kWh	1,53	5,77
prezzo en. elet. F3	0,00	c€/kWh	0,00	0,00
prezzo en. elet. F4	4,40	c€/kWh	-1,37	5,77

prezzo vendita cert. bianco I $pu_{VCB I}$	70,00	€/tep
prezzo vendita cert. bianco II $pu_{VCB II}$	70,00	€/tep

Fig. 32 – Valori inseriti e calcolati per i prezzi unitari dei certificati bianchi e dell’energia elettrica nei programmi *calcolo*

Anche in tal caso sono state considerate tre fasce e il prezzo della meno pregiata è riportato in F4, dal momento che, per la sua componente fissa, l’operatore ha inserito valori negativi accettati, secondo quanto visto in precedenza, solo nella colonna F4; di conseguenza il prezzo di vendita nella fascia F3 è azzerato.

Qualora l’impianto, in alternativa ai CB, acceda al conto termico (CT), tutti i programmi richiedono i seguenti dati nel relativo quadro del foglio “*entr. cog*”:

- *incentivo conto termico* impostato sul *si*;
- *importo annuo* dell’incentivo (in  $10^3$  €).

Inoltre, in presenza di un incentivo da CT, è tassativamente richiesta la sua *durata*  $N_{CT}$  (in anni) nei fogli “*val. imp*” e “*val. imp. var*” dei programmi *valutazioni*, mentre nei programmi *calcolo* è richiesta nel solo foglio “*val. imp. var*” ed è riportata automaticamente nel duplicato “*val. imp. am. ant*”. Tutti i programmi riportano il valore di  $N_{CT}$  anche nei rispettivi fogli collegati “*flus. cas*”, “*flus. cas. var*” e “*amm. ant*”.

La casella per l'incentivo conto termico è *di norma* impostata sul *no*, per consentire, ad un impianto di produzione termica o combinata, l'accesso ai CB. Essa accetta solo il dato *si*; quando è fornito questo dato, il programma esegue un controllo e, se l'impianto non può accedere al CT, lo segnala con la casella rossa.

L'importo annuo dell'incentivo deve essere fornito obbligatoriamente quando l'impianto accede al CT; se il valore viene fornito anche quando l'impianto non può ottenere questo incentivo, viene scritto in rosso per avvertire che il programma non ne terrà conto.

Per la *durata* del CT, i programmi accettano solo valori *interi non superiori a 5*.

La Fig. 33 fa vedere un esempio dei dati che vanno forniti nel foglio "*entr. cog*" per un impianto che ottiene l'incentivo da CT.

#### Conto termico

incentivo conto termico	si	
importo annuo	71,8	10 <sup>3</sup> €
importo annuo calcolato	71,8	10 <sup>3</sup> €

Fig. 33 – Esempio di valori inseriti e calcolati per un impianto che accede al conto termico

Come si può notare, l'importo annuo calcolato coincide in questo caso con quello fornito; l'importo calcolato risulterebbe invece azzerato, qualora l'impianto non potesse ottenere tale incentivo. Il valore calcolato è riportato automaticamente nel foglio "*val. imp. var*" e nel suo duplicato ("*val. imp*" per i programmi *valutazioni* e "*val. imp. am. ant*" per i programmi *calcolo*), oltre che nei fogli a questi collegati "*flus. cas. var*", "*flus. cas*" e "*amm. ant*".

\* \* \*

I prezzi unitari di vendita, fissati o calcolati per le produzioni energetiche e per i certificati verdi e bianchi, sono riepilogati, anche sotto forma di istogramma, nei fogli duplicati "*Ricavi*" di tutti i programmi. In presenza del prezzo unico di vendita per l'energia elettrica, tale prezzo viene assegnato a tutte le fasce orarie prese in considerazione, indipendentemente dai valori riportati per le singole componenti di ciascuna fascia. Inoltre in questi fogli compaiono solo i prezzi unitari delle produzioni e delle incentivazioni che interessano l'impianto in esame, mentre i restanti sono azzerati.

Ad esempio, l'istogramma di Fig. 34, ottenuto dai programmi *valutazioni*, riassume i prezzi unitari per un ipotetico impianto che, oltre a vendere energia elettrica (secondo le fasce orarie), energia termica e frigorifera, vende anche i certificati verdi e bianchi riconosciuti a tali produzioni.

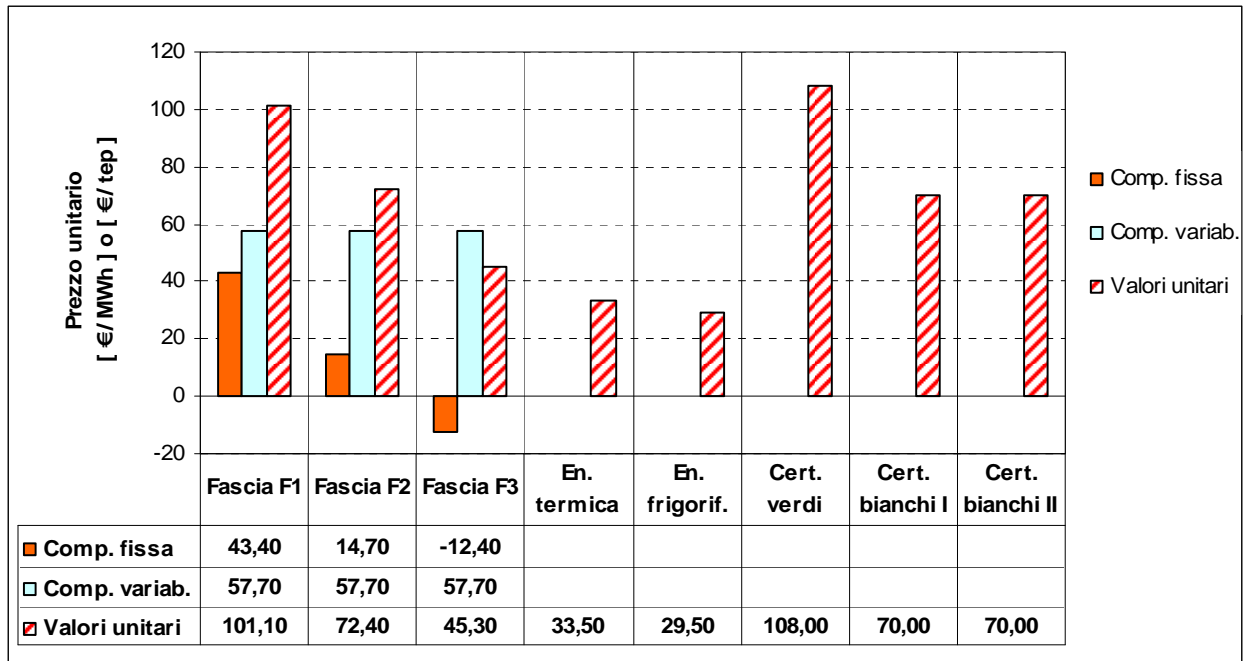


Fig. 34 – Prezzi unitari di vendita delle produzioni e dei certificati associati

Poiché l'art. 10 di [31] stabilisce che i certificati bianchi emessi per i progetti presentati dal 3-1-2013 non sono cumulabili con altri incentivi a carico delle tariffe dell'energia elettrica e del gas (in particolare i certificati verdi), nei programmi è anche consentito all'operatore di *fissare a zero* il prezzo unitario di ciascun certificato, quando l'impianto è di produzione combinata. Tali impianti infatti potrebbero accedere, come nell'esempio di Fig. 34, sia ai CV che ai CB.



### 4.3 Stima della produzione annua

La stima della produzione energetica annua di un impianto da costruire può essere fatta in modo attendibile solo avendo a disposizione un altro programma di calcolo che, simulando il funzionamento dell'intero impianto a partire dai dati caratteristici dei singoli componenti, fornisca come risultato finale la quantità e il tipo d'energia prodotta, in ciascun periodo temporale nel quale funziona in condizioni stazionarie. Questo perché, come si è visto all'inizio del capitolo, la produzione energetica dipende dalle modalità di funzionamento dell'impianto, che sono principalmente dettate dall'esigenza di soddisfare la domanda delle utenze collegate.

Quando invece l'impianto è costruito e funzionante, la produzione annua è nota a consuntivo per gli anni di esercizio già trascorsi e, per gli anni futuri, può essere stimata con notevole attendibilità, essendo nota la sua producibilità nelle varie condizioni di funzionamento come pure la sua disponibilità media annua.

Inoltre, se l'impianto produce anche elettricità da immettere in rete, la modalità di funzionamento è legata alla sua chiamata a produrre da parte del *Gestore della Rete Nazionale* (Terna), rispettando l'ordine di precedenza stabilito dalle regole per il *dispacciamento di merito economico* [42]. Secondo tali regole, a parità di prezzo delle offerte di vendita, gli impianti di generazione elettrica sono chiamati a produrre col seguente *ordine di priorità*:

- unità dichiarate essenziali per la sicurezza del sistema elettrico nazionale;
- unità alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;
- unità alimentate da fonti rinnovabili programmabili (biomasse, idrauliche non ad acqua fluente e ibride);
- unità di cogenerazione;
- unità rientranti nelle incentivazioni del CIP 6/92 [23] e piccole unità con potenza elettrica inferiore a 10 MVA;
- unità alimentate esclusivamente da combustibili commerciali di provenienza nazionale;
- altre unità a combustibili commerciali.

Le modalità di funzionamento dipendono infine da:

- vincoli normativi imposti sull'impatto ambientale prodotto dall'impianto, che possono comportare, in particolari condizioni climatiche locali e/o in determinati periodi dell'anno, una riduzione o un blocco della sua capacità produttiva;
- fermate o riduzioni di potenza dell'impianto provocate da guasti e malfunzionamenti nei componenti, nonché da indisponibilità delle linee di collegamento alle utenze;
- fermate o riduzioni di potenza per consentire la riparazione dei guasti e le manutenzioni periodiche programmate.

Come già detto al Cap. 2, i programmi per l'analisi economica preliminare dell'impianto si differenziano soprattutto in relazione al livello di dettaglio richiesto.

Così i programmi *valutazioni* possono essere utilizzati per le prime analisi, ipotizzando modalità di funzionamento dell'impianto assai semplici.

Infatti in quello con funzionamento *continuo*, se è disponibile una stima della producibilità mensile su base annua, si ipotizza che, in *ciascun mese*, l'impianto sia sempre in *condizioni stazionarie* e la sua produzione oraria cambi soltanto passando da un mese all'altro.

In quello con funzionamento *intermittente*, quando è disponibile la producibilità mensile, occorre anche sapere l'orario di *avvio e fermata giornaliera* dell'impianto nei vari periodi caratteristici dell'intero anno. In tal caso, infatti, si ipotizza che, nei periodi in cui è in esercizio, l'impianto venga avviato ogni giorno, funzioni in condizioni stazionarie e quindi sia fermato, mantenendo costante la sua produzione durante tutte le ore di attività ricadenti nello stesso mese. Come prima tale produzione cambia soltanto passando da un mese all'altro.

Pertanto nei programmi *valutazioni* le modalità di funzionamento ipotizzate sono estremamente semplificate e non tengono conto in alcun modo delle reali condizioni in cui operano gli impianti di generazione, caratterizzate da situazioni non stazionarie e da frequenti adeguamenti della produzione alla domanda, anche nell'arco della stessa giornata. È evidente che di tali condizioni, come pure delle eventuali fermate imposte, può tenerne conto solo un ulteriore programma di calcolo, messo a punto per il particolare impianto in esame e in grado di fornire una stima attendibile della sua producibilità annua.

Ad ogni modo, considerate le finalità dei programmi *valutazioni*, le modalità di funzionamento semplificate viste sopra consentono una facile ripartizione della produzione elettrica mensile nelle tre fasce orarie descritte in 4.1.1, ai fini del successivo calcolo dei ricavi dalla sua vendita alle utenze.

Qualora poi si conosca la sola producibilità annua dell'impianto, ai fini dell'analisi economica con questi programmi, non occorre nemmeno fare ipotesi sulle sue modalità di funzionamento.

Invece i programmi *calcolo*, utilizzabili per analisi economiche preliminari ad un livello di dettaglio superiore, richiedono una stima più attendibile della produzione energetica, che, come detto, può essere ottenuta solo con altro programma di calcolo in grado di simulare le tipiche modalità di funzionamento dell'impianto nel corso dell'intero anno.

Se nei programmi *calcolo* si vogliono differenziare i prezzi di vendita dell'energia elettrica secondo le fasce orarie, come si è visto in 4.1.1, il programma che simula il funzionamento dell'impianto deve essere in grado di fornire la sua produzione elettrica oraria, per poterla ripartire poi in queste fasce. Pertanto, in tal caso, non basta fornire la *produzione elettrica mensile* ma occorre quella mensile *per ciascuna fascia* oraria individuata, poiché i programmi *calcolo* non fanno alcuna ipotesi sulle modalità di funzionamento dell'impianto.

Quando poi non interessa differenziare i prezzi di vendita dell'energia elettrica, anche per questi programmi basta fornire la sola produzione annua, ottenuta sempre dal programma che simula il funzionamento dell'impianto.

Tutti i programmi prevedono l'inserimento dei dati in fogli diversi a seconda del tipo di produzione energetica:

- nel foglio "*entr.*" per gli impianti di *sola produzione elettrica*;
- nel foglio "*entr. cog*" per gli impianti di *sola produzione termica* (compresa la frigorifera) o *combinata*.

Poiché il corretto inserimento dei dati sulla produzione energetica è fondamentale ai fini dell'analisi economica, i programmi evidenziano con le caselle rosse eventuali errori commessi e indicano come procedere alla loro correzione.

#### 4.3.1 Impianti di sola produzione elettrica

Nel foglio “*entr.*” di tutti i programmi, la produzione elettrica netta è quella venduta alle utenze, al netto dell'energia richiesta per il funzionamento dei soli ausiliari della centrale, valutata in termini percentuali rispetto alla produzione lorda. Pertanto se parte dell'energia elettrica viene *autoconsumata* da utenze non rientranti negli ausiliari di centrale, deve essere considerata *come venduta* e quindi valorizzata, ai fini della corretta analisi economica.

Nei programmi *valutazioni* può essere fornita, a scelta dell'operatore, la *produzione* lorda o netta *mensile* oppure *annua*. A tal fine si deve tener presente che non è possibile inserire contemporaneamente la produzione mensile lorda con quella netta, né la produzione mensile con l'annuale; inoltre per la produzione mensile *non è ammesso l'inserimento* di dati misti (in alcuni mesi produzione lorda, in altri quella netta). Ciò è evidenziato dalla *comparsa* di *caselle rosse* nel quadro d'inserimento della produzione mensile.

Poiché, come si è visto, in tali programmi le fasce orarie sono prefissate, in base alla loro articolazione è stata fatta la suddivisione dei mesi dell'anno in periodi omogenei, per consentire la ripartizione della produzione mensile tra le fasce.

Invece nei programmi *calcolo* può essere fornita soltanto la *produzione mensile netta*, già ripartita secondo le fasce orarie individuate dall'operatore (massimo quattro), oppure la *produzione annua* lorda o netta. Anche in questi programmi *non è compatibile l'inserimento contemporaneo* della *produzione mensile* con quella *annuale*. Inoltre l'inserimento dei dati sulla produzione mensile per fasce orarie va fatto in modo che, se in un mese c'è produzione, questa deve essere ripartita almeno su due fasce, di cui una deve essere la F1, evitando d'inserire i dati nelle fasce il cui prezzo unitario di vendita è nullo. La comparsa delle caselle rosse segnala se sono stati commessi errori e il commento guida l'operatore alla loro rimozione.

Tutti i programmi, qualora venga inserita contemporaneamente la produzione annua lorda e quella netta, ai fini dei calcoli considerano valida quest'ultima. Ad ogni modo, se la produzione netta calcolata non è compatibile con quella lorda calcolata, quest'ultima viene scritta in rosso per segnalare che tale valore incongruente verrà trascurato nei calcoli.

##### 4.3.1.1 DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI

I dati, da inserire esclusivamente nel foglio “*entr.*”, si differenziano a seconda del programma utilizzato.

Nel programma *valutazioni* per il funzionamento *continuo*, devono essere forniti i dati sulla produzione elettrica (in MWh se mensile o in GWh se annuale) nelle caselle colorate in celeste, con le modalità di cui si è detto, facendo attenzione a rimuovere tutti gli eventuali

errori segnalati dalla presenza di caselle rosse nel foglio. Va pure fornito il dato sull'energia elettrica *assorbita* dalla centrale, espresso in percentuale della produzione lorda.

La Fig. 35 mostra l'inserimento dei dati per la produzione netta mensile  $E_{en\ men}$  e per l'assorbimento percentuale degli *ausiliari di centrale*  $pt_{e\ ac}$ , assieme ad altre grandezze calcolate che verranno trattate in seguito. Come si può notare, non compaiono caselle rosse in quanto non sono stati inseriti dati sulla produzione annuale lorda  $E_{el}$  o netta  $E_{en}$ , né su quella lorda mensile  $E_{el\ men}$ .

Produzione mensile		lorda $E_{el\ men}$	netta $E_{en\ men}$
Mese	Giorni	MWh	MWh
Gen	31		1.587
Feb	28		1.902
Mar	31		4.663
Apr	30		5.938
Mag	31		8.165
Giu	30		8.965
Lug	31		8.248
Ago	31		6.942
Set	30		3.595
Ott	31		2.558
Nov	30		908
Dic	31		545
<b>Totale</b>	<b>365</b>	<b>0</b>	<b>54.016</b>

energia elettrica ausiliari centrale % $pt_{e\ ac}$	5,0
-----------------------------------------------------	-----

energia elettrica lorda annua $E_{el}$		GWh
energia elettrica netta annua $E_{en}$		GWh
en. elettrica lorda annua calcolata $E_{el}$	56,86	GWh
en. elettrica netta annua calcolata $E_{en}$	54,02	GWh

Fig. 35 – Esempio d'inserimento dati sulla produzione nel programma per il funzionamento continuo

Qualora per le fasce orarie stabilite in [13] dovesse essere modificata l'articolazione oraria senza cambiarne la struttura descritta in 4.1.1, nel programma è previsto il quadro "Ore giornaliere per fascia oraria", mostrato in Fig. 36, dove è possibile variare il numero di ore assegnate alle fasce F1 e F2. Per la fascia F3, il numero di ore giornaliere è calcolato automaticamente e, se sono stati inseriti dati non congruenti, la relativa casella diventa rossa.

Ore giornaliere per fascia oraria			
	Giorni feriali	Sabati	Giorni festivi
F1	11,0	0,0	0,0
F2	5,0	16,0	0,0
F3	8,0	8,0	24,0

Fig. 36 – Quadro per variare le ore giornaliere assegnate alle fasce orarie nel funzionamento continuo

Nel programma *valutazioni* per il funzionamento *intermittente*, oltre a fornire la produzione elettrica come nel caso precedente, se questa è mensile occorre dare l'*orario* giornaliero di *avvio e fermata* dell'impianto, che rimane lo stesso per ciascun periodo caratteristico dell'anno, individuato in base alle fasce orarie predefinite. Nello stabilire questo orario l'operatore deve tener presente che, nei periodi in cui l'*impianto è fermo*, vanno lasciate *vuote entrambe le caselle*; quando funziona, l'ora di avvio deve essere anteriore a quella di fermata e, in un *mese* in cui c'è *produzione*, deve *funzionare almeno in un suo periodo*. Inoltre, nei *periodi* in cui il *dato è presente in una sola casella*, il programma considera l'impianto come fermo ed evidenzia *in rosso le caselle vuote*, per segnalare l'errore nell'orario fornito.

La Fig. 37 fa vedere tali periodi caratteristici, con un esempio d'inserimento corretto dei dati per l'orario di funzionamento dell'impianto, accanto ad altri valori calcolati che saranno esaminati nel prossimo paragrafo.

Mese	Giorni		Ore funzion. in fasce orarie			Num. giorni	Ore funzion. impianto	En. elet. prodotta		En. elet. F1 (MWh)	En. elet. F2 (MWh)	En. elet. F3 (MWh)	Mese	Orario funzion. da a	
	da	a	F1	F2	F3			Lorda (MWh)	Netta (MWh)					da	a
Gennaio	1	1	0,0	0,0	3,0	1	3,0	0	20	0	0	20	Gen	11,0	14,0
Gennaio	2	5	20,0	4,0	4,0	4	28,0	0	189	135	27	27	Gen	9,0	16,0
Gennaio	6	6	0,0	0,0	4,0	1	4,0	0	27	0	0	27	Gen	11,0	15,0
Gennaio	7	31	142,9	28,6	28,6	25	200,0	0	1.350	964	193	193	Gen	9,0	17,0
Febbraio	1	28	180,0	36,0	36,0	28	252,0	0	1.902	1.359	272	272	Feb	8,5	17,5
Marzo	1	31	221,4	44,3	44,3	31	310,0	0	4.663	3.330	666	666	Mar	8,0	18,0
Aprile	1	24	188,6	48,0	39,4	24	276,0	0	4.710	3.218	819	673	Apr	8,0	19,5
Aprile	25	25	0,0	0,0	7,0	1	7,0	0	119	0	0	119	Apr	10,0	17,0
Aprile	26	30	39,3	16,4	9,3	5	65,0	0	1.109	670	280	158	Apr	7,5	20,5
Maggio	1	1	0,0	0,0	8,0	1	8,0	0	158	0	0	158	Mag	10,0	18,0
Maggio	2	31	235,7	111,4	57,9	30	405,0	0	8.007	4.660	2.203	1.144	Mag	7,5	21,0
Giugno	1	1	7,9	4,6	2,1	1	14,5	0	284	154	90	41	Giu	7,0	21,5
Giugno	2	2	0,0	0,0	9,0	1	9,0	0	176	0	0	176	Giu	9,0	18,0
Giugno	3	30	220,0	140,0	74,0	28	434,0	0	8.505	4.311	2.743	1.450	Giu	6,5	22,0
Luglio	1	31	243,6	141,7	64,2	31	449,5	0	8.248	4.469	2.600	1.178	Lug	7,0	21,5
Agosto	1	14	110,0	52,0	27,0	14	189,0	0	3.239	1.885	891	463	Ago	7,5	21,0
Agosto	15	15	0,0	0,0	8,0	1	8,0	0	137	0	0	137	Ago	10,0	18,0
Agosto	16	31	125,7	52,6	29,7	16	208,0	0	3.565	2.155	901	509	Ago	7,5	20,5
Settembre	1	30	235,7	72,9	51,4	30	360,0	0	3.595	2.354	728	514	Set	8,0	20,0
Ottobre	1	31	232,5	59,8	48,7	31	341,0	0	2.558	1.744	449	365	Ott	8,5	19,5
Novembre	1	1	0,0	0,0	6,0	1	6,0	0	19	0	0	19	Nov	9,0	15,0
Novembre	2	30	196,8	39,4	39,4	29	275,5	0	889	635	127	127	Nov	8,5	18,0
Dicembre	1	7	42,5	8,5	8,5	7	59,5	0	135	96	19	19	Dic	8,5	17,0
Dicembre	8	8	0,0	0,0	6,0	1	6,0	0	14	0	0	14	Dic	10,0	16,0
Dicembre	9	24	91,4	18,3	18,3	16	128,0	0	290	207	41	41	Dic	8,5	16,5
Dicembre	25	26	0,0	0,0	10,0	2	10,0	0	23	0	0	23	Dic	10,0	15,0
Dicembre	27	31	26,8	5,4	5,4	5	37,5	0	85	61	12	12	Dic	8,5	16,0
<b>TOTALE</b>			<b>2.560,7</b>	<b>883,7</b>	<b>649,1</b>	<b>365</b>	<b>4.093,5</b>	<b>0</b>	<b>54.016</b>	<b>32.408</b>	<b>13.062</b>	<b>8.547</b>			

Fig. 37 – Esempio d'inserimento dati per il funzionamento intermittente dell'impianto nei periodi caratteristici

Come si può notare, nei programmi *valutazioni* l'individuazione dei periodi caratteristici richiede solo d'indicare in ciascun mese la presenza di eventuali festività infrasettimanali (tranne il Lunedì di Pasqua la cui data è mobile) inserendo i relativi numeri nella colonna colorata assegnata ai giorni, dal momento che le fasce orarie sono le stesse per tutte le settimane dell'anno.

Nel funzionamento *intermittente* è previsto il quadro "Fasce orarie", mostrato nella Fig. 38, qualora dovesse solo cambiare la loro articolazione. Con esso si può modificare la ripartizione delle ore tra le diverse fasce orarie per i giorni feriali ed i sabati, inserendo i dati nelle caselle verdi. La comparsa di caselle rosse nei due quadri di Fig. 38 evidenzia eventuali errori commessi nel loro inserimento.

FASCE ORARIE							
		Giorni feriali		Sabati		Giorni festivi	
		da	a	da	a	da	a
F1		8,0	19,0				
F2		7,0	8,0	7,0	23,0		
		19,0	23,0				
F3		0,0	7,0	0,0	7,0	0,0	24,0
		23,0	24,0	23,0	24,0		

Ore giornaliere per fascia oraria			
	Giorni feriali	Sabati	Giorni festivi
F1	11,0	0,0	0,0
F2	5,0	16,0	0,0
F3	8,0	8,0	24,0

Fig. 38 – Quadro per variare le ore giornaliere assegnate alle fasce orarie nel funzionamento intermittente

Il foglio "Fasce orarie", presente nei soli programmi *valutazioni*, riporta, sotto forma di istogramma come in Fig. 39, la suddivisione delle ore nei diversi giorni della settimana, come fornita o calcolata nel quadro "Ore giornaliere per fascia oraria".

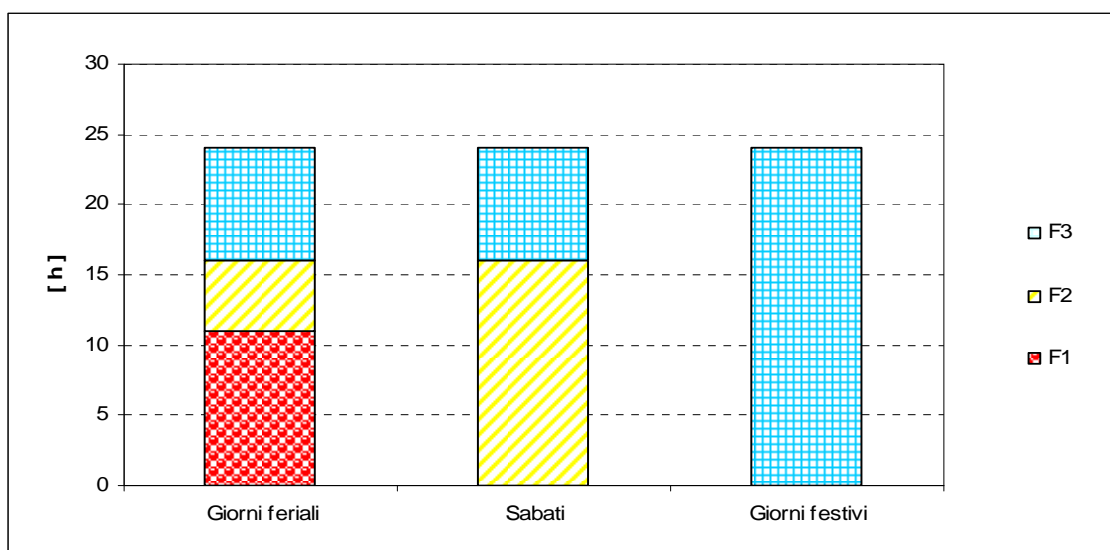


Fig. 39 – Ripartizione in fasce orarie delle ore settimanali

Nei programmi *calcolo* i dati mensili per la sola produzione netta (in MWh), già ripartita nelle fasce orarie definite dall'operatore, e la quota percentuale richiesta dagli ausiliari di centrale vanno inseriti attenendosi all'esempio di Fig. 40.

Mese	En. elettrica prodotta		En. elet. F1 (MWh)	En. elet. F2 (MWh)	En. elet. F3 (MWh)	En. elet. F4 (MWh)
	Lorda (MWh)	Netta (MWh)				
Gennaio	1.669	1.586	1.099	220		267
Febbraio	2.003	1.903	1.359	272		272
Marzo	4.907	4.662	3.330	666		666
Aprile	6.251	5.938	3.888	1.099		951
Maggio	8.595	8.165	4.660	2.203		1.302
Giugno	9.437	8.965	4.465	2.833		1.667
Luglio	8.681	8.247	4.469	2.600		1.178
Agosto	7.306	6.941	4.040	1.792		1.109
Settembre	3.785	3.596	2.354	728		514
Ottobre	2.693	2.558	1.744	449		365
Novembre	956	908	635	127		146
Dicembre	575	546	364	73		109
<b>TOTALE</b>	<b>56.858</b>	<b>54.015</b>	<b>32.407</b>	<b>13.062</b>	<b>0</b>	<b>8.546</b>

energia elettrica ausiliari centrale % $pt_{e\ ac}$	5,0
-----------------------------------------------------	-----

energia elettrica lorda annua	$E_{el}$		GWh
energia elettrica netta annua	$E_{en}$		GWh

en. elettrica lorda annua calcolata	$E_{el}$	56,86	GWh
en. elettrica netta annua calcolata	$E_{en}$	54,02	GWh

Fig. 40 – Esempio d'inserimento dati sulla produzione nei programmi *calcolo*

In questo esempio non sono presenti dati di produzione nella colonna F3, poiché i prezzi fissati per le fasce orarie sono quelli di Fig. 32 a pag. 85. Infatti se venissero inseriti dati nella fascia il cui prezzo unitario è nullo, la casella all'ultima riga (energia annua della fascia) diventerebbe rossa per segnalare l'errore.

In alternativa può essere fornita la produzione annuale (lorda  $E_{el}$  o netta  $E_{en}$  in GWh) nelle relative caselle colorate, che nell'esempio mostrato sono vuote.

Come si vedrà meglio al termine del capitolo, quando è incerta la stima della produzione elettrica i programmi consentono di variarla, tramite uno o più coefficienti moltiplicativi nel quadro "Coefficienti per le produzioni", in modo da valutarne l'incidenza economica.

#### 4.3.1.2 CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI

I programmi *valutazioni* calcolano, come in Fig. 35 a pag. 91, la produzione totale annua, quando l'operatore fornisce la corrispondente produzione mensile. Poi, indipendentemente da come è fornita la produzione e tenendo conto ora del valore fissato nel foglio "val. imp" per il suo coefficiente di variazione, calcolano sia la *produzione lorda annua*  $E_{el}$  (in GWh), verificandone la congruità anticipata in 4.3.1 e segnalandone con la

scritta in rosso eventuali anomalie, sia quella *netta annua*  $E_{en}$  (in GWh), il cui valore è utilizzato in calcoli che vedremo successivamente.

Se l'operatore fornisce la produzione mensile, il programma per il funzionamento *continuo* provvede al calcolo, in ciascun periodo caratteristico, delle ore comprese nelle tre fasce orarie e a quello delle ore di esercizio; inoltre, ipotizzando che l'impianto funzioni tutto l'anno senza interruzioni, determina l'energia prodotta in ogni periodo, senza tener conto del suo coefficiente di variazione.

La Fig. 41 riporta un esempio di calcolo, a partire dai dati sulla produzione netta di Fig. 35; da sottolineare che in tal caso resta azzerata la colonna relativa alla produzione lorda.

Mese	Giorni		ORE NELLE FASCE			Num. giorni	Ore funzion. impianto	En. elet. prodotta		En. elet. F1 (MWh)	En. elet. F2 (MWh)	En. elet. F3 (MWh)
	da	a	F1	F2	F3			Lorda (MWh)	Netta (MWh)			
Gennaio	1	1	0,0	0,0	24,0	1	24,0	0	51	0	0	51
Gennaio	2	5	31,4	23,4	41,1	4	96,0	0	205	67	50	88
Gennaio	6	6	0,0	0,0	24,0	1	24,0	0	51	0	0	51
Gennaio	7	31	196,4	146,4	257,1	25	600,0	0	1.279	419	312	548
Febbraio	1	28	220,0	164,0	288,0	28	672,0	0	1.902	623	464	815
Marzo	1	31	243,6	181,6	318,9	31	744,0	0	4.663	1.526	1.138	1.998
Aprile	1	24	188,6	140,6	246,9	24	576,0	0	4.751	1.555	1.159	2.036
Aprile	25	25	0,0	0,0	24,0	1	24,0	0	198	0	0	198
Aprile	26	30	39,3	29,3	51,4	5	120,0	0	990	324	242	424
Maggio	1	1	0,0	0,0	24,0	1	24,0	0	263	0	0	263
Maggio	2	31	235,7	175,7	308,6	30	720,0	0	7.902	2.587	1.928	3.387
Giugno	1	1	7,9	5,9	10,3	1	24,0	0	299	98	73	128
Giugno	2	2	0,0	0,0	24,0	1	24,0	0	299	0	0	299
Giugno	3	30	220,0	164,0	288,0	28	672,0	0	8.367	2.739	2.042	3.586
Luglio	1	31	243,6	181,6	318,9	31	744,0	0	8.248	2.700	2.013	3.535
Agosto	1	14	110,0	82,0	144,0	14	336,0	0	3.135	1.026	765	1.344
Agosto	15	15	0,0	0,0	24,0	1	24,0	0	224	0	0	224
Agosto	16	31	125,7	93,7	164,6	16	384,0	0	3.583	1.173	874	1.535
Settembre	1	30	235,7	175,7	308,6	30	720,0	0	3.595	1.177	877	1.541
Ottobre	1	31	243,6	181,6	318,9	31	744,0	0	2.558	838	624	1.096
Novembre	1	1	0,0	0,0	24,0	1	24,0	0	30	0	0	30
Novembre	2	30	227,9	169,9	298,3	29	696,0	0	878	287	214	376
Dicembre	1	7	55,0	41,0	72,0	7	168,0	0	123	40	30	53
Dicembre	8	8	0,0	0,0	24,0	1	24,0	0	18	0	0	18
Dicembre	9	24	125,7	93,7	164,6	16	384,0	0	281	92	69	121
Dicembre	25	26	0,0	0,0	48,0	2	48,0	0	35	0	0	35
Dicembre	27	31	39,3	29,3	51,4	5	120,0	0	88	29	21	38
<b>TOTALE</b>			<b>2.789,3</b>	<b>2.079,3</b>	<b>3.891,4</b>	<b>365</b>	<b>8.760,0</b>	<b>0</b>	<b>54.016</b>	<b>17.301</b>	<b>12.897</b>	<b>23.818</b>

Fig. 41 – Ripartizione della produzione mensile in fasce orarie per il funzionamento continuo



La produzione fornita viene ripartita tra i periodi caratteristici di ciascun mese in proporzione alla loro durata in giorni, considerando quindi un *funzionamento mensile a potenza costante*, che può solo variare da un mese all'altro. Se è fornita la produzione mensile lorda  $E_{el\ men}$ , dopo averla ripartita nei suoi periodi caratteristici il programma calcola la produzione netta, togliendo dalla lorda la quota percentuale assorbita dagli ausiliari di centrale; quindi la produzione netta ottenuta per ciascun periodo viene suddivisa tra le tre fasce orarie.

Anche il programma per il funzionamento *intermittente* calcola, in ogni periodo caratteristico dell'anno, le ore d'esercizio comprese in ciascuna fascia oraria e quelle complessive, tenendo conto ora dell'orario di funzionamento fornito, come mostra la Fig. 37 di pag. 92; inoltre nel quadro "Ore giornaliere per fascia oraria" calcola, a partire dall'articolazione oraria fornita (vedi Fig. 38), le ore ricadenti in ciascuna fascia per i diversi giorni della settimana.

La produzione di ogni mese viene poi ripartita, senza considerare il coefficiente di variazione, in proporzione alle ore di funzionamento di ciascuno dei suoi periodi caratteristici, ipotizzando quindi che nelle *ore di esercizio mensili* l'impianto rimanga a *potenza costante* e sia trascurabile la durata dei transitori di avviamento e fermata giornaliera. Come prima, la potenza può variare solo passando da un mese all'altro. Se è fornita la produzione mensile lorda, il programma calcola, per ciascun periodo, quella netta come visto in precedenza; quindi per ciascun periodo suddivide tale produzione tra le tre fasce orarie.

Invece i programmi *calcolo*, quando l'operatore fornisce, come in Fig. 40, la produzione mensile ripartita nelle fasce da lui individuate, si limitano a determinare la mensile netta  $E_{en\ men}$ , la mensile lorda  $E_{el\ men}$  e la totale annua (in MWh), indipendentemente dai coefficienti di variazione fissati per essa nel foglio "*val. imp. var*". In questi programmi infatti, come si vedrà alla fine del capitolo, è possibile variare non solo la produzione elettrica complessiva, ma anche quella di ciascuna fascia oraria. Così, in presenza dei coefficienti per le fasce, i programmi *calcolo* stabiliscono pure l'effettivo coefficiente di variazione per l'intera produzione elettrica e trascurano quello eventualmente fissato per essa dall'operatore.

Dalla stessa figura si nota pure che, fornita la produzione elettrica in una delle possibili modalità, essi calcolano sempre, tenendo ora presente il suo coefficiente (effettivo) di variazione (in questo caso unitario), la produzione lorda annua  $E_{el}$ , per la verifica di congruità dei dati forniti già descritta alla fine di 4.3.1, nonché quella netta annua  $E_{en}$  (esprese in GWh).

Qualora venga fornita la produzione mensile, tutti i programmi presentano nel foglio "*Prod.*" il riepilogo numerico dell'energia annua ceduta in ciascuna fascia oraria e gli istogrammi per la produzione annua e mensile ceduta. Il riepilogo e gli istogrammi tengono sempre conto del coefficiente (effettivo) per la variazione della produzione elettrica e, nei programmi *calcolo*, dei coefficienti di variazione per le produzioni nelle singole fasce orarie, quando presenti.

Nel foglio "*Prod.*" si trova pure il grafico della ripartizione percentuale della produzione tra le fasce, come si può vedere nella Fig. 42 ottenuta da un programma *calcolo*; sono infatti quattro le fasce orarie presenti.

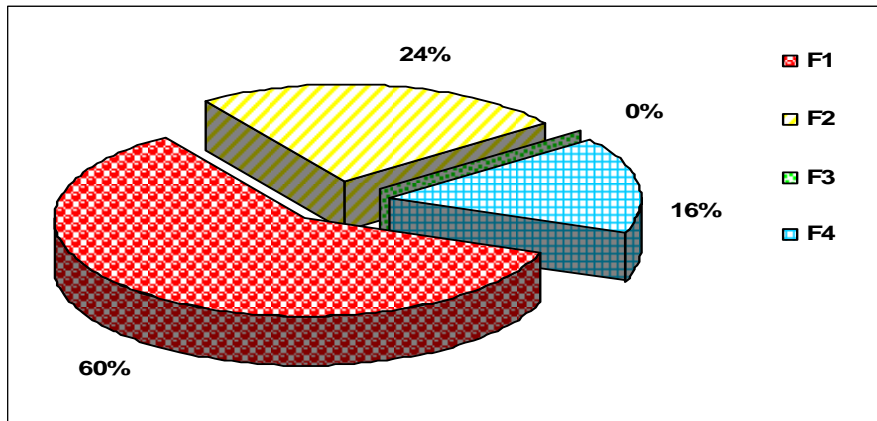


Fig. 42 – Ripartizione in fasce orarie della produzione elettrica annua nei programmi *calcolo*

#### 4.3.2 Impianti di sola produzione termica o di produzione combinata

Nel foglio “*entr. cog*” di tutti i programmi vengono prese in considerazione le *produzioni* energetiche *nette* cedute alle utenze non rientranti tra gli ausiliari di centrale. Pertanto, se queste *produzioni* vengono, in tutto o in parte, *autoconsumate*, devono essere considerate *come vendute* e valorizzate, ai fini di una corretta analisi economica.

Nei programmi *valutazioni* l’operatore può fornire, a sua scelta, le *produzioni energetiche nette mensili* o *annuali* cedute alle utenze, tenendo presente che, per ciascuna produzione, non è ammesso l’inserimento contemporaneo di questi dati. Ciò è evidenziato dalla comparsa di caselle rosse nel quadro delle produzioni mensili.

Per consentire la ripartizione della produzione elettrica mensile tra le tre fasce prefissate, i mesi dell’anno sono suddivisi in periodi omogenei, come si è visto per gli impianti di sola produzione elettrica.

Anche nei programmi *calcolo* l’operatore può fornire a scelta le *produzioni nette mensili* o *annuali*, evitando il loro inserimento contemporaneo per la stessa produzione. La *produzione elettrica mensile* deve essere fornita già *ripartita* nelle *fasce orarie* individuate dall’operatore, con gli stessi criteri visti per gli impianti di sola produzione elettrica.

La comparsa di caselle rosse nel foglio segnala errori nell’inserimento dei dati, che possono essere rimossi con l’aiuto dei relativi commenti.

Inoltre, poiché in questa tipologia rientrano anche impianti che non producono energia elettrica o la cui produzione può risultare non sempre sufficiente ad alimentare tutti gli ausiliari di centrale, nei programmi è previsto che l’operatore fornisca anche il dato sull’*energia elettrica* annua *prelevata* dalla rete  $E_{as}$ .

Questo dato può essere presente *solo* quando l’*impianto* è di *produzione termica* o *combinato*; in caso contrario la relativa casella diventa rossa. Viene riportato automaticamente nel foglio “*usc.*”, moltiplicato per il coefficiente di variazione della produzione elettrica, in modo da consentire il calcolo del costo annuo dei combustibili, come descritto nella parte finale di 3.3.2.

La versione attuale dei programmi non prevede, come si è detto in 4.1.2, prezzi differenziati per l'energia termica e frigorifera ceduta all'utenza. Qualora dovesse essere richiesta in futuro una differenziazione dei loro prezzi di cessione, andrebbero fatte le opportune modifiche, nel foglio "entr. cog", per individuare le eventuali fasce orarie sulle quali ripartire le produzioni mensili, in analogia a quanto visto per la produzione elettrica.

#### 4.3.2.1 DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI

I dati vanno inseriti esclusivamente nel foglio "entr. cog" e si differenziano a seconda del programma utilizzato.

I programmi *valutazioni* richiedono l'individuazione dei *periodi caratteristici* dell'anno, come si è visto per gli impianti di sola produzione elettrica, quando *almeno una produzione è data mensilmente*.

In quello per il funzionamento *continuo*, devono essere poi forniti i dati sulle produzioni energetiche nette, mensili o annuali, cedute alle utenze:

- per l'energia elettrica  $E_{en\ men}$  o  $E_{en}$ , espresse in MWh<sub>e</sub>;
- per l'energia termica  $E_{t\ men}$  o  $E_t$ , espresse in MWh<sub>t</sub>;
- per l'energia frigorifera  $E_{f\ men}$  o  $E_f$ , espresse in MWh<sub>f</sub>.

Essi vanno immessi nelle caselle colorate con le modalità viste in precedenza, facendo attenzione a rimuovere tutti gli eventuali errori segnalati dalla presenza di caselle rosse nel foglio. A tal fine si tenga anche presente che i dati sulla produzione di un impianto non possono trovarsi contemporaneamente nei fogli "entr." ed "entr. cog". Sono quindi previste delle caselle di controllo le quali, se diventano rosse, avvertono che devono essere cancellati i dati su uno dei due fogli, a seconda della tipologia produttiva dell'impianto.

Va inoltre fornito il dato sull'energia elettrica annua eventualmente prelevata dalla rete per il funzionamento complessivo dell'impianto  $E_{as}$  (in MWh<sub>e</sub>).

Nel foglio "entr. cog" di questo programma è anche presente un quadro, come quello di Fig. 36 a pag. 91, mediante il quale può essere variato il numero delle ore giornaliere assegnate ad F1 ed F2, qualora dovesse cambiare l'articolazione delle fasce orarie predefinite. Bisogna però fare attenzione che, nell'eventualità sia compilato lo stesso quadro nel foglio "entr.", i valori inseriti siano gli stessi; altrimenti nel foglio "Fasce orarie" è impossibile costruire correttamente il grafico dello stesso tipo di Fig. 39 a pag. 93.

La Fig. 43 mostra un esempio d'inserimento corretto dei dati sulle produzioni, nel quale per l'energia elettrica e termica sono forniti i soli valori mensili  $E_{en\ men}$  e  $E_{t\ men}$ , mentre per l'energia frigorifera il solo valore annuale  $E_f$ .

Nel foglio "entr. cog" del programma *valutazioni* per il funzionamento *intermittente*, oltre alle produzioni bisogna fornire l'*orario* giornaliero di *avvio* e *fermata* dell'impianto, quando almeno una di esse è data mensilmente; le modalità sono le stesse viste per gli impianti di sola produzione elettrica (vedi esempio di Fig. 37 pag. 92).

È previsto pure il quadro "Fasce orarie", uguale a quello di Fig. 38, per cambiare, nei giorni feriali e i sabati, l'articolazione oraria delle fasce predefinite. Anche in questo caso, se è

stato compilato lo stesso quadro nel foglio “entr.”, i valori inseriti devono risultare gli stessi; altrimenti nell’attiguo quadro “Ore giornaliero per fascia oraria” diventano rosse le caselle in cui le ore calcolate sono differenti rispetto all’analogo quadro del foglio “entr.”.

Produzione energetica netta ceduta utenze

Mese	Giorni	$E_{en\ men}$ MWh <sub>e</sub>	$E_{t\ men}$ MWh <sub>t</sub>	$E_{f\ men}$ MWh <sub>f</sub>
Gen	31	1.587	4.444	
Feb	28	1.952	3.982	
Mar	31	4.663	4.430	
Apr	30	5.939	4.190	
Mag	31	8.165	1.401	
Giu	30	8.965	1.087	
Lug	31	8.248	679	
Ago	31	6.942	951	
Set	30	3.595	1.744	
Ott	31	2.558	2.768	
Nov	30	908	4.373	
Dic	31	545	5.495	
<b>Totale</b>	<b>365</b>	<b>54.067</b>	<b>35.544</b>	<b>0</b>

en. elettrica netta annua a utenze $E_{en}$		MWh <sub>e</sub>
en. termica netta annua a utenze $E_t$		MWh <sub>t</sub>
en. frigorif. netta annua a utenze $E_f$	17.612	MWh <sub>f</sub>

energia termica a utenze calcolata $E_t$	35.544	MWh <sub>t</sub>
------------------------------------------	--------	------------------

energia frigorif. a utenze calcolata $E_f$	17.612	MWh <sub>f</sub>
--------------------------------------------	--------	------------------

energia elettr. prelevata da rete $E_{as}$	1.237	MWh <sub>e</sub>
--------------------------------------------	-------	------------------

energia elettr. netta prodotta calcolata $E_{en}$	54.067	MWh <sub>e</sub>
---------------------------------------------------	--------	------------------

Fig. 43 – Inserimento dei dati su produzioni cedute e prelievi dalla rete nei programmi *valutazioni*

Nei programmi *calcolo* la produzione elettrica mensile ceduta, a differenza delle altre produzioni energetiche, deve essere fornita già ripartita nelle fasce orarie definite dall’operatore, come si è visto in Fig. 40 a pag. 94.

La Fig. 44, alla pagina successiva, riporta un esempio d’inserimento dei dati (espressi in MWh) per la produzione mensile dell’energia frigorifera, per quella annuale dell’energia termica  $E_t$  e per l’energia elettrica annuale prelevata dalla rete  $E_{as}$ , accanto ad alcuni valori calcolati per le produzioni, che esamineremo nel prossimo paragrafo.

La figura non visualizza i dati per la produzione elettrica mensile ripartita nelle fasce, dal momento che sono stati inseriti gli stessi valori presenti nella Fig. 40.

Tutti i programmi consentono poi di variare, anche per questa tipologia d’impianti, le singole produzioni tramite coefficienti moltiplicativi nel noto quadro “Coefficienti per le produzioni”, quando ci sono incertezze sulla stima delle produzioni e interessa esaminare la

loro incidenza economica relativa. In tal caso però, come già accennato in 3.3.1, l'operatore deve cambiare di volta in volta i consumi dei combustibili, nel relativo quadro del foglio "entr. cog", per renderli compatibili con le mutate produzioni; a tal fine va controllato che non diventi rosso il valore calcolato per l'energia primaria totale fornita all'impianto.

Mese	En. elet. venduta (MWh)	En. ceduta utenze	
		Termica (MWh <sub>t</sub> )	Frigorif. (MWh <sub>f</sub> )
Gennaio	1.586		
Febbraio	1.903		
Marzo	4.662		
Aprile	5.938		12
Maggio	8.165		567
Giugno	8.965		1.987
Luglio	8.247		2.478
Agosto	6.941		2.456
Settembre	3.596		1.234
Ottobre	2.558		324
Novembre	908		
Dicembre	546		
<b>TOTALE</b>	<b>54.015</b>	<b>0</b>	<b>9.058</b>

en. elettrica netta annua a utenze $E_{en}$		MWh <sub>e</sub>
en. termica netta annua a utenze $E_t$	25.278	MWh <sub>t</sub>
en. frigorif. netta annua a utenze $E_f$		MWh <sub>f</sub>

energia termica a utenze calcolata $E_t$	25.278	MWh <sub>t</sub>
------------------------------------------	--------	------------------

energia frigorif. a utenze calcolata $E_f$	9.058	MWh <sub>f</sub>
--------------------------------------------	-------	------------------

energia elettr. prelevata da rete $E_{as}$	3.250	MWh <sub>e</sub>
--------------------------------------------	-------	------------------

en. elet. netta prodotta calcolata $E_{en}$	54.015	MWh <sub>e</sub>
---------------------------------------------	--------	------------------

Fig. 44 – Inserimento dei dati su produzioni e scambi con la rete nei programmi *calcolo*

#### 4.3.2.2 CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI

I programmi *valutazioni* calcolano le produzioni totali annue cedute alle utenze, quando l'operatore inserisce le corrispondenti produzioni mensili, come nell'esempio della Fig. 43 alla pagina precedente. Poi, indipendentemente da come sono forniti i dati, calcolano le *produzioni* annue cedute  $E_{en}$ ,  $E_t$  ed  $E_f$  (esprese in MWh), in base ai loro coefficienti di variazione stabiliti nel foglio "val. imp".

Anche per questi impianti, se vengono fornite le produzioni mensili, i programmi provvedono a calcolare quelle che competono a ciascun periodo caratteristico e a ripartire la relativa produzione elettrica tra le tre fasce orarie predefinite, ipotizzando le stesse modalità di funzionamento descritte per gli impianti di sola produzione elettrica.

I programmi *calcolo*, qualora vengano inserite le produzioni mensili cedute, determinano quelle annue; per la produzione elettrica, essendo anche nota la sua ripartizione mensile tra le diverse fasce orarie, determinano quella annua in ciascuna delle fasce individuate. Inoltre, indipendentemente da come sono forniti i dati, calcolano sempre le *produzioni annue cedute* alle utenze  $E_{en}$ ,  $E_t$  ed  $E_f$  (espresse in MWh), come si può vedere nell'esempio di Fig. 44, tenendo ora conto dei loro coefficienti di variazione (unitari in tal caso) stabiliti nel foglio "val. imp. var".

La Fig. 45 mostra i calcoli eseguiti, senza far intervenire i coefficienti di variazione delle produzioni, dal programma per il funzionamento *intermittente*, partendo dai dati di Fig. 43 e avendo fissato, per l'avviamento e la fermata, l'orario della Fig. 37 a pag. 92.

Mese	Giorni		En. elet. a utenze (MWh)	En. elet. F1 (MWh)	En. elet. F2 (MWh)	En. elet. F3 (MWh)	En. ceduta utenze	
	da	a					Termica (MWh <sub>t</sub> )	Frigorif. (MWh <sub>f</sub> )
Gennaio	1	1	20	0	0	20	57	0
Gennaio	2	5	189	135	27	27	529	0
Gennaio	6	6	27	0	0	27	76	0
Gennaio	7	31	1.351	965	193	193	3.782	0
Febbraio	1	28	1.952	1.394	279	279	3.982	0
Marzo	1	31	4.663	3.331	666	666	4.430	0
Aprile	1	24	4.710	3.218	819	673	3.323	0
Aprile	25	25	119	0	0	119	84	0
Aprile	26	30	1.109	670	280	158	783	0
Maggio	1	1	158	0	0	158	27	0
Maggio	2	31	8.007	4.660	2.203	1.144	1.374	0
Giugno	1	1	284	154	90	41	34	0
Giugno	2	2	176	0	0	176	21	0
Giugno	3	30	8.505	4.311	2.743	1.450	1.031	0
Luglio	1	31	8.248	4.469	2.600	1.178	679	0
Agosto	1	14	3.240	1.885	891	463	444	0
Agosto	15	15	137	0	0	137	19	0
Agosto	16	31	3.565	2.155	901	509	488	0
Settembre	1	30	3.595	2.354	728	514	1.744	0
Ottobre	1	31	2.558	1.744	448	365	2.768	0
Novembre	1	1	19	0	0	19	93	0
Novembre	2	30	889	635	127	127	4.280	0
Dicembre	1	7	135	96	19	19	1.357	0
Dicembre	8	8	14	0	0	14	137	0
Dicembre	9	24	289	207	41	41	2.919	0
Dicembre	25	26	23	0	0	23	228	0
Dicembre	27	31	85	61	12	12	855	0
<b>TOTALE</b>			<b>54.067</b>	<b>32.444</b>	<b>13.069</b>	<b>8.554</b>	<b>35.544</b>	<b>0</b>

Fig. 45 – Ripartizione delle produzioni mensili nei periodi caratteristici per il funzionamento intermittente

In analogia a quanto visto per gli impianti di produzione elettrica, tutti i programmi riportano poi nel foglio "Prod." le produzioni energetiche annue cedute alle utenze moltiplicate per i rispettivi coefficienti di variazione, fissati dall'operatore con le modalità che verranno illustrate nella parte finale del capitolo. Nello stesso foglio forniscono anche il loro grafico, come nella Fig. 46, ottenuta applicando a tutte le produzioni di Fig. 44, compresa l'elettrica nelle diverse fasce orarie, coefficienti di variazione unitari.

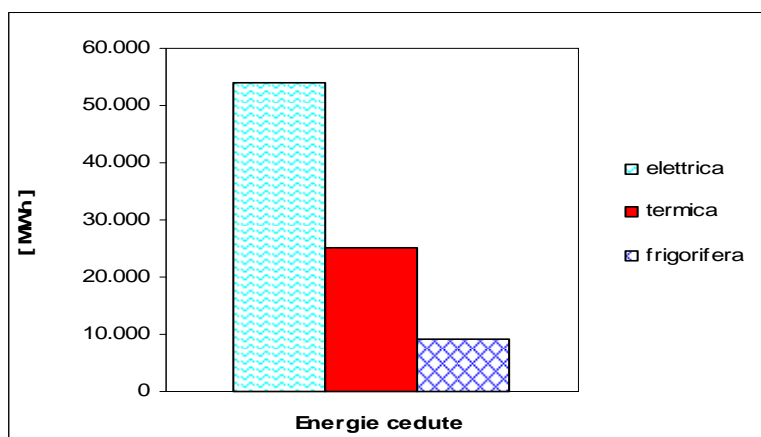


Fig. 46 – Produzioni annue cedute alle utenze

Se di alcune produzioni sono noti i dati mensili, nello stesso foglio è presente un istogramma delle loro cessioni alle utenze, ottenuto in base al coefficiente (effettivo) di variazione per ciascuna produzione; l'istogramma di Fig. 47 è relativo alle produzioni annue di Fig. 46 fornite tutte mensilmente.

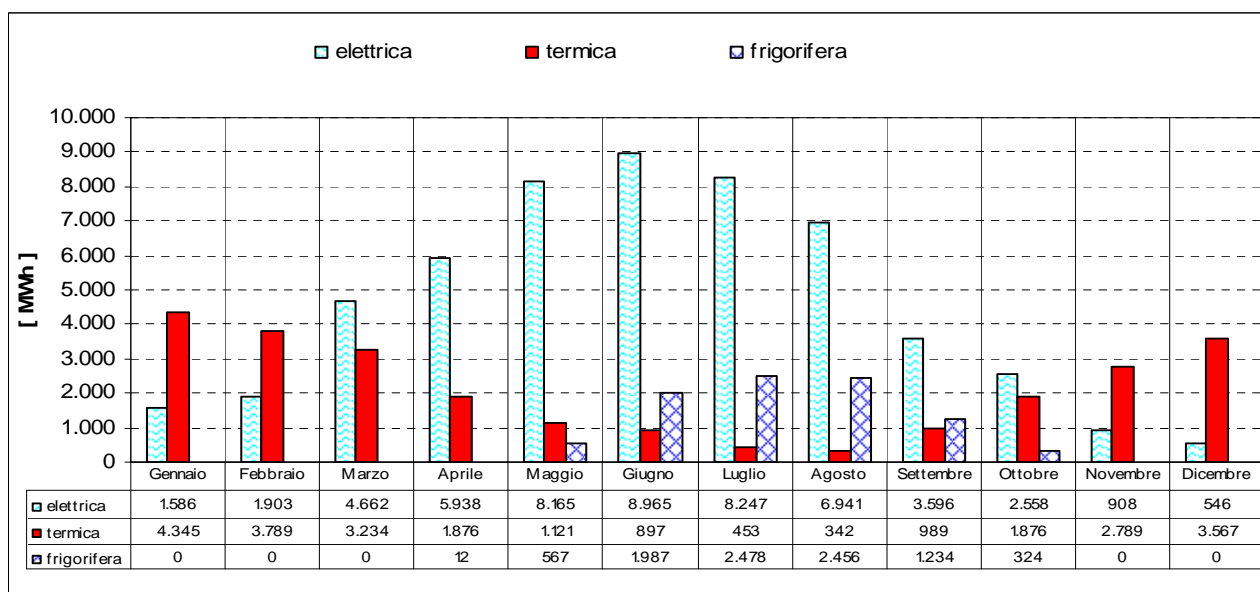


Fig. 47 – Produzioni mensili cedute alle utenze

Inoltre, se viene fornito il dato mensile dell'energia elettrica ceduta, in questo foglio sono riportate le quantità annue cedute in ciascuna fascia oraria e la loro ripartizione percentuale in forma grafica, secondo quanto detto in 4.3.1.2; la ripartizione tiene conto del coefficiente di variazione per la produzione e, nei programmi *calcolo*, di quelli eventualmente presenti per le singole fasce.

## 4.4 Certificati associati alla produzione

Come si è visto in 4.2, la produzione energetica durante i primi anni d'esercizio può beneficiare dei certificati verdi e/o bianchi, nei quali si possono far rientrare le molteplici incentivazioni legate alla tipologia realizzativa degli impianti e/o ai combustibili utilizzati, ad eccezione del conto termico (CT) la cui incentivazione, come sappiamo da 4.2.2, non è legata all'effettiva produzione. Bisogna però tener presente che, in base a quanto stabilito dall'art. 18 di [7] sulla cumulabilità degli incentivi, la produzione elettrica da fonti rinnovabili che ottiene i certificati verdi (CV) non può ottenere contemporaneamente i certificati bianchi (CB).

Quindi, se un impianto permette di conseguire un risparmio energetico presso le utenze e produce, mediante fonti rinnovabili, una parte dell'energia elettrica alla quale spettano incentivi riconducibili ai CV, l'ammontare complessivo dei risparmi riconosciuti alla produzione elettrica, e di conseguenza il numero di CB ad essi associati, sarà ridotto in proporzione alla quota parte della produzione elettrica che ottiene incentivi rispetto a quella totale.

Inoltre le schede tecniche riportate in [14] e già menzionate in 4.2.2 stabiliscono che, ai fini del riconoscimento dei CB, gli impianti per la produzione combinata di energia elettrica e termica devono soddisfare le *condizioni* previste da [43] per poter essere considerati *impianti di cogenerazione*. Tali condizioni richiedono che, con riferimento a ciascun anno solare, l'impianto abbia i valori dell'*indice di risparmio di energia* (IRE) e del *limite termico* (LT) non inferiori a quelli minimi fissati e aggiornati dall'Autorità.

Invece, per rientrare nella *cogenerazione ad alto rendimento*, gli impianti devono soddisfare le condizioni previste da [18] e [40].

In [43] l'IRE è definito come rapporto, su base annua, tra il risparmio di energia primaria, conseguito dall'impianto rispetto alla produzione energetica separata, e l'energia primaria richiesta da tale produzione separata, esprimendo i loro valori in megawattora (MWh) con arrotondamento alla terza cifra decimale:

$$22) \quad \text{IRE} = 1 - \frac{E_{\text{prc}}}{E_{\text{pes}} + E_{\text{pts}}},$$

dove:

- $E_{\text{prc}}$  è l'energia primaria dei combustibili utilizzati annualmente dall'impianto di cogenerazione, calcolata con le modalità viste in 3.3.2;
- $E_{\text{pes}}$  ed  $E_{\text{pts}}$  sono le energie primarie richieste per ottenere le stesse produzioni nette in impianti di sola produzione elettrica e termica che utilizzano combustibili commerciali.



LT è definito come rapporto tra l'energia termica annua ceduta alle utenze  $E_t$  (energia termica utile) e la somma di questa con l'energia elettrica netta  $E_{en}$  prodotta annualmente:

$$23) \quad LT = \frac{E_t}{E_{en} + E_t}$$

Le definizioni di IRE ed LT verranno opportunamente modificate in 4.4.2 per includervi anche la produzione frigorifera, secondo quanto previsto in [14].

Qualora poi l'impianto sia di sola produzione termica e/o frigorifera e non acceda agli incentivi del conto termico, ai fini del riconoscimento dei CB si richiede che consegua, come si vedrà meglio nello stesso 4.4.2, un indice di risparmio energetico RE non inferiore al minimo fissato per gli impianti di cogenerazione.

In alternativa, per accedere ai CB di tipo II, previsti da [40] per gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento (CAR), devono essere soddisfatte le condizioni già sommariamente descritte nella parte finale di 4.2.2.

In particolare, le unità entrate in esercizio dall'1-1-2011 devono avere un *rendimento globale*  $\eta_{gl}$  non inferiore a quello riportato nell'Allegato II di [18], al fine di poter considerare tutta la loro energia elettrica lorda come effettivamente prodotta in regime di cogenerazione; altrimenti si assume che parte di questa produzione non avvenga in cogenerazione.

Il rendimento globale di una unità cogenerativa è definito come rapporto, su base annua, tra l'energia totale prodotta in forma associata (somma dell'energia termica utile  $E_{tcar}$  e dell'energia elettrica/meccanica lorda  $E_{el}$  in produzione combinata) e l'energia globalmente fornita all'unità dall'esterno  $E_{ex}$  (eventualmente depurata dell'energia utilizzata per la produzione termica utile non associata a quella elettrica/meccanica  $E_{exncart}$ ), tutte espresse nella stessa unità di misura:

$$24) \quad \eta_{gl} = \frac{E_{el} + E_{tcar}}{E_{ex} - E_{exncart}}$$

L'energia esterna è fornita all'unità mediante i combustibili o col recupero energetico da fluidi caldi di processo, provenienti da lavorazioni a monte.

Una volta stabilite le produzioni effettivamente cogenerative  $E_{tcar}$  ed  $E_{elcar}$ , come pure l'energia esterna fornita per esse  $E_{excar}$ , viene definito, nel successivo Allegato III, un indice di risparmio dell'energia primaria, rispetto alle produzioni separate, strutturalmente identico all'IRE, ma con valori di rendimento per quest'ultime produzioni definiti in modo più dettagliato rispetto a [43]. Per ottenere la qualifica di CAR una unità deve avere un indice di risparmio non inferiore ad un valore minimo, se ha una potenza  $P_e > 1$  MW, o un indice di valore positivo se di potenza inferiore.

Dal momento che, per una generica unità di cogenerazione, la corretta determinazione, attraverso il rendimento globale, delle produzioni in regime di CAR implica una serie

di accorgimenti legati alla sua configurazione impiantistica, il Ministero dello Sviluppo Economico (MSE) ha emanato delle Linee Guida per la corretta applicazione del D.M. 5-9-2011 [44]. Il loro obiettivo è quello di fornire indicazioni e dare delle regole generali, illustrando un certo numero di casi concreti che coprono una vasta realtà impiantistica, anche se è impossibile coprire l'intera casistica.

Pertanto, ai fini delle incentivazioni alla produzione mediante certificati, nei programmi possono presentarsi le diverse situazioni riassunte nella Fig. 48, che evidenzia pure i fogli dove le incentivazioni sono calcolate.

<b>Tipologia impianto</b>	<b>Fonti primarie sfruttate <sup>1)</sup></b>	<b>Certificati ammessi</b>	<b>Fogli calcolo incentivazioni</b>
<i>sola produzione elettrica</i>	rinnovabili	CV	entr.
	commerciali	nessuno	
<i>cogenerazione <sup>2)</sup></i>	rinnovabili per en. elettrica	CV + CB <sup>3)</sup>	entr. cog + entr. (soli CV)
	commerciali	CB	entr. cog
<i>cogenerazione ad alto rendimento</i>	rinnovabili per en. elettrica	CV + CB <sup>4)</sup>	entr. cog + entr. (soli CV)
	commerciali	CB	entr. cog
<i>termico e/o frigorifero <sup>5)</sup></i>	rinnovabili e/o commerciali	CB	entr. cog
<i>combinato non cogenerativo</i>	rinnovabili per en. elettrica	CV	entr. (soli CV)
	commerciali	nessuno	

1) le fonti rinnovabili possono alimentare l'impianto da sole o insieme ai combustibili commerciali

2) inclusa la produzione frigorifera

3) i CB di tipo I ridotti in proporzione alla quota parte della produzione elettrica netta da fonti rinnovabili

4) i CB di tipo II ridotti in proporzione alla quota parte della produzione elettrica lorda da fonti rinnovabili

5) purché consenta un risparmio energetico non inferiore al minimo fissato

Fig. 48 – Quadro delle incentivazioni alla produzione degli impianti considerate nei programmi

Da notare che le incentivazioni determinate dai programmi tengono sempre conto dei coefficienti di variazione fissati per le diverse produzioni energetiche, tranne che per i CB riconosciuti agli impianti in regime di CAR. In tal caso infatti occorre conoscere il risparmio d'energia primaria conseguito, che dipende dalle produzioni effettivamente cogenerative; come sarà meglio chiarito in seguito, ciò si può fare solo con un altro programma di calcolo, in cui far variare le produzioni energetiche dell'impianto mediante tali coefficienti.

Va pure ricordato che, nei piccoli impianti, la produzione termica da fonti rinnovabili può accedere al conto termico, in alternativa ai CB.

#### 4.4.1 Certificati verdi associati

Come già detto in 4.2.1, i CV sono associati solo alla produzione elettrica netta imputabile a fonti rinnovabili. Sappiamo che questa, qualora l'impianto di *sola produzione elettrica* utilizzi anche altre fonti di energia primaria, può essere ottenuta sottraendo alla sua produzione elettrica netta quella ascrivibile ai combustibili commerciali nelle effettive condizioni d'esercizio dell'impianto, se superiore al 5% del totale, come ribadito al punto 6.6 dell'Allegato 2 di [20] per le nuove centrali ibride (o al 15% in caso di impianti solari termodinamici).

Pertanto, quando l'impianto ibrido è ancora da costruire, il calcolo della produzione elettrica netta imputabile a fonti rinnovabili richiede una stima della produzione, dovuta ai vari combustibili commerciali utilizzati, a partire dai loro consumi annui previsti, assumendo per essi gli opportuni valori del rendimento elettrico netto medio annuo. Come valori di riferimento si possono prendere, ad esempio, quelli degli impianti di sola produzione elettrica, in esercizio commerciale ed industrialmente provati, che sfruttano le migliori tecnologie, differenziati per taglia e tipo di combustibile, riportati all'art. 2 di [43] e aggiornati dall'Autorità con [45] in base all'evoluzione del settore.

In alternativa, la produzione ascrivibile ai combustibili commerciali può essere ottenuta direttamente dal programma di calcolo che fornisce la produzione elettrica annua dell'impianto.

Se l'impianto ibrido è già in esercizio, deve essere dotato di idonea strumentazione per quantificare l'energia elettrica attribuibile a ciascun tipo di combustibile. Quindi sono disponibili dati a consuntivo sulla produzione elettrica dovuta sia ai combustibili commerciali che alle diverse fonti rinnovabili (compresa la produzione ottenuta dall'eventuale combustibile rinnovabile); in base ad essi è possibile fare una stima attendibile di queste produzioni negli anni futuri, una volta stabilita la produzione elettrica complessiva dell'impianto.

C'è inoltre da tener presente che, come accennato in 4.2.1, il limite massimo annuo del 5% (o 15%) sul contributo alla produzione da parte dei combustibili commerciali, per considerare l'intera produzione come imputabile a fonti rinnovabili, potrebbe essere elevato per consentire ad alcune tipologie di centrali ibride di sopperire meglio alla variabilità di queste fonti facendo ricorso a sistemi integrativi alimentati con combustibili commerciali.

Invece per un *impianto di cogenerazione* ibrido, la produzione elettrica annua da fonti rinnovabili va opportunamente stimata, a seconda della tipologia delle fonti sfruttate. Ad esempio, per un impianto di *cocombustione* (che produce energia elettrica mediante combustione contemporanea di combustibili commerciali e uno rinnovabile) ancora da costruire, la produzione netta annua da ciascun combustibile commerciale  $E_{enq}$  (o dal rinnovabile  $E_{enr}$ ) può essere stimata ripartendo proporzionalmente l'intera produzione elettrica  $E_{en}$  tra i vari combustibili, in base alla loro energia primaria fornita annualmente all'impianto  $E_{pqr}$  (o  $E_{pqr}$  ottenuta dall'effettivo potere calorifico  $pc_{cr}$ ) e al loro rendimento elettrico netto medio annuo  $\eta_{enq}$  (o  $\eta_{enr}$ ), con una formula del tipo:

$$25) \quad E_{\text{enq(cr)}} = \frac{E_{\text{en}} \cdot \eta_{\text{enq(cr)}} \cdot E_{\text{pq(cr)}}}{\sum_{\text{q}} \eta_{\text{enq}} \cdot E_{\text{pq}} + \eta_{\text{en cr}} \cdot E_{\text{p cr}}} \quad \text{dove} \quad \eta_{\text{enq(cr)}} = E_{\text{enq(cr)}} / E_{\text{pq(cr)}} \quad ,$$

ipotizzando cioè un rapporto costante tra produzione termica ed elettrica per tutti i combustibili.

Altrimenti, la produzione elettrica netta annua imputabile a fonti rinnovabili può essere calcolata direttamente dal programma che fornisce la produzione energetica annua dell'impianto.

Quando poi l'impianto di cogenerazione ibrido è già in esercizio, sono disponibili i dati a consuntivo sulla produzione energetica e la sua ripartizione tra le diverse fonti; è quindi facile fare una stima attendibile della produzione elettrica netta annua imputabile alle fonti rinnovabili a partire dalla produzione energetica complessiva prevista per l'impianto nell'anno in corso e nei successivi.

#### 4.4.1.1 DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI

Per gli impianti di *sola produzione elettrica*, imputabile in tutto o in parte a fonti rinnovabili, i programmi richiedono nel foglio “*entr.*”:

- la *produzione elettrica* annua, lorda  $E_{\text{elc}}$  o netta  $E_{\text{enc}}$ , eventualmente ascrivibile ai *combustibili commerciali* (in GWh);
- la *produzione elettrica* lorda annua  $E_{\text{elcr}}$  eventualmente ascrivibile al *combustibile rinnovabile* (in GWh);

inoltre i programmi *valutazioni*, nel foglio “*val. imp.*”, ed i programmi *calcolo*, nel foglio “*val. imp. var.*”, richiedono:

- la *frazione massima* della produzione elettrica netta annua che può essere ottenuta *da combustibili commerciali*  $f_{\text{co,max}}$ , per poter considerare tutta la produzione imputabile a fonti rinnovabili.

Qualora la produzione rinnovabile sia ottenuta da due fonti non combustibili, nei soli programmi *calcolo* c'è la possibilità d'inserire nel foglio “*entr.*”:

- la *produzione elettrica* netta annua  $E_{\text{enfr2}}$  eventualmente ascrivibile alla *seconda fonte rinnovabile* (in GWh).

Nel fornire il dato sulla produzione annua da combustibili commerciali, si deve tener presente che essa non può essere mai superiore alla corrispondente produzione totale e che la produzione lorda non può essere fornita contemporaneamente a quella netta. D'altra parte, la produzione mediante combustibile rinnovabile non può essere maggiore di quella lorda ottenuta da tutte le fonti rinnovabili; il valore fornito per essa viene automaticamente riportato nel foglio “*usc.*”, moltiplicato per il già noto coefficiente (effettivo) di variazione della produzione elettrica.

Inoltre, nei programmi *calcolo*, la produzione dalla *seconda fonte* rinnovabile può essere fornita *solo se c'è* contemporaneamente produzione dalla *prima fonte* e deve essere compatibile con l'intera produzione rinnovabile.

In caso di mancato rispetto di queste regole, le caselle diventano rosse.

Il valore stabilito dall'operatore per la *frazione massima ammessa* della produzione da combustibili commerciali, in un impianto a fonti rinnovabili, deve essere compreso *tra 0 e 1* e viene automaticamente riportato nel foglio "*entr.*", come pure nel rispettivo foglio duplicato, "*val. imp. var*" o "*val. imp. am. ant*", del programma che si sta utilizzando.

La Fig. 49 mostra un esempio d'inserimento, nei programmi *valutazioni*, del dato sulla produzione mediante combustibili commerciali, insieme a quelli riportati dal foglio "*val. imp*" per la sua frazione massima ammessa e per il coefficiente di variazione della produzione. Quanto ai valori calcolati, alcuni sono già stati trattati in 4.3.1.2, altri lo saranno nel prossimo paragrafo. Come si può notare, i valori calcolati già presi in esame sono gli stessi della Fig. 35 a pag. 91.

energia elettrica ausiliari centrale % $pt_{e\ ac}$	5,0	
en. elettr. lorda da comb. commer. $E_{el\ c}$	37,09	GWh
en. elettr. netta da comb. commer. $E_{en\ c}$		GWh

en. elettrica lorda annua calcolata $E_{el}$	56,86	GWh
en. elettrica netta annua calcolata $E_{en}$	54,02	GWh
en. elettr. lorda da comb. comm. calc. $E_{el\ c}$	37,09	GWh
en. elettrica lorda da comb. rinnovabile $E_{el\ cr}$	9,36	GWh
fraz. max en. elet. da comb. comm. $fco_{max}$	0,30	
en. elet. netta max da comb. comm. $E_{en\ c\ max}$	16,20	GWh
en. elettrica lorda da fonti rinnovabili $E_{el\ r}$	19,77	GWh
coefficiente produzione energia elettrica	1,00	

Fig. 49 – Inserimento dati per calcolo dei CV in impianti di sola produzione elettrica

Per gli impianti di *produzione combinata*, imputabile in tutto o in parte a fonti rinnovabili, i programmi *valutazioni* richiedono nel foglio "*entr. cog*":

- la *produzione elettrica* netta annua da *fonti rinnovabili*  $E_{en\ r}$  (in MWh<sub>e</sub>), della quale si ricorda di fornire nel foglio "*entr.*" il prezzo di vendita del CV;
- l'*energia primaria* annua, immessa nell'impianto da tutte le *fonti rinnovabili*, equivalente alle loro produzioni energetiche separate  $E_{p\ requ}$  (in tep).

Invece i programmi *calcolo* richiedono nel foglio "*entr. cog*", come si può notare nella successiva Fig. 50:

- l'eventuale *produzione elettrica* netta annua da *combustibile rinnovabile*  $E_{en\ cr}$  (in MWh<sub>e</sub>), della quale, come ricorda il commento, va fornito nel foglio “entr.” il prezzo di vendita del relativo CV;
- l'eventuale *produzione elettrica* netta annua dalla *seconda fonte rinnovabile*  $E_{en\ fr\ 2}$  (in MWh<sub>e</sub>), per la quale viene ricordato di fornire il prezzo di vendita del relativo CV;
- la *produzione elettrica* netta annua da *fonti rinnovabili*  $E_{en\ r}$  (in MWh<sub>e</sub>), ricordando che nel foglio “entr.” va fornito il prezzo di vendita per il CV della *prima* fonte;
- l'*energia primaria* annua, immessa nell'impianto da tutte le *fonti rinnovabili*, equivalente alle loro produzioni energetiche separate  $E_{p\ r\ equ}$  (in tep).

en. elettr. netta da comb. rinnov. $E_{en\ cr}$	1.987	MWh <sub>e</sub>
en. elet. netta da 2 <sup>a</sup> fonte rinn. $E_{en\ fr\ 2}$	2.651	MWh <sub>e</sub>
en. elettr. netta da fonti rinnov. $E_{en\ r}$	23.963	MWh <sub>e</sub>
en. primaria equ. da fonti rinn. $E_{p\ r\ equ}$	7.985,00	tep
en. elettr. netta prodotta calcolata $E_{en}$	54.015	MWh <sub>e</sub>

Fig. 50 – Inserimento dati per calcolo dei CV in impianti di produzione combinata

Anche ora i dati forniti in tutti i programmi devono rispettare alcuni vincoli:

- la produzione elettrica da fonti rinnovabili non può essere maggiore dell'energia elettrica ceduta alle utenze, né dell'energia elettrica ottenibile dalla conversione dell'intera energia primaria rinnovabile;
- l'energia primaria rinnovabile equivalente immessa non può essere maggiore dell'energia primaria globalmente richiesta per le produzioni energetiche separate, che verrà trattata in 4.4.2, e minore dell'energia primaria calcolata per il combustibile rinnovabile;

mentre nei programmi *calcolo*:

- la produzione da combustibile rinnovabile non può superare quella dovuta a tutte le fonti rinnovabili e può aversi solo se c'è un consumo di questo combustibile;
- la produzione dalla seconda fonte rinnovabile può essere fornita solo se c'è contemporaneamente produzione dalla prima fonte e deve essere compatibile con l'intera produzione rinnovabile.

#### 4.4.1.2 CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI

Per gli impianti di *sola produzione elettrica*, tutti i programmi calcolano nel foglio “*entr.*”, come mostra la Fig. 49, l’energia elettrica lorda annua ottenuta dai combustibili fossili commerciali  $E_{elc}$ , in base ai dati forniti sulla loro produzione e sulla percentuale d’energia elettrica assorbita dagli ausiliari di centrale  $pt_{eac}$ , tenendo conto del suo coefficiente (effettivo) di variazione. Qualora tale energia calcolata dovesse essere nulla, una nota di commento invita a verificare che effettivamente non ci sia un contributo dei combustibili commerciali, poiché in caso contrario l’analisi economica verrebbe falsata. Il suo valore è riportato automaticamente nel foglio “*usc.*”.

Inoltre, osservando l’elenco di Fig. 49, calcolano: la produzione lorda annua da fonti rinnovabili  $E_{elr}$ , come differenza tra la corrispondente produzione totale e quella dai soli combustibili fossili; l’energia elettrica netta massima annua  $E_{encmax}$  che si può ottenere dai combustibili commerciali, per poter ancora considerare l’intera produzione come derivante da fonti rinnovabili, sulla base del valore fornito per la frazione consentita  $fco_{max}$ .

Nota  $E_{encmax}$ , tutti i programmi procedono al calcolo della *produzione* elettrica netta annua  $E_{eir}$  *imputabile alle fonti rinnovabili*. Essa risulta pari all’intera produzione netta annua  $E_{en}$ , quando la produzione netta da combustibili commerciali  $E_{enc}$  risulta inferiore alla massima consentita  $E_{encmax}$ .

Altrimenti, se  $E_{enc} > E_{encmax}$ , è calcolata con la formula:

$$26) \quad E_{eir} = E_{en} + E_{encmax} - E_{enc} = (1 + fco_{max}) \cdot E_{en} - E_{enc} \quad (\text{GWh}),$$

a condizione che la produzione elettrica annua da fonti rinnovabili  $E_{enr}$  risulti superiore a quella massima consentita da combustibili commerciali ( $E_{enr} > E_{encmax}$ ).

In caso contrario, la produzione annua imputabile coincide con la sola produzione netta da fonti rinnovabili, poiché il suo modesto contributo non giustificerebbe franchigie sulla produzione da combustibili commerciali.

Nei soli programmi *calcolo*, in presenza di più fonti rinnovabili, viene anche determinata proporzionalmente la produzione annua imputabile all’eventuale combustibile rinnovabile ( $E_{eicr}$ ) e a ciascuna delle due fonti non combustibili ( $E_{eifr1}$  ed  $E_{eifr2}$ ), nonché la loro *produzione annua con diritto ai CV* ( $E_{CVcr}$ ,  $E_{CV1}$  ed  $E_{CV2}$ ).

Ciascuna produzione annua con diritto ai CV viene ottenuta moltiplicando la rispettiva produzione imputabile per il suo fattore di valorizzazione (coefficiente moltiplicativo  $cm_{CV}$  dei certificati verdi), secondo quanto visto in 4.2.1.

La prossima Fig. 51 fa vedere come si determina, nel foglio “*entr.*” dei programmi *calcolo*, la produzione annua  $E_{CV}$  per le diverse fonti rinnovabili a partire dai dati forniti per la produzione elettrica lorda annua, oltre che per le produzioni derivanti dal combustibile rinnovabile e dalla seconda fonte non combustibile, tenendo conto dei valori, riportati dal foglio “*val. imp. var*”, per i diversi coefficienti moltiplicativi dei CV.

energia elettrica ausiliari centrale % $pt_{e ac}$	5,0	
en. elettr. lorda da comb. commer. $E_{el c}$	42,97	GWh
energia elettrica lorda annua $E_{el}$	56,86	GWh
en. elettrica lorda da comb. rinnovabile $E_{el cr}$	8,20	GWh
en. elet. netta annua da 2 <sup>a</sup> fonte rinn. $E_{en fr 2}$	4,70	GWh
en. elettrica lorda annua calcolata $E_{el}$	56,86	GWh
en. elettrica netta annua calcolata $E_{en}$	54,02	GWh
en. elettr. lorda da comb. comm. calc. $E_{el c}$	42,97	GWh
en. elettrica lorda da fonti rinnovabili $E_{el r}$	13,89	GWh
fraz. max en. elet. da comb. comm. $fco_{max}$	0,25	
en. elet. netta max da comb. comm. $E_{en c max}$	13,50	GWh
produz. annua imputabile fonti rinnov. $E_{e ir}$	13,20	GWh
produz. annua imput. a comb. rinnov. $E_{e icr}$	7,79	GWh
produz. annua imput. 1 <sup>a</sup> fonte rinn. $E_{e ifr 1}$	0,71	GWh
produz. annua imput. 2 <sup>a</sup> fonte rinn. $E_{e ifr 2}$	4,70	GWh
coeff. moltiplicativo CV a comb. rinn. $cm_{CV cr}$	1,1	
coeff. moltiplicativo CV a 1 <sup>a</sup> fonte rinn. $cm_{CV 1}$	1,5	
coeff. moltiplicativo CV a 2 <sup>a</sup> fonte rinn. $cm_{CV 2}$	1,2	
en. elettrica annua con diritto a CVcr $E_{CV cr}$	8,57	GWh
en. elettrica annua con diritto a CV1 $E_{CV 1}$	1,06	GWh
en. elettrica annua con diritto a CV2 $E_{CV 2}$	5,64	GWh

Fig. 51 – Determinazione delle produzioni con diritto ai CV nei programmi *calcolo*

Da notare, in questo esempio, che contribuiscono alla produzione elettrica tre diverse fonti rinnovabili e la produzione imputabile (13,20 GWh) coincide con la netta da tutte le fonti rinnovabili, poiché questa risulta inferiore alla produzione massima consentita per i combustibili commerciali (13,50 GWh).

Nello stesso foglio “*entr.*”, i programmi *valutazioni* al quadro riepilogativo “Ricavo annuo da vendita certificati verdi” e i programmi *calcolo* al quadro “Ricavo annuo da incentivazioni alla produzione elettrica con fonti rinnovabili” calcolano pure: la produzione netta annua da combustibili commerciali, a partire da quella lorda calcolata  $E_{el c}$ ; la produzione netta annua da tutte le fonti rinnovabili, facendo la differenza tra la netta totale e quella dovuta ai soli combustibili fossili.

Sulla produzione elettrica netta da fonti rinnovabili, tutti i programmi fanno un controllo di compatibilità dei dati forniti dall’operatore; se questi sono presenti su entrambi i fogli “*entr.*” ed “*entr. cog*”, la casella diventa rossa e il valore viene azzerato.

Per gli impianti di *produzione combinata*, i dati forniti nel foglio “*entr. cog*” e attinenti all’incentivazione con CV vengono elaborati dai programmi direttamente nel quadro riepilogativo del foglio “*entr.*”, tenendo conto solo del coefficiente (effettivo) di variazione



assegnato alla produzione elettrica, senza prevedere alcun coefficiente moltiplicativo dei CV nè alcuna franchigia sul contributo da parte dei combustibili commerciali.

Nei programmi *valutazioni*, al quadro riepilogativo “Ricavo annuo da vendita certificati verdi” viene infine calcolata, a seconda del tipo di produzione energetica, l’*energia elettrica annua* per la quale sono emessi i CV, arrotondando con criterio commerciale a 1 MWh:

- la produzione annua con diritto ai CV  $E_{CV}$ , coincidente con la produzione imputabile  $E_{e_{ir}}$ , negli impianti di *sola produzione elettrica*;
- la produzione elettrica annua da fonti rinnovabili  $E_{enr}$  fornita dall’operatore, moltiplicata per il suo coefficiente di variazione, negli impianti di *produzione combinata*.

L’esempio riportato in Fig. 52 utilizza i dati per l’impianto di sola generazione elettrica della Fig. 49; ora la produzione imputabile (34,99 GWh) risulta maggiore della netta da fonti rinnovabili (18,781 GWh), poiché questa è superiore alla produzione massima consentita da combustibili commerciali (16,20 GWh).

Il numero dei certificati verdi si ottiene moltiplicando per 1.000 il valore dell’energia elettrica con CV, espresso in GWh.

#### RICAVO ANNUO DA VENDITA CERTIFICATI VERDI

En. elettr. netta da fonti rinnov. (GWh)	En. elettr. netta da comb. comm. (GWh)	En. elettrica con certificato verde (GWh)
18,781	35,236	34,985

prod. annua imput. fonti rinn. $E_{e_{ir}}$	34,99	GWh
---------------------------------------------	-------	-----

Fig. 52 – Produzione elettrica annuale con CV nei programmi *valutazioni*

Invece la prossima Fig. 53 mostra, nel medesimo quadro dei programmi *valutazioni*, il calcolo dell’energia elettrica annua con CV per un impianto di cogenerazione i cui dati forniti dall’operatore, relativi all’energia primaria e alla produzione elettrica da fonti rinnovabili, sono quelli della successiva Fig. 55 a pag. 119 (avendo assunto unitari i coefficienti di variazione delle produzioni).

Come si può vedere, in questo caso le produzioni elettriche nette da fonti rinnovabili e da combustibili, calcolate dal programma nel foglio “*entr.*”, risultano azzerate poiché i dati sulle produzioni energetiche di un impianto di cogenerazione sono forniti nel foglio “*entr. cog*”. Pertanto la produzione elettrica con CV è quella netta da fonti rinnovabili presente in Fig. 55.

### RICA VO ANNUO DA VENDITA CERTIFICATI VERDI

En. elettr. netta da fonti rinnov. (GWh)	En. elettr. netta da comb. comm. (GWh)	En. elettrica con certificato verde (GWh)
<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>4,589</b>

Fig. 53 – Produzione elettrica annuale con CV per un impianto di cogenerazione

Nei programmi *calcolo*, al quadro riepilogativo “Ricavo annuo da incentivazioni alla produzione elettrica con fonti rinnovabili”, si determina infine, a seconda del tipo di produzione energetica, l’*energia elettrica annua* che ottiene i CV per ciascuna fonte rinnovabile, arrotondando a 1 MWh:

- le produzioni annue con diritto ai CV ( $E_{CV_{cr}}$ ,  $E_{CV1}$  ed  $E_{CV2}$ ), negli impianti di *sola produzione elettrica*;
- le produzioni elettriche annue da combustibile rinnovabile  $E_{en_{cr}}$  e da seconda fonte rinnovabile  $E_{en_{fr2}}$ , nonché quella da prima fonte, ricavata per differenza rispetto all’intera produzione rinnovabile  $E_{en_r}$ , sulla base del corrispondente coefficiente effettivo di variazione e dei dati forniti dall’operatore, se gli impianti sono di *produzione combinata*.

La Fig. 54 riporta, ad esempio, le produzioni annuali arrotondate che ottengono i CV in base ai dati di Fig. 51, relativi a un impianto di sola produzione elettrica.

### RICA VO ANNUO DA INCENTIVAZIONI ALLA PRODUZIONE ELETTRICA CON FONTI RINNOVABILI

En. el. netta da fonti rinn. (GWh)	En. netta da comb. comm. (GWh)	Energia elettrica con diritto a CV		
		comb. rinn. (GWh)	1 <sup>a</sup> fonte rin. (GWh)	2 <sup>a</sup> fonte rin. (GWh)
<b>13,196</b>	<b>40,822</b>	<b>8,569</b>	<b>1,058</b>	<b>5,640</b>

Fig. 54 – Produzioni elettriche annuali con CV nei programmi *calcolo*

#### 4.4.2 Certificati bianchi associati

Nell'ambito della produzione energetica, i CB possono essere ottenuti *solo* da *impianti termici o combinati*, non rientranti nel conto termico (CT), che consentono di ridurre i consumi presso le utenze finali servite, oppure dagli impianti di *cogenerazione ad alto rendimento*.

Nel primo caso, la valutazione del risparmio di energia primaria negli usi finali considera esclusivamente le forniture energetiche alle *utenze locali* con impianti di nuova costruzione, oppure le forniture a nuove utenze termiche e/o frigorifere con impianti di produzione esistenti, in accordo con la metodologia proposta dall'Autorità nelle schede tecniche riportate in [14]. I programmi quantificano i risparmi annui d'energia primaria, che hanno diritto ai CB, seguendo, con piccole modifiche, tale metodologia che di seguito viene descritta.

Prima di tutto occorre verificare che, quando si ha un *impianto di produzione combinata*, esso soddisfi le due condizioni:

$$27) \quad IRE \geq IRE_{\min} \quad ; \quad LT \geq LT_{\min} \quad .$$

Dal momento che la definizione 22) dell'indice IRE (a pag. 103) non è applicabile quando si ha produzione di energia frigorifera, è necessario modificarla nel seguente modo:

$$28) \quad IRE_{\text{mod}} = \frac{E_{ps} - E_{pu}}{E_{ps}} = 1 - E_{pu} / (E_{pts} + E_{pfs} + E_{pes}) \quad ,$$

dove  $E_{pu}$  (tep) è l'energia primaria totale annua utilizzata dall'impianto di generazione ed  $E_{ps}$  (tep) è l'energia primaria totale annua che sarebbe richiesta per ottenere separatamente le stesse produzioni energetiche, pari a  $(E_{pts} + E_{pfs} + E_{pes})$ .

Anche la definizione 23) dell'indice LT viene così modificata:

$$29) \quad LT_{\text{mod}} = \frac{E_t + E_f}{E_{en} + E_t + E_f} \quad ,$$

dove, come già noto,  $E_{en}$ ,  $E_t$  ed  $E_f$  sono le produzioni annue cedute alle utenze, tutte espresse in megawattora.

Il calcolo dell'indice  $IRE_{\text{mod}}$  comporta la valutazione dell'energia primaria annua richiesta per ciascuna produzione energetica separata e dell'energia primaria totale annua utilizzata dall'impianto di generazione.

Poiché per tale tipologia d'impianti occorre conoscere, secondo quanto visto in 4.3.2, sia la produzione elettrica ceduta  $E_{en}$  che il prelievo annuo dalla rete  $E_{as}$  (MWh<sub>e</sub>), l'energia primaria richiesta dalla produzione *elettrica* separata va valutata solo se nell'impianto in esame risulta essere  $E_{en} > E_{as}$ ; in tal caso si ha:

$$30) \quad E_{pes} = (E_{en} - E_{as}) \cdot fc_{EP} \quad (\text{tep}),$$

dove  $fc_{EP}$  (tep/MWh<sub>e</sub>) è il fattore di conversione dell'energia elettrica in primaria, già incontrato in 4.1.2.1 e fissato tenendo conto del rendimento netto medio di trasformazione conseguito dal parco termoelettrico nazionale.

Per la produzione *termica* separata si ha:

$$31) \quad E_{pts} = E_t \cdot fc_{TP} / \eta_{tm} \quad (\text{tep}),$$

dove  $fc_{TP}$  (tep/MWh<sub>t</sub>) è il noto fattore di conversione dell'energia termica in primaria ed  $\eta_{tm}$  è il rendimento medio di riferimento della caldaia sostitutiva, mediante la quale verrebbe ottenuta la stessa produzione termica, dato dalla 20) a pag. 67.

Per la produzione *frigorifera* separata l'energia primaria è ottenuta da:

$$32) \quad E_{pfs} = E_f \cdot fc_{EP} / \varepsilon_{fm} \quad (\text{tep}),$$

dove  $\varepsilon_{fm}$  (MWh<sub>f</sub>/MWh<sub>e</sub>) è l'indice di prestazione medio di riferimento del sistema sostitutivo, comprensivo dei consumi elettrici per il sistema di raffreddamento e per la circolazione del fluido frigorifero, anch'esso incontrato in 4.1.2.1.

L'energia primaria totale annua *utilizzata* dall'impianto è:

$$33) \quad E_{pu} = E_{prc} + E_{pas} \quad (\text{tep}),$$

dove  $E_{prc}$  (tep) è l'energia primaria totale dei combustibili utilizzati nell'impianto, di cui si è già detto in 3.3.2, mentre  $E_{pas}$  è l'energia primaria associata all'eventuale surplus di energia elettrica prelevata dalla rete, qualora risulti  $E_{as} > E_{en}$ , e pari in tal caso a:

$$34) \quad E_{pas} = (E_{as} - E_{en}) \cdot fc_{EP} \quad (\text{tep}).$$

I valori numerici dei fattori e dell'indice che compaiono nelle formule precedenti sono tutti fissati in [14] e sono già stati riportati nella Fig. 28 di pag. 67.

Come accennato in 3.3.2, ai fini del calcolo di  $E_{prc}$  si assume nullo il potere calorifico dei *combustibili* riconosciuti *completamente rinnovabili*; inoltre non si considera l'apporto di energia primaria da altre fonti rinnovabili. Ciò è giustificato dal fatto che i CB possono essere ottenuti anche mediante installazione di impianti per la valorizzazione delle fonti rinnovabili presso gli utenti finali. Quindi gli impianti di produzione combinata, che sfruttano anche tali fonti primarie, sono agevolati rispetto agli altri nel soddisfare la condizione, richiesta sull'indice IRE, per essere considerati cogenerativi.

Se invece come combustibile sono utilizzati i *rifiuti*, si deve tener presente che la normativa vigente [7] considera *rinnovabile* solo la loro *parte biodegradabile*. Però, al fine di incentivare il recupero energetico dall'incenerimento dei rifiuti, occorre valorizzare come

risparmio anche l'energia prodotta dalla loro quota parte *non biodegradabile*, altrimenti *destinata allo scarto*.

Considerata la notevole variabilità dei rifiuti, in [14] l'Autorità ha fissato, per la loro *rinnovabilità* in termini energetici dovuta alla biodegradabilità e all'inutilizzabilità, una *percentuale forfettaria* pari al 75%. Pertanto, quando un impianto utilizza come combustibile anche i rifiuti, nel calcolo di  $E_{p_{rc}}$  va preso per essi il *potere calorifico fittizio* già visto in 3.3.2, pari al prodotto tra il potere calorifico effettivo misurato e la percentuale non rinnovabile (in termini energetici) fissata al 25%.

Una volta verificato che, per l'impianto in esame, gli indici IRE ed LT, calcolati secondo le 28) e 29), soddisfano le 27), si passa a quantificare i risparmi energetici annui riconosciuti, conseguibili presso le utenze finali.

Nei programmi, a differenza di quanto previsto in [14], i risparmi vengono calcolati in riferimento alle forniture energetiche delle utenze locali, anche se diverse da quelle civili.

Qualora sia solo prevista un'estensione delle reti locali con allacciamento di nuove utenze, la valutazione dei risparmi deve limitarsi alle quote delle forniture energetiche destinate a tali utenze. Se invece si tratta di realizzare un impianto con le relative reti di distribuzione, per quanto detto all'inizio del capitolo, le utenze termiche e frigorifere possono considerarsi tutte locali, purché le energie immesse vengano depurate delle perdite lungo le relative reti.

Note le forniture annue alle utenze locali di energia termica  $E_{t_l}$  (MWh<sub>t</sub>) e frigorifera  $E_{f_l}$  (MWh<sub>f</sub>), si possono calcolare le energie primarie, associate alla loro produzione separata, con formule analoghe a 31) e 32). Quindi si può conoscere la frazione di energia primaria che, nella produzione separata, sarebbe richiesta dalle utenze locali, data da:

$$35) \quad \Phi = \frac{E_{p_{tfs}} + E_{p_{fls}}}{E_{p_{ts}} + E_{p_{fs}}}$$

A questo punto si può valutare il risparmio annuo riconosciuto di energia primaria per ciascuna produzione energetica. Nel far questo bisogna tener presente che la produzione elettrica netta da fonti rinnovabili  $E_{enr}$  di un impianto combinato, avendo diritto ai CV secondo quanto visto in 4.4.1, non può ottenere contemporaneamente i CB per il motivo ricordato all'inizio di 4.4; quindi il risparmio sui consumi finali associati all'intera produzione elettrica netta deve essere ridotto proporzionalmente.

Inoltre, poiché come detto in 4.2.2 il periodo durante il quale si ha diritto ai CB è inferiore alla vita tecnica dell'impianto, i risparmi annui riconosciuti sono ottenuti moltiplicando quelli annui calcolati per il coefficiente di durabilità  $\tau$ .

Così il risparmio annuo riconosciuto per l'energia elettrica è:

$$36) \quad RP_e = \Phi \cdot IRE_{mod} \cdot E_{pes} \cdot (1 - E_{enr} / E_{en}) \cdot \tau \quad (tep);$$

per l'energia termica:

$$37) \quad RP_t = \Phi \cdot IRE_{mod} \cdot E_{pts} \cdot \tau \quad (tep);$$

per l'energia frigorifera:

$$38) \quad RP_f = \Phi \cdot IRE_{\text{mod}} \cdot E_{pfs} \cdot \tau \quad (\text{tep}),$$

dove tutti i simboli sono noti.

Quantificati i risparmi annui riconosciuti per le diverse produzioni energetiche, occorre stabilire quali tipi di CB assegnare all'impianto. Poiché, come già detto in 4.2.2.1, i programmi non prendono in considerazione i CB di tipo III, viene seguita una procedura semplificata rispetto a quanto previsto in [14].

I risparmi sulla produzione elettrica e frigorifera determinano una riduzione dei consumi elettrici finali, alla quale sono riconosciuti CB di tipo I; il risparmio sulla produzione termica si assume, per semplificare, che determini solo una riduzione dei consumi finali di gas naturale, alla quale sono riconosciuti CB di tipo II.

Anche per un impianto di *sola produzione termica e/o frigorifera*, che non accede al conto termico, tramite la 28) può essere valutato il suo indice di risparmio energetico RE, in modo da verificare se sia soddisfatta la prima delle condizioni 27). Qualora l'impianto la soddisfi, si passa al calcolo dei risparmi annui riconosciuti di energia primaria per la produzione termica e/o frigorifera, seguendo la stessa metodologia descritta in precedenza. Al risparmio sulla produzione termica sono poi riconosciuti CB di tipo II, mentre a quello sulla produzione frigorifera sono riconosciuti CB di tipo I.

Quando invece l'impianto soddisfa, come si è visto in 4.4, le condizioni previste per la cogenerazione ad alto rendimento (CAR), la quantificazione dei suoi risparmi annui va fatta seguendo la metodologia prevista in [40], tenendo conto delle indicazioni fornite da MSE in [44]. Poiché tale quantificazione è strettamente legata alla configurazione del particolare impianto in esame, dovrà essere fatta a parte con un altro adeguato programma di calcolo.

Se l'impianto non è ancora costruito, tale programma dovrà essere in grado sia di simulare le possibili modalità di funzionamento nel corso dell'anno che di valutare i flussi energetici tra i suoi diversi componenti. Una volta individuate queste grandezze, dovrà verificare se l'impianto soddisfa i requisiti richiesti per la CAR e, in tal caso, determinare il suo prevedibile risparmio annuo di energia primaria  $RP_{\text{car}}$  (tep).

Altrimenti, per un impianto funzionante dovrà stabilire, sulla base dei dati di esercizio a consuntivo, se soddisfa le condizioni per rientrare nella CAR. In caso affermativo dovrà determinare il suo risparmio medio di energia primaria negli anni trascorsi, da assumere come risparmio prevedibile per i futuri anni d'esercizio.

Questo programma, una volta ottenuto il risparmio annuo dell'impianto in esame, dovrà stimare anche la sua potenza elettrica media annua in regime di CAR, pari a:

$$39) \quad P_{em\text{car}} = \frac{E_{el\text{car}}}{h_{\text{car}}} \quad (\text{MW}_e),$$

dove  $E_{el\text{car}}$  (MWh/a) è la già nota energia elettrica lorda annua effettivamente prodotta in cogenerazione ad alto rendimento e  $h_{\text{car}}$  (h/a) è il numero di ore annue di funzionamento cogenerativo dell'impianto.

Noti questi dati, tutti i programmi in esame stabiliscono il numero annuo dei CB di tipo II, cui ha diritto l'impianto secondo quanto previsto da [40], arrotondando all'unità il valore ottenuto da:

$$40) \quad CB_{car} = K \cdot RP_{car} \quad (\text{tep}),$$

dove  $K$  è il *coefficiente di armonizzazione* il cui valore, decrescente da 1,4 a 1 per scaglioni crescenti della potenza elettrica, è pure fissato in [40].

Pertanto, una volta nota la  $P_{em car}$  dell'impianto in esame, il valore di  $K$  è ottenuto come media pesata dei valori fissati nelle diverse classi di potenza. Si ottengono così le seguenti espressioni per  $K$  al variare di  $P_{em car}$  (MW<sub>e</sub>):

$P_{em car} \leq 1$	$K = 1,4 \quad ;$
$1 < P_{em car} \leq 10$	$K = \frac{0,1}{P_{em car}} + 1,3 \quad ;$
$10 < P_{em car} \leq 80$	$K = \frac{1,1}{P_{em car}} + 1,2 \quad ;$
$80 < P_{em car} \leq 100$	$K = \frac{9,1}{P_{em car}} + 1,1 \quad ;$
$P_{em car} > 100$	$K = \frac{19,1}{P_{em car}} + 1 \quad .$

Nei programmi inoltre, come già evidenziato alla fine di 4.2.2, il numero dei CB ottenuto da 40) è ridotto al 30% per le unità cogenerative entrate in esercizio tra l'1-4-1999 e il 6-3-2007 che non godono di altre incentivazioni alle produzioni.

#### 4.4.2.1 DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI

Per gli impianti di produzione combinata, tutti i programmi richiedono i seguenti dati nel foglio "entr. cog":

- *energia termica* fornita alle *utenze locali*  $E_{tl}$  (in MWh<sub>t</sub>);
- *energia frigorifera* fornita alle *utenze locali*  $E_{fl}$  (in MWh<sub>f</sub>);
- valore *minimo* dell'indice IRE;
- valore *minimo* dell'indice LT;
- *coefficiente di durabilità*  $\tau$ .

Nell'inserire i dati sulle forniture alle utenze locali, si deve tener presente che esse non possono essere superiori alle rispettive forniture di base dell'intera utenza, determinate cioè prescindendo dai rispettivi coefficienti di variazione della produzione; la comparsa della casella rossa segnala tale errore che, per la correttezza dei calcoli, va rimosso.

Quanto ai valori minimi degli indici IRE ed LT , si deve far riferimento a quelli stabiliti dall'Autorità. I valori attuali, fissati in [45], sono i seguenti:

- IRE *minimo* pari a 0,100 per gli impianti entrati in esercizio dopo il 5-4-2002;
- *valori differenziati* per LT a seconda dei combustibili utilizzati e della potenza elettrica di ciascuna sezione dell'impianto, comunque *non inferiori* a 0,150 .

Riguardo al coefficiente di durabilità, i valori accettati sono compresi *tra 1 e 5* , ma anche in questo caso si deve far riferimento ai valori stabiliti dall'Autorità in [8] (tabella 2 dell'Allegato A) per le varie categorie di interventi ammissibili o, nel caso di progetti standardizzati, ai valori riportati nelle relative schede tecniche aggiornate.

Poiché tutti questi valori, quando sono richiesti, devono essere forniti per la correttezza dei calcoli, i programmi segnalano la loro assenza con la casella rossa.

La Fig. 55 riporta un esempio d'inserimento, nei programmi *valutazioni*, dei dati sopra descritti, accanto ad altri dati forniti e a grandezze calcolate, già trattati in precedenza, che serviranno per determinare il numero di CB associati alla produzione. Il coefficiente di durabilità è quello assegnato dalle schede ai piccoli sistemi di cogenerazione e climatizzazione, corrispondente a una vita utile (durata dei CB) di 5 anni e una vita tecnica di 20 anni.

potenza caldaia sostitutiva $P_{t\,cs\,nom}$	9.000	kW <sub>t</sub>
rend. term. medio annuo caldaia $\eta_{t\,m}$	0,872	

energia termica a utenze calcolata $E_t$	35.544	MWh <sub>t</sub>
energia termica a utenze locali $E_{ll}$	13.457	MWh <sub>t</sub>
energia frigorif. a utenze calcolata $E_f$	17.612	MWh <sub>f</sub>
energia frigorif. a utenze locali $E_{fl}$	13.641	MWh <sub>f</sub>

energia elettr. prelevata da rete $E_{as}$	1.237	MWh <sub>e</sub>
en. elettr. netta da fonti rinnov. $E_{en\,r}$	4.589	MWh <sub>e</sub>
en. primaria equ. da fonti rinn. $E_{p\,r\,equ}$	4.502,00	tep

energia elettr. netta prodotta calcolata $E_{en}$	54.067	MWh <sub>e</sub>
---------------------------------------------------	--------	------------------

coefficiente di durabilità $\tau$	3,36
-----------------------------------	------

IRE	0,642
IRE <sub>min</sub>	0,100
LT	0,496
LT <sub>min</sub>	0,150
in. risp. RE	0,642

Fig. 55 –Valori inseriti e calcolati nei programmi *valutazioni* per un impianto di produzione combinata



Da notare che viene calcolato sia l'IRE, valido solo per impianti di produzione combinata, che l'indice di risparmio RE, valido per tutti gli impianti nei quali si consegue un risparmio d'energia primaria, rispetto alla produzione separata; nell'esempio mostrato i due valori ovviamente coincidono.

Se poi l'impianto rientra nel regime CAR, tutti i programmi richiedono i seguenti dati nel quadro "Impianto in regime CAR" del foglio "entr. cog":

- risparmio di energia primaria  $RP_{car}$  (in tep);
- potenza elettrica media  $P_{e\ m\ car}$  (in  $MW_e$ );
- riduzione del numero dei CB al 30%.

Sul dato fornito per il risparmio di energia primaria i programmi eseguono alcuni controlli di conformità ed evidenziano con la casella rossa eventuali anomalie. Inoltre, quando è presente tale dato è obbligatorio fornire anche gli altri due, altrimenti le loro caselle diventano rosse. Il dato accettato per la riduzione dei CB può essere soltanto *si* o *no*.

La Fig. 56 mostra un esempio di corretto inserimento dei dati per un impianto in regime di CAR, oltre al valore calcolato per il suo coefficiente di armonizzazione.

Impianto in regime CAR

risparmio annuo energia primaria $RP_{car}$	12.768,9	tep
potenza elettrica media $P_{e\ m\ car}$	23,0	$MW_e$
riduzione CB al 30%	no	
coefficiente di armonizzazione K	1,248	

Fig. 56 – Esempio di valori inseriti e calcolati per un impianto di cogenerazione ad alto rendimento

#### 4.4.2.2 CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI

Tutti i programmi, sulla base dei dati forniti e dei coefficienti per variare le produzioni, calcolano nel foglio "entr. cog" i valori degli indici IRE ed LT tramite 28) e 29), come mostrato in Fig. 55.

Nel caso l'impianto risulti cogenerativo, calcolano inoltre i risparmi negli usi finali riconosciuti alle sue produzioni energetiche, seguendo la metodologia descritta in precedenza.

La prossima Fig. 57 fa vedere i risparmi che si ottengono, per le diverse produzioni, assumendo unitari tutti i loro coefficienti di variazione e fornendo i dati di Fig. 55; da questa risulta infatti che l'impianto soddisfa entrambe le condizioni per essere considerato cogenerativo.

energia termica primaria a utenze $E_{p,ts}$	3.504,17	tep
energia termica prim. a utenze loc. $E_{p,tl_s}$	1.326,68	tep
energia frigorifera prim. a utenze $E_{p,fs}$	1.215,23	tep
energia frigor. prim. a utenze loc. $E_{p,fl_s}$	941,23	tep
energia elettrica primaria netta $E_{p,es}$	10.935,81	tep
energia primaria per produz. separ. $E_{ps}$	15.655,21	tep
energia primaria totale utilizzata $E_{pu}$	5.610,00	tep

frazione en. primaria a utenze loc. $\Phi$	0,481
--------------------------------------------	-------

risp. ricon. en. prim. da prod. term. $RP_t$	3.630,48	tep
risp. ricon. en. prim. da prod. frig. $RP_f$	1.259,03	tep
risp. ricon. en. prim. da prod. elet. $RP_e$	10.368,35	tep

Fig. 57 – Esempio di calcolo dei risparmi riconosciuti per le produzioni energetiche di un impianto

I programmi calcolano poi, nel quadro “Ricavo annuo da vendita certificati bianchi”, i *risparmi* riconosciuti sui consumi finali di *energia elettrica* e *gas*, seguendo i criteri esposti in precedenza, e da questi il numero di CB di tipo I e II, pari ai tep risparmiati arrotondati all’unità, che spettano all’impianto quando non acceda al conto termico (CT).

Se sono stati inseriti anche i dati per il regime di CAR, i programmi calcolano il valore del coefficiente di armonizzazione K in base al valore fornito per  $P_{e,m,car}$ , con le espressioni riportate in 4.4.2. In tal caso nel quadro “Ricavo annuo da vendita certificati bianchi” viene azzerato il risparmio annuo riconosciuto sui consumi di energia elettrica, mentre quello del *gas naturale* viene calcolato solo con la 40), riducendolo al 30% se è presente *si* nella casella “riduzione CB”. Come già accennato al termine di 4.4, in questo calcolo non si tiene conto dei coefficienti di variazione delle produzioni. I CB di tipo II spettanti all’impianto si ottengono poi arrotondando all’unità il risparmio annuo riconosciuto di gas naturale.

La Fig. 58 mostra i valori ottenuti a partire dai dati forniti in Fig. 55 per un impianto di cogenerazione non in regime di CAR.

#### RICAVO ANNUO DA VENDITA CERTIFICATI BIANCHI

Rispar. ricon. su consumi en. elet. (tep)	Rispar. ricon. su consumi gas nat. (tep)	Certificati bianchi tipo I (tep)	Certificati bianchi tipo II (tep)
11.627,38	3.630,48	11.627	3.630

Fig. 58 – Esempio di calcolo dei CB per un impianto di cogenerazione non CAR

Come si può verificare, per questa tipologia di impianti il risparmio riconosciuto sui consumi di energia elettrica risulta uguale alla somma dei risparmi riconosciuti alle produzioni frigorifera ed elettrica, presentati in Fig. 57.

La Fig. 59 mostra invece i valori ottenuti a partire dai dati di Fig. 56. Trattandosi di un impianto in regime di CAR, l'unico risparmio riconosciuto è quello sul gas naturale.

#### **RICAVO ANNUO DA VENDITA CERTIFICATI BIANCHI**

<b>Rispar. ricon. su consumi en. elet. (tep)</b>	<b>Rispar. ricon. su consumi gas nat. (tep)</b>	<b>Certificati bianchi tipo I (tep)</b>	<b>Certificati bianchi tipo II (tep)</b>
<b>0,00</b>	<b>15.933,37</b>	<b>0</b>	<b>15.933</b>

Fig. 59 – Esempio di calcolo dei CB per un impianto in regime di CAR

Qualora l'impianto sia di sola produzione termica e/o frigorifera e non ottenga incentivi dal CT, sulla base dei dati forniti i programmi calcolano il suo indice di risparmio energetico RE, mentre il valore dell'IRE è nullo. Se l'indice di risparmio calcolato risulta non inferiore al valore minimo, anche in questo caso i programmi valutano i risparmi riconosciuti per la produzione termica e/o frigorifera assegnando a questi i relativi CB, rispettivamente di tipo II e I.

Quando poi l'impianto accede al CT, sappiamo da 4.2.2.1 che i programmi azzerano il numero di tutti i CB ad esso riconosciuti, essendo alternative le due incentivazioni.

## 4.5 Ricavi annuali

I ricavi annui per un impianto di generazione sono costituiti di norma dalla vendita delle produzioni energetiche, nonché dei certificati verdi e/o bianchi eventualmente ottenuti da tali produzioni. Però i ricavi da questi ultimi sono presenti solo nel primo periodo d'esercizio dell'impianto, dal momento che le incentivazioni spettano, come abbiamo visto, per un certo numero di anni iniziali o potrebbero essere riconosciute a una produzione elettrica cumulata prefissata.

L'entità dei ricavi annuali è legata, oltre che alle produzioni dell'impianto in ciascun anno d'esercizio, anche all'andamento dei prezzi unitari di vendita delle energie e dei relativi certificati; tale andamento, per quanto detto in precedenza, è determinato in genere da leggi di mercato.

Vedremo nel prossimo capitolo come tener conto della variabilità dei ricavi annui, facendo ipotesi semplificative sull'eventuale differenziazione delle produzioni, specie nei primi anni in cui l'impianto non funziona ancora a regime, oltre che sull'andamento dei prezzi unitari delle energie e dei certificati venduti durante la sua vita produttiva.

#### 4.5.1 Calcoli eseguiti dai programmi

Per gli impianti di *sola produzione elettrica*, tutti i programmi calcolano nel foglio “*entr.*” le entrate annue dalla vendita dell’energia e degli eventuali certificati verdi associati.

I programmi *valutazioni*, qualora vengano forniti i prezzi unitari dell’energia nelle diverse fasce orarie e le produzioni mensili, dopo aver ripartite queste come si è già visto in 4.3.1.2, quantificano i ricavi, per fascia e complessivi, ottenuti dalla vendita dell’energia in ogni periodo caratteristico dell’anno, nonché i ricavi annuali in ciascuna fascia e quello globale, senza considerare il coefficiente di variazione per la produzione.

La Fig. 60 riporta un esempio di calcolo nel quale i dati sono quelli di Fig. 29 pag. 75 per i prezzi unitari e quelli di Fig. 35 pag. 91 e di Fig. 37 pag. 92 per la produzione elettrica.

Ricavo vend. En. elet. (10 <sup>3</sup> €)			Ricavo globale (10 <sup>3</sup> €)
F1	F2	F3	
0,0	0,0	0,9	0,9
13,7	2,0	1,2	16,8
0,0	0,0	1,2	1,2
97,5	14,0	8,7	120,2
137,3	19,7	12,3	169,3
336,7	48,2	30,2	415,1
325,3	59,3	30,5	415,1
0,0	0,0	5,4	5,4
67,8	20,3	7,2	95,3
0,0	0,0	7,2	7,2
471,1	159,5	51,8	682,5
15,6	6,5	1,8	23,9
0,0	0,0	8,0	8,0
435,9	198,6	65,7	700,2
451,8	188,3	53,4	693,5
190,6	64,5	21,0	276,1
0,0	0,0	6,2	6,2
217,8	65,2	23,1	306,2
238,0	52,7	23,3	313,9
176,4	32,5	16,6	225,4
0,0	0,0	0,9	0,9
64,2	9,2	5,8	79,1
9,7	1,4	0,9	12,0
0,0	0,0	0,6	0,6
20,9	3,0	1,9	25,8
0,0	0,0	1,0	1,0
6,1	0,9	0,5	7,6
<b>3.276,4</b>	<b>945,7</b>	<b>387,2</b>	<b>4.609,3</b>

Fig. 60 – Esempio di calcolo dei ricavi per fascia oraria e globali nei programmi *valutazioni*

I programmi *calcolo*, qualora vengano forniti i prezzi unitari e le produzioni mensili nelle diverse fasce orarie, quantificano i ricavi per fascia, in ogni mese e annuali, ottenuti dalla vendita dell'energia, facendo intervenire gli eventuali coefficienti di variazione della produzione elettrica in ciascuna fascia. Inoltre determinano i ricavi complessivi, mensili e annuali, come somma dei corrispondenti ricavi per fascia, in presenza di questi coefficienti di variazione; se invece non vengono forniti i coefficienti di variazione per fascia, i ricavi complessivi sono ottenuti moltiplicando la somma dei ricavi nelle fasce per l'eventuale coefficiente globale di variazione della produzione.

La Fig. 61 riporta un esempio di calcolo nel quale i dati sono quelli di Fig. 30 pag. 76, per i prezzi di vendita, e quelli di Fig. 40 pag. 94, per la produzione elettrica mensile, i cui coefficienti di variazione sono assunti tutti unitari.

<b>Ricavo Vendita Energia Elettrica</b>				<b>Ricavo mensile</b>
<b>F1</b>	<b>F2</b>	<b>F3</b>	<b>F4</b>	
10 <sup>3</sup> €	10 <sup>3</sup> €	10 <sup>3</sup> €	10 <sup>3</sup> €	10 <sup>3</sup> €
117,9	16,2	0,0	12,4	146,5
145,8	20,0	0,0	12,6	178,4
357,3	49,0	0,0	30,8	437,1
417,2	80,8	0,0	44,0	542,0
500,0	161,9	0,0	60,3	722,2
479,1	208,2	0,0	77,2	764,5
479,5	191,1	0,0	54,5	725,2
433,5	131,7	0,0	51,3	616,6
252,6	53,5	0,0	23,8	329,9
187,1	33,0	0,0	16,9	237,0
68,1	9,3	0,0	6,8	84,2
39,1	5,4	0,0	5,0	49,5
<b>3.477,3</b>	<b>960,1</b>	<b>0,0</b>	<b>395,7</b>	<b>4.833,0</b>

Fig. 61 – Esempio di calcolo dei ricavi per fascia oraria e globali nei programmi *calcolo*

Tutti i programmi, nel quadro “Ricavo annuo da vendita energia elettrica”, determinano poi il ricavo, che verrà utilizzato per le successive analisi economiche, in base al coefficiente di variazione (effettivo) della produzione.

Il quadro riporta anche la produzione annua netta  $E_{en}$ , come calcolata in 4.3.1.2, e la lorda  $E_{el}$ , calcolata da  $E_{en}$  in base al consumo percentuale degli ausiliari. Il valore così ottenuto per  $E_{el}$  è utilizzato nella verifica di congruità, citata in quel paragrafo, ed è automaticamente riportato nel foglio “*val. imp*” dei programmi *valutazioni* o “*val. imp. var*” dei programmi *calcolo*, nonché nel foglio “*usc.*”.

Quanto al ricavo determinato in questo quadro, va evidenziato che, se è fornito il *prezzo unico* di vendita  $p_{uv_e}$ , si fa sempre riferimento ad esso, anche quando sono disponibili i prezzi differenziati per fasce. Inoltre, se l'impianto non è di sola produzione elettrica, tutti i valori presenti in questo quadro sono azzerati e la sua casella per l'energia elettrica netta diventa rossa, segnalando che tale produzione non va fornita nel foglio "entr." ma in quello "entr. cog".

La Fig. 62 fa vedere i risultati ottenuti a partire dagli stessi dati di produzione della Fig. 60, quando il suo coefficiente di variazione sia unitario. Si può notare che in questo caso il ricavo annuo, da utilizzare per le analisi economiche, non coincide con quello in Fig. 60, poiché, oltre ai prezzi unitari di Fig. 29 pag. 75, è stato fornito un prezzo unico di vendita dell'energia pari a 68,00 €/MWh.

### RICAVO ANNUO DA VENDITA ENERGIA ELETTRICA

Energia elettrica lorda (GWh)	Energia elettrica netta (GWh)	Ricavi da energia elettrica (10 <sup>3</sup> €)
<b>56,859</b>	<b>54,016</b>	<b>3.673,1</b>

Fig. 62 – Esempio di calcolo finale dei ricavi annui dalla vendita dell'energia elettrica

Nel quadro "Ricavo annuo da vendita certificati verdi" dei programmi *valutazioni*, già descritto in 4.4.1.2, viene determinato il ricavo ottenuto da questi certificati, limitato ai soli anni in cui vengono emessi.

A tal fine, in base ai dati forniti dall'operatore, viene prima calcolato il *prezzo effettivo* del CV  $p_{uv_{CVef}}$  (in c€/kWh), che coincide col prezzo di vendita del CV ( $p_{uv_{CV}}$ ) solo se è stata scelta l'opzione CV di cui si è detto in 4.2.1.1. In caso contrario il valore fissato per  $p_{uv_{CV}}$  va inteso come tariffa base e il prezzo effettivo dell'incentivo (se positivo) è ottenuto, come già ricordato in 4.2, sottraendo dalla tariffa base il prezzo zonale di vendita dell'energia elettrica. Quest'ultimo, a livello annuale, è calcolato in via approssimativa come *prezzo medio di vendita*  $p_{uv_{me}}$  (in c€/kWh), a partire dai ricavi e dalle produzioni nette annue presenti nel quadro mostrato in Fig. 62.

Nella Fig. 63, alla pagina seguente, è mostrato un esempio di calcolo che fa riferimento alla produzione elettrica, con diritto a tali certificati, di Fig. 52 pag. 112 e al valore unitario del CV preso di nuovo da Fig. 29. Come si può verificare, il prezzo effettivo del CV coincide in tal caso col suo prezzo di vendita, avendo indicato *si* nella casella per la scelta dell'opzione.

Il ricavo annuo dai CV è poi automaticamente riportato nel foglio "val. imp" e in quello collegato "val. imp. var".

**RICAVO ANNUO DA VENDITA CERTIFICATI VERDI**  
(LIMITATO AI SOLI ANNI DI EMISSIONE)

En. elettr. netta da fonti rinnov. (GWh)	En. elettr. netta da comb. comm. (GWh)	En. elettrica con certificato verde (GWh)	Ricavi da certificati verdi (10 <sup>3</sup> €)
<b>18,781</b>	<b>35,236</b>	<b>34,985</b>	<b>3.778,4</b>

Fig. 63 – Calcolo dei ricavi annui dai certificati verdi nei programmi *valutazioni*

Nei programmi *calcolo*, i ricavi dalle singole incentivazioni sono ottenuti nel quadro riepilogativo “Ricavo annuo da incentivazioni alla produzione elettrica con fonti rinnovabili” a partire dai prezzi effettivi dei diversi CV, come nel caso precedente. Pertanto anche questi programmi determinano il prezzo medio di vendita dell’energia elettrica  $p_{uv\_me}$  e lo sottraggono dal prezzo fornito per ciascun CV, se non è stata scelta la relativa opzione; il valore risultante, azzerato se negativo, è il corrispondente prezzo effettivo.

I ricavi ottenuti per le singole incentivazioni sono poi automaticamente riportati nel foglio “*val. imp. var*”.

In Fig. 64 i prezzi effettivi dei diversi CV sono determinati facendo riferimento ai ricavi dalla vendita della stessa produzione elettrica di Fig. 61 pag. 124 e ai prezzi unitari di Fig. 30 pag. 76; il confronto con i corrispondenti prezzi unitari evidenzia che, in tal caso, per nessuno dei tre CV è stata scelta l’opzione.

prezzo medio vendita energia elettrica $p_{uv\_me}$	8,95	c€/kWh
prezzo effettivo CV da comb. rinnov. $p_{uv_{CV\ cr\ ef}}$	14,05	c€/kWh
prezzo effettivo certificato verde 1 $p_{uv_{CV\ 1\ ef}}$	1,85	c€/kWh
prezzo effettivo certificato verde 2 $p_{uv_{CV\ 2\ ef}}$	1,85	c€/kWh

Fig. 64 – Prezzi effettivi dei CV nei programmi *calcolo*

L’esempio della successiva Fig. 65 si riferisce alle produzioni rinnovabili di Fig. 54 pag. 113 e mantiene per i diversi CV i prezzi unitari di vendita di Fig. 30; ora però questi coincidono con i loro prezzi effettivi, avendo scelto per tutti l’opzione dell’incentivazione mediante i CV.

**RICAVO ANNUO DA INCENTIVAZIONI ALLA  
PRODUZIONE ELETTRICA CON FONTI RINNOVABILI  
( LIMITATO ALLA LORO DURATA )**

En. el. netta da fonti rinn. (GWh)	En. netta da comb. comm. (GWh)	Energia elettrica con diritto a CV			Ricavi annui		
		comb. rinn. (GWh)	1 <sup>a</sup> fonte rin. (GWh)	2 <sup>a</sup> fonte rin. (GWh)	da comb. rin. (10 <sup>3</sup> €)	da 1 <sup>a</sup> fonte (10 <sup>3</sup> €)	da 2 <sup>a</sup> fonte (10 <sup>3</sup> €)
<b>13,196</b>	<b>40,822</b>	<b>8,569</b>	<b>1,058</b>	<b>5,640</b>	<b>1.970,9</b>	<b>114,3</b>	<b>609,1</b>

Fig. 65 – Calcolo dei ricavi annui dalle incentivazioni nei programmi *calcolo*

Per gli impianti di sola *produzione termica o combinata*, tutti i programmi calcolano nel foglio “*entr. cog*” le entrate annue dalla vendita delle produzioni energetiche e degli eventuali certificati bianchi associati, nonché il prezzo medio di vendita dell’energia elettrica  $p_{uv_{me}}$ . Qualora poi l’impianto sia combinato e produca anche energia elettrica da fonti rinnovabili, i ricavi annui dalla vendita dei relativi certificati verdi sono calcolati nel foglio “*entr.*”, con le stesse modalità viste sopra.

I programmi *valutazioni*, se sono note le produzioni termiche e/o frigorifere mensili, dopo averle ripartite come si è già visto in 4.3.2.2, quantificano i relativi ricavi in ciascun periodo caratteristico e quelli annuali, una volta fissati i prezzi unitari di vendita. Inoltre, se per l’energia elettrica si conoscono i prezzi di vendita nelle diverse fasce orarie e le produzioni mensili, dopo averle ripartite, determinano i ricavi, per fascia e complessivi, in ciascun periodo caratteristico dell’anno, nonché i ricavi annuali in ciascuna fascia e quello globale annuo.

Nei suddetti calcoli non intervengono i coefficienti di variazione per le produzioni energetiche.

Invece i programmi *calcolo*, se sono note le produzioni termiche e/o frigorifere mensili, quantificano i relativi ricavi in ogni mese e annuali, una volta fissati i prezzi unitari di vendita, facendo intervenire i coefficienti di variazione per queste produzioni.

Quanto all’energia elettrica, se si conoscono i suoi prezzi di vendita e le produzioni mensili nelle diverse fasce orarie, determinano i ricavi, mensili e annuali, ottenuti per ognuna di esse, tenendo conto degli eventuali coefficienti di variazione della produzione in ciascuna fascia. Inoltre determinano i ricavi complessivi, mensili e annuali, come somma dei corrispondenti ricavi nelle fasce, in presenza di questi coefficienti di variazione; altrimenti i ricavi complessivi sono ottenuti moltiplicando la somma dei ricavi nelle fasce per l’eventuale coefficiente globale di variazione della produzione.

Ad esempio, utilizzando i prezzi unitari delle Fig. 28 pag. 67 e Fig. 29 pag. 75 e le produzioni energetiche di Fig. 43 pag. 99 e di Fig. 45 pag. 101, i programmi *valutazioni* calcolano i ricavi della prossima Fig. 66.



Ricavo vend. En. elet. (10 <sup>3</sup> €)			Ricavi globali (10 <sup>3</sup> €)		
F1	F2	F3	En. elettr.	En. term.	En. frigor.
0,0	0,0	0,9	0,9	1,9	0,0
13,7	2,0	1,2	16,8	17,7	0,0
0,0	0,0	1,2	1,2	2,5	0,0
97,5	14,0	8,7	120,2	126,7	0,0
141,0	20,2	12,6	173,8	133,4	0,0
336,7	48,2	30,2	415,1	148,4	0,0
325,4	59,3	30,5	415,1	111,3	0,0
0,0	0,0	5,4	5,4	2,8	0,0
67,8	20,3	7,2	95,3	26,2	0,0
0,0	0,0	7,2	7,2	0,9	0,0
471,1	159,5	51,8	682,4	46,0	0,0
15,6	6,5	1,8	23,9	1,2	0,0
0,0	0,0	8,0	8,0	0,7	0,0
435,8	198,6	65,7	700,2	34,5	0,0
451,9	188,3	53,4	693,5	22,7	0,0
190,6	64,5	21,0	276,1	14,9	0,0
0,0	0,0	6,2	6,2	0,6	0,0
217,9	65,2	23,1	306,2	16,4	0,0
238,0	52,7	23,3	313,9	58,4	0,0
176,3	32,5	16,6	225,4	92,7	0,0
0,0	0,0	0,9	0,9	3,1	0,0
64,2	9,2	5,8	79,1	143,4	0,0
9,7	1,4	0,9	12,0	45,4	0,0
0,0	0,0	0,6	0,6	4,6	0,0
20,9	3,0	1,9	25,8	97,8	0,0
0,0	0,0	1,0	1,0	7,6	0,0
6,1	0,9	0,5	7,5	28,6	0,0
<b>3.280,1</b>	<b>946,2</b>	<b>387,5</b>	<b>4.613,8</b>	<b>1.190,7</b>	<b>0,0</b>

Fig. 66 – Calcolo dei ricavi dalla vendita di produzioni energetiche nei programmi *valutazioni*

Da sottolineare che in essa sono azzerati i ricavi dalla vendita dell'energia frigorifera, calcolati nei vari periodi caratteristici, non essendo stata fornita la sua produzione mensile.

Nel quadro "Ricavo annuo da vendita produzione energetica" di tutti i programmi vengono poi determinati i ricavi annui, dalla vendita dei vari tipi di energia, che verranno utilizzati per le successive analisi economiche, in base al coefficiente di variazione per ciascuna produzione (effettivo per quella elettrica).

Anche ora, se per l'energia elettrica viene fornito il prezzo medio unitario di vendita, il ricavo annuo è ottenuto facendo riferimento ad esso, pure in presenza di prezzi differenziati per fasce. Pertanto, nell'attuale versione dei programmi *calcolo*, solo in tal caso questo ricavo differisce rispetto a quanto calcolato in precedenza, qualora siano fornite

dall'operatore le produzioni mensili; invece nei programmi *valutazioni* i due ricavi calcolati differiscono, oltre che in questa circostanza, anche quando il coefficiente di variazione per la produzione elettrica non è unitario.

In Fig. 67 sono mostrati i risultati ottenuti per gli stessi dati di Fig. 66, assumendo unitari i coefficienti di variazione per tutte le produzioni.

**RICAVO ANNUO DA VENDITA  
PRODUZIONE ENERGETICA**

Ricavi da energia elettrica (10 <sup>3</sup> €)	Ricavi da energia termica (10 <sup>3</sup> €)	Ricavi da en. frigorifera (10 <sup>3</sup> €)
<b>4.613,8</b>	<b>1.190,7</b>	<b>519,6</b>

Fig. 67 – Calcolo finale dei ricavi annui dalla vendita delle produzioni energetiche

Si può constatare che il ricavo dalla vendita dell'energia elettrica coincide con quello di Fig. 66 poiché non è stato fornito un prezzo unitario medio di vendita, oltre a quelli differenziati per fasce orarie. Inoltre il ricavo per l'energia frigorifera è ottenuto direttamente dalla produzione annuale di Fig. 43.

Nel quadro "Ricavo annuo da vendita certificati bianchi" viene determinato il ricavo, limitato ai soli anni di emissione, conseguibile dalla cessione di questi certificati, se l'impianto non usufruisce dell'incentivazione tramite il conto termico. Il valore ottenuto è automaticamente riportato nei fogli "val. imp" e "val. imp. var" dei programmi *valutazioni* e nel foglio "val. imp. var" dei programmi *calcolo*.

La Fig. 68 mostra un esempio di calcolo, ottenuto dai programmi *valutazioni* facendo riferimento ai valori unitari dei CB di Fig. 32 pag. 85 e ai certificati bianchi riconosciuti di Fig. 58 pag. 121.

**RICAVO ANNUO DA VENDITA CERTIFICATI BIANCHI  
(LIMITATO AI SOLI ANNI DI EMISSIONE)**

Rispar. ricon. su consumi en. elet. (tep)	Rispar. ricon. su consumi gas nat. (tep)	Certificati bianchi tipo I (tep)	Certificati bianchi tipo II (tep)	Ricavi da certificati bianchi (10 <sup>3</sup> €)
<b>11.627,38</b>	<b>3.630,48</b>	<b>11.627</b>	<b>3.630</b>	<b>1.068,0</b>

Fig. 68 – Esempio di calcolo dei ricavi dalla vendita dei certificati bianchi per un impianto di cogenerazione

Poiché in questo esempio c'è anche una parziale produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, come si può vedere dai dati di partenza di Fig. 55 a pag. 119, nel foglio "entr." sono determinati i ricavi annui dalla vendita dei certificati verdi per tale produzione riportati in Fig. 69, dove è stata scelta l'opzione per l'incentivazione mediante i CV col valore unitario di Fig. 29 a pag. 75.

**RICAVO ANNUO DA VENDITA CERTIFICATI VERDI**  
(LIMITATO AI SOLI ANNI DI EMISSIONE)

En. elettr. netta da fonti rinnov. (GWh)	En. elettr. netta da comb. comm. (GWh)	En. elettrica con certificato verde (GWh)	Ricavi da certificati verdi (10 <sup>3</sup> €)
<b>0,000</b>	<b>0,000</b>	<b>4,589</b>	<b>495,6</b>

Fig. 69 – Calcolo dei ricavi dalla vendita dei certificati verdi per la produzione elettrica da fonti rinnovabili di un impianto di cogenerazione

Indipendentemente poi dalla tipologia dell'impianto, nei fogli duplicati "Ricavi" di tutti i programmi si trova il riepilogo dei singoli ricavi (tranne l'incentivo da CT), ciascuno moltiplicato per il corrispondente coefficiente di variazione di cui si dirà tra breve, e la ripartizione grafica del ricavo annuo complessivo fra le diverse voci. Riguardo all'energia elettrica, se la sua vendita effettiva avviene per fasce orarie, è pure riportato il ricavo annuo derivante da ciascuna fascia e il grafico della sua ripartizione percentuale.

I grafici di Fig. 70 e Fig. 71 sono quelli ottenuti dal programma *valutazioni* a partire dai ricavi per le produzioni energetiche di Fig. 66 e Fig. 67, nonché dai ricavi per i certificati di Fig. 68 e Fig. 69, avendo fissato coefficienti di variazione unitari per tutti i ricavi annui.

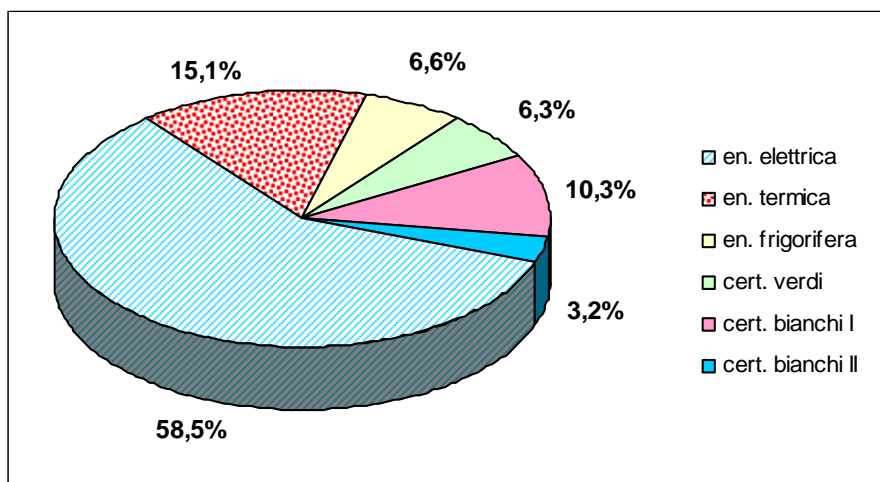


Fig. 70 – Ripartizione percentuale dei ricavi annui

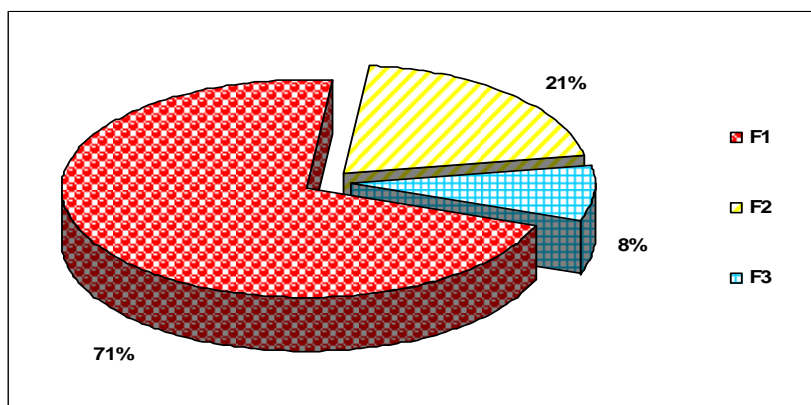


Fig. 71 – Ripartizione per fasce orarie del ricavo annuo da vendita dell'energia elettrica

#### 4.6 Coefficienti per le produzioni e le analisi parametriche

In tutti i programmi, quando per un impianto di generazione esistono margini d'incertezza sulle produzioni, i ricavi, i costi di costruzione e d'esercizio, è possibile variare le singole voci mediante opportuni coefficienti moltiplicativi, presenti negli elenchi "Coefficienti per le produzioni" e "Coefficienti per analisi parametriche" più volte ricordati.

I valori per le voci relative al periodo d'esercizio, una volta inseriti dall'operatore, rimangono gli stessi per tutti gli anni di funzionamento previsti.

I coefficienti per le produzioni, di norma pari ad 1, possono essere variati *tra 0,5 e 2* solo nel foglio "val. imp" dei programmi *valutazioni* e "val. imp. var" dei programmi *calcolo*, dal momento che le produzioni energetiche devono essere stabilite in modo univoco. I valori di questi coefficienti sono tutti automaticamente riportati nel foglio "entr. cog", mentre quelli relativi alla produzione elettrica (che si riducono ad uno solo nei programmi *valutazioni*) sono riportati anche nel foglio "entr. ".

In Fig. 72 si può vedere l'elenco presente nel foglio "val. imp. var" dei programmi *calcolo*, dove è consentito variare la produzione elettrica anche in ciascuna fascia.

Coefficienti per le produzioni

energia elettrica fascia F1	1,60
energia elettrica fascia F2	1,30
energia elettrica fascia F3	1,00
energia elettrica fascia F4	0,70
energia elettrica	2,00
energia termica	1,00
energia frigorifera	1,00

Fig. 72 – Tabella dei coefficienti per le produzioni energetiche

Qualora sia fornita la *produzione elettrica* mensile, dal momento che in questi programmi può essere variata contemporaneamente la produzione globale e quella delle fasce orarie, essi trascurano in tal caso il *coefficiente globale* e, nei fogli “*entr.*” od “*entr. cog*”, lo riportano scritto in *rosso*, se *non* risulta *coerente* con i coefficienti forniti per le fasce. A tal fine nei suddetti fogli è anche calcolato il *coefficiente effettivo* di variazione della produzione elettrica, facendo la media pesata, con le rispettive produzioni, dei coefficienti per le singole fasce.

L'esempio di Fig. 73 è relativo ai coefficienti di Fig. 72 e alle produzioni elettriche mensili di Fig. 40 a pag. 94; in questo caso il valore fornito per il coefficiente di variazione globale è riportato in rosso poiché diverso dal coefficiente effettivo ottenuto in base ai coefficienti forniti per le fasce orarie.

coefficiente produzione energia elettrica	2,00
coefficiente produzione en. elettrica effettivo	1,39

Fig. 73 – Coefficiente riportato e calcolato per la produzione elettrica

Come già anticipato in 3.3.2, quando l'impianto è di sola produzione elettrica i programmi adeguano automaticamente le entrate e le uscite operative annue, al variare del coefficiente moltiplicativo, fissato o effettivo, per tale produzione. In particolare, nel foglio “*usc.*” i consumi annui dei combustibili risultano proporzionali al valore del coefficiente, ipotizzando che il contributo percentuale e il rendimento elettrico lordo dei combustibili rimangano costanti.

Se invece l'impianto è di produzione termica o combinata, le entrate operative tengono conto dei valori fissati nel quadro “Coefficienti per le produzioni” tranne, come si è fatto notare al termine di 4.4, per i CB riconosciuti alla cogenerazione ad alto rendimento. Ora però i consumi annui dei combustibili vanno forniti direttamente dall'operatore nel foglio “*entr. cog*”, con le modalità viste in 3.3.1, e i programmi possono solo fare un controllo della loro congruità; per questo motivo, nel suddetto quadro dei coefficienti, in corrispondenza di ciascuna produzione c'è una nota che invita ad accertare tale congruità.

Negli stessi fogli (“*val. imp*” dei programmi *valutazioni* e “*val. imp. var*” dei programmi *calcolo*) si trova l'elenco “Coefficienti per analisi parametriche”, comprendente anche le voci del costo di costruzione. Questo elenco si trova pure nei rispettivi fogli duplicati “*val. imp. var*” e “*val. imp. am. ant*”, dove però possono essere variate le sole voci riguardanti l'esercizio.

Il valore dei coefficienti di variazione per le voci riportate è di norma pari ad 1 e l'operatore può variarlo *tra 0,5 e 5*, quando vuole analizzare l'incidenza di una singola voce sui risultati dell'analisi economica (esclusa l'entrata dovuta all'incentivo dal conto termico che rimane fissa). Limitatamente alle sole voci di entrata ed uscita durante l'esercizio dell'impianto, i coefficienti di variazione presenti nel foglio “*val. imp*” sono automaticamente riportati nel foglio “*flus. cas*”, quelli nel foglio “*val. imp. var*” sono riportati in “*flus. cas. var*” e quelli nel foglio “*val. imp. am. ant*” sono riportati in “*amm. ant*”.

La Fig. 74 mostra l'elenco presente nel foglio "val. imp" dei programmi *valutazioni*.

#### Coefficienti per analisi parametriche

Variazione ricavo energia elettrica	1,00
Variazione ricavo energia termica	1,00
Variazione ricavo energia frigorifera	1,00
Variazione ricavo certificati verdi	1,00
Variazione ricavo certific. bianchi I	1,00
Variazione ricavo certific. bianchi II	1,00
Variazione costo esercizio e manut.	1,00
Variazione costo combustibili	1,00
Variazione costo esternalità	1,00
Variazione 1 <sup>a</sup> voce costo costruz.	1,00
Variazione 2 <sup>a</sup> voce costo costruz.	1,00
Variazione 3 <sup>a</sup> voce costo costruz.	1,00
Variazione 4 <sup>a</sup> voce costo costruz.	1,00

frazione max en. elettrica da comb. comm. $f_{co_{max}}$	0,25
----------------------------------------------------------	------

Fig. 74 – Tabella dei coefficienti per le analisi parametriche

Va tenuto presente al riguardo che, nei programmi, il calcolo del prezzo unitario medio di vendita dell'energia elettrica e del prezzo effettivo dei CV, trattato in 4.5.1, non tiene conto dei coefficienti di variazione fissati per il ricavo derivante sia dall'energia elettrica che dai certificati verdi. Questo perché i prezzi unitari suddetti devono essere univoci e non lo sarebbero più se dipendessero da tali coefficienti, che come sappiamo possono essere variati in modo indipendente nel foglio "val. imp. var" e nel rispettivo duplicato. Pertanto, qualora i coefficienti di variazione per questi due ricavi siano diversi e il ricavo ottenuto dai CV dipenda dal loro prezzo effettivo, l'operatore dovrebbe variare in modo opportuno, nel foglio "entr.", il prezzo unitario di vendita di questi certificati.

Si ricorda inoltre che i grafici ottenuti dai programmi, riguardanti le produzioni, i ricavi e i costi operativi annui dell'impianto variano al variare dei coefficienti moltiplicativi per le diverse voci. Pertanto, nei programmi *valutazioni*, i fogli "Prod.", "Ricavi" e "Costi" tengono conto dei valori forniti per questi coefficienti nel foglio collegato "val. imp", mentre i fogli duplicati "Ricavi. t.v." e "Costi. t.v." tengono conto di quelli forniti nel foglio "val. imp. var". Invece, nei programmi *calcolo*, i fogli "Prod.", "Ricavi" e "Costi" tengono conto dei valori forniti per i coefficienti nel foglio "val. imp. var", mentre i duplicati "Ricavi. a.a." e "Costi. a.a." tengono conto di quelli forniti nel foglio collegato "val. imp. am. ant".

Anche i grafici per il costo di costruzione dell'impianto, ottenuti nel foglio "*Costo imp*" dei programmi, tengono conto dei valori numerici forniti per i coefficienti di variazione delle sue voci principali.

I fogli "*Prod.*" e "*Costo imp*" non hanno il duplicato poiché, come detto, i coefficienti di variazione per le produzioni e le voci del costo di costruzione sono presenti solo nel foglio "*val. imp*" dei programmi *valutazioni* e nel "*val. imp. var*" dei programmi *calcolo*.

L'elenco di Fig. 74 comprende, oltre ai coefficienti per le analisi parametriche, anche la frazione massima ammessa per la produzione elettrica da combustibili commerciali, già trattata in 4.4.1.1; tale valore è fissato dalla normativa, ma, come anticipato in 4.2.1, è stato ugualmente inserito per consentire analisi parametriche in cui l'operatore può valutare la sua incidenza sul risultato economico finale.

## 4.7 Riferimenti

- [13] Del. 181/06 dell’Autorità per l’Energia – “Aggiornamento delle fasce orarie con decorrenza 1° gennaio 2007” – G.U. n° 211 del 11-9-2006.
- [14] Del. EEN 9/10 dell’Autorità per l’Energia – “Approvazione di tre nuove schede tecniche per la quantificazione dei risparmi energetici relativi all’installazione di sistemi centralizzati per la climatizzazione invernale e/o estiva di edifici ad uso civile, all’applicazione nel settore civile di piccoli sistemi di cogenerazione per la climatizzazione invernale ed estiva degli ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria e all’applicazione nel settore civile di sistemi di teleriscaldamento per la climatizzazione ambienti e la produzione di acqua calda sanitaria (nell’ambito dei D.D. M.M. 20 luglio 2004 e successive modifiche e integrazioni)” – pubblicata sul sito dell’Autorità in data 15-4-2010.
- [15] D. Lgs. 79/99 – “Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica” – G.U. n° 75 del 31-3-1999.
- [16] D. Lgs. 164/00 – “Attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell’art. 41 della L. 144/99” – G.U. n° 142 del 23-5-2000.
- [17] L. 239/04 – “Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia” – G.U. n° 215 del 13-9-2004.
- [18] D. Lgs. 20/07 – “Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell’energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE” – G.U. n° 54 del 6-3-2007.
- [19] D. Lgs. 28/11 – “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” – S.O.G.U. n° 71 del 28-3-2011.
- [20] D.M. 6-7-2012 – “Attuazione dell’art. 24 del D. Lgs. 28/11, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici” – S.O.G.U. n° 159 del 10-7-2012.
- [21] D.M. 18-12-2008 – “Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell’art. 2, comma 150, della L. 244/07” – G.U. n° 1 del 2-1-2009.
- [22] L. 244/07 – “Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008)”. Testo corredato delle relative note. – S.O.G.U. n° 10 del 12-1-2008.



- [23] Provvedimento CIP 6/92 del 29-4-1992 – “Prezzi dell’energia elettrica relativi a cessione, vettoriamento e produzione per conto dell’Enel, parametri relativi allo scambio e condizioni tecniche generali per l’assimilabilità a fonte rinnovabile” – G. U. n° 109 del 12-5-1992.
- [24] D.M. 5-7-2012 – “Attuazione dell’art. 25 del D. Lgs. 28/11, recante incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici (c.d. Quinto Conto Energia)” – S.O.G.U. n° 159 del 10-7-2012.
- [25] D.M. 11-4-2008 – “Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici” – G.U. n° 101 del 30-4-2008.
- [26] D.M. 6-11-2014 – “Rimodulazione degli incentivi per la produzione di elettricità da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico spettanti ai soggetti che aderiscono all’opzione di cui all’art. 1, comma 3, del D.L. 145/13, convertito con modificazioni in L. 9/14” – G.U. n° 268 del 18-11-2014.
- [27] D.M. 17-10-2014 – “Modalità per la rimodulazione delle tariffe incentivanti per l’energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici, in attuazione dell’art. 26, comma 3, lett. b) del D.L. 91/14, convertito, con modificazioni, dalla L. 116/14” – G.U. n° 248 del 24-10-2014.
- [28] D.M. 20-7-2004 – “Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l’incremento dell’efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell’art. 9, comma 1, del D. Lgs. 79/99” – G.U. n° 205 dell’1-9-2004.
- [29] D.M. 20-7-2004 – “Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all’art. 16, comma 4, del D. Lgs. 164/00” – G.U. n° 205 dell’1-9-2004.
- [30] D.M. 21-12-2007 – “Revisione e aggiornamento dei D.D. M.M. 20-7-2004, concernenti l’incremento dell’efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili” – G.U. n° 300 del 28-12-2007.
- [31] D.M. 28-12-2012 – “Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell’energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi” – G.U. n° 1 del 2-1-2013.
- [32] D. Lgs. 102/14 – “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” – G.U. n° 165 del 18-7-2014.
- [33] D. Lgs. 115/08 – “Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all’efficienza degli usi finali dell’energia e i servizi energetici” – G.U. n° 154 del 3-7-2008.
- [34] Del. 98/06 dell’Autorità per l’Energia – “Criteri e modalità per la verifica di conseguimento degli obiettivi specifici di risparmio energetico in capo ai distributori obbligati, ai sensi dei D.D. M.M. 20-7-2004 e direttive alla società Gestore del mercato elettrico S.p.a., in materia di emissione e annullamento dei titoli di efficienza energetica” – G.U. n° 149 del 29-6-2006.

- [35] Del. 13/14/R/EFR dell'Autorità per l'Energia – “Definizione del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori soggetti agli obblighi in materia di titoli di efficienza energetica a decorrere dall'anno d'obbligo 2013” – pubblicata sul sito dell'Autorità in data 24-1-2014.
- [36] D.M. 28-12-2012 – “Incentivazione della produzione di energia termica da fonti rinnovabili ed interventi di efficienza energetica di piccole dimensioni” – G.U. n° 1 del 2-1-2013.
- [37] Del. 53/13/R/EFR dell'Autorità per l'Energia – “Prime misure urgenti di aggiornamento del mercato e delle transazioni bilaterali dei titoli di efficienza energetica (CB) in coerenza con il disposto del D.M. 28-12-2012. Istituzione di un sistema di monitoraggio dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas sul mercato dei titoli” – pubblicata sul sito dell'Autorità in data 15-2-2013.
- [38] Del. 107/14/R/EFR dell'Autorità per l'Energia – “Modalità di applicazione del meccanismo dei titoli di efficienza energetica nel caso dei grandi progetti nonché definizione e modalità di riconoscimento del valore costante per i medesimi titoli” – pubblicata sul sito dell'Autorità in data 14-3-2014.
- [39] L. 99/09 – “Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia” – G.U. n° 176 del 31-7-2009.
- [40] D.M. 5-9-2011 – “Definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento” – G.U. n° 218 del 19-9-2011.
- [41] Del. 203/12/R/EFR dell'Autorità per l'Energia – “Adeguamento delle regole del mercato dei titoli di efficienza energetica e del regolamento delle transazioni bilaterali” – pubblicata sul sito dell'Autorità in data 21-5-2012.
- [42] Del. 111/06 dell'Autorità per l'Energia – “Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli artt. 3 e 5 del D. Lgs. 79/99” – S.O.G.U. n° 153 del 4-7-2006.
- [43] Del. 42/02 dell'Autorità per l'Energia – “Condizioni per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione ai sensi dell'art. 2, comma 8, del D. Lgs. 79/99” – G.U. n° 79 del 4-4-2002.
- [44] MSE – “Linee guida per l'applicazione del D.M. 5-9-2011 – Cogenerazione ad Alto Rendimento (CAR)” Revisione Marzo 2012.
- [45] Del. 296/05 dell'Autorità per l'Energia – “Aggiornamento dei parametri di riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione, ai sensi dell'art. 3, comma 3.1, della Del. 42/02” – G.U. n° 26 dell'1-2-2006.



## 5 Analisi economica dell'impianto

L'analisi economica di un impianto energetico già costruito o di uno proposto, la cui realizzazione è legata ai risultati ottenuti da uno studio di fattibilità, nonché il confronto economico fra diverse soluzioni realizzative alternative, richiedono di riportare tutti i costi e i ricavi, che si hanno durante l'arco della vita di ciascuna tipologia d'impianto, dalla data in cui si verificano ad una certa data presa come riferimento. Così facendo, le entrate e le uscite previste per una o più proposte alternative vengono considerate su una base equivalente e possono essere confrontate, per stabilire se una soluzione è valida dal punto di vista economico o per scegliere tra più soluzioni quella che risulta più conveniente [3][46].

In tal modo si tiene conto degli oneri economici legati allo sfasamento temporale esistente tra le spese sostenute durante la costruzione e le entrate nette annuali derivanti dalla vendita dei prodotti durante il funzionamento dell'impianto. Ciò è dovuto al fatto che il valore reale di una certa somma di danaro non è costante nel tempo, ma tende a diminuire (generalmente) al trascorrere di questo; così il prezzo d'acquisto di un bene, che mantiene inalterato il suo valore, tende ad aumentare nel tempo<sup>8)</sup>. Pertanto il *potere d'acquisto* del danaro è legato al momento in cui è possibile averlo a disposizione.

Inoltre, dovendo acquistare un bene o avviare una nuova attività, se non si ha la disponibilità del danaro necessario, questo deve essere chiesto in prestito sul mercato dei capitali; ciò comporta inevitabilmente un costo, poiché al momento della sua restituzione si dovranno pagare anche gli interessi nel frattempo maturati.

Nel considerare il *costo annuo del danaro*, conviene distinguere tra costo nominale e reale. Il costo, o *tasso di sconto, nominale*  $R$  del danaro rappresenta il tasso d'interesse annuo che viene mediamente richiesto per ottenerlo, mentre il suo costo, o *tasso di sconto, reale*  $r$  rappresenta l'effettivo tasso d'interesse annuo ottenuto mediamente da chi mette a disposizione il danaro, una volta depurato l'effetto dell'aumento generale dei prezzi dovuto al *tasso d'inflazione annuo*  $f$ <sup>9)</sup>. Tra questi tre tassi introdotti vale la relazione [47][48][49]:

$$41) \quad (1 + R) = (1 + r) \cdot (1 + f) \quad ,$$

---

<sup>8)</sup> Ciò è quanto avviene di norma, ma possono crearsi particolari circostanze in cui si verifica una diminuzione generalizzata dei prezzi d'acquisto dei beni nel tempo. Questa condizione economica particolarmente critica, durante la quale conviene rimandare ogni spesa poiché il valore del danaro nel frattempo aumenta, è detta *deflazione*. È evidente che in tal caso viene a perdere di significato l'analisi economica per verificare la redditività di un impianto; pertanto nei programmi si ipotizza tacitamente di non essere in condizione di deflazione.

<sup>9)</sup> Il tasso d'inflazione annuo rappresenta il tasso d'incremento medio nazionale, su base annuale, dei prezzi al consumo. Viene calcolato dall'ISTAT rilevando periodicamente l'andamento dei prezzi, nelle *città campione*, per un prefissato paniere di beni e servizi, rappresentativo dei consumi della collettività nazionale. Così il tasso d'inflazione  $f$  è il risultato di *due* distinte *operazioni di media pesata*: la prima calcola il tasso d'inflazione medio annuo in ogni città campione, a partire dalle variazioni di prezzo registrate in questa per ciascuna voce del paniere; la seconda calcola il tasso medio annuo nazionale da quelli delle città campione.

Quindi il tasso d'inflazione annuo fornito dall'ISTAT è un indice rappresentativo, su scala nazionale, della *perdita media* del *potere d'acquisto* subito dal danaro durante tale anno. È evidente che il tasso d'inflazione può variare da un anno all'altro; inoltre, mentre per ogni anno passato il suo valore è noto e reperibile (*tassi effettivi*), per gli anni futuri si può solo ipotizzare il suo andamento, estrapolandolo da quello noto degli ultimi anni (*tassi previsti*).

mentre quella per i corrispondenti valori percentuali è:

$$42) \quad (100 + R\%) = (100 + r\%) \cdot (100 + f\%) / 100 \quad .$$

Se invece si ha la disponibilità del danaro, si cerca di investirlo su un bene o una nuova attività che assicuri un rendimento annuo non inferiore a quello ottenuto dall'acquisto di titoli di Stato o dal suo deposito in banca (detto anche *tasso di opportunità* [50]). In tal caso quindi il valore del danaro nel tempo dipende dalla remunerazione minima che si vuole garantire al proprio capitale.

Anche ora conviene distinguere tra *tasso di remunerazione nominale*  $D$  e *reale*  $d$  del capitale investito, tra i quali intercorrono relazioni analoghe alle 41) e 42).

La scelta della modalità con la quale viene reso disponibile il danaro, richiesto per la costruzione di un impianto di produzione energetica, è importante ai fini dell'analisi economica. Essa influisce non solo sul tasso da assegnare per compensare la riduzione di valore e garantire una remunerazione del danaro, ma comporta anche una diversa modalità di tassazione dei ricavi e un diverso andamento temporale delle entrate e delle uscite nei primi anni d'esercizio dell'impianto, che, come si vedrà, hanno un maggior peso sul risultato economico finale.

Pertanto in questo capitolo sono prima trattate le diverse modalità, previste dai soli programmi *calcolo*, con le quali può essere reperito il danaro inizialmente richiesto. Vengono quindi descritti gli algoritmi, propri della matematica finanziaria, utilizzati da tutti i programmi per giungere ad una valutazione economica, a diversi livelli di dettaglio, dell'iniziativa proposta o già realizzata. Infine si fa vedere come i programmi calcolano i costi unitari per la produzione energetica di un impianto.

## 5.1 Modalità di copertura per il costo di costruzione dell'impianto

Il danaro richiesto per la costruzione di un impianto, una volta scorporato dall'intero costo l'eventuale contributo a fondo perduto, può essere procurato attingendo a diverse fonti riconducibili a due sole categorie:

- capitale proprio;
- capitale preso in prestito.

Per il titolare dell'impianto (imprenditore), nel primo caso si tratta di un *investimento*, che comporta un esborso iniziale per conseguire degli introiti negli anni successivi, mentre nel secondo si tratta di un *finanziamento*, che comporta un introito iniziale a fronte di esborsi negli anni successivi. Ovviamente, qualora si ricorra ad un prestito, i flussi di danaro per chi mette a disposizione il capitale iniziale sono di segno opposto, rispetto a quelli visti dal titolare dell'impianto, dal momento che per il primo si tratta di un investimento.

Dal punto di vista economico la differenza tra le due modalità di procurarsi il capitale iniziale è sostanziale, tanto da poter modificare, in particolari situazioni, il giudizio sulla

convenienza a realizzare un impianto. Infatti, quando si ricorre al capitale proprio occorre garantire a questo un *tasso di rendimento* superiore a quello *minimo* considerato *remunerativo*, mentre se si ricorre al prestito il suo *tasso d'interesse* deve essere inferiore a quello *massimo ammissibile* per un finanziamento, detto anche *tasso barriera* [49]. I valori di questi due tassi variano da caso a caso e possono differire tra loro anche in modo sensibile, col primo che di solito è maggiore del secondo.

Per l'investitore che mette a disposizione il capitale, il tasso minimo remunerativo è quello che gli permette di compensare tutte le spese derivanti da tale operazione nonché il rischio percepito di perdere, almeno in parte, il capitale, in caso di insolvenza dell'imprenditore debitore, e gli garantisce al tempo stesso un profitto ragionevole. Se l'analisi economica mostra che, a tale tasso, il finanziamento per la costruzione di un impianto non risulta conveniente, l'investitore deve cercare un diverso investimento e può sempre optare per uno di quelli, disponibili sul mercato, che presentano un basso livello di rischio e garantiscono un tasso di reddito minimo (*tasso di opportunità*). È evidente che altri tipi di investimenti disponibili, con livello di rischio più elevato, devono garantirgli un tasso superiore a quello d'opportunità e crescente all'aumentare del rischio.

Quando poi il tasso richiesto per il prestito è inferiore a quello massimo ammissibile per la convenienza economica, la realizzazione dell'iniziativa risulta vantaggiosa sia per il fornitore del capitale sia per l'imprenditore, che può costruire l'impianto, dal quale otterrà un profitto, pur non avendo a disposizione tutto il danaro inizialmente richiesto.

Per l'imprenditore che investe il proprio capitale, il tasso minimo remunerativo è invece quello che gli permette di compensare il rischio percepito di fallimento dell'iniziativa da intraprendere e gli consente anche di trarre da essa un profitto ragionevole. Se per tale tasso la costruzione di un impianto non risulta conveniente, l'imprenditore può valutare la possibilità di realizzare un'iniziativa alternativa o decidere di tenere a disposizione il capitale per iniziative future, investendolo nel breve termine sul mercato, in attività a basso rischio, al tasso d'opportunità. Anche in questo caso, qualora vengano prese in esame iniziative con diverso livello di rischio, il tasso minimo remunerativo cresce all'aumentare del rischio.

Potrebbe verificarsi, al contrario, che l'imprenditore, investitore in proprio, avendo a disposizione un capitale insufficiente a realizzare tutte le iniziative risultate convenienti, debba scegliere quella per lui più opportuna; dal punto di vista economico il criterio da seguire dovrebbe essere quello del maggior profitto, ma a seconda delle particolari circostanze si potrebbero seguire altri criteri di scelta [50].

Da quanto detto sopra, risulta evidente che la remunerazione del capitale proprio dipende dal profitto ottenuto con la realizzazione dell'iniziativa, mentre la remunerazione del capitale preso a prestito è come un costo d'esercizio, dopo che l'impianto ha iniziato a produrre.

In genere per far fronte alle spese di costruzione di un impianto si fa ricorso sia al capitale proprio che a quello preso in prestito. Il rapporto tra il finanziamento da debito, remunerato a tasso fisso, e l'investimento da capitale proprio (o di rischio) è chiamato *indice d'indebitamento* o *leva finanziaria* ed ha un risvolto economico, in quanto un debito comporta oneri finanziari che si riflettono sul reddito di esercizio. L'indebitamento esercita un ruolo moltiplicatore della redditività (effetto leva) fin quando il tasso di rendimento dell'iniziativa (*tasso di rendimento interno*), che vedremo in seguito come viene calcolato, è superiore al tasso d'interesse pagato sul debito. Ovviamente l'effetto leva s'inverte e riduce la redditività di una iniziativa, quando il suo tasso di rendimento interno diventa inferiore al tasso d'interesse sul debito [50].

La modalità scelta per avere a disposizione il danaro, richiesto dall'iniziativa, influenza pure la tassazione dei ricavi annui, poiché gli interessi annui pagati sul prestito possono essere dedotti dal reddito complessivo, prima di calcolare l'imposta. Vediamo quindi in modo più approfondito cosa comporta, per un impianto da costruire, in corso di costruzione o già costruito, la messa a disposizione del danaro iniziale con ricorso, totale o parziale, al prestito.

### 5.1.1 Ricorso al prestito

Quando per la costruzione di un impianto si ricorre al prestito, il richiedente (debitore) s'impegna a restituire a chi concede il prestito (creditore) la somma ricevuta più gli interessi maturati, entro una fissata scadenza temporale.

Per *durata* del prestito s'intende l'intervallo di tempo compreso tra la data di concessione del prestito e quella in cui il debito deve essere estinto, o ammortizzato, in seguito al versamento di tutte le somme che liberano il debitore da ogni impegno preso verso il creditore. L'operazione con la quale si estingue il debito è detta *ammortamento* del prestito [51] e può avvenire con diverse modalità. Ad esempio:

- 1) pagamento, alla scadenza convenuta, del capitale preso a prestito e degli interessi accumulati;
- 2) pagamento, ad ogni prefissato intervallo temporale, dell'interesse maturato e rimborso dell'intero prestito alla scadenza convenuta;
- 3) pagamento, ad intervalli temporali uguali, di una somma (rata), costante o variabile secondo quanto convenuto, in modo da estinguere il debito alla sua scadenza.

Allorché il prestito chiesto o da chiedere è d'entità rilevante e a lunga scadenza, l'estinzione del debito avviene in genere con la modalità 3). Le rate, che fanno il *servizio del prestito*, sono pagate all'inizio di ciascun intervallo temporale (periodo), se l'ammortamento è a *rate anticipate*, oppure alla fine, se è a *rate posticipate*; di norma il loro importo è costante o decrescente nel tempo.

Il prestito dovrà essere ammortizzato in un numero fissato di periodi e ciascuna rata è costituita da una *quota capitale*, per il rimborso graduale del capitale, e da una *quota interesse*, per il pagamento degli interessi sul capitale rimasto da rimborsare (residuo) all'inizio del periodo considerato. Nella successione temporale delle rate, queste quote variano con regole dipendenti dalla modalità di rimborso prescelta.

Perciò, stabilito come devono essere pagate le rate, è possibile compilare una tabella che, per ogni periodo, mostra l'importo della rata da pagare, la sua ripartizione tra quota interesse e quota capitale, la parte di capitale già rimborsata e quella rimanente. Tale tabella costituisce il *piano d'ammortamento* del prestito.

Spesso il prestito viene estinto versando al creditore *rate di importo costante*; in tal caso ogni rata che fa il servizio del prestito, con la sua quota di rimborso del capitale, porta ad una progressiva riduzione del capitale residuo all'inizio del periodo successivo, con conseguente riduzione dei relativi interessi. Quindi, nella successione delle rate pagate ad ogni periodo, le quote interessi vanno man mano diminuendo mentre quelle capitali

crescono, dovendo rimanere costante la loro somma. Tale tipo di rimborso è anche noto come *sistema progressivo* o *francese* [51].

Se  $PT$  è la somma chiesta in prestito al tasso  $t$  e l'ammortamento avviene a rate posticipate negli  $n$  periodi successivi all'erogazione, la rata d'importo costante  $RA$ , che fa il servizio del prestito, è data da [50][51]:

$$43) \quad RA = PT \cdot \frac{t}{1 - (1 + t)^{-n}} \quad ,$$

dove i valori assunti dall'espressione che moltiplica  $PT$ , detta *quota d'ammortamento del debito unitario* o *tasso d'ammortamento del prestito*, si trovano anche tabulati nei prontuari al variare di  $n$  e  $t$ .

Per stabilire come cambiano le quote interessi e le quote capitali durante il rimborso, basta tener presente che nella prima rata si paga l'interesse sull'intero importo del prestito. Di conseguenza la sua quota capitale  $CP_1$  è pari a:

$$44) \quad CP_1 = RA - PT \cdot t = PT \cdot t \cdot \left[ \frac{1}{1 - (1 + t)^{-n}} - 1 \right] = PT \cdot \frac{t}{(1 + t)^n - 1} \quad .$$

Nella seconda rata, l'importo su cui pagare l'interesse si riduce di  $CP_1$ , mentre la sua quota capitale è  $CP_2$ ; perciò:

$$45) \quad CP_2 = RA - t \cdot (PT - CP_1) = CP_1 + t \cdot CP_1 = CP_1 \cdot (1 + t) \quad .$$

Nella terza rata, l'importo su cui pagare l'interesse si riduce, rispetto al valore iniziale, di  $(CP_1 + CP_2)$  e la sua quota capitale  $CP_3$  è pari a:

$$46) \quad CP_3 = RA - t \cdot (PT - CP_1 - CP_2) = CP_2 + t \cdot CP_2 = CP_2 \cdot (1 + t) = CP_1 \cdot (1 + t)^2 \quad .$$

Proseguendo allo stesso modo, si ottiene che nella generica rata  $w$  la quota capitale  $CP_w$  è:

$$47) \quad CP_w = CP_{w-1} \cdot (1 + t) = CP_1 \cdot (1 + t)^{w-1} \quad .$$

Si conclude quindi che, nell'ammortamento a rate costanti, le quote capitali crescono formando una progressione geometrica; ciò spiega perché questo tipo di rimborso è detto *progressivo*.

Nel seguito i periodi per le rate del prestito si considerano di durata annuale, avendo adottato l'anno come unità temporale ai fini delle valutazioni economiche.



#### 5.1.1.1 DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI

Vanno forniti, nel foglio “*val. imp. var*” dei soli programmi *calcolo*, i seguenti dati:

- *anno di concessione del prestito cp* ;
- *coefficiente decimale del prestito cdp* , che rappresenta la frazione decimale del costo lordo di costruzione rimasto a carico del titolare (una volta sottratto dal costo globale l’eventuale contributo a fondo perduto) da coprire con ricorso al prestito;
- *tasso d’interesse annuo sul prestito t* , in percentuale <sup>10)</sup>;
- *durata del prestito n* , in anni.

I valori, inseriti nelle celle libere, devono rispettare le seguenti limitazioni, affinché siano accettati dai programmi:

- anno di concessione del prestito, numero intero compreso tra l’anno di inizio costruzione dell’impianto e un valore massimo, coincidente con l’anno che precede quello della sua entrata in esercizio;
- coefficiente del prestito compreso tra 0 e 1;
- tasso d’interesse compreso tra 0 e 30;
- durata del prestito, numero intero compreso tra 1 e gli anni d’esercizio previsti ep , che saranno trattati in 5.4.1.1 .

Se il coefficiente del prestito, *di norma* assunto *nullo*, ha un valore positivo, vanno obbligatoriamente forniti l’anno di concessione e la durata del prestito, altrimenti le loro caselle diventano rosse.

L’anno di concessione del prestito serve per stabilire quando avviene l’erogazione del prestito rispetto all’anno in corso, in analogia a quanto visto in 3.1.1 per la costruzione dell’impianto. Quindi un suo valore *positivo* indica tra quanti anni si prevede di avere il prestito, un valore *negativo* indica quanti anni fa è stato concesso il prestito, mentre il valore *zero* indica che il prestito è ottenuto nell’anno in corso. Le limitazioni imposte all’anno di concessione tengono conto del fatto che il prestito serve per finanziare la realizzazione dell’impianto e quindi il ricorso ad esso si può verificare solo durante il periodo di costruzione.

Tutti i dati forniti, in relazione al prestito chiesto, sono automaticamente riportati nel foglio “*val. imp. am. ant*” del programma *calcolo* che si sta utilizzando. Inoltre sono automaticamente riportati nel foglio “*prestito*”, presente nei soli programmi *calcolo*, dove viene fatto il calcolo del tasso d’ammortamento del prestito nonché dell’importo della rata annuale costante. Questo, una volta calcolato, è riportato automaticamente nei fogli “*val. imp. var*” e “*val. imp. am. ant*”.

La Fig. 75 fa vedere un esempio di corretto inserimento, nel foglio “*val. imp. var*”, dei dati richiesti quando si fa ricorso al prestito, insieme alla rata annuale riportata e ad altre grandezze calcolate che tratteremo successivamente.

---

<sup>10)</sup> Tale tasso t sarà in genere diverso dal tasso di sconto R , essendo legato al rischio, connesso alla costruzione dell’impianto in esame, percepito da chi concede il prestito.

anno concessione prestito cp	3	
anno limite concessione prestito	4	
coefficiente decimale prestito cdp	0,3	
tasso interesse prestito t	6,0	%
durata del prestito n	10	anni
costo lordo a carico titolare	49.393,5	10 <sup>3</sup> €
prestito richiesto PT	14.818,1	10 <sup>3</sup> €
importo rata annuale prestito RA	2.013,3	10 <sup>3</sup> €

Fig. 75 – Quadro delle grandezze richieste e ricavate dai programmi *calcolo* in caso di ricorso al prestito

#### 5.1.1.2 CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI

Nel foglio “*val. imp. var*” dei soli programmi *calcolo* viene prima calcolato il *costo* lordo di costruzione *a carico* del *titolare*, pari alla differenza tra il costo durante la costruzione e l’eventuale contributo concesso a fondo perduto, comprensivi dell’IVA, come risultanti dallo stesso foglio. Moltiplicando poi tale costo lordo per il coefficiente del prestito, si determina quale è l’importo richiesto. Il calcolo tiene conto, come già detto in 3.1.2, dei coefficienti di variazione fissati per le voci principali del costo di costruzione.

In Fig. 75 i valori di queste due grandezze sono calcolati facendo riferimento al costo lordo di costruzione  $I_1$  di Fig. 6 pag. 30 e al contributo concesso per la costruzione  $F_1$  di Fig. 7 pag. 32, destinato in tal caso a coprire anche una quota parte di IVA.

Gli stessi calcoli vengono eseguiti anche nel foglio duplicato “*val. imp. am. ant*” del programma che si sta utilizzando.

Il riepilogo, anche in forma grafica, di come viene coperto l’intero costo di costruzione dell’impianto si trova nel foglio “*Costo imp*”. Il grafico di Fig. 76 si riferisce allo stesso esempio numerico di Fig. 75.

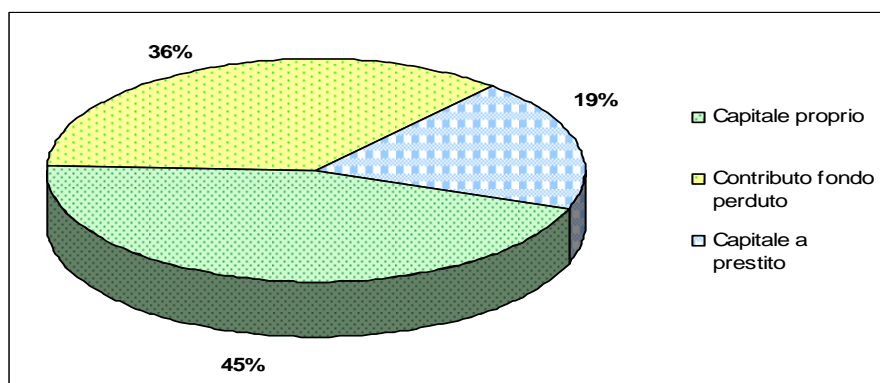


Fig. 76 – Modalità di copertura del costo lordo di costruzione dell’impianto

Il costo lordo a carico del titolare e l'importo del prestito compaiono pure nel foglio "prestito", dove con la 43) vengono determinati il suo tasso d'ammortamento e l'importo della rata posticipata, da pagare ad ogni scadenza annuale per tutta la durata del prestito.

In questo foglio viene infine elaborato il piano d'ammortamento del prestito; la Fig. 77 mostra il piano relativo al prestito di Fig. 75.

**Piano di ammortamento francese di un prestito rimborsabile in  
N anni a tasso fisso**

<b>Anno</b>	<b>Numero rata</b>	<b>Rata annuale</b> 10 <sup>3</sup> €	<b>Quota interesse</b> 10 <sup>3</sup> €	<b>Quota capitale</b> 10 <sup>3</sup> €	<b>Capitale rimborsato</b> 10 <sup>3</sup> €	<b>Capitale residuo</b> 10 <sup>3</sup> €
3						14.818,1
4	1	2.013,3	889,1	1.124,2	1.124,2	13.693,8
5	2	2.013,3	821,6	1.191,7	2.315,9	12.502,2
6	3	2.013,3	750,1	1.263,2	3.579,1	11.239,0
7	4	2.013,3	674,3	1.339,0	4.918,0	9.900,0
8	5	2.013,3	594,0	1.419,3	6.337,3	8.480,7
9	6	2.013,3	508,8	1.504,5	7.841,8	6.976,3
10	7	2.013,3	418,6	1.594,7	9.436,5	5.381,6
11	8	2.013,3	322,9	1.690,4	11.126,9	3.691,2
12	9	2.013,3	221,5	1.791,8	12.918,7	1.899,3
13	10	2.013,3	114,0	1.899,3	14.818,1	0,0
14	11	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	12	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

32	29	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
33	30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Fig. 77 – Esempio di piano per l'ammortamento di un prestito

Come si può notare, il quadro elaborato dai programmi *calcolo* evidenzia l'anno, rispetto a quello corrente, all'inizio del quale si paga la rata d'importo costante per l'estinzione del prestito, suddivisa poi tra quota interesse e quota per il rimborso del capitale. Le due colonne rimanenti riportano rispettivamente il capitale già rimborsato e quello che rimane da rimborsare all'inizio di ogni anno; quest'ultimo è il capitale sul quale si calcola la quota interesse della rata da pagare all'inizio dell'anno seguente. Al pagamento dell'ultima rata deve risultare che il prestito è totalmente rimborsato e il capitale residuo è azzerato; pertanto negli anni successivi tutti gli importi, presenti nella tabella, devono ridursi a zero.

La suddivisione tra quota interesse e quota capitale per le rate di rimborso dell'eventuale prestito è riepilogata, anche sotto forma di istogramma, nel foglio "Costo imp" dei soli programmi *calcolo*; il grafico di Fig. 78 si riferisce alle rate della figura precedente.

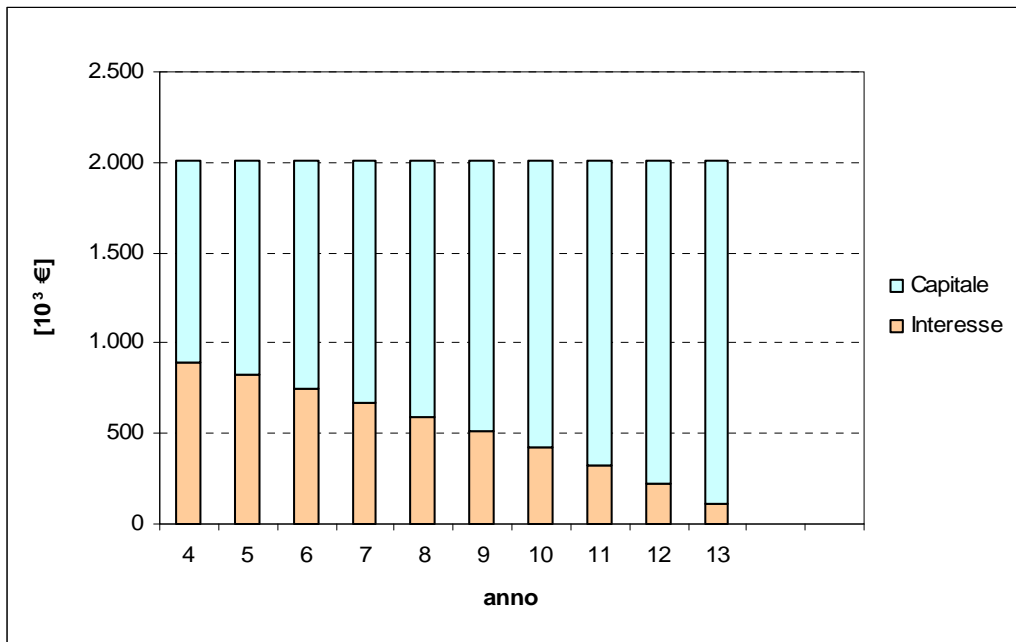


Fig. 78 – Suddivisione delle rate di rimborso in quota interesse e quota capitale

Nel foglio “*prestito*” viene inoltre determinato l’importo totale relativo alle rate da versare (o versate), suddiviso a sua volta tra interessi e capitale, come si può vedere in Fig. 79.

Importi totali		10 <sup>3</sup> €
Rate annuali	Interessi	Capitale
20.133,0	5.314,9	14.818,1

Fig. 79 – Importi globali forniti dai programmi *calcolo* in caso di ricorso al prestito

## 5.2 Attualizzazione del costo di costruzione

In 3.1.2 sono già state trattate le modalità con le quali i programmi calcolano il costo di un impianto da costruire, in fase di costruzione o già costruito, dopo averlo ripartito in un certo numero di voci significative, il cui importo può essere modificato dall’operatore fissando il valore dei corrispondenti coefficienti moltiplicativi, come si è detto in 3.1.1. Volendo attualizzare tale costo, sostenuto durante gli anni di costruzione, ad un certo anno preso come riferimento, bisogna tener conto di come variano nel tempo sia le singole voci di costo che il valore del danaro.

Così in un impianto da costruire, mantenendo le notazioni di 3.1.2, per una generica voce  $k$ , il cui costo alla data odierna (originale) è  $I_{0k}$  ( $10^3$  €), l’esborso nominale all’inizio

dell'anno di costruzione  $i$ , eventualmente comprensivo dell'IVA a seconda dei programmi utilizzati, risulta:

$$48) \quad I_{k|i} = I_{ok} \cdot (1 + IVA) \cdot pe_{ik} \cdot (1 + f_k)^i \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove come noto:

- IVA è l'aliquota IVA percentuale, se richiesta dal programma;
- $pe_{ik}$  è la percentuale d'esborso per tale voce nell'anno  $i$ ;
- $f_k$  è il tasso percentuale medio di variazione nominale annua della stessa voce;
- tutte le percentuali sono divise per 100.

Se la data di riferimento per l'attualizzazione è l'inizio dell'anno corrente, il suo valore attualizzato, quando sia  $R$  il tasso nominale medio di sconto del danaro, risulta [47][48]:

$$49) \quad I_{ak|i} = I_{ok} \cdot (1 + IVA) \cdot pe_{ik} \cdot \left( \frac{1 + f_k}{1 + R} \right)^i = \frac{I_{ok} \cdot (1 + IVA) \cdot pe_{ik}}{(1 + sk)^i} \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove  $sk$  è il *tasso effettivo di sconto* (o *tasso di attualizzazione*) medio per la voce di costo  $k$ , dato da:

$$50) \quad sk\% = 100 \cdot sk = \frac{(100 + r\%) \cdot (100 + f\%)}{100 + f_k\%} - 100 \quad .$$

Come si può vedere, il tasso  $sk$  coincide col tasso reale di sconto del danaro  $r$  solo nel caso particolare in cui  $f_k = f$ <sup>11)</sup>. Pertanto, se una voce di costo ha una dinamica di crescita diversa da quella dell'inflazione, il suo tasso effettivo di sconto è diverso dal tasso reale  $r$ .

Essendo di norma  $f_k < R$ , dalla 49) risulta pure che per un esborso fatto in un anno successivo rispetto a quello corrente (*i positivo*), l'importo versato ha un *valore attualizzato inferiore*.

Qualora si scelga la data di riferimento all'inizio di un anno futuro, per poter attualizzare un esborso occorre sapere quando esso avviene rispetto a tale data. Se l'anno di riferimento è posto tra  $ar$  anni, ne consegue che ora, per attualizzare l'esborso relativo alla voce  $k$  e all'anno di costruzione  $i$ , occorre moltiplicare la 49) per  $(1 + R)^{ar}$ ; quindi si ha:

$$51) \quad I_{ak|i} = I_{ok} \cdot (1 + IVA) \cdot pe_{ik} \cdot \frac{(1 + f_k)^i}{(1 + R)^{(i-ar)}} \quad (10^3 \text{ €}),$$

---

<sup>11)</sup> È evidente che questa circostanza si verifica molto raramente, avendo presente come viene calcolato il tasso d'inflazione annuo  $f$ .

dove  $(i-ar)$  è l'intervallo di tempo che va dall'anno di costruzione  $i$  alla data di attualizzazione (il cui segno è negativo quando quest'ultima risulta posteriore) e può anche essere visto come un indice assegnato a ciascun anno di costruzione, rispetto a quello d'attualizzazione.

Poiché nella 51) non è più possibile definire in modo univoco, con una formula analoga alla 50), un tasso effettivo di sconto medio per la generica voce di costo  $k$ , i programmi non prendono in considerazione tali tassi ai fini dell'attualizzazione.

Il valore attualizzato degli esborsi, per ciascuna voce, si ottiene sommando i termini forniti da 51) per ogni anno di costruzione in cui risulta  $i > 0$ . Come si può notare, applicando questa formula si utilizza un unico valore medio di  $R$  per tutti i periodi temporali che vanno dal generico anno di costruzione  $i$  fino all'anno di attualizzazione.

Quando invece l'impianto è già costruito, il costo originale  $I_{ok}$  coincide con quello alla costruzione se, come si è detto nella nota 1) a pag. 30, tutti i tassi  $f_k$  sono posti uguali a zero. Per attualizzare l'effettivo esborso, avvenuto nel generico anno di costruzione in cui risulta  $i \leq 0$ , va ora preso il tasso medio  $Re$ , ottenuto sempre dalla 41) facendovi comparire il tasso d'inflazione medio effettivo  $fe$  al posto di  $f$ . Ne consegue che in tal caso:

$$52) \quad I_{akli} = I_{ok} \cdot (1 + IVA) \cdot pe_{ik} \cdot \frac{(1 + R)^{ar}}{(1 + Re)^i} \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove  $R$  (in genere diverso da  $Re$ ) è il tasso nominale medio nel periodo che va dall'anno corrente a quello scelto per l'attualizzazione, ottenuto attraverso il tasso d'inflazione medio  $f$  previsto per gli anni futuri<sup>12)</sup>.

È evidente dalla 52) che un esborso già fatto (*i negativo*) ha un *valore attualizzato superiore*.

La somma dei valori attualizzati di tutte le voci, ottenuti con la 51) o la 52), fornisce poi il costo di costruzione lordo attualizzato  $I_{a1}$ . Esso rappresenta l'*investimento iniziale attualizzato*, se per la costruzione dell'impianto non sono concessi contributi a fondo perduto né si fa ricorso al prestito; altrimenti, si vedrà in 5.3 come procedere per determinare l'investimento iniziale attualizzato.

---

<sup>12)</sup> A rigore, per ciascun anno  $i$ , il valore di  $R$  nella 51) andrebbe determinato in base al tasso d'inflazione medio previsto nel periodo compreso tra l'inizio di tale anno (futuro) e quello di attualizzazione, mentre il valore di  $Re$  nella 52) andrebbe determinato in base al tasso d'inflazione medio effettivo tra l'inizio di tale anno (passato) e quello corrente. In particolare quest'ultimo, tenendo conto dei tassi d'inflazione annui effettivi, sarebbe pari a  $fe_i = \sqrt[i]{(1 + fe_{-1}) \cdot (1 + fe_{-2}) \cdot \dots \cdot (1 + fe_i)} - 1$ , con  $i < 0$ . Tuttavia le variazioni del tasso d'inflazione da un anno all'altro, di norma, sono piccole; quindi le differenze tra i tassi medi calcolati per ciascun anno risultano così modeste che, in prima approssimazione, si può prendere un unico valore  $f$  per gli anni futuri e uno  $fe$  per quelli passati. Pertanto nei programmi, tenuto conto delle loro finalità, si considerano due soli valori medi  $R$  ed  $Re$ , in modo da non appesantire troppo i calcoli.

### 5.2.1 Dati richiesti dai programmi

Per consentire il calcolo del costo di costruzione attualizzato, sono richiesti, nel foglio “*val. imp*” dei programmi *valutazioni* e nel foglio “*val. imp. var*” dei programmi *calcolo*, i seguenti dati:

- *tasso di inflazione* medio annuo percentuale ( previsto  $f\%$  ed effettivo  $fe\%$  );
- *tasso reale di sconto* percentuale (  $r\%$  );
- *anno di riferimento per l’attualizzazione* (  $ar$  ).

L’anno di riferimento per l’attualizzazione indica all’inizio di quale anno, a partire da quello in corso, vengono attualizzate tutte le entrate e le uscite. Di norma l’anno di riferimento è quello in corso; se viene fornito un valore, deve essere un numero *intero* compreso *tra zero e* la durata prevista per l’*esercizio* dell’*impianto* (trattata in 5.4.1.1).

I valori dei tassi devono essere compresi tra 0 e 30. Il valore di  $fe$  è obbligatoriamente richiesto nei programmi *calcolo* solo se la costruzione dell’impianto è già iniziata ( $ai < 0$ ), mentre in quelli *valutazioni* solo se risulta  $(ai + co/2) < 0$ , dove  $co$  è il tempo di costruzione descritto in 3.1.1 ; la casella rossa avverte quando manca il valore richiesto.

Tutti i valori sono riportati automaticamente nel foglio duplicato “*val. imp. var*” del programma *valutazioni* o “*val. imp. am. ant*” del programma *calcolo* utilizzato.

La Fig. 80 mostra l’inserimento di questi dati nei programmi *valutazioni*, assieme ad altri richiesti per determinare il costo di costruzione, già visti in 3.1.1, e ad alcuni valori calcolati che tratteremo a breve. Nell’esempio è stato scelto come anno di attualizzazione quello corrente, in cui ha pure inizio la costruzione.

Da notare che in questi programmi, a differenza di quelli *calcolo*, il tempo di costruzione deve essere fornito dall’operatore.

anno riferimento per attualiz. ar	0	
anno inizio costruzione ai	0	
tempo costruzione co	4	anni

tasso inflazione medio effettivo fe	2,50	%
tasso inflazione medio previsto f	2,00	%
tasso reale di sconto r	4,00	%
tasso nominale sconto eff. Re	6,60	%
tasso nominale di sconto R	6,08	%
tasso nom. variazione 1 <sup>a</sup> voce f <sub>1</sub>	2,00	%
tasso nom. variazione 2 <sup>a</sup> voce f <sub>2</sub>	1,00	%
tasso nom. variazione 3 <sup>a</sup> voce f <sub>3</sub>	1,00	%
tasso nom. variazione 4 <sup>a</sup> voce f <sub>4</sub>	2,00	%

Fig. 80 – Valori richiesti e calcolati per attualizzare il costo di costruzione di un impianto nei programmi *valutazioni*

## 5.2.2 Calcoli eseguiti dai programmi

In tutti i programmi, nel foglio “*val. imp. var*” e nel rispettivo foglio duplicato, vengono calcolati con la 42) i *tassi nominali di sconto* percentuali  $Re\%$  ed  $R\%$ , a partire dai valori forniti per  $f_e$  ed  $f$ .

I programmi *valutazioni* calcolano poi, nel quadro “Costo costruzione dell’impianto” del foglio “*val. imp*” e del suo duplicato “*val. imp. var*”, il valore attualizzato per ciascuna voce di costo  $k$  (senza considerare l’IVA) mediante la 51) o la 52). Come detto in 3.1.2, questi programmi per semplificare i calcoli fissano l’intero pagamento a metà del periodo di costruzione, cui corrisponde il numero semintero  $im = ai + co/2$ , calcolato a partire da dati forniti dall’operatore.

Così, quando  $im > 0$ , il valore attualizzato per la voce  $k$ , ottenuto mediante la 51), è:

$$53) \quad I_{ak} = I_{ok} \cdot \left( \frac{1 + f_k}{1 + R} \right)^{im} \cdot (1 + R)^{ar} \quad (10^3 \text{ €}),$$

mentre quello ottenuto dalla 52), quando  $im \leq 0$ , è:

$$54) \quad I_{ak} = I_{ok} \cdot \frac{(1 + R)^{ar}}{(1 + Re)^{im}} \quad (10^3 \text{ €}).$$

Sommando i valori ottenuti per le singole voci, viene calcolato infine il costo attualizzato di costruzione  $I_a$  (senza considerare l’IVA).

La Fig. 81 riporta un esempio di calcolo del costo attualizzato, a partire dal costo originale di costruzione dell’impianto, ottenuto da questi programmi, avendo fornito i dati di Fig. 80.

### COSTO COSTRUZIONE DELL'IMPIANTO

PARTE D'IMPIANTO	Costo originale (10 <sup>3</sup> €)	Costo alla costruzione (10 <sup>3</sup> €)	Costo attualizzato (10 <sup>3</sup> €)
Parte convenzionale	16.598	17.268	15.345
Accumulo termico e generatore vapore	12.434	12.684	11.272
Captazione energia solare	37.727	38.486	34.200
Costi accessori	12.350	12.849	11.418
<b>TOTALE</b>	<b>79.109</b>	<b>81.287</b>	<b>72.236</b>

Fig. 81 – Esempio di attualizzazione del costo di costruzione nei programmi *valutazioni*



Anche i programmi *calcolo* determinano, nello stesso quadro del foglio “*val. imp. var*” e del suo duplicato “*val. imp. am. ant*”, il valore lordo attualizzato per ogni voce di costo, tenendo conto che i pagamenti (IVA inclusa) avvengono all’inizio di ciascun anno di costruzione, secondo quanto detto in 3.1.2.

Pertanto, quando l’impianto è da costruire, dalla 51) si ottiene:

$$55) \quad I_{akl} = I_{ok} \cdot (1 + IVA) \cdot (1 + R)^{ar} \cdot \sum_i pe_{ik} \cdot \left( \frac{1 + f_k}{1 + R} \right)^i \quad (10^3 \text{ €});$$

se invece l’impianto è costruito, dalla 52) si ottiene:

$$56) \quad I_{akl} = I_{ok} \cdot (1 + IVA) \cdot (1 + R)^{ar} \cdot \sum_i \frac{pe_{ik}}{(1 + Re)^i} \quad (10^3 \text{ €}).$$

Quando poi l’impianto è in fase di costruzione, il costo attualizzato lordo di ciascuna voce è pari alla somma del valore ottenuto con la 55), per gli anni che mancano al suo completamento in cui  $i > 0$ , e di quello ottenuto con la 56), per gli anni già trascorsi in cui  $i \leq 0$ .

In questi programmi, sommando i valori ottenuti per le singole voci, si ottiene infine il costo attualizzato lordo di costruzione  $I_{a1}$ , come si può vedere nell’esempio di Fig. 82 che riprende l’esempio di Fig. 4 pag. 29 e utilizza i dati di Fig. 80 per l’anno di riferimento, per il tasso d’inflazione medio e per quello reale di sconto.

### COSTO COSTRUZIONE DELL'IMPIANTO

PARTE D'IMPIANTO	Costo originale (10 <sup>3</sup> €)	Costo alla costruzione (10 <sup>3</sup> €)	IVA alla costruzione (10 <sup>3</sup> €)	Costo attualiz. lordo (10 <sup>3</sup> €)
<b>Captazione energia solare</b>	38.165	38.771	7.754	42.411
<b>Sistema accumulo termico</b>	8.481	8.612	1.722	9.444
<b>Generatore vapore</b>	3.953	4.013	803	4.406
<b>Costi accessori</b>	12.350	12.681	2.536	14.075
<b>TOTALE</b>	<b>62.949</b>	<b>64.078</b>	<b>12.816</b>	<b>70.335</b>

Fig. 82 – Esempio di calcolo del costo di costruzione attualizzato nei programmi *calcolo*

È evidente che, se il tempo di costruzione dovesse essere superiore a sei anni, per ciascuna voce di costo le formule presenti nella colonna “Costo attualizzato lordo” di questa tabella andrebbero adeguate, dopo aver tolto la protezione del foglio, in base alle 55) e 56).

### 5.3 Attualizzazione dell'investimento iniziale

Per l'imprenditore il costo di costruzione dell'impianto, quando non ricorre al prestito e non gode di contributi a fondo perduto, rappresenta come si è già accennato in 5.2 il suo investimento iniziale. Quindi nelle analisi economiche iniziali fatte con i programmi *valutazioni*, dove non si considerano i contributi concessi né il ricorso al prestito, l'*investimento iniziale attualizzato* è costituito dal costo di costruzione attualizzato, ottenuto secondo quanto visto in 5.2.2.

Invece i programmi *calcolo*, utilizzati in analisi economiche preliminari più approfondite, tengono conto sia dei contributi concessi a fondo perduto che del ricorso al prestito per finanziare la costruzione. In questo caso l'investimento iniziale per l'imprenditore è costituito da tutti gli esborsi a suo carico fino all'anno di entrata in esercizio commerciale dell'impianto [47][48].<sup>13)</sup>

Al riguardo, si deve tener presente che, una volta ultimata la costruzione, è richiesto in genere un periodo di collaudo e avviamento dell'impianto, prima d'iniziare l'esercizio commerciale. In tale periodo, che negli impianti di taglia elevata può durare anche più di un anno, si può ritenere che non ci siano ricavi dalla produzione energetica né spese legate a tale produzione.

Quindi nel caso più generale, ai fini di una corretta valutazione dell'investimento iniziale attualizzato, vanno sottratti dal costo attualizzato lordo di costruzione gli importi attualizzati del contributo lordo a fondo perduto globalmente concesso e del prestito richiesto. Inoltre bisogna tener conto che, per l'imprenditore, rientrano nell'investimento iniziale le rate del prestito pagate negli anni antecedenti l'entrata in esercizio commerciale dell'impianto.

Per quanto riguarda il contributo a fondo perduto, abbiamo visto in 3.1.2 come vengono calcolati gli importi relativi a ciascun anno di erogazione individuato dal numero progressivo  $i$ .

Se  $F_{1i}$  ( $10^3$  €) è l'importo del contributo lordo ottenuto all'inizio di tale anno, il suo valore attualizzato è:

$$57) \quad F_{ai} = \frac{F_{1i}}{(1 + Re)^i} \cdot (1 + R)^{ar} \quad (10^3 \text{ €}),$$

nella quale  $Re$  va sostituito con  $R$  in corrispondenza degli anni con numero  $i > 0$ .

---

<sup>13)</sup> In realtà ai fini dell'analisi economica andrebbe considerato l'*investimento netto* richiesto dall'impianto, pari alla differenza tra gli esborsi, per la sua costruzione e messa in esercizio, e l'introito netto (*valore di recupero*), derivante dalla vendita delle parti recuperabili dell'impianto dismesso (se esiste) detratte le spese per il suo smantellamento e per lo sgombero delle aree occupate. Per semplificare i calcoli, nei programmi si considera nullo tale valore di recupero.

Se il periodo di erogazione del contributo dovesse superare i sei anni, la formula per il calcolo del suo valore attualizzato, all'interno del programma, andrebbe adeguata in base alla 57), una volta tolta la protezione.

Per il prestito richiesto, il suo valore attualizzato è:

$$58) \quad PT_a = \frac{PT}{(1 + Re)^{cp}} \cdot (1 + R)^{ar} \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove, come noto, PT è la somma chiesta in prestito e cp è l'anno di concessione del prestito, descritto in 5.1.1.1. Anche in questo caso Re va sostituito con R se risulta  $cp > 0$ .

Per le rate del prestito, non coperte con i ricavi derivanti dall'esercizio dell'impianto, bisogna tener presente che il loro pagamento posticipato, di importo costante RA (10<sup>3</sup> €), avviene a fine anno, coincidente con l'inizio dell'anno successivo; quindi il valore attualizzato della prima rata pagata, non coperta da ricavi, è pari a:

$$59) \quad RA_a = \frac{RA}{(1 + Re)^{(cp+1)}} \cdot (1 + R)^{ar} \quad (10^3 \text{ €}),$$

nella quale tutti i simboli sono noti e al posto di Re va messo R se il pagamento avviene dopo l'anno corrente (quindi risulta  $cp + 1 > 0$ ).

Il valore attualizzato della successiva rata non coperta si ottiene sempre dalla 59), incrementando di una unità l'esponente della potenza a denominatore. Così, se le rate non coperte dai ricavi di esercizio sono nc e nessuna viene pagata dopo l'anno corrente (ovvero si verifica che  $cp \leq -nc$ ), il loro importo complessivo PNC, attualizzato alla data di riferimento, è:

$$60) \quad PNC_a = \frac{RA}{(1 + Re)^{cp}} \cdot \frac{1 - (1 + Re)^{-nc}}{Re} \cdot (1 + R)^{ar} \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove tutti i simboli sono noti.

Se invece nessuna delle nc rate è pagata prima dell'anno corrente (cioè risulta  $cp \geq -1$ ), il loro importo complessivo attualizzato è ancora dato dalla 60), purché si sostituisca Re con R.

Qualora si verifichi poi una situazione intermedia, in cui alcune rate non coperte sono pagate prima e alcune dopo l'anno corrente (ovvero  $-nc < cp < -1$ ), occorre individuare quante di queste rate sono pagate prima dell'anno corrente; il loro numero an (positivo in quanto  $cp < -1$ ) è pari a:

$$61) \quad an = -cp - 1$$

e corrisponde, in Fig. 77, a quello delle prime rate del piano d'ammortamento per le quali la colonna "Anno" ha un valore negativo.

La somma attualizzata di tali rate è ancora data dalla 60), purché si sostituisca  $nc$  con  $an$ ; quella delle rate rimanenti (in numero  $ap = nc - an$ ), pagate a partire dall'anno corrente e nelle quali al posto di  $Re$  va preso  $R$ , è data da <sup>14)</sup>:

$$62) \quad PNC_{ap} = \frac{RA}{(1+R)^{(cp+an)}} \cdot \frac{1-(1+R)^{-ap}}{R} \cdot (1+R)^{ar} \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove, in questa particolare situazione,  $cp + an = -1$  per la 61).

Pertanto, nel caso più generale l'importo complessivo attualizzato delle rate non coperte risulta:

$$63) \quad PNC_a = RA \cdot (1+R)^{ar} \cdot \left[ \frac{1-(1+Re)^{-an}}{Re \cdot (1+Re)^{cp}} + \frac{1-(1+R)^{-ap}}{R \cdot (1+R)^{(cp+an)}} \right] \quad (10^3 \text{ €}),$$

nella quale rientrano come casi particolari le prime due situazioni esaminate.

In conclusione l'investimento iniziale attualizzato, nel caso più generale in cui siano concessi contributi a fondo perduto e si faccia ricorso al prestito per coprire parte delle spese di costruzione, è pari a:

$$64) \quad IA = (I_{a1} - \sum_i F_{ai} - PT_a + PNC_a) / 10^3 \quad (10^6 \text{ €}),$$

dove la sommatoria che vi compare va estesa agli anni, individuati dal numero  $i$ , all'inizio dei quali si sono ottenuti, o si prevede di ottenere, contributi a fondo perduto.

La 64) evidenzia che l'imprenditore, con il ricorso al prestito, riduce l'importo dell'investimento attualizzato (essendo  $PT_a > PNC_a$ ) dilazionando parte del costo di costruzione dell'impianto a dopo la sua entrata in esercizio. Ciò comporta però il maggior esborso degli interessi sulla somma ottenuta in prestito.

---

<sup>14)</sup> Sia che si prenda  $Re$  od  $R$ , il valore attualizzato della rata pagata nell'anno corrente è sempre  $RA \cdot (1+R)^{ar}$ , come si può vedere dalla 59), poiché in tal caso l'esponente  $(cp+1)$  si annulla.

### 5.3.1 Dati richiesti dai programmi

Per ricavare l'investimento attualizzato, i programmi *calcolo* richiedono nel foglio "val. imp. var", in aggiunta ai dati già visti, il *tempo di avviamento dell'impianto* *pa* in anni, inteso come il tempo intercorrente tra la sua fine costruzione e l'inizio dell'esercizio commerciale. Questo dato, *di norma* fissato a *zero*, è comunque richiesto anche dai programmi *valutazioni*, nel foglio "val. imp", per le successive analisi economiche e, in ogni programma, è automaticamente riportato nel rispettivo foglio duplicato.

Tutti i programmi accettano per questo dato solo numeri *interi* compresi *tra 0 e 4*; se inoltre il valore inserito dovesse risultare superiore al tempo di costruzione dell'impianto, la casella diventerebbe rossa per segnalare che forse il valore è eccessivo.

La Fig. 83 mostra l'inserimento, nei programmi *calcolo*, dei dati relativi ai tempi di costruzione e avviamento dell'impianto, oltre a quello per l'anno di attualizzazione.

anno riferimento per attualiz. ar	0	
anno inizio costruzione ai	0	
tempo prima quota contrib. pq	1	anni
tempo avviamento impianto pa	1	anni
tempo costruzione co	4	anni
anno entrata in esercizio ae	5	

Fig. 83 – Valori richiesti dai programmi *calcolo* per l'attualizzazione e per la tempistica che va dall'inizio costruzione all'entrata in esercizio dell'impianto

### 5.3.2 Calcoli eseguiti dai programmi

I programmi *calcolo* determinano, nel foglio "val. imp. var" e in quello duplicato, il valore *limite* che può assumere l'anno di *concessione del prestito*, già mostrato in Fig. 75 pag. 145 e dato da:

$$65) \quad cp_{\max} = uc + pa \quad ,$$

dove *uc* è il valore *i* assegnato, nella tabella "Spese durante la costruzione", all'anno in cui la percentuale cumulativa d'esborso raggiunge il 100% e che risulta pari a:

$$66) \quad uc = co + ai - 1 \quad ,$$

dove tutti i simboli sono noti.

In tutti i programmi viene calcolato, come in Fig. 83, l'anno di *entrata in esercizio* dell'impianto *ae*, rispetto a quello in corso, dato da:

$$67) \quad ae = ai + co + pa \quad .$$

I soli programmi *calcolo* determinano quindi l'importo attualizzato del contributo a fondo perduto, complessivamente concesso per la costruzione dell'impianto, sommando i termini ottenuti da 57) relativi a tutti gli anni di erogazione. L'importo attualizzato del prestito richiesto è ottenuto dalla 58), mentre con la 63) viene ricavato l'importo attualizzato delle rate del prestito non coperte dalle entrate derivanti dall'esercizio dell'impianto.

Il numero delle *rate non coperte* è dato da:

$$68) \quad nc = ae - cp \quad ,$$

dove tutti i simboli sono noti.

Per tale numero è previsto un valore *massimo* pari a 7; se dovesse risultare superiore, diventerebbe rosso segnalando all'operatore che il pagamento delle rate non viene riportato nei flussi di cassa elaborati dai programmi, rendendo così inattendibile il risultato finale dell'analisi economica.

Questi programmi determinano anche, con la 61), il numero an di rate non coperte pagate prima dell'anno corrente e, per differenza, il numero ap di quelle pagate a partire da tale anno.

La Fig. 84 fa vedere i valori ottenuti in relazione ai contributi di Fig. 7 pag. 32 e al prestito di Fig. 75, tenendo conto della tempistica di Fig. 83 e del solo valore di R calcolato in Fig. 80 pag. 150, dal momento che l'impianto dell'esempio inizia ad essere costruito nell'anno corrente.

contrib. attualizzato fondo perduto	24.287,2	$10^3 \text{ €}$
-------------------------------------	----------	------------------

num. rate an	0
num. rate ap	2

rate non coperte da entrate nc	2
--------------------------------	---

prestito richiesto attualizzato $PT_a$	12.413,4	$10^3 \text{ €}$
imp. attual. rate non coperte $PNC_a$	3.088,7	$10^3 \text{ €}$

Fig. 84 – Grandezze attualizzate ricavate dai programmi *calcolo*

Le suddette grandezze sono riportate, o determinate con le stesse modalità, nel foglio duplicato "*val. imp. am. ant*" del programma utilizzato.

Infine, nei programmi *calcolo*, tramite la 64) viene ricavato l'*investimento attualizzato* (per ragioni pratiche espresso in  $10^6 \text{ €}$ ) nel quadro "Risultato economico finale" del foglio "*val. imp. var*" e del duplicato "*val. imp. am. ant*". Questo quadro è presente anche nei fogli "*val. imp*" e "*val. imp. var*" dei programmi *valutazioni*; in tal caso, come sappiamo da 5.2, l'investimento attualizzato è pari al costo di costruzione attualizzato, diviso per  $10^3$ .

## 5.4 Attualizzazione dei flussi di cassa annuali

Il flusso di cassa annuo prodotto da un impianto di generazione durante il suo esercizio, al lordo delle imposte sui redditi, è pari alla differenza tra le *entrate*, dovute ai ricavi annui ottenuti dalla vendita dei prodotti energetici e agli eventuali incentivi economici a questi associati, e le *uscite*, dovute alla sola produzione energetica, che costituiscono le spese operative annue dell'impianto (*flusso di cassa operativo lordo*) [47][48]<sup>15)</sup>.

Nelle valutazioni iniziali, dove non si tiene conto dei rimborsi IVA, delle richieste di prestiti per la costruzione né delle imposte pagate sui redditi conseguiti, basta far riferimento a tali flussi di cassa, determinati per ciascun anno di esercizio dell'impianto.

Se invece si vogliono fare valutazioni preliminari più approfondite, bisogna considerare tra le uscite anche l'*imposta* annua che l'esercente deve pagare *sul reddito imponibile*, tenendo conto delle deduzioni fiscali concesse dalla normativa. Inoltre vanno incluse tra le entrate il *rimborso* annuale dell'*IVA* pagata durante la *costruzione* dell'impianto e tra le uscite la *rata* annuale del *prestito* eventualmente richiesto, suddivisa in quota interesse e quota capitale come si è visto in 5.1.1.2.

Considerando tutte queste voci aggiuntive, si ottiene il *flusso di cassa annuale netto*.

Così, ai fini dell'attualizzazione, nei programmi *valutazioni* si considerano i soli flussi di cassa operativi lordi, mentre in quelli *calcolo* si considerano i flussi di cassa netti, per ottenere i quali occorre prima determinare il rimborso IVA spettante e l'imposta annuale da pagare. Pertanto gran parte di quanto riportato nel seguito di questo paragrafo 5.4 riguarda i soli programmi *calcolo*, mentre per i programmi *valutazioni* si può passare direttamente dal sottoparagrafo 5.4.1 al 5.4.7.

### 5.4.1 Entrate ed uscite operative lorde

Il calcolo del flusso di cassa operativo lordo annuale di un impianto da costruire o non ancora in produzione, richiede di conoscere, per ciascuna voce di entrata ed uscita, il suo tasso nominale medio d'incremento annuo  $f_j$  durante tutto il periodo d'esercizio. Tali tassi tengono conto delle diverse dinamiche di crescita previste per le singole voci e, ai fini dell'analisi economica, è importante individuare il loro scostamento medio tendenziale rispetto all'andamento previsto, nello stesso periodo, per il tasso d'inflazione generale  $f$ <sup>16)</sup>.

Quindi, nell'ipotesi che la produzione annua e le modalità di funzionamento dell'impianto rimangano costanti durante la sua vita utile, il flusso di cassa operativo lordo FCL, al termine di un generico anno di esercizio  $s$ , è dato da:

---

<sup>15)</sup> Il flusso di cassa operativo lordo rappresenta la differenza tra ricavi e costi operativi annui e non va confuso con l'*utile lordo*, dove compaiono anche spese non operative, che è riportato nel *rendiconto d'esercizio* (o *conto profitti e perdite*) annuale.

<sup>16)</sup> Infatti la correttezza del risultato economico finale non dipende tanto dai valori  $f_j$  fissati per le varie voci, quanto dal loro differenziale rispetto al tasso d'inflazione  $f$ . Ciò è molto importante poiché nelle analisi previsionali a lungo termine basta solo individuare correttamente tali differenziali, senza preoccuparsi troppo del reale andamento dell'inflazione generale.

$$69) \quad FCL_s = \sum_j EN_j \cdot (1 + f_{ej})^{(s+ae)} - \sum_j US_j \cdot (1 + f_{uj})^{(s+ae)} \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove:

- $EN_j$  è la generica voce di entrata, come risultante da 4.5.1;
- $US_j$  è la generica voce di uscita dovuta alla produzione energetica, come risultante da 3.2, 3.3 e 3.4;
- $f_{ej}$  ed  $f_{uj}$  sono i tassi nominali medi d'incremento annuo per la generica voce d'entrata (esclusa quella del conto termico, d'importo costante per tutta la sua durata) e d'uscita;
- $ae$  è il già noto anno di entrata in esercizio dell'impianto.<sup>17)</sup>

Ovviamente, se l'impianto in esame è in esercizio, il flusso di cassa operativo lordo negli anni già trascorsi va calcolato fornendo i valori effettivi a consuntivo per le entrate e le uscite, mentre per gli anni successivi continua a valere quanto detto sopra. Quindi, in tal caso, per tutti i programmi è necessario: togliere la protezione nei due fogli in cui sono calcolati i flussi di cassa; intervenire sulle righe, relative agli anni trascorsi, sbloccando le celle assegnate alle diverse voci delle entrate e delle uscite; inserirvi manualmente gli stessi dati a consuntivo; ripristinare infine la protezione.<sup>18)</sup>

#### 5.4.1.1 DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI

Nel foglio “*val. imp*” e/o “*val. imp. var*” dei programmi *valutazioni* e nel foglio “*val. imp. var*” dei programmi *calcolo* sono richiesti i seguenti dati:

- *tassi nominali* annui per le singole voci di entrata (energia elettrica, termica e frigorifera; certificati verdi e bianchi) e di uscita (esercizio e manutenzione, combustibile, esternalità);
- *vita tecnica*  $v$  dell'impianto in anni;
- *esercizio previsto*  $ep$  dell'impianto in anni.

I programmi accettano, per i *tassi* nominali, solo valori compresi *tra 0 e 30*. Per la *vita* dell'impianto va inserito un numero intero compreso *tra 8 (durata minima dei CV) e 30*; se il valore fornito non rispetta tali vincoli, la relativa casella diventa rossa segnalando che i risultati ottenuti non sono congruenti. Invece per l'*esercizio previsto* i programmi richiedono sempre un numero intero, che *non* deve essere *superiore* alla *vita* dell'impianto.

---

<sup>17)</sup> I valori che compaiono nella 69) sono *al netto dell'IVA*, incassata per le voci di entrata e pagata per quelle di uscita. Infatti tale imposta lascia inalterati i flussi di cassa, dal momento che va periodicamente versata all'Erario trattenendo quella già pagata nello stesso periodo o in precedenza. Quindi durante l'esercizio di un impianto l'IVA è ininfluenza per l'imprenditore e il suo unico effetto è quello di far aumentare il prezzo di vendita del prodotto all'utente finale.

<sup>18)</sup> È evidente che, una volta superata la fase iniziale d'andata a regime, l'esercente ha la convenienza economica a tenere in esercizio un impianto solo quando ottiene da esso un flusso di cassa operativo lordo positivo.



Qualora si dovessero fare valutazioni su impianti con vita utile maggiore di 30 anni, andrebbe opportunamente modificato il suo limite superiore e andrebbero fatte alcune modifiche nei fogli in cui vengono elaborati i flussi di cassa annuali, come si vedrà in 5.4.1.2.

La Fig. 85 mostra l'inserimento, nel foglio "val. imp. var" dei programmi *calcolo*, di questi dati, assieme a quelli per i certificati verdi e bianchi già trattati in 4.2.1.1 e 4.2.2.1. Sulle stesse righe in cui vanno inserite le durate delle diverse incentivazioni sono pure riportati i corrispondenti ricavi annui, come si è detto in 4.5.1; è *obbligatorio* fornire la durata per tutte le incentivazioni dalle quali si ottiene un ricavo annuo.

esercizio previsto dell'impianto ep	20	anni			
vita tecnica dell'impianto v	25	anni			
tasso nominale ener. elettrica $f_e$	1,50	%			
tasso nominale ener. termica $f_t$	2,50	%			
tasso nominale ener. frigorifera $f_f$	3,00	%			
tasso nomin. CV comb. rinn. $f_{CV\ cr}$	0,00	%			
tasso nominale CV 1 <sup>a</sup> fonte $f_{CV\ 1}$	1,00	%			
tasso nominale CV 2 <sup>a</sup> fonte $f_{CV\ 2}$	1,00	%			
tasso nominale certif. bianchi $f_{CB}$	2,00	%			
tasso nominale eser. manut. $f_{esm}$	1,50	%			
tasso nominale combustibili $f_{rc}$	3,00	%			
tasso nominale esternalità $f_{est}$	3,00	%			
durata certificati bianchi $N_{CB}$	5	anni	Ricavo annuo da CB	0,0	10 <sup>3</sup> €
durata conto termico $N_{CT}$		anni	Incentivo annuo da CT	0,0	10 <sup>3</sup> €
durata max dei CVcr $N_{CV\ cr\ max}$	15	anni	Ricavo annuo da CVcr	2.464,0	10 <sup>3</sup> €
durata max dei CV1 $N_{CV\ 1\ max}$	15	anni	Ricavo annuo da CV1	5.536,5	10 <sup>3</sup> €
durata max dei CV2 $N_{CV\ 2\ max}$	10	anni	Ricavo annuo da CV2	1.047,2	10 <sup>3</sup> €
coef. molt. CV comb. rinn. $cm_{CV\ cr}$	1,0				
coef. molt. CV 1 <sup>a</sup> fonte rinn. $cm_{CV\ 1}$	1,2				
coef. molt. CV 2 <sup>a</sup> fonte rinn. $cm_{CV\ 2}$	1,5				
prod. cumulativa imputab. $E_{ir\ cum}$	750,0	GWh			

Fig. 85 – Dati richiesti per il calcolo dei flussi di cassa annuali nei programmi *calcolo*

Nell'esempio si ipotizza una dinamica media di crescita inferiore a quella dell'inflazione (prevista al 2%) per l'energia elettrica, per i diversi certificati verdi e per l'esercizio e manutenzione, uguale all'inflazione per i certificati bianchi e superiore per l'energia termica, l'energia frigorifera, i combustibili e le esternalità.

Da notare che per il combustibile rinnovabile si è considerata un'incentivazione stabilita in via amministrativa, costante nel tempo; quindi il suo tasso è stato azzerato.

I dati forniti vengono automaticamente riportati nel foglio duplicato "val. imp. am. ant" dei programmi *calcolo*. Inoltre in tutti i programmi questi dati sono automaticamente riportati nei fogli collegati dove vengono calcolati i flussi di cassa annuali: "flus. cas" collegato a "val. imp", "flus. cas. var" a "val. imp. var" e "amm. ant" a "val. imp. am. ant". Per comodità, nei fogli dove vengono determinati i flussi di cassa annuali sono anche riportate o calcolate quasi tutte le altre grandezze utilizzate.

Nei soli programmi *calcolo* è pure prevista la possibilità, come accennato in 4.5, di ridurre la produzione energetica annuale stimata dell'impianto, di norma assunta costante. Così si può tener conto che essa, nei primi anni d'esercizio, in genere cresce gradualmente fino ad andare a regime, mentre, dopo un certo numero di anni di funzionamento, tende a diminuire progressivamente, in seguito allo scadimento generale delle prestazioni dell'impianto, finché non si interviene con la manutenzione straordinaria, per ritornare ad una produzione vicina a quella del funzionamento a regime. A tal fine l'operatore può inserire, nella colonna "Coefficiente modulazione produzione" dei fogli "*flus. cas. var*" e "*amm. ant*", un valore compreso *tra 0 e 1* per ciascun anno d'esercizio.

#### 5.4.1.2 CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI

In tutti i programmi, i fogli dove vengono determinati i flussi attualizzati prevedono, nel quadro "Calcolo flussi di cassa", fino a *trenta anni* di esercizio per l'impianto. Se questi dovessero essere in numero maggiore, occorre togliere la protezione al foglio e aggiungere nella seconda metà del quadro (attorno al ventesimo anno) le righe mancanti, ripristinando la numerazione progressiva nella prima colonna ed estendendo le formule ricorrenti relative alle altre colonne. Le singole entrate ed uscite operative sono calcolate separatamente, secondo la 69), in ciascun anno d'esercizio, tenendo conto dei loro coefficienti di variazione medi fissati nel foglio collegato. Le entrate dai prodotti energetici e le uscite operative sono calcolate e riportate nel quadro fino all'ultimo anno d'esercizio previsto, dopo il quale sono tutte azzerate; invece gli incentivi sono riportati solo per i primi anni, fino alla durata prevista della loro concessione.

Nei programmi *valutazioni* le entrate e le uscite annue relative alle singole voci sono ottenute ipotizzando che le modalità di funzionamento dell'impianto siano sempre le stesse, dall'entrata in esercizio fino al termine della sua vita utile; quindi i singoli termini a secondo membro della 69) forniscono i loro importi in ciascun anno.

Invece nei programmi *calcolo*, per determinare le entrate e le uscite annue relative alle singole voci, bisogna tener conto anche del valore fissato per il *coefficiente di modulazione* della *produzione*. Pertanto le entrate dalla vendita della produzione energetica e le uscite operative vengono valutate ipotizzando, in prima approssimazione, che le singole *produzioni* come pure i *consumi* dei singoli *combustibili* varino in modo proporzionale al valore fissato per il coefficiente, mantenendo *costanti* i loro *rapporti* relativi.

Quanto alle entrate dipendenti dagli incentivi sulle produzioni, per i *certificati verdi* occorre prima valutare e riportare nel quadro "Calcolo flussi di cassa" l'energia elettrica annua con diritto ai CV relativa a ciascuna delle tre possibili fonti ammesse, ottenuta moltiplicando il suo valore a regime (trattato in 4.4.1.2) per il coefficiente di modulazione della produzione e arrotondando con le regole consuete il risultato.

Nel far ciò bisogna tener conto del vincolo sulla durata massima  $N_{CV_{max}}$  di ciascun CV e, se l'impianto non è cogenerativo, di quello eventualmente fissato sulla produzione elettrica cumulativa imputabile  $E_{ir_{cum}}$ ; per soddisfare questo vincolo, le produzioni con diritto ai CV sono calcolate nell'ordine di precedenza con cui compaiono nella tabella, fino al raggiungimento del valore limite per  $E_{ir_{cum}}$ . Così nello stesso quadro è pure evidenziato l'andamento del suo valore cumulato, ottenuto sommando al valore dell'anno precedente la produzione imputabile a ciascuna fonte rinnovabile dell'anno corrente; quest'ultima è data

dalla sua produzione con diritto ai CV, calcolata prima, divisa per il relativo coefficiente moltiplicativo cm. È evidente che, in un impianto di sola produzione elettrica, l'entrata dai CV viene meno appena è raggiunto uno dei due limiti fissati.

Per i *certificati bianchi* eventualmente spettanti, bisogna prima calcolare il numero di CB di tipo I e II cui si ha diritto in ciascun anno, moltiplicando per il coefficiente di modulazione della produzione i corrispondenti risparmi di energia primaria a regime e arrotondando il risultato con le consuete regole. Per il *conto termico* invece non si tiene conto della modulazione, poiché l'incentivo è costante.

Una volta noti, in ciascun anno, l'energia elettrica con diritto ai diversi CV e il numero di CB di tipo I e II eventualmente spettanti alle produzioni energetiche, possono essere calcolate le entrate annuali dovute globalmente agli incentivi, con formule derivate da 69).

La Fig. 86 riporta le entrate e le uscite annue ottenute dal programma *valutazioni* per un impianto di cogenerazione.

### CALCOLO FLUSSI DI CASSA

Anno	ENTRATE (10 <sup>3</sup> €)				USCITE (10 <sup>3</sup> €)		
	Energia elettrica	Energia termica	Energia frigorif.	Incentivi	Eser. e manut.	Combust.	Esternal.
1	5.044,9	1.380,9	620,4	1.794,5	2.132,2	2.190,2	-33,7
2	5.120,6	1.415,4	639,0	1.836,3	2.164,2	2.255,9	-34,7
3	5.197,4	1.450,8	658,2	1.879,1	2.196,7	2.323,5	-35,8
4	5.275,4	1.487,1	677,9	1.923,0	2.229,6	2.393,2	-36,8
5	5.354,5	1.524,2	698,2	1.967,9	2.263,1	2.465,0	-37,9
6	5.434,8	1.562,3	719,2	686,0	2.297,0	2.539,0	-39,1
7	5.516,3	1.601,4	740,8	706,6	2.331,5	2.615,2	-40,2
8	5.599,1	1.641,4	763,0	727,8	2.366,4	2.693,6	-41,5
9	5.683,1	1.682,5	785,9	749,7	2.401,9	2.774,4	-42,7
10	5.768,3	1.724,5	809,4	772,1	2.438,0	2.857,7	-44,0
11	5.854,8	1.767,6	833,7	795,3	2.474,5	2.943,4	-45,3
12	5.942,7	1.811,8	858,7	819,2	2.511,6	3.031,7	-46,7
13	6.031,8	1.857,1	884,5	0,0	2.549,3	3.122,6	-48,1
14	6.122,3	1.903,6	911,0	0,0	2.587,6	3.216,3	-49,5
15	6.214,1	1.951,1	938,4	0,0	2.626,4	3.312,8	-51,0
16	6.307,3	1.999,9	966,5	0,0	2.665,8	3.412,2	-52,5
17	6.401,9	2.049,9	995,5	0,0	2.705,7	3.514,6	-54,1
18	6.498,0	2.101,2	1.025,4	0,0	2.746,3	3.620,0	-55,7
19	6.595,4	2.153,7	1.056,1	0,0	2.787,5	3.728,6	-57,4
20	6.694,4	2.207,5	1.087,8	0,0	2.829,3	3.840,5	-59,1
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Fig. 86 – Entrate ed uscite operative annue ottenute dal programma *valutazioni* per un impianto di cogenerazione

Nell'esempio si ipotizza che i ricavi annui siano quelli delle Fig. 67, Fig. 68 e Fig. 69 pag. 130 e le uscite operative annue stimate siano quelle delle Fig. 11 pag. 37, Fig. 17 pag. 46 e Fig. 20 pag. 53, avendo mantenuto unitari tutti i loro coefficienti di variazione, mentre i dati forniti per la fase di costruzione ed avviamento sono quelli di Fig. 80 pag. 150 e Fig. 83 pag. 156. Tutte le voci d'entrata e d'uscita presentano, come si può vedere, tassi nominali annui positivi e diversificati, mentre le durate delle incentivazioni da CV e CB sono fissate rispettivamente a 12 e 5 anni.

La Fig. 87 mostra invece le entrate e le uscite annue ottenute dal programma *calcolo* per un ipotetico impianto ibrido di sola produzione elettrica, derivante per oltre la metà da fonti rinnovabili, avendo fornito i dati di Fig. 83 per la tempistica di costruzione e di Fig. 85 per i tassi nominali annui relativi alle diverse voci, per gli anni d'esercizio previsto e per il calcolo delle incentivazioni. Anche in questo caso, tutti i coefficienti di variazione per le entrate e le uscite sono mantenuti unitari.

### CALCOLO FLUSSI DI CASSA

Anno	Coeff. modul. prod.	Energia elettrica rinnovabile			Prod. cumul. imp. fonti rinn. (GWh)	ENTRATE (10 <sup>3</sup> €)		USCITE (10 <sup>3</sup> €)		
		da comb.	da 1 <sup>a</sup> fonte	da 2 <sup>a</sup> fonte		Energia elettrica	Incentivi	Eser. e manut.	Combust.	Esternal.
		(GWh)	(GWh)	(GWh)						
1	0,50	5,36	25,63	4,85	29,95	3.197,9	4.726,5	2.296,2	776,0	173,7
2	0,60	6,43	30,76	5,82	65,89	3.895,1	5.713,6	2.330,7	959,1	214,7
3	0,70	7,50	35,89	6,79	107,82	4.612,4	6.715,2	2.365,6	1.152,5	258,0
4	0,80	8,57	41,01	7,76	155,73	5.350,4	7.731,5	2.401,1	1.356,7	303,7
5	0,95	10,18	48,70	9,21	212,63	6.448,9	9.249,6	2.437,1	1.659,4	371,5
6	1,00	10,71	51,26	9,70	272,53	6.890,1	9.809,2	2.473,7	1.799,2	402,8
7	1,00	10,71	51,26	9,70	332,43	6.993,5	9.882,6	2.510,8	1.853,1	414,9
8	1,00	10,71	51,26	9,70	392,33	7.098,4	9.956,8	2.548,5	1.908,7	427,3
9	1,00	10,71	51,26	9,70	452,22	7.204,9	10.031,8	2.586,7	1.966,0	440,2
10	1,00	10,71	51,26	9,70	512,12	7.312,9	10.107,4	2.625,5	2.025,0	453,4
11	1,00	10,71	51,26	0,00	565,55	7.422,6	8.956,0	2.664,9	2.085,7	467,0
12	1,00	10,71	51,26	0,00	618,99	7.534,0	9.020,9	2.704,8	2.148,3	481,0
13	1,00	10,71	51,26	0,00	672,42	7.647,0	9.086,5	2.745,4	2.212,7	495,4
14	1,00	10,71	51,26	0,00	725,85	7.761,7	9.152,7	2.786,6	2.279,1	510,3
15	1,00	10,71	16,12	0,00	750,00	7.878,1	4.588,7	2.828,4	2.347,5	525,6
16	1,00	0,00	0,00	0,00	750,00	7.996,3	0,0	2.870,8	2.417,9	541,3
17	1,00	0,00	0,00	0,00	750,00	8.116,2	0,0	2.913,9	2.490,4	557,6
18	1,00	0,00	0,00	0,00	750,00	8.238,0	0,0	2.957,6	2.565,2	574,3
19	1,00	0,00	0,00	0,00	750,00	8.361,5	0,0	3.002,0	2.642,1	591,5
20	1,00	0,00	0,00	0,00	750,00	8.486,9	0,0	3.047,0	2.721,4	609,3
21	1,00	0,00	0,00	0,00	750,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	1,00	0,00	0,00	0,00	750,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Fig. 87 – Entrate ed uscite operative annue ottenute dal programma *calcolo* per un impianto di sola produzione elettrica

Come si può notare, mediante i coefficienti nella seconda colonna (la cui eventuale mancanza è segnalata dalla casella rossa) è stata modulata la produzione durante gli anni di esercizio, facendola aumentare progressivamente, a partire dal primo anno, fino a raggiungere il funzionamento a regime, nel sesto anno, e lasciandola poi costante negli anni successivi. La colonna “Produzione cumulativa imputabile a fonti rinnovabili” riporta inoltre la complessiva produzione elettrica dell’impianto imputabile a tutte le fonti, dalla sua entrata in esercizio fino al termine di ciascun anno. Si vede che il tetto fissato per essa viene raggiunto proprio allo scadere della durata limite concessa per i CV delle prime due fonti, pari a 15 anni. Pertanto in questo anno la loro produzione con diritto ai CV deve essere opportunamente ridotta, seguendo l’ordine di precedenza; in tal caso basta la riduzione della produzione dalla prima fonte.

Nell’esempio di Fig. 87 gli incentivi rappresentano per molti anni l’entrata principale. La loro importanza relativa, con le dinamiche di crescita assunte per le varie voci, aumenta nel tempo. Infatti queste entrate raggiungono il massimo nel corso del decimo anno, ultimo per l’incentivazione alla seconda fonte; quindi si riducono e riprendono a crescere, per azzerarsi poi quando le altre incentivazioni vengono meno. Nel corso del quindicesimo anno viene pure raggiunto il tetto per la produzione cumulativa imputabile e questo spiega la flessione degli incentivi in tale anno rispetto al precedente.

Quanto alle uscite, si può notare come l’esercizio e manutenzione rappresenti la voce principale, mentre il peso dei combustibili, inizialmente contenuto, vada crescendo progressivamente fin quasi ad eguagliare la prima voce. Ciò è dovuto anche al fatto che in questo impianto il costo d’esercizio e manutenzione è indipendente dalla sua produzione annuale, a differenza del costo per i combustibili.

Da sottolineare inoltre che in questo caso, con le assunzioni fatte sull’utilizzo dei combustibili commerciali e sull’emissione di CO<sub>2</sub> consentita, le esternalità hanno un peso trascurabile tra le uscite; esso però dipende molto da come è fissato per l’impianto il permesso annuale di emissione della CO<sub>2</sub>.

#### 5.4.2 Rate del prestito e rimborso dell’IVA

Nei soli programmi *calcolo*, i flussi di cassa annuali considerano pure, tra le uscite, le rate dell’eventuale prestito, che vengono pagate durante gli anni di esercizio dell’impianto, e tra le entrate il recupero dell’IVA, sborsata durante la costruzione dell’impianto, che viene attuato trattenendo la stessa imposta incassata durante i primi anni di esercizio, fino al suo completo rientro.

Per quanto riguarda le rate del prestito, i programmi fanno riferimento al piano d’ammortamento trattato in 5.1.1.2, riportando nel quadro “Calcolo flussi di cassa” le sole rate annuali pagate dopo che l’impianto è entrato in esercizio, suddivise per quota interessi IP e rimborso del capitale CP. Il loro numero è pari alla durata del prestito sottratto il numero delle rate non coperte da entrate, dato da 68). Questo, come detto in 5.3.2, non deve essere superiore a 7, altrimenti nel quadro gli importi delle rate rimangono azzerati e i flussi di cassa non sono più calcolati correttamente.

Per il rimborso dell’IVA bisogna tener conto di quella effettivamente pagata dal titolare dell’impianto durante il periodo di costruzione. Il suo recupero viene fatto trattenendo l’IVA netta incassata nei primi anni di esercizio.

Ipotizzando sulle voci di entrata ed uscita un'aliquota IVA pari a quella vista in 3.1.1 per il costo di costruzione dell'impianto, i programmi valutano nei fogli "flus. cas. var" e "amm. ant", per ciascun flusso di cassa operativo lordo annuale, l'imposta che l'esercente può trattenere, fino al completo recupero dell'IVA sulla costruzione rimasta a suo carico. Pertanto, come già accennato in 3.1.2, nel programma *calcolo IVA parziale*, l'IVA complessivamente rimborsabile è pari alla differenza tra quella calcolata sull'intero costo di costruzione e la sua quota parte coperta dall'eventuale contributo a fondo perduto. Invece nel programma *calcolo IVA totale*, l'intera IVA alla costruzione è rimborsabile, dal momento che rimane tutta a carico dell'esercente.

La Fig. 88 fa vedere, ad esempio, gli importi relativi all'IVA sulla costruzione (totale, non rimborsabile e da rimborsare), la sua aliquota e la tempistica delle rate da pagare per l'ammortamento del prestito, riportati automaticamente dal programma *calcolo IVA parziale* in entrambi i fogli in cui sono calcolati i flussi di cassa.

aliquota IVA	20,00	%
IVA totale	12.815,6	10 <sup>3</sup> €
IVA non rimborsabile	4.583,3	10 <sup>3</sup> €
IVA da rimborsare	8.232,3	10 <sup>3</sup> €
durata del prestito n	10	anni
rate non coperte da entr. nc	2	

Fig. 88 – Valori complessivi relativi all'IVA da costruzione e alla rateizzazione del prestito

I valori riportati per l'IVA sono quelli desunti dalla Fig. 8 pag. 32, mentre per il prestito la tempistica è quella delle Fig. 75 pag. 145 e Fig. 84 pag. 157. Pertanto nell'esempio mostrato viene rimborsata solo una parte dell'IVA pagata alla costruzione e gran parte delle rate del prestito sono pagate durante l'esercizio dell'impianto.

Nella pagina successiva la Fig. 89 evidenzia sia le entrate annuali originate da questo rimborso dell'IVA, quando le entrate e le uscite operative sono quelle di Fig. 87 pag. 163, sia il pagamento delle rate durante l'esercizio, quando il prestito contratto è quello di Fig. 77 pag. 146.

Si può notare che, in tale circostanza, il rimborso IVA avviene nei primi sei anni di esercizio e, durante il sesto, parte dell'imposta incassata comincia ad essere versata all'Erario; dall'anno successivo l'entrata da rimborso IVA viene meno poiché, una volta recuperata quella da costruzione rimasta a carico dell'esercente, l'imposta deve essere tutta versata.

Resta inteso che, qualora l'impianto sia già in esercizio, anche per il rimborso IVA e le rate del prestito vanno forniti, nei due fogli di calcolo dei flussi di cassa, gli stessi valori effettivi relativi agli anni trascorsi, se diversi da quelli calcolati, una volta sbloccate le celle in cui inserirli.

## CALCOLO FLUSSI DI CASSA

Anno	Rimb. IVA cumulato 10 <sup>3</sup> €	ENTRATE (10 <sup>3</sup> €)			USCITE (10 <sup>3</sup> €)				
		Energia elettrica	Incentivi	Rimb. IVA	Eser. e manut.	Combust.	Esternal.	Rata interessi	Rata capitale
1	935,7	3.197,9	4.726,5	935,7	2.296,2	776,0	173,7	750,1	1.263,2
2	2.156,5	3.895,1	5.713,6	1.220,8	2.330,7	959,1	214,7	674,3	1.339,0
3	3.666,8	4.612,4	6.715,2	1.510,3	2.365,6	1.152,5	258,0	594,0	1.419,3
4	5.470,9	5.350,4	7.731,5	1.804,1	2.401,1	1.356,7	303,7	508,8	1.504,5
5	7.716,9	6.448,9	9.249,6	2.246,1	2.437,1	1.659,4	371,5	418,6	1.594,7
6	8.232,3	6.890,1	9.809,2	515,3	2.473,7	1.799,2	402,8	322,9	1.690,4
7	8.232,3	6.993,5	9.882,6	0,0	2.510,8	1.853,1	414,9	221,5	1.791,8
8	8.232,3	7.098,4	9.956,8	0,0	2.548,5	1.908,7	427,3	114,0	1.899,3
9	8.232,3	7.204,9	10.031,8	0,0	2.586,7	1.966,0	440,2	0,0	0,0
10	8.232,3	7.312,9	10.107,4	0,0	2.625,5	2.025,0	453,4	0,0	0,0
11	8.232,3	7.422,6	8.956,0	0,0	2.664,9	2.085,7	467,0	0,0	0,0
12	8.232,3	7.534,0	9.020,9	0,0	2.704,8	2.148,3	481,0	0,0	0,0
13	8.232,3	7.647,0	9.086,5	0,0	2.745,4	2.212,7	495,4	0,0	0,0
14	8.232,3	7.761,7	9.152,7	0,0	2.786,6	2.279,1	510,3	0,0	0,0
15	8.232,3	7.878,1	4.588,7	0,0	2.828,4	2.347,5	525,6	0,0	0,0
16	8.232,3	7.996,3	0,0	0,0	2.870,8	2.417,9	541,3	0,0	0,0
17	8.232,3	8.116,2	0,0	0,0	2.913,9	2.490,4	557,6	0,0	0,0
18	8.232,3	8.238,0	0,0	0,0	2.957,6	2.565,2	574,3	0,0	0,0
19	8.232,3	8.361,5	0,0	0,0	3.002,0	2.642,1	591,5	0,0	0,0
20	8.232,3	8.486,9	0,0	0,0	3.047,0	2.721,4	609,3	0,0	0,0
21	8.232,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	8.232,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Fig. 89 – Esempio di entrata da rimborso IVA ed uscita da pagamento rate del prestito contratto per la costruzione

### 5.4.3 Imposizione fiscale sul reddito annuo

Nei soli programmi *calcolo* si tiene conto anche dell'imposta da pagare, commisurata non al reddito annuo d'esercizio conseguito ma ad un *reddito* convenzionale o *imponibile*. La considerazione dell'imposta è importante poiché influenza il risultato dell'analisi economica come ogni altra voce di costo. Allo scopo di ridurre, nei limiti consentiti, il suo importo, bisogna sapere con quali modalità viene calcolato il reddito imponibile e ciò può anche influenzare la scelta su come reperire il danaro richiesto per la costruzione dell'impianto [50].

Così i fogli in cui sono valutati i flussi di cassa annuali provvedono a determinare, in questi programmi, l'imposta che l'esercente dell'impianto deve pagare sul reddito imponibile

annuo conseguito. Questo è pari al relativo flusso di cassa operativo lordo, dal quale il Fisco concede di dedurre [46][48][50]:

- l'importo degli *interessi* pagati, in quello stesso anno, sulla rata d'ammortamento di un eventuale prestito contratto nel periodo di costruzione;
- la *quota d'ammortamento* fiscale, ammessa nello stesso anno, per consentire al titolare di accantonare una parte del flusso di cassa operativo in modo da costituire un fondo a compensazione della progressiva perdita di valore dell'impianto, come si vedrà meglio in 5.4.3.1;
- l'eventuale *perdita* conseguita durante un *esercizio* che, non comportando una restituzione d'imposta, può essere distribuita in non più di cinque esercizi successivi, riducendo i relativi imponibili.

I programmi *calcolo*, nel determinare l'imposta annua, tengono conto direttamente delle prime due deduzioni, mentre il recupero delle perdite di esercizio viene considerato indirettamente attraverso il recupero della loro imposta non restituita, riconoscendo per i *cinque anni successivi* un *credito fiscale* da scontare sull'imposta dovuta: ciò equivale alla deduzione dal reddito imponibile della perdita conseguita in un generico esercizio, se per l'imposta si fissa un'aliquota fiscale media, come vedremo in seguito.

Abbiamo già detto in 5.1.1 come si calcola la quota interessi nelle rate di rimborso del prestito; pertanto nel seguito viene trattata la deduzione ammessa per l'ammortamento, mentre il credito fiscale verrà trattato in 5.4.5.

#### 5.4.3.1 AMMORTAMENTO FISCALE

In linea del tutto generale, l'*ammortamento* è un'operazione *contabile* con la quale si tiene conto del deperimento che ogni macchina, impianto, fabbricato o altro bene di produzione subisce durante il suo utilizzo o anche col solo trascorrere del tempo. Tale deperimento comporta che, col passare del tempo, qualunque bene subisca un deprezzamento, ossia aumenti il divario tra il suo valore economico e quello di uno identico nuovo.

Le cause che portano a questo deperimento possono essere molteplici [46][50]:

- *deterioramento fisico*, che provoca una riduzione progressiva o repentina della capacità di un bene a fornire il servizio desiderato e può dipendere da numerosi fattori, legati sia al tempo cumulato del suo utilizzo che indipendenti da questo;
- *deterioramento funzionale o obsolescenza*, che rende un bene non più adeguato ad assolvere in modo economico al servizio richiesto, nonostante sia ancora in buone condizioni di funzionamento, perché superato nelle prestazioni da un bene di produzione più recente;
- *inadeguatezza* a soddisfare le richieste in conseguenza di variazioni impreviste della domanda, che comporta l'alienazione, la sostituzione o una diversa destinazione del bene, accompagnata in genere da un suo deprezzamento.

Pertanto, dal punto di vista contabile, con l'ammortamento si cerca di ridistribuire il costo di un bene su un certo numero di anni in cui questo viene utilizzato (*tempo d'ammortamento*), secondo importi o *quote d'ammortamento* che compensano la sua



perdita progressiva di valore, data dalla differenza tra costo iniziale sostenuto e ricavo che si otterrebbe, in ciascun anno, dalla sua vendita. Tali quote d'ammortamento vanno a costituire un "fondo d'ammortamento" nel quale, al termine della vita utile del bene, deve risultare accantonata una somma che, aggiunta all'eventuale valore recuperato dal bene dismesso, consenta, in linea di principio, di sostituirlo con uno identico nuovo [48][49][50]<sup>19)</sup>.

Ai fini contabili l'ammortamento può essere fatto in vari modi, tenendo presente che lo scopo principale è valutare il deperimento medio del bene, non quello effettivo in ciascun esercizio, in modo da distribuire la sua complessiva perdita di valore entro la vita utile.

I metodi d'ammortamento più utilizzati sono quelli che prevedono:

- quote annue costanti;
- quote decrescenti linearmente (metodo americano);
- quote decrescenti in progressione geometrica;
- quote crescenti;
- quote proporzionali al servizio reso.

Il metodo più semplice e diffuso (in Italia quasi il solo ad essere utilizzato) è quello a quote annue costanti, non producibili d'interessi, con *coefficiente d'ammortamento* pari all'inverso del periodo d'ammortamento.

Inoltre, poiché nel valutare il reddito imponibile annuo, su cui si paga l'imposta, la quota d'ammortamento dei beni di produzione, consentita dalla vigente legislazione fiscale, è totalmente deducibile dal flusso di cassa operativo lordo, l'imprenditore, per ragioni che saranno evidenti al momento della valutazione economica di una proposta realizzativa, ha tutto l'interesse a ridurre i tempi d'ammortamento, impiegando le quote massime stabilite dal Fisco.

In tal caso per il bene deperibile si parla di *ammortamento fiscale*, che in genere differisce da quello contabile.

Nell'ammortamento fiscale la legge italiana prevede che le *quote* ammesse in deduzione siano *costanti* e non possano risultare superiori a quelle ottenute applicando al costo del bene (al netto dell'IVA) un'aliquota prefissata. Tali aliquote massime, raggruppate per categorie omogenee di beni in base al normale periodo di deperimento e consumo, sono stabilite per decreto ministeriale. Quindi, in linea di principio, sull'ammortamento fiscale l'impresa non è libera di scegliere né la sua durata né il sistema d'ammortamento [46].

È però consentito fissare aliquote inferiori, anche diverse ogni anno, purché:

- in nessun anno sia superata l'aliquota massima;
- il tempo d'ammortamento non sia superiore al doppio di quello che si avrebbe applicando l'aliquota massima.

---

<sup>19)</sup> A livello contabile la quota d'ammortamento compare sia nel rendiconto d'esercizio di un'impresa, come una voce di spesa fittizia che riduce l'utile lordo, sia nel suo *stato patrimoniale* all'inizio dell'anno successivo, dove è riportata al passivo nella voce *fondo d'ammortamento* mentre all'attivo continua a comparire il valore originale del bene soggetto a deperimento.

Inoltre in certi casi il Fisco, a titolo d’incentivo, concede un *ammortamento accelerato* nei primi tre anni d’esercizio facendo aumentare l’aliquota del 15%, mentre in particolari impianti, soggetti ad un più rapido logorio, è possibile aumentare proporzionalmente l’aliquota d’ammortamento. Comunque le regole sull’ammortamento fiscale sono continuamente soggette a modifiche, anche di durata limitata nel tempo e/o valide, in certe circostanze, solo per particolari categorie di beni [50].

Quindi, per impianti di produzione energetica non ancora entrati in funzione, è importante, dal punto di vista economico, analizzare diverse modalità d’ammortamento fiscale, considerato che le quote annue da portare in detrazione influenzano notevolmente l’andamento delle imposte da pagare durante i primi anni d’esercizio.

Per tal motivo, i programmi *calcolo* prevedono due distinti fogli in cui vengono valutati i flussi di cassa annuali:

- “*flus. cas. var*”, dove l’ammortamento fiscale dell’impianto è fatto a *quote* annuali costanti;
- “*amm. ant*”, dove l’ammortamento fiscale nei *primi cinque anni* d’esercizio può essere fatto ad *aliquote variabili*, stabilite dall’operatore, per ritardarlo o, preferibilmente, anticiparlo.

#### 5.4.3.1.1 Dati richiesti dai programmi

Nel foglio “*val. imp. var*” dei soli programmi *calcolo* è richiesta l’*aliquota* percentuale annua prevista per l’*ammortamento fiscale* aaf . Il dato fornito, per il quale sono accettati valori decimali compresi tra 0 e 100 , è automaticamente riportato nel foglio duplicato “*val. imp. am. ant*” e nel foglio “*amm. ant*” a questo collegato.

La Fig. 90 fa vedere l’intero gruppo delle grandezze, rilevanti dal punto di vista fiscale, fornite o calcolate nel foglio “*val. imp. var*”; alcune di esse non sono ancora state introdotte e verranno trattate successivamente.

aliquota fiscale reddito imponib. af	37,25	%
aliquota ammortamento fiscale aaf	9,00	%
periodo ammortam. fiscale paf	11	anni
aliquota IVA	20,00	%

Fig. 90 – Grandezze rilevanti ai fini fiscali utilizzate dai programmi *calcolo*

Inoltre, se si opta per un ammortamento fiscale a quote variabili, il quadro “Calcolo flussi di cassa” presente nel foglio “*amm. ant*” richiede le *aliquote* per i *primi cinque anni* d’esercizio, in corrispondenza delle caselle verdi che si trovano nella colonna “Ammortamento annuo”. Anche per queste aliquote sono accettati valori decimali compresi tra 0 e 100 e il loro valore cumulativo non deve superare 100 .

La comparsa di caselle rosse in questa colonna segnala l’assenza dei valori o la non congruenza di quelli forniti.

#### 5.4.3.1.2 Calcoli eseguiti dai programmi

Nel foglio “*val. imp. var*” viene calcolato il *periodo d’ammortamento fiscale* paf (in anni), pari all’inverso dell’aliquota d’ammortamento fornita, divisa per 100; il risultato è arrotondato all’intero più vicino, come si può constatare in Fig. 90. Tale valore è automaticamente riportato nel foglio collegato “*flus. cas. var*”.

Nei fogli “*flus. cas. var*” e “*amm. ant*” viene pure determinato il *valore* dell’impianto *da ammortizzare*, come differenza (al netto dell’IVA) tra il costo di costruzione I e l’eventuale contributo ricevuto F, già trattati in 3.1.2<sup>20)</sup>, desunti dai rispettivi fogli collegati “*val. imp. var*” e “*val. imp. am. ant*”.

La Fig. 91 mostra i valori riportati nel foglio “*flus. cas. var*” che servono per il calcolo delle *quote costanti* d’ammortamento annuo, con riferimento all’aliquota di Fig. 90, al costo di costruzione di Fig. 6 pag. 30 ed al contributo ricevuto di Fig. 7 pag. 32.

periodo ammort. fiscale paf	11	anni
costo netto di costruzione I	64.077,9	10 <sup>3</sup> €
contrib. netto fondo perd. F	22.916,7	10 <sup>3</sup> €
costo inv. per amm. fiscale	41.161,3	10 <sup>3</sup> €

Fig. 91 – Grandezze utilizzate per l’ammortamento fiscale a quote annue costanti

In tal caso, nella colonna “Detrazione ammortamento fiscale” del quadro “Calcolo flussi di cassa” è riportata la detrazione annua ottenuta applicando l’aliquota media d’imposta sull’importo concesso in deduzione per l’ammortamento dell’impianto, pari al suo valore ammortizzabile diviso per la durata dell’ammortamento. Tale detrazione, d’importo costante, compete per tutti gli anni rientranti nel periodo d’ammortamento fiscale.

Se invece si opta per l’ammortamento fiscale a *quote variabili*, nel foglio “*amm. ant*” vengono prima definite le aliquote d’ammortamento dal sesto anno d’esercizio in poi, fissandole uguali a quella fornita dall’operatore nel foglio “*val. imp. var*” finché non si raggiunga un’aliquota cumulata pari a 100.

Pertanto nel quadro “Calcolo flussi di cassa” di “*amm. ant*”, accanto alla colonna “Ammortamento annuo” in cui l’operatore può fissare le aliquote per i primi cinque anni, è presente la colonna “Ammortamento cumulativo”, dove per ciascun anno viene determinata la percentuale complessiva d’ammortamento raggiunta. Qualora al *quinto anno* essa dovesse essere *superiore a 100*, la casella diventa rossa per segnalare l’anomalia.

È evidente che ora la durata del periodo d’ammortamento dipende dalle aliquote liberamente inserite dall’operatore e l’aliquota per l’ultimo anno, in genere, risulterà diversa da

---

<sup>20)</sup> In realtà il valore da ammortizzare è dato dal costo dell’impianto, rimasto a carico dell’imprenditore, diminuito del suo *valore residuo VR*, pari al presunto introito netto che si può ottenere dalla sua vendita al termine della vita produttiva, detratte le spese di smantellamento e ripristino delle aree occupate. Per semplificare, nei programmi si considera nullo tale valore residuo, da non confondere col valore di recupero della nota 13) a pag. 153.

quella fissata dal programma per gli anni precedenti, come si può vedere nell'esempio di Fig. 92. In questo caso, avendo fissato nei primi tre anni d'esercizio un'aliquota doppia rispetto a quella presente in Fig. 90, il periodo d'ammortamento si riduce da undici a nove anni e, nell'ultimo, l'aliquota (1%) è data dal complemento a 100 dell'aliquota cumulata raggiunta nell'anno precedente (l'ottavo).

Anno	Ammort. annuo %	Ammort. cumul. %
1	18,0	18,0
2	18,0	36,0
3	18,0	54,0
4	9,0	63,0
5	9,0	72,0
6	9,0	81,0
7	9,0	90,0
8	9,0	99,0
9	1,0	100,0
10	0,0	100,0
30	0,0	100,0

Fig. 92 – Esempio d'ammortamento fiscale ad aliquote annue variabili

#### 5.4.4 Imposta sul reddito imponibile annuo

Tenendo conto che ogni anno possono essere dedotti dal flusso di cassa operativo lordo gli interessi sulla rata di rimborso del prestito e l'ammortamento fiscale dell'impianto, l'imposta annua IF da pagare, in un generico anno di esercizio  $s$ , risulta:

$$70) \quad IF_s = af \cdot (FCL_s - IP_s - AF_s) \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove:  $af$  è l'aliquota fiscale percentuale media (divisa per 100) da applicare al reddito imponibile annuo, secondo quanto stabilito dalla legge;  $FCL$  è il flusso di cassa operativo lordo, relativo a quell'anno, dato da 69);  $IP$  e  $AF$  sono rispettivamente la quota interessi sulla rata del prestito e l'ammortamento fiscale in quell'anno.

Per convenienza, nei programmi al posto della 70) vengono considerate le sue due componenti, *imposta lorda*  $IL$  e *detrazione per ammortamento* fiscale  $DA$ , date rispettivamente da:

$$71) \quad IL_s = af \cdot (FCL_s - IP_s) = af \cdot FLF_s \quad (10^3 \text{ €}),$$

$$72) \quad DA_s = af \cdot AF_s \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove FLF è il *flusso di cassa lordo fiscale* annuo, pari alla differenza tra il flusso di cassa operativo e la quota interessi pagata sul prestito.

Anche in questo caso, se l'impianto è in esercizio, l'imposta annua per gli anni già trascorsi va calcolata sulla base degli effettivi redditi imponibili e delle aliquote fiscali applicate. Pertanto, qualora in questi anni la detrazione per ammortamento fiscale e l'imposta lorda dovessero risultare diverse da quelle calcolate, andrebbe tolta la protezione nei due fogli per sbloccare le relative celle e inserire manualmente per esse i dati risultanti a consuntivo, in modo da ottenere l'effettiva imposta pagata oppure l'eventuale credito, scontato o da scontare negli anni successivi.

#### 5.4.4.1 DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI

Per il calcolo dell'imposta annua è richiesta soltanto l'*aliquota fiscale percentuale* da applicare al reddito imponibile.

Il dato va inserito nel solo foglio "*val. imp. var*", come si può vedere in Fig. 90, ed è riportato automaticamente nel foglio duplicato "*val. imp. am. ant*" e nei fogli collegati dove sono calcolati i flussi di cassa. I programmi accettano per questo dato valori decimali compresi tra 0 e 100.

#### 5.4.4.2 CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI

I programmi *calcolo* valutano nei fogli "*flus. cas. var*" e "*amm. ant*", in base alle entrate ed uscite operative nonché agli interessi pagati con la rata d'ammortamento per l'eventuale prestito richiesto, il flusso di cassa lordo fiscale in ciascun anno d'esercizio; su questo determinano con la 71) l'imposta lorda dovuta.

Quindi con la 72) ottengono la detrazione dovuta all'ammortamento fiscale dell'impianto che, sottratta all'imposta lorda, consente di ricavare l'imposta annua sul reddito imponibile. Considerato che tale imposta, qualora risultasse negativa, non verrebbe rimborsata dall'Erario in base a quanto anticipato in 5.4.3, i programmi prevedono nel quadro "Calcolo flussi di cassa" due distinte colonne: una per l'*imposta annua sul reddito imponibile*, pari al suo valore calcolato, se positivo, o pari a zero se tale valore è negativo; una per il *credito fiscale*, pari al valore, cambiato di segno, dell'imposta calcolata, se negativa, o pari a zero se questa è positiva.

La Fig. 93 mostra i risultati ottenuti nel foglio "*flus. cas. var*" per le entrate e le uscite di Fig. 89 pag. 166, con le aliquote fiscali di Fig. 90 pag. 169. In essa sono pure presenti altre colonne nelle quali sono valutate alcune grandezze che tratteremo a breve: quelle relative al credito fiscale, che può essere sfruttato a compensazione delle imposte negli anni successivi, e quella per l'imposta annua effettivamente da pagare, una volta detratti i crediti fiscali relativi agli anni d'esercizio precedenti.

L'esempio mette in luce la rapida crescita del flusso lordo fiscale e dell'imposta lorda nei primi anni d'esercizio; ciò dipende dalla crescita della produzione, che va a regime dal sesto anno in poi, ma anche dalla deduzione della quota interessi sul prestito, che inizialmente è una parte consistente della rata annuale pagata poi va riducendosi progressivamente, con conseguente aumento dell'imponibile su cui si calcola l'imposta. Inoltre, grazie alla detrazione prodotta dall'ammortamento fiscale a quote costanti, l'imposta effettivamente dovuta quasi si azzerava nel primo anno d'esercizio.

## CALCOLO FLUSSI DI CASSA

Anno	FL. CASSA Lordo fiscale 10 <sup>3</sup> €	Imp. lorda annua 10 <sup>3</sup> €	Detraz. amm. fisc. 10 <sup>3</sup> €	Imposta red. imp. 10 <sup>3</sup> €	Credito fiscale 10 <sup>3</sup> €	Cred. fis. non utiliz. 10 <sup>3</sup> €	Cred. fis. totale 10 <sup>3</sup> €	Imposta da pagare 10 <sup>3</sup> €
1	3.928,3	1.463,3	1.393,9	69,4	0,0	0,0	0,0	69,4
2	5.429,8	2.022,6	1.393,9	628,7	0,0	0,0	0,0	628,7
3	6.957,4	2.591,6	1.393,9	1.197,8	0,0	0,0	0,0	1.197,8
4	8.511,5	3.170,5	1.393,9	1.776,6	0,0	0,0	0,0	1.776,6
5	10.811,8	4.027,4	1.393,9	2.633,5	0,0	0,0	0,0	2.633,5
6	11.700,8	4.358,5	1.393,9	2.964,7	0,0	0,0	0,0	2.964,7
7	11.875,8	4.423,7	1.393,9	3.029,9	0,0	0,0	0,0	3.029,9
8	12.056,7	4.491,1	1.393,9	3.097,3	0,0	0,0	0,0	3.097,3
9	12.243,8	4.560,8	1.393,9	3.166,9	0,0	0,0	0,0	3.166,9
10	12.316,6	4.587,9	1.393,9	3.194,0	0,0	0,0	0,0	3.194,0
11	11.161,1	4.157,5	1.393,9	2.763,6	0,0	0,0	0,0	2.763,6
12	11.220,8	4.179,7	0,0	4.179,7	0,0	0,0	0,0	4.179,7
13	11.279,9	4.201,8	0,0	4.201,8	0,0	0,0	0,0	4.201,8
14	11.338,4	4.223,6	0,0	4.223,6	0,0	0,0	0,0	4.223,6
15	6.765,3	2.520,1	0,0	2.520,1	0,0	0,0	0,0	2.520,1
16	2.166,2	806,9	0,0	806,9	0,0	0,0	0,0	806,9
17	2.154,3	802,5	0,0	802,5	0,0	0,0	0,0	802,5
18	2.140,9	797,5	0,0	797,5	0,0	0,0	0,0	797,5
19	2.125,9	791,9	0,0	791,9	0,0	0,0	0,0	791,9
20	2.109,3	785,7	0,0	785,7	0,0	0,0	0,0	785,7
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Fig. 93 – Calcolo dell'imposta annua con ammortamento a quote costanti

### 5.4.5 Recupero del credito fiscale

Come già ricordato in 5.4.3, la possibilità di distribuire un'eventuale perdita di esercizio nei cinque anni successivi, in modo da ridurne il reddito imponibile sul quale pagare l'imposta, è equivalente al riconoscimento di un credito fiscale detraibile dalle relative imposte, calcolate secondo 5.4.4.

Dal momento che un'imposta negativa non comporta alcun rimborso da parte dell'Erario, il primo credito fiscale, ottenuto durante il periodo d'esercizio, può essere utilizzato per compensare parte dell'eventuale imposta dovuta nell'anno seguente, qualora il suo importo risulti inferiore a tale imposta. Se invece risulta maggiore, può compensarla integralmente e il credito residuo può ancora essere sfruttato negli altri quattro anni successivi. Nel caso in cui, al termine del periodo utile, il credito iniziale ancora non sia stato completamente utilizzato, la quota rimanente non è più recuperabile. Analogamente si procede con tutti gli altri crediti che, nel corso dell'esercizio dell'impianto, seguono in ordine temporale.

Quindi, per ogni anno in cui risulta esserci un credito fiscale (positivo), è necessario calcolare in modo ottimale quale suo ammontare non si riesce a portare in detrazione entro i successivi cinque esercizi, tenendo anche conto degli eventuali crediti, ancora recuperabili, relativi ad anni precedenti. A tal fine basta tener presente che il recupero massimo del primo credito fiscale, in ordine temporale, si ha compensando completamente tutte le eventuali imposte dei cinque anni seguenti.

Solo dopo aver recuperato il primo si passa a sfruttare il credito d'esercizio che segue in ordine temporale, compensando l'eventuale imposta residua lasciata dal primo credito e le rimanenti imposte, entro il quinto anno utile. Procedendo in tal modo nella compensazione delle imposte, possono presentarsi sempre più numerose situazioni diverse man mano che si va avanti, fino ad arrivare al recupero dell'eventuale credito conseguito nel quarto anno d'esercizio successivo, rispetto a quello del primo credito. Infatti sul recupero di un eventuale credito nel quinto esercizio successivo non influisce più il primo credito, dovendo essere necessariamente nulla, in tal caso, l'imposta utilizzabile per il suo recupero nell'ultimo anno utile; pertanto da questo esercizio in poi le diverse situazioni, che possono venirsi a determinare nel recupero dei crediti, rimangono invariate.

Così, se si ha un credito fiscale nel *primo* anno d'esercizio CR 1, la sua quota non recuperabile CRN 1 è pari all'eventuale eccedenza (positiva) rispetto alla somma delle imposte da pagare nei cinque anni successivi (ovvero dal secondo al sesto esercizio):

$$73) \quad CRN1 = CR1 - \sum_2^6 IF_s \quad (10^3 \text{ €}),$$

nella quale, in base a quanto detto in 5.4.4.2 per il calcolo dei crediti e delle imposte annue, tutti i termini che compaiono al secondo membro non possono assumere valori negativi.

Per l'eventuale credito fiscale del *secondo* anno d'esercizio CR 2, nel calcolo della sua quota non recuperabile CRN 2 bisogna tener conto anche della modalità di recupero di CR 1. Quindi, considerando che CR 2 può essere sfruttato per compensare le imposte da IF 3 fino a IF 7, la sua quota (positiva) non utilizzata è data da:

$$74) \quad CRN2 = CR2 - \sum_3^7 IF_s + (CR1 - CRN1) \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove l'espressione entro parentesi tiene conto del contributo effettivo dato da CR 1 alla compensazione delle imposte da IF 3 fino a IF 6 (dovendo essere nulla IF 2). Per tal motivo il valore di CRN 1 è dato dalla 73) se positivo, altrimenti viene posto pari a zero.

La 74) può anche scriversi:

$$75) \quad CRN2 = \sum_1^2 CR_s - CRN1 - \sum_3^7 IF_s \quad (10^3 \text{ €}).$$

Passando al recupero dell'eventuale credito nel *terzo* anno d'esercizio CR 3, questo può compensare le imposte da IF 4 fino a IF 8 ma, nel caso più generale, si dovrà anche tener conto del contributo effettivo dato da CR 1 e CR 2 alla compensazione di tali imposte.

Ai fini del recupero di CR 3 , il contributo dato da CR 1 si limita alla compensazione delle imposte da IF 4 a IF 6 (dovendo essere nulla IF 3) e può esserci solo se il suo importo è maggiore di IF 2 , che verrebbe in tal caso azzerata. Quindi l'espressione generale per la quota (positiva) non utilizzata di CR 3 è data da:

$$76) \quad CRN3 = CR3 - \sum_4^8 IF_s + (CR1 - CRN1 - IF2) + CR2 - CRN2 \quad (10^3 \text{ €}),$$

nella quale il valore dell'espressione entro parentesi non può risultare negativo e il valore di CRN 2 è dato dalla 75) se positivo, altrimenti viene posto pari a zero.

Pertanto possono presentarsi *due* diverse situazioni.

a)  $CR1 > IF2$  .

Il credito CR 1 contribuisce a compensare le imposte che interessano CR 3 e quindi la 76) può scriversi:

$$77) \quad CRN3 = \sum_1^3 CR_s - \sum_1^2 CRN_s - \sum_2^8 IF_s \quad (10^3 \text{ €}),$$

nella quale è sicuramente nulla l'imposta IF 3 .

b)  $CR1 \leq IF2$  .

Il credito CR 1 non dà alcun contributo alla compensazione delle imposte che interessano CR 3 , poiché nella 76) l'espressione entro parentesi ha un valore nullo; il credito non utilizzato è allora dato da:

$$78) \quad CRN3 = CR3 - \sum_4^8 IF_s + CR2 - CRN2 = \sum_2^3 CR_s - CRN2 - \sum_4^8 IF_s \quad (10^3 \text{ €}).$$

Un eventuale credito nel *quarto* anno d'esercizio CR 4 può compensare le imposte da IF 5 fino a IF 9 , tenendo conto dei contributi che possono dare i crediti dei tre anni precedenti. In tal caso, essendo nulla IF 4 , CR 1 può contribuire a compensare solo IF 5 e IF 6 , mentre CR 2 può compensare le imposte da IF 5 a IF 7; perciò va sottratta da questi crediti la quota parte già utilizzata per l'azzeramento delle eventuali imposte IF 2 e IF 3 . Così ai fini del recupero di CR 4 , i crediti CR 1 e CR 2 interessano solo se il loro importo complessivo è superiore a quello delle imposte IF 2 e IF 3 , che verrebbero azzerate, e la espressione generale per la quota (positiva) non recuperabile è:

$$79) \quad CRN4 = CR4 - \sum_5^9 IF_s + (CR1 - CRN1 + CR2 - CRN2 - IF2 - IF3) + \\ + CR3 - CRN3 \quad (10^3 \text{ €}),$$

nella quale il valore dell'espressione entro parentesi non può risultare negativo e il valore di CRN 3 è dato, a seconda dei casi, da 77) o da 78) se positivo, altrimenti viene posto pari a zero.



Nel calcolo di CRN 4 possono ora presentarsi *tre* diverse situazioni.

a)  $CR\ 1 > IF\ 2$  ;  $CR\ 1 + CR\ 2 > IF\ 2 + IF\ 3$  .

Entrambi i crediti fiscali dei primi due anni contribuiscono alla compensazione di imposte che interessano CR 4 e quindi la 79) può scriversi:

$$80) \quad CRN\ 4 = \sum_1^4 CR_s - \sum_1^3 CRN_s - \sum_2^9 IF_s \quad (10^3 \text{ €}),$$

nella quale è sicuramente nulla l'imposta IF 4 .

b)  $CR\ 1 = 0$  ;  $CR\ 2 > IF\ 3$  .

Queste condizioni sono equivalenti alle  $CR\ 1 \leq IF\ 2$  e  $CR\ 1 + CR\ 2 > IF\ 2 + IF\ 3$  , come si può facilmente verificare, tenendo presente che ogni termine non può assumere valori negativi e che in uno stesso anno non possono aversi contemporaneamente credito ed imposta positivi. In questa situazione solo CR 2 può contribuire alla compensazione di imposte che interessano CR 4 e la 79) diventa:

$$81) \quad CRN\ 4 = CR\ 4 - \sum_5^9 IF_s + (CR\ 2 - CRN\ 2 - IF\ 3) + CR\ 3 - CRN\ 3 = \\ = \sum_2^4 CR_s - \sum_2^3 CRN_s - \sum_3^9 IF_s \quad (10^3 \text{ €}),$$

dovendo essere nulla l'imposta nel secondo anno.

c)  $CR\ 1 + CR\ 2 \leq IF\ 2 + IF\ 3$  .

Ora il valore dell'espressione entro parentesi è nullo e i crediti dei primi due anni non possono compensare imposte che interessano CR 4; pertanto la 79) si riduce a:

$$82) \quad CRN\ 4 = CR\ 4 - \sum_5^9 IF_s + CR\ 3 - CRN\ 3 = \sum_3^4 CR_s - CRN\ 3 - \sum_5^9 IF_s \quad (10^3 \text{ €}).$$

Nel *quinto* esercizio infine, un eventuale credito può compensare le imposte dal sesto al decimo anno, tenendo conto degli effettivi contributi dati dagli eventuali crediti dei quattro esercizi precedenti. Dovendo essere nulla l'imposta IF 5 , nel calcolo del credito non recuperabile, relativo a questo anno, il contributo di CR 1 è limitato alla compensazione di IF 6 , quello di CR 2 alla compensazione di IF 6 e IF 7 e quello di CR 3 alla compensazione delle imposte dal sesto all'ottavo anno.

Ciò comporta che dai crediti dei primi tre anni va scorporata, se d'importo minore, la quota parte servita per azzerare le imposte fino al quarto anno; in caso contrario tali crediti non sono sufficienti per compensare le imposte dal sesto anno in poi. Perciò l'espressione generale del credito (positivo) non recuperabile è:

$$83) \quad CRN\ 5 = CR\ 5 - \sum_6^{10} IF_s + (CR\ 1 - CRN\ 1 + CR\ 2 - CRN\ 2 + CR\ 3 - CRN\ 3 - \\ - IF\ 2 - IF\ 3 - IF\ 4) + CR\ 4 - CRN\ 4 \quad (10^3 \text{ €}),$$

nella quale il valore entro parentesi non può risultare negativo e il valore di CRN 4 è dato, a seconda dei casi, da 80), 81) o 82) se positivo, altrimenti viene posto pari a zero.

Le diverse situazioni che ora possono presentarsi sono *quattro*.

a)  $CR_1 > IF_2$  ;  $CR_1 + CR_2 > IF_2 + IF_3$  ;  $CR_1 + CR_2 + CR_3 > IF_2 + IF_3 + IF_4$  .

Tutti i crediti dei primi tre esercizi concorrono all'effettiva compensazione delle imposte dal sesto anno in poi e la 83) può scriversi:

$$84) \quad CRN_5 = \sum_1^5 CR_s - \sum_1^4 CRN_s - \sum_2^{10} IF_s \quad (10^3 \text{ €}) ,$$

nella quale l'imposta IF 5 è sicuramente nulla.

b)  $CR_1 = 0$  ;  $CR_2 > IF_3$  ;  $CR_2 + CR_3 > IF_3 + IF_4$  .

Solo i crediti nel secondo e terzo esercizio compaiono nel calcolo del credito non utilizzabile, la cui espressione è data da:

$$85) \quad CRN_5 = CR_5 - \sum_6^{10} IF_s + (CR_2 - CRN_2 + CR_3 - CRN_3 - IF_3 - IF_4) + \\ + CR_4 - CRN_4 = \sum_2^5 CR_s - \sum_2^4 CRN_s - \sum_3^{10} IF_s \quad (10^3 \text{ €}) ,$$

dove l'espressione entro parentesi ha di sicuro un valore positivo.

c)  $CR_1 \leq IF_2$  ;  $CR_3 > IF_4$  .

La prima condizione equivale alla  $CR_1 + CR_2 \leq IF_2 + IF_3$  , dal momento che credito e imposta nello stesso anno non possono essere entrambi positivi. In questa situazione solo il credito nel terzo anno compare effettivamente nella 83) che può scriversi:

$$86) \quad CRN_5 = CR_5 - \sum_6^{10} IF_s + (CR_3 - CRN_3 - IF_4) + CR_4 - CRN_4 = \\ = \sum_3^5 CR_s - \sum_3^4 CRN_s - \sum_4^{10} IF_s \quad (10^3 \text{ €}) ,$$

dovendo essere nulla l'imposta nel terzo anno.

d)  $CR_1 + CR_2 \leq IF_2 + IF_3$  ;  $CR_3 \leq IF_4$  .

I crediti nei primi tre anni d'esercizio non danno alcun contributo effettivo, poiché nella 83) l'espressione entro parentesi assume un valore nullo; pertanto si ha:

$$87) \quad CRN_5 = CR_5 - \sum_6^{10} IF_s + CR_4 - CRN_4 = \sum_4^5 CR_s - CRN_4 - \sum_6^{10} IF_s \quad (10^3 \text{ €}) .$$

Da quanto già anticipato, le diverse situazioni che possono presentarsi negli esercizi successivi rimangono sempre quattro e per il calcolo degli eventuali crediti fiscali non sfruttati si utilizzano in modo iterativo le 84) ÷ 87). Ad esempio, nel sesto anno l'espressione generale del credito non recuperabile è data da:

$$88) \quad \text{CRN 6} = \text{CR 6} - \sum_7^{11} \text{IF}_s + (\text{CR 2} - \text{CRN 2} + \text{CR 3} - \text{CRN 3} + \text{CR 4} - \text{CRN 4} - \\ - \text{IF 3} - \text{IF 4} - \text{IF 5}) + \text{CR 5} - \text{CRN 5} \quad (10^3 \text{ €}),$$

formalmente identica alla 83).

Conoscendo per ogni anno d'esercizio la quota non recuperata dell'eventuale credito, si valuta facilmente, in ciascun anno, il *credito fiscale totale* che può essere portato in detrazione dall'imposta dell'anno seguente.

Nel primo anno tale credito totale CRT 1 coincide con CR 1, mentre nel secondo anno è pari a:

$$89) \quad \text{CRT 2} = \text{CRT 1} + \text{CR 2} - \text{IF 2} \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove tutti i simboli sono noti.

Dal momento che, al pari dei crediti e delle imposte annue, anche i crediti fiscali totali non possono risultare negativi, se la 89) fornisce un valore negativo CRT 2 va posto uguale a zero. Per il calcolo del credito totale negli anni successivi si utilizza in modo iterativo la 89) fino al quinto anno.

Nel sesto anno il calcolo del credito fiscale totale deve tener conto che l'anno seguente non si può più sfruttare CR 1, la cui quota rimanente è perduta; pertanto si ha:

$$90) \quad \text{CRT 6} = \text{CRT 5} + \text{CR 6} - \text{IF 6} - \text{CRN 1} \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove tutti i simboli sono noti e il valore ottenuto per CRT 6 non può risultare negativo.

Negli anni d'esercizio successivi il credito fiscale totale si calcola utilizzando in modo iterativo la 90).

#### 5.4.5.1 CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI

Nel quadro "Calcolo flussi di cassa", presente nei fogli "*flus. cas. var*" e "*amm. ant*" dei programmi *calcolo*, per ciascun anno d'esercizio viene determinata, sulla colonna "Credito fiscale non utilizzato", la quota non recuperabile dell'eventuale credito, mediante le formule viste sopra. Poiché in queste compaiono le imposte dei cinque anni successivi, nei programmi sono state opportunamente modificate le formule iterative, derivate da 88), per gli ultimi cinque anni presenti nel quadro, onde evitare che i risultati possano essere falsati da eventuali valori non riferiti ad anni d'esercizio. Considerato che i programmi ne prevedono al massimo trenta, qualora il loro numero non dovesse essere sufficiente per l'impianto in esame occorre provvedere come già si è detto all'inizio di 5.4.1.2. Infatti è

chiaro adesso perché conviene aggiungere le righe attorno alla metà del quadro, essendo presenti nelle prime e nelle ultime righe alcune formule peculiari che non si possono estendere a quelle sottostanti.

Nello stesso quadro, alla colonna “Credito fiscale totale”, con formule iterative derivate da 89) o 90) è poi valutato, per ciascun anno, l’importo massimo che può essere portato in detrazione dall’imposta dell’anno seguente.

La Fig. 94 fa vedere i risultati ottenuti nel foglio “*flus. cas. var*” per un impianto che opera in condizioni abbastanza diverse rispetto a quelle di Fig. 93.

Come si può notare, ora c’è un credito fiscale, rapidamente decrescente, nei primi quattro anni; l’imposta sul reddito imponibile compare a partire dal quinto esercizio e fino all’undicesimo, in cui termina il periodo d’ammortamento (a quote costanti) dell’impianto, cresce prima lentamente poi diminuisce un po’. In tal modo il credito fiscale totale negli anni d’esercizio iniziali aumenta a tal punto che i primi tre crediti non possono essere completamente sfruttati, come evidenziato nella relativa colonna. Comunque, nonostante lo sfruttamento parziale di questi crediti, le imposte da pagare vengono azzerate fino all’ottavo anno e quella del nono è fortemente ridotta.

### CALCOLO FLUSSI DI CASSA

Anno	FL. CASSA Lordo fiscale 10 <sup>3</sup> €	Imp. lorda annua 10 <sup>3</sup> €	Detraz. amm. fisc. 10 <sup>3</sup> €	Imposta red. imp. 10 <sup>3</sup> €	Credito fiscale 10 <sup>3</sup> €	Cred. fis. non utiliz. 10 <sup>3</sup> €	Cred. fis. totale 10 <sup>3</sup> €	Imposta da pagare 10 <sup>3</sup> €
1	1.036,7	386,2	1.357,1	0,0	971,0	542,9	971,0	0,0
2	1.739,0	647,8	1.357,1	0,0	709,4	458,6	1.680,3	0,0
3	2.440,2	909,0	1.357,1	0,0	448,2	177,7	2.128,5	0,0
4	3.140,3	1.169,8	1.357,1	0,0	187,4	0,0	2.315,9	0,0
5	4.167,2	1.552,3	1.357,1	195,2	0,0	0,0	2.120,7	0,0
6	4.268,6	1.590,1	1.357,1	232,9	0,0	0,0	1.344,9	0,0
7	4.316,5	1.607,9	1.357,1	250,8	0,0	0,0	635,5	0,0
8	4.369,4	1.627,6	1.357,1	270,5	0,0	0,0	187,4	0,0
9	4.427,7	1.649,3	1.357,1	292,2	0,0	0,0	0,0	104,8
10	4.362,3	1.625,0	1.357,1	267,8	0,0	0,0	0,0	267,8
11	4.295,4	1.600,0	1.357,1	242,9	0,0	0,0	0,0	242,9
12	4.226,8	1.574,5	0,0	1.574,5	0,0	0,0	0,0	1.574,5
13	4.156,5	1.548,3	0,0	1.548,3	0,0	0,0	0,0	1.548,3
14	4.084,5	1.521,5	0,0	1.521,5	0,0	0,0	0,0	1.521,5
15	4.010,6	1.494,0	0,0	1.494,0	0,0	0,0	0,0	1.494,0
16	1.347,0	501,8	0,0	501,8	0,0	0,0	0,0	501,8
17	1.269,5	472,9	0,0	472,9	0,0	0,0	0,0	472,9
18	1.190,0	443,3	0,0	443,3	0,0	0,0	0,0	443,3
19	1.108,6	413,0	0,0	413,0	0,0	0,0	0,0	413,0
20	1.025,2	381,9	0,0	381,9	0,0	0,0	0,0	381,9
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Fig. 94 – Calcolo delle imposte con utilizzo parziale dei crediti fiscali

#### 5.4.6 Flussi di cassa netti

Il flusso di cassa annuale netto (FCN) tiene conto di tutte le entrate ed uscite, comprese quelle non legate alla produzione energetica, che si verificano ogni anno durante il periodo d'esercizio dell'impianto.

Pertanto nel caso più generale è pari al flusso di cassa operativo lordo visto in 5.4.1, cui va aggiunto il rimborso IVA e sottratta la rata dell'eventuale prestito richiesto, secondo quanto visto in 5.4.2; a tale importo va poi sottratta l'imposta annua da pagare. Quindi per il generico anno  $s$  si ha:

$$91) \quad FCN_s = FCL_s + RI_s - IP_s - CP_s - IM_s = FLF_s + RI_s - CP_s - IM_s \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove  $RI_s$  e  $IM_s$  sono rispettivamente il rimborso IVA e l'imposta annua da pagare nel generico anno di esercizio  $s$ , mentre gli altri simboli sono stati introdotti in precedenza.

Da osservare che nella 91) compare il flusso di cassa lordo fiscale  $FLF_s$  definito in 5.4.4, mentre l'imposta da pagare nel generico anno  $s$ , se positiva, è data da:

$$92) \quad IM_s = IF_s - CRT_{s-1} \quad (10^3 \text{ €}),$$

altrimenti è posta uguale a zero, con l'avvertenza che il credito fiscale totale da portare in detrazione il primo anno è nullo.

Qualora l'impianto in esame sia già in esercizio, la 91) determina gli effettivi flussi di cassa netti per gli anni trascorsi, essendo forniti i valori a consuntivo per tutte le entrate ed uscite di quegli anni.

##### 5.4.6.1 CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI

Nei soli programmi *calcolo*, al solito quadro "Calcolo flussi di cassa" dei fogli "*flus. cas. var*" e "*amm. ant*" vengono determinati, in ciascun anno d'esercizio dell'impianto, l'imposta da pagare tramite la 92) e il flusso di cassa netto tramite la 91).

La Fig. 95 mostra i flussi di cassa netti ottenuti nel foglio "*flus. cas. var*" per l'esempio di Fig. 93 pag. 173, dove era già riportata la colonna relativa alle imposte annue da pagare, con riferimento al rimborso IVA e alle rate del prestito di Fig. 89 pag. 166.

Da questo esempio si può comprendere quale incidenza possa avere sui flussi di cassa annuali il pagamento delle imposte e delle rate di prestito, nonché il rimborso IVA. Si vede infatti che, mentre il flusso lordo fiscale è in continua crescita finché l'impianto gode di incentivazioni piene alla produzione, il flusso netto cresce inizialmente fino a raggiungere nel quinto anno (ultimo di rimborso pieno dell'IVA) un massimo relativo. Poi diminuisce per riprendere a crescere dall'ottavo fino al decimo anno, in cui raggiunge il massimo assoluto assieme al flusso lordo fiscale, con un brusco incremento nel nono anno, quando cessa il pagamento delle rate per il prestito. Il dodicesimo anno subisce un calo sensibile, causato dall'aumento dell'imposta al venir meno della deduzione per l'ammortamento; quindi riprende a crescere fino al quattordicesimo, ultimo anno in cui gode pienamente dei CV quindicennali, dove raggiunge un nuovo massimo relativo.

## CALCOLO FLUSSI DI CASSA

Anno	FL. CASSA Lordo fiscale 10 <sup>3</sup> €	Detraz. amm. fisc. 10 <sup>3</sup> €	Imposta da pagare 10 <sup>3</sup> €	FL. CASSA Netto 10 <sup>3</sup> €
1	3.928,3	1.393,9	69,4	3.531,4
2	5.429,8	1.393,9	628,7	4.682,9
3	6.957,4	1.393,9	1.197,8	5.850,6
4	8.511,5	1.393,9	1.776,6	7.034,4
5	10.811,8	1.393,9	2.633,5	8.829,6
6	11.700,8	1.393,9	2.964,7	7.561,0
7	11.875,8	1.393,9	3.029,9	7.054,1
8	12.056,7	1.393,9	3.097,3	7.060,1
9	12.243,8	1.393,9	3.166,9	9.076,8
10	12.316,6	1.393,9	3.194,0	9.122,5
11	11.161,1	1.393,9	2.763,6	8.397,4
12	11.220,8	0,0	4.179,7	7.041,0
13	11.279,9	0,0	4.201,8	7.078,1
14	11.338,4	0,0	4.223,6	7.114,8
15	6.765,3	0,0	2.520,1	4.245,2
16	2.166,2	0,0	806,9	1.359,3
17	2.154,3	0,0	802,5	1.351,8
18	2.140,9	0,0	797,5	1.343,4
19	2.125,9	0,0	791,9	1.334,0
20	2.109,3	0,0	785,7	1.323,6
21	0,0	0,0	0,0	0,0
30	0,0	0,0	0,0	0,0

Fig. 95 – Flussi di cassa netti per ammortamento a quote costanti

È pure interessante esaminare come cambiano i flussi di cassa netti quando, mantenendo gli stessi coefficienti di variazione per le entrate e le uscite, l'ammortamento fiscale è fatto con quote variabili.

Nella pagina seguente, la Fig. 96 fornisce il risultato ottenuto nel foglio "amm. ant" per lo stesso esempio numerico di Fig. 95, quando l'ammortamento fiscale sia fatto con le aliquote variabili di Fig. 92 pag. 171; per completezza nella figura sono pure riportate le colonne relative all'imposta sul reddito imponibile e all'utilizzo degli eventuali crediti fiscali.

Confrontando con la Fig. 93 a pag. 173 si nota subito che le iniziali maggiori detrazioni calcolate per l'ammortamento comportano un credito fiscale nei primi tre anni d'esercizio, mentre con l'ammortamento a quote costanti non si aveva alcun credito fiscale. Ciò fa sì che, grazie all'ammortamento anticipato, il credito fiscale totale vada aumentando nei primi tre anni per essere poi completamente sfruttato negli anni seguenti, consentendo d'azzerare l'imposta del quarto anno e di ridurre parzialmente quella del quinto. Nei tre anni successivi l'imposta da pagare risulta leggermente superiore rispetto a quella calcolata per l'ammortamento costante, mentre dal nono all'undicesimo anno è assai

maggiore poiché nell'ammortamento anticipato le detrazioni fiscali connesse sono quasi esaurite già al nono anno.

### CALCOLO FLUSSI DI CASSA

Anno	FL. CASSA Lordo fiscale 10 <sup>3</sup> €	Detraz. amm. fisc. 10 <sup>3</sup> €	Imposta red. imp. 10 <sup>3</sup> €	Credito fiscale 10 <sup>3</sup> €	Cred. fis. non utiliz. 10 <sup>3</sup> €	Cred. fis. totale 10 <sup>3</sup> €	Imposta da pagare 10 <sup>3</sup> €	FL. CASSA Netto 10 <sup>3</sup> €
1	3.928,3	2.759,9	0,0	1.296,6	0,0	1.296,6	0,0	3.600,8
2	5.429,8	2.759,9	0,0	737,3	0,0	2.033,8	0,0	5.311,7
3	6.957,4	2.759,9	0,0	168,2	0,0	2.202,1	0,0	7.048,4
4	8.511,5	1.379,9	1.790,6	0,0	0,0	411,5	0,0	8.811,1
5	10.811,8	1.379,9	2.647,5	0,0	0,0	0,0	2.236,0	9.227,2
6	11.700,8	1.379,9	2.978,6	0,0	0,0	0,0	2.978,6	7.547,1
7	11.875,8	1.379,9	3.043,8	0,0	0,0	0,0	3.043,8	7.040,2
8	12.056,7	1.379,9	3.111,2	0,0	0,0	0,0	3.111,2	7.046,2
9	12.243,8	153,3	4.407,5	0,0	0,0	0,0	4.407,5	7.836,3
10	12.316,6	0,0	4.587,9	0,0	0,0	0,0	4.587,9	7.728,6
11	11.161,1	0,0	4.157,5	0,0	0,0	0,0	4.157,5	7.003,6
12	11.220,8	0,0	4.179,7	0,0	0,0	0,0	4.179,7	7.041,0
13	11.279,9	0,0	4.201,8	0,0	0,0	0,0	4.201,8	7.078,1
14	11.338,4	0,0	4.223,6	0,0	0,0	0,0	4.223,6	7.114,8
15	6.765,3	0,0	2.520,1	0,0	0,0	0,0	2.520,1	4.245,2
16	2.166,2	0,0	806,9	0,0	0,0	0,0	806,9	1.359,3
17	2.154,3	0,0	802,5	0,0	0,0	0,0	802,5	1.351,8
18	2.140,9	0,0	797,5	0,0	0,0	0,0	797,5	1.343,4
19	2.125,9	0,0	791,9	0,0	0,0	0,0	791,9	1.334,0
20	2.109,3	0,0	785,7	0,0	0,0	0,0	785,7	1.323,6
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Fig. 96 – Flussi di cassa netti per ammortamento a quote variabili

Riguardo ai flussi di cassa netti, il confronto con Fig. 95 evidenzia che nell'ammortamento anticipato essi sono superiori fino al quinto anno e inferiori dal sesto all'undicesimo, a causa della diversa imposta da pagare in questi anni.

Poiché, come si può verificare, la somma dei flussi di cassa netti è costante, essendo indipendente dal tipo d'ammortamento fiscale adottato, si conclude che l'ammortamento anticipato ha il solo effetto di far aumentare i flussi netti nei primi anni d'esercizio dell'impianto a scapito di quelli negli anni successivi, rientranti nel periodo d'ammortamento a quote costanti.

#### 5.4.7 Flussi di cassa attualizzati

Noti i flussi di cassa (netti) in ciascun anno, ai fini dell'analisi economica occorre riportarli alla data di riferimento, come già ricordato all'inizio del capitolo. Nel far ciò si ipotizza, in prima approssimazione e in via prudentiale per l'analisi economica, che tali flussi di cassa, benché distribuiti nell'arco dell'intero anno, siano contabilizzati al termine di questo come un unico flusso.

Tutti i futuri flussi di cassa netti annuali vengono attualizzati alla data attuale in base ad un opportuno *tasso reale* annuo di remunerazione  $d$  per il capitale investito; ad esso è associato il *tasso nominale* annuo di remunerazione  $D$ , ottenuto con una formula analoga alla 41) di pag. 139. Il tasso  $d$  utilizzato per attualizzare questi flussi di cassa può anche cambiare nel corso del periodo d'esercizio dell'impianto, tenendo però sempre presente che va garantito all'imprenditore un adeguato rendimento per il capitale proprio investito nell'iniziativa.

Pertanto il valore attualizzato, alla data di riferimento, del futuro flusso di cassa netto ( $FCA_s$ ), relativo al generico anno  $s$  di esercizio, è pari a:

$$93) \quad FCA_s = \frac{FCN_s}{(1+D)^{(s+ae)}} \cdot (1+R)^{ar} \quad (10^3 \text{ €}),$$

nella quale  $ae$  è l'anno d'entrata in esercizio dell'impianto, dato dalla 67) a pag. 156, e  $ar$  è l'anno di riferimento per l'attualizzazione, visto in 5.2.1.

Qualora l'impianto sia già in esercizio, i flussi di cassa netti a consuntivo, relativi agli anni per i quali  $(s + ae) \leq 0$ , sono invece sempre attualizzati mediante l'unico *tasso reale di sconto*  $r$ ; quindi il valore attuale, alla data di riferimento, del flusso di cassa netto conseguito in un generico anno  $s$  di esercizio a consuntivo è:

$$94) \quad FCA_s = \frac{FCN_s}{(1+Re)^{(s+ae)}} \cdot (1+R)^{ar} \quad (10^3 \text{ €}).$$

Dal momento che i programmi azzerano tutte le entrate ed uscite relative agli anni successivi al periodo d'esercizio previsto, dopo tale periodo anche i flussi di cassa attualizzati sono tutti nulli.

##### 5.4.7.1 DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI

Tutti i programmi richiedono nel foglio "*val. imp. var*" la *maggiorazione*  $mr$  prevista per il *tasso reale* annuo di remunerazione che, secondo quanto detto in 5.1, deve risultare premiante rispetto a quello di sconto mediamente ottenuto dagli investitori. A tal fine per la sua maggiorazione sono accettati *valori* decimali compresi *tra 0 e 30*.

Nei programmi *calcolo*, il valore fornito per la maggiorazione del tasso di remunerazione è riportato automaticamente nel foglio duplicato "*val. imp. am. ant*".

Poiché nel foglio "*val. imp*" dei programmi *valutazioni* questa maggiorazione non è richiesta, l'attualizzazione dei flussi di cassa nel foglio collegato "*flus. cas*" è fatta ai tassi



nominali annui di sconto  $R_e$  ed  $R$ ; si ipotizza quindi che, per una prima analisi, i tassi reali di remunerazione  $d$  e di sconto  $r$  coincidano.

Nel foglio “*val. imp. var*” di questi programmi tale dato viene fornito come in Fig. 97, dove, accanto ad altre grandezze economiche viste in precedenza, sono anche riportati i valori del tasso reale di remunerazione  $d$ , ottenuto maggiorando di  $m_r$  il tasso  $r$ , e del tasso nominale  $D$ . Pertanto l’attualizzazione dei flussi di cassa nel foglio collegato “*flus. cas. var*” è fatta con i due diversi tassi reali  $d$  ed  $r$ .

tasso inflazione medio effettivo $f_e$	2,50	%
tasso inflazione medio previsto $f$	2,00	%
tasso reale di sconto $r$	4,00	%
maggioraz. tasso remuneraz. $m_r$	1,50	%
tasso nominale sconto effett. $R_e$	6,60	%
tasso nominale di sconto $R$	6,08	%
tasso reale remunerazione $d$	5,50	%
tasso nominale remunerazione $D$	7,61	%

Fig. 97 – Esempio d’inserimento del dato per la maggiorazione del tasso reale di remunerazione nei programmi *valutazioni*

Da notare che i valori per i tassi  $f_e$ ,  $f$  ed  $r$  sono riportati automaticamente dal foglio “*val. imp*”, come si è visto in 5.2.1.

#### 5.4.7.2 CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI

Nel calcolo dei flussi di cassa attualizzati, i programmi *valutazioni* considerano, secondo quanto detto all’inizio di 5.4, i soli flussi di cassa operativi lordi trattati in 5.4.1. Pertanto attualizzano separatamente le entrate e le uscite complessive, ottenute nei due fogli con la 69) di pag. 159, per ciascun anno d’esercizio e calcolano poi il corrispondente flusso attualizzato.

Nel foglio “*flus. cas*” si ricorre a formule analoghe alla 94) (con  $R$  al posto di  $R_e$  negli anni in cui  $(s + ae) > 0$ ), poichè per una prima rapida valutazione economica si utilizza, come già anticipato, un solo tasso reale durante tutto il periodo d’esercizio dell’impianto. Nel foglio “*flus. cas. var*”, invece, si utilizzano entrambi i tassi reali, ricorrendo a formule analoghe alle 93) e 94).

La Fig. 98 mostra i valori ricavati dal foglio “*flus. cas*” per le entrate e le uscite operative di Fig. 86 pag. 162, utilizzando il valore del tasso  $r$  presente in Fig. 97; tenuto conto che, secondo la tempistica di questo esempio, la costruzione inizia nell’anno corrente, nelle 94) va sempre utilizzato il solo tasso nominale  $R$ .

Dal prospetto si può notare che viene calcolato anche il *flusso di cassa attualizzato cumulativo*, sommando il flusso di cassa annuale a quelli degli anni d’esercizio precedenti e dividendo il risultato per  $10^3$ . Il motivo è legato al fatto che il flusso attualizzato cumulativo consente di ricavare diversi indicatori economici finali utilizzati per valutare la fattibilità di una iniziativa proposta, come risulterà più chiaro in seguito; in particolare, nel caso di un

impianto di produzione energetica, è fondamentale conoscere quale è il valore del flusso cumulativo al termine della sua vita produttiva.

### CALCOLO FLUSSI DI CASSA

Anno	ENTRATA Attualizzata (10 <sup>3</sup> €)	USCITA Attualizzata (10 <sup>3</sup> €)	FL. CASSA Attualizzato (10 <sup>3</sup> €)	FL. CASSA Att. cumulat. (10 <sup>6</sup> €)
1	6.204,2	3.009,7	3.194,5	3,2
2	5.961,5	2.901,1	3.060,3	6,3
3	5.728,4	2.796,7	2.931,7	9,2
4	5.504,6	2.696,1	2.808,5	12,0
5	5.289,8	2.599,3	2.690,5	14,7
6	4.389,7	2.506,1	1.883,6	16,6
7	4.218,2	2.416,3	1.801,9	18,4
8	4.053,6	2.329,9	1.723,7	20,1
9	3.895,6	2.246,8	1.648,8	21,7
10	3.743,8	2.166,7	1.577,2	23,3
11	3.598,1	2.089,5	1.508,6	24,8
12	3.458,2	2.015,3	1.443,0	26,3
13	3.032,3	1.943,7	1.088,5	27,4
14	2.911,7	1.874,8	1.036,9	28,4
15	2.796,0	1.808,5	987,6	29,4
16	2.685,1	1.744,6	940,5	30,3
17	2.578,5	1.683,0	895,5	31,2
18	2.476,3	1.623,7	852,6	32,1
19	2.378,2	1.566,5	811,7	32,9
20	2.284,1	1.511,5	772,6	33,7
21	0,0	0,0	0,0	33,7
30	0,0	0,0	0,0	33,7

anno entrata in esercizio ae	5	
anni esercizio trascorsi et	0	anni

Fig. 98 – Attualizzazione dei flussi di cassa al tasso r nei programmi *valutazioni*

Per una successiva valutazione preliminare, le future entrate ed uscite operative, presenti nel foglio “*flus. cas. var*”, sono attualizzate con un tasso annuo variabile durante il periodo d’esercizio. Sono previsti infatti *due diversi tassi* reali:

- quello di *remunerazione* dell’investimento d , fino all’anno in cui il flusso di cassa cumulativo non supera l’investimento iniziale attualizzato IA , trattato in 5.3;
- quello di *sconto* r , di valore inferiore o al massimo uguale, una volta che i flussi di cassa hanno compensato l’investimento iniziale.

La prossima Fig. 99 riporta i valori ricavati dal foglio “*flus. cas. var*” per le stesse entrate ed uscite operative di Fig. 86, utilizzando i valori dei tassi d ed r riportati in Fig. 97.

Poiché nel caso esaminato l'entrata in esercizio avverrà dopo l'anno corrente, le formule analoghe alla 94) utilizzano il solo tasso nominale  $R$ , qualora  $r$  dovesse subentrare a  $d$ .

### CALCOLO FLUSSI DI CASSA

Anno	ENTRATA Attualizzata ( $10^3$ €)	USCITA Attualizzata ( $10^3$ €)	FL. CASSA Attualizzato ( $10^3$ €)	FL. CASSA Att. cumulat. ( $10^6$ €)
1	5.693,4	2.761,9	2.931,5	2,9
2	5.392,9	2.624,4	2.768,4	5,7
3	5.108,4	2.493,9	2.614,4	8,3
4	4.839,0	2.370,1	2.468,9	10,8
5	4.584,0	2.252,5	2.331,5	13,1
6	3.749,9	2.140,8	1.609,1	14,7
7	3.552,2	2.034,8	1.517,4	16,2
8	3.365,1	1.934,2	1.430,9	17,7
9	3.187,9	1.838,6	1.349,3	19,0
10	3.020,2	1.747,9	1.272,3	20,3
11	2.861,3	1.661,7	1.199,7	21,5
12	2.711,0	1.579,8	1.131,2	22,6
13	2.343,3	1.502,1	841,2	23,5
14	2.218,1	1.428,2	789,9	24,3
15	2.099,7	1.358,1	741,6	25,0
16	1.987,7	1.291,5	696,2	25,7
17	1.881,7	1.228,2	653,5	26,3
18	1.781,4	1.168,1	613,4	27,0
19	1.686,5	1.110,9	575,6	27,5
20	1.596,8	1.056,7	540,1	28,1
21	0,0	0,0	0,0	28,1
30	0,0	0,0	0,0	28,1

anno entrata in esercizio ae	5	
anni esercizio trascorsi et	0	anni

Fig. 99 – Attualizzazione dei flussi di cassa ai tassi  $d$  ed  $r$  nei programmi *valutazioni*

Dal confronto con Fig. 98 si nota che i valori dei flussi di cassa, attualizzati col tasso di remunerazione, sono inferiori a quelli ottenuti col tasso di sconto e il loro divario tende sempre più ad aumentare nel corso degli anni, fino al termine del periodo d'esercizio. Questo sta ad indicare che in tale esempio numerico i flussi di cassa non riescono a compensare l'investimento iniziale durante la vita produttiva dell'impianto; altrimenti, dall'anno successivo all'avvenuta compensazione, l'attualizzazione sarebbe fatta col tasso di sconto e i valori ottenuti dovrebbero coincidere con i corrispondenti di Fig. 98.

Nell'analisi economica, lo scopo dell'attualizzazione dei flussi di cassa annuali con due diversi tassi reali è quello di garantire al capitale proprio, investito dall'imprenditore, una maggiore remunerazione rispetto al tasso di sconto, per consentirgli un profitto ragionevole in rapporto al rischio che deve affrontare, legato al possibile insuccesso dell'iniziativa.

Tale remunerazione termina nell'anno in cui il flusso di cassa cumulativo diventa maggiore dell'investimento attualizzato IA e quindi viene meno il rischio di non ritorno del capitale proprio investito; pertanto, se ciò si verifica nel corso dell'esercizio dell'impianto, dall'anno successivo in poi viene utilizzato il tasso di sconto r per l'attualizzazione dei flussi di cassa.

I programmi *calcolo* determinano nei fogli duplicati “*val. imp. var*” e “*val. imp. am. ant*” i valori per il tasso reale d e per il tasso nominale D , riportandoli automaticamente nei rispettivi fogli collegati “*flus. cas. var*” e “*amm. ant*”. Tali programmi attualizzano i futuri flussi di cassa annuali netti sempre col tasso reale variabile. Quindi utilizzano la 93) finché il flusso di cassa cumulativo non compensa l'investimento iniziale IA; dall'anno successivo subentra al tasso di remunerazione d quello di sconto r e l'attualizzazione è fatta con una formula analoga alla 94), dove al posto di Re compare R .

La Fig. 100 mette a confronto i valori ricavati per i flussi di cassa netti di Fig. 95 e Fig. 96, ottenuti facendo variare le sole quote d'ammortamento fiscale.

### CALCOLO FLUSSI DI CASSA

Anno	Ammortamento quote costanti			Ammortamento anticipato		
	FL. CASSA Netto	FL. CASSA Attual. netto	FL. CASSA Att. cumulat.	FL. CASSA Netto	FL. CASSA Attual. netto	FL. CASSA Att. cumulat.
	10 <sup>3</sup> €	10 <sup>3</sup> €	10 <sup>6</sup> €	10 <sup>3</sup> €	10 <sup>3</sup> €	10 <sup>6</sup> €
1	3.531,4	2.274,2	2,3	3.600,8	2.318,9	2,3
2	4.682,9	2.802,5	5,1	5.311,7	3.178,8	5,5
3	5.850,6	3.253,7	8,3	7.048,4	3.919,8	9,4
4	7.034,4	3.635,4	12,0	8.811,1	4.553,6	14,0
5	8.829,6	4.240,5	16,2	9.227,2	4.431,4	18,4
6	7.561,0	3.374,4	19,6	7.547,1	3.368,2	21,8
7	7.054,1	2.925,6	22,5	7.040,2	2.919,8	24,7
8	7.060,1	2.721,0	25,2	7.046,2	2.715,6	27,4
9	9.076,8	3.250,9	28,5	7.836,3	2.806,6	30,2
10	9.122,5	3.036,2	31,5	7.728,6	2.572,3	32,8
11	8.397,4	2.597,2	34,1	7.003,6	2.166,1	35,0
12	7.041,0	2.023,7	36,1	7.041,0	2.023,7	37,0
13	7.078,1	1.890,5	38,0	7.078,1	2.446,3	39,4
14	7.114,8	2.318,1	40,3	7.114,8	2.318,1	41,7
15	4.245,2	1.303,9	41,6	4.245,2	1.303,9	43,0
16	1.359,3	393,6	42,0	1.359,3	393,6	43,4
17	1.351,8	369,0	42,4	1.351,8	369,0	43,8
18	1.343,4	345,7	42,8	1.343,4	345,7	44,2
19	1.334,0	323,6	43,1	1.334,0	323,6	44,5
20	1.323,6	302,6	43,4	1.323,6	302,6	44,8
21	0,0	0,0	43,4	0,0	0,0	44,8
30	0,0	0,0	43,4	0,0	0,0	44,8

Fig. 100 – Confronto dei flussi attualizzati per l'ammortamento a quote costanti e anticipato

Ora risulta chiaro perché, dal punto di vista economico, conviene l'ammortamento fiscale anticipato rispetto a quello con quote costanti, sebbene la somma dei flussi di cassa annuali netti non cambi nei due casi. Dalla figura si vede infatti che, nel corso dell'esercizio, i flussi attualizzati presentano uno scostamento crescente dai corrispondenti flussi di cassa netti. Ciò fa sì che, durante il periodo d'esercizio, il peso relativo dei flussi attualizzati vada diminuendo costantemente, come evidenziato dal progressivo minor incremento del flusso cumulativo. Inoltre nel periodo iniziale tale divario è amplificato dall'impiego del tasso di remunerazione  $d$ , generalmente più elevato, ai fini dell'attualizzazione.

Pertanto l'effetto finale dell'ammortamento fiscale anticipato è sia quello di far crescere più rapidamente il flusso cumulativo (attualizzato) nella prima fase del periodo d'esercizio, consentendo all'imprenditore una remunerazione del capitale proprio in tempi più brevi, sia quello di incrementare il flusso cumulativo a fine vita dell'impianto, rendendo quindi economicamente più conveniente la realizzazione di una iniziativa.

C'è infine da osservare che, se l'impianto in esame è funzionante, per gli anni d'esercizio già trascorsi vanno fornite le effettive entrate ed uscite risultanti a consuntivo, come si è accennato in 5.4.1, 5.4.2 e 5.4.4. A tal fine tutti i programmi mostrano, nei fogli in cui vengono elaborati i flussi di cassa, il numero (non negativo) degli *anni d'esercizio trascorsi* et per i quali sono disponibili i dati a consuntivo, come si può vedere in Fig. 98 e Fig. 99.

Se  $et$  è diverso da zero, il suo valore è pari all'anno d'entrata in esercizio cambiato di segno. In tal caso il numero  $ae$  deve essere negativo e i flussi di cassa attualizzati all'anno corrente risultano superiori a quelli netti per tutti gli anni d'esercizio trascorsi escluso l'ultimo, in cui i due valori coincidono, come si può vedere dalla 94).

## 5.5 Risultato economico conseguito dall'impianto

Una volta attualizzate tutte le entrate e le uscite, che si verificano durante la costruzione e l'esercizio di un impianto, è possibile valutare la sua economicità e stimare di conseguenza la redditività da esso attesa.

Nell'analisi va comunque tenuto presente che, per un impianto da costruire, il profitto ottenibile non deve dipendere troppo dalla modalità scelta per la copertura del suo costo di costruzione, anche se questa è fondamentale ed entra in gioco già nella fase iniziale di verifica dell'economicità e fattibilità di una iniziativa proposta. Vale quindi il principio generale che un impianto di produzione energetica è economicamente conveniente solo se, nel complesso, i ricavi da esso ottenibili sono maggiori dei costi richiesti (al netto degli eventuali contributi concessi).

Inoltre, come si vedrà in 6.1, la corretta valutazione della redditività e della fattibilità di una iniziativa proposta comporta un'analisi di sensitività del risultato economico finale alle variazioni delle grandezze che lo influenzano maggiormente, secondo diversi possibili scenari riguardanti la loro evoluzione futura.

Per l'analisi del risultato economico finale vengono definiti e calcolati opportuni indicatori economici di riferimento e di controllo. Dal loro valore, che dipende ovviamente anche dai coefficienti adottati per le analisi descritti al termine del Cap. 4, è possibile stabilire in maniera oggettiva la validità economica-reddituale di una iniziativa già realizzata o proposta, come pure individuare, fra diverse iniziative proposte tra loro alternative, la più conveniente.

Non bisogna però dimenticare che gli indicatori economici, per come sono definiti, descrivono soltanto alcuni aspetti del problema e la loro valutazione, per una iniziativa proposta, rappresenta solo una prima fase dell'analisi economica complessiva, richiesta nel corso del processo decisionale. I loro valori infatti dipendono molto dalle iniziali assunzioni che stanno alla base dello studio di fattibilità e che potrebbero rivelarsi poco realistiche ad un successivo esame più accurato ed approfondito.

Di conseguenza, nell'analisi economica preliminare di una iniziativa proposta, è necessario che si ottengano, nel complesso, buoni valori per gli indicatori economici di riferimento e controllo, ma ciò non è sufficiente ad assicurarne l'effettivo successo economico [50]. Va poi tenuto presente che, come già accennato in 5.1, nel processo decisionale spesso prevalere criteri di scelta diversi da quelli della esclusiva convenienza economica.

Nel seguito del paragrafo viene prima introdotto il concetto di margine economico per un investimento iniziale, quindi da questo si passa alla definizione e valutazione di alcuni indicatori economici globali che sintetizzano i risultati dell'analisi economica fin qui svolta.

### 5.5.1 Margine economico

Dal punto di vista economico è molto importante esaminare, per ciascun anno rientrante nel periodo d'esercizio, la differenza tra il flusso di cassa cumulato fino a quell'anno (FCAC) e l'investimento iniziale, allorché tutti i valori siano stati attualizzati alla data di riferimento tenendo conto dei coefficienti moltiplicativi fissati per l'analisi.

Tale differenza, detta anche *marginе economico* (ME), in un generico anno d'esercizio  $s$  è data da:

$$95) \quad ME_s = FCAC_s - IA \quad (10^6 \text{ €}),$$

dove  $FCAC_s$ , per quanto detto in 5.4.7.2, è ottenuto dai flussi di cassa operativi lordi nei programmi *valutazioni* e da quelli netti nei programmi *calcolo*.

Di norma per un impianto di produzione, nel corso del suo periodo d'esercizio, il margine economico ha un andamento crescente a partire dal valore iniziale negativo  $-IA$ .

Nella successiva Fig. 101, il grafico, che compare nel foglio "*Marg. econ*" dei programmi *valutazioni*, mostra l'andamento del margine economico durante il periodo d'esercizio, ottenuto per un impianto il cui investimento attualizzato è desumibile, in base a quanto detto in 5.3, dalla Fig. 81 pag. 151 e i cui flussi lordi attualizzati, a tasso fisso e variabile, sono quelli di Fig. 98 pag. 185 e di Fig. 99.

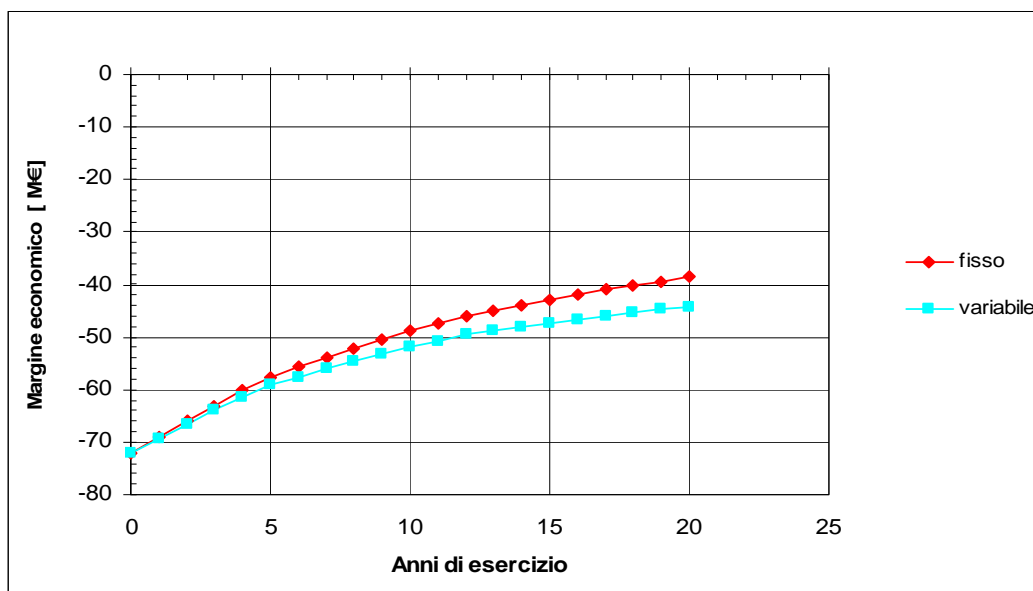


Fig. 101 – Andamento del margine economico per attualizzazione a tasso fisso e variabile

Come si può notare, per questo ipotetico impianto il margine economico, pur crescendo nel corso degli anni d'esercizio, rimane sempre negativo. Ciò sta ad indicare che, anche al termine della sua vita produttiva, il flusso di cassa lordo cumulativo non riuscirebbe a

compensare l'investimento iniziale, nemmeno quando nel foglio "val. imp" gli importi sono attualizzati, secondo 5.4.7.1, mediante l'unico tasso reale di sconto  $r$ . Tale mancata compensazione è dovuta al fatto che nell'esempio si è considerato a carico dell'imprenditore l'intero elevato costo di costruzione dell'impianto, sebbene questo sia di tipo innovativo.

Il foglio "Marg. econ" dei programmi *calcolo* riporta invece il grafico con gli andamenti del margine economico, durante il periodo d'esercizio, considerando le due diverse modalità d'ammortamento dell'impianto: a quote costanti e anticipato.

In Fig. 102 ci sono quelli ottenuti per un impianto il cui investimento attualizzato è ricavato dalla 64) a pag. 155, in base ai valori riportati nelle Fig. 82 pag. 152 e Fig. 84 pag. 157, e i cui flussi netti attualizzati sono quelli di Fig. 100.

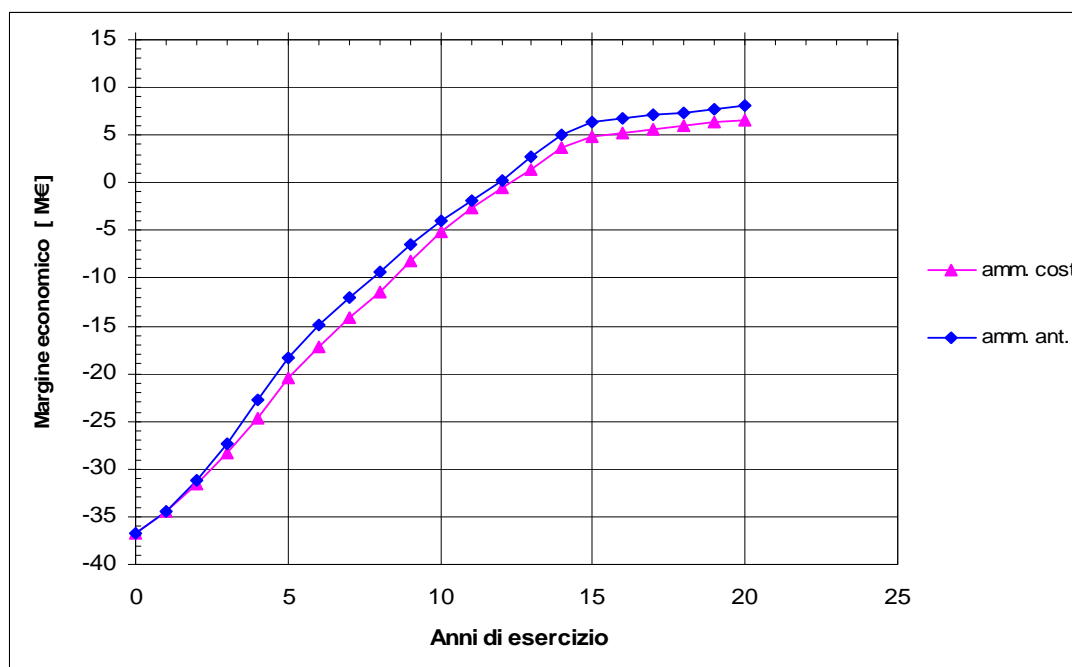


Fig. 102 – Andamento del margine economico per due diverse modalità di ammortamento fiscale dell'impianto

Dalla figura si vede che, sebbene le entrate e le uscite operative siano le stesse, la curva per l'ammortamento fiscale anticipato è sempre al disopra di quella per l'ammortamento a quote costanti, con scostamenti più accentuati tra il terzo e il decimo anno d'esercizio. Da notare che ora il margine economico, oltre a crescere nel corso dell'esercizio dell'impianto, diventa positivo attorno al dodicesimo anno. Ciò significa che il flusso di cassa netto cumulativo riesce in tal caso a compensare l'investimento iniziale poco oltre la metà del periodo produttivo, quando gli importi siano attualizzati in base ai valori assunti per i tassi  $r$  e  $d$ , come descritto in 5.4.7.2.



In tutti i programmi, se gli anni d'esercizio visualizzati per i grafici nel foglio "Marg. econ" non coincidono con quelli effettivi, l'operatore deve provvedere ad aggiornarli inserendovi tutti i dati d'origine che compaiono nella tabella accanto.

### 5.5.2 Determinazione di alcuni indicatori economici globali significativi

Allo scopo di stabilire se un'iniziativa realizzata o proposta è economicamente vantaggiosa, nonché per decidere, tra più iniziative alternative proposte, quale è più conveniente realizzare, occorre individuare degli opportuni indicatori, i cui valori numerici sintetizzino l'analisi economica svolta e consentano di operare le scelte più appropriate.

Nei testi che trattano tali argomenti [46][47][48][49][50][52] sono definiti numerosi indicatori globali utilizzabili per le corrette scelte economiche; nei programmi si è ritenuto sufficiente limitarsi ai seguenti:

- margine economico a fine esercizio o anche *valore attuale netto*;
- *indice di profittabilità*;
- *tasso di rendimento interno*;
- *tempo di azzeramento* del margine economico;
- *tempo di recupero*.

Poiché spesso nei vari testi lo stesso indicatore può essere definito in modi diversi e il suo valore numerico può variare anche sensibilmente, a seconda della definizione utilizzata, nel seguito per ciascun indicatore è prima riportata la definizione che si è adottata e descritto poi il suo calcolo da parte dei diversi programmi.

#### 5.5.2.1 VALORE ATTUALE NETTO

Il valore attuale netto (VAN) rappresenta il margine economico di una iniziativa al termine della sua vita. Si ha pertanto:

$$96) \quad \text{VAN} = \text{FCAC}_{fv} - \text{IA} \quad (10^6 \text{ €}),$$

dove  $\text{FCAC}_{fv}$  è il flusso cumulativo attualizzato che si ottiene a fine vita dell'iniziativa.

Nel caso di un impianto per la produzione energetica, la vita da prendere in considerazione dovrebbe includere anche il tempo richiesto per il suo smantellamento e per il ripristino delle aree occupate, una volta concluso il periodo d'esercizio. Però, come già accennato nella nota 20) a pag. 170, nei programmi si ipotizza, in via approssimativa, che il valore residuo dell'impianto VR, al netto delle spese richieste dal suo smantellamento e dal ripristino del sito, sia nullo; per tal motivo, una volta terminata la sua fase produttiva, si considerano nulli tutti i flussi di cassa negli anni successivi.

Di conseguenza il VAN, a seconda che sia positivo o negativo, fornisce l'incremento o la diminuzione di valore dell'investimento iniziale, allorché si attualizzano, ai tassi reali fissati, tutte le sue entrate ed uscite fino all'ultimo anno d'esercizio. Pertanto il VAN dà una

misura diretta di quanto una iniziativa può contribuire alla creazione di valore economico e consente di avere un'indicazione sulla sua convenienza in termini assoluti.

Così, se dalla realizzazione di un impianto proposto si ottiene un *VAN positivo*, tale progetto andrebbe preso in considerazione poiché dal suo investimento iniziale previsto si può ottenere più danaro rispetto ad altri investimenti alternativi che garantiscano tassi di remunerazione pari a quelli fissati. Se invece il *VAN* risulta *negativo*, si può ottenere più danaro dall'investimento del proprio capitale ai tassi fissati, piuttosto che dalla realizzazione dell'impianto.

In presenza poi di più iniziative proposte, tra loro alternative e aventi la stessa durata temporale, dal punto di vista economico conviene scegliere quella col VAN più elevato, mentre in caso di più iniziative tra loro indipendenti è conveniente realizzare tutte quelle con VAN positivo, a partire dal valore più elevato, fino ad esaurimento dei fondi disponibili.

Qualora il VAN risulti negativo, è anche possibile fornire una stima del contributo a fondo perduto CFP necessario per far raggiungere all'iniziativa proposta la soglia della competitività economica; tale contributo, espresso in termini percentuali rispetto all'investimento iniziale attualizzato, è dato da:

$$97) \quad \text{CFP}\% = -\frac{\text{VAN}}{\text{IA}} \cdot 100 \quad ,$$

dove tutti i simboli sono noti.

#### 5.5.2.1.1 Calcoli eseguiti dai programmi

Tutti i programmi riportano, nel quadro "Risultato economico finale" del foglio "*val. imp. var*" e del suo duplicato, il valore del *flusso di cassa cumulativo attualizzato al termine* del periodo di *esercizio dell'impianto*. Esso corrisponde all'ultimo valore calcolato nel quadro "Calcolo flussi di cassa" del foglio collegato, alla colonna "Flusso di cassa attualizzato cumulativo". Infatti, una volta terminato il periodo d'esercizio, i successivi flussi di cassa attualizzati sono nulli e non possono più modificare il valore di quello cumulativo.

Nello stesso quadro "Risultato economico finale" vengono calcolati: l'investimento attualizzato, come già detto alla fine di 5.3.2; il VAN con la 96); la percentuale dell'investimento iniziale necessaria per azzerare il VAN, qualora questo dovesse risultare negativo, mediante la 97). È evidente che il risultato ottenuto per queste grandezze dipende dai valori dei coefficienti moltiplicativi assegnati alle diverse voci di entrata ed uscita come pure alle diverse produzioni.

All'interno del foglio, il valore calcolato per il VAN compare anche nel quadro riassuntivo "Indicatori economici globali".

La prossima Fig. 103 mostra il risultato ottenuto nel foglio "*val. imp*" dei programmi *valutazioni* per il flusso cumulativo di Fig. 98 pag. 185 e per l'investimento attualizzato ricavato da Fig. 81 pag. 151, essendo a carico dell'imprenditore, in tal caso, l'intero costo di costruzione.

## RISULTATO ECONOMICO FINALE

Flusso cassa cumul. attualizzato a termine esercizio dell'impianto (10 <sup>6</sup> €)	Investimento attualizzato (10 <sup>6</sup> €)	Margine economico a fine esercizio (VAN) (10 <sup>6</sup> €)	Percentuale a fondo perduto
<b>33,7</b>	<b>72,2</b>	<b>-38,6</b>	<b>53,4</b>

Fig. 103 – Esempio di risultato economico finale con VAN negativo

Come si può constatare, il VAN di questa iniziativa risulta negativo, quindi viene anche fornita una stima del contributo percentuale necessario per portarla sulla soglia della competitività economica.

La Fig. 104 fa vedere invece il risultato ottenuto nel foglio “*val. imp. am. ant*” dei programmi *calcolo* per il flusso cumulativo, con ammortamento anticipato, di Fig. 100 pag. 187 e l’investimento attualizzato ricavato dai valori riportati in Fig. 82 pag. 152, per il costo di costruzione, ed in Fig. 84 pag. 157, per il contributo e il prestito.

## RISULTATO ECONOMICO FINALE

Flusso cassa cumul. attualizzato a termine esercizio dell'impianto (10 <sup>6</sup> €)	Investimento attualizzato (10 <sup>6</sup> €)	Margine economico a fine esercizio (VAN) (10 <sup>6</sup> €)	Percentuale a fondo perduto
<b>44,8</b>	<b>36,7</b>	<b>8,1</b>	<b>0,0</b>

Fig. 104 – Esempio di risultato economico finale con VAN positivo

Si nota dalla figura che l’investimento iniziale attualizzato è ora assai inferiore al costo attualizzato lordo di costruzione dell’impianto, poiché si sono ipotizzati sia il ricorso al prestito che la concessione di un contributo a fondo perduto. Risultando positivo il VAN di questa iniziativa, non occorre un contributo ulteriore per portarla alla soglia della competitività e di conseguenza il programma ne azzera la percentuale.

### 5.5.2.2 INDICE DI PROFITABILITÀ

L'indice di profittabilità, noto con la sigla PI, è definito come rapporto tra il flusso cumulativo attualizzato a fine vita dell'iniziativa e il suo investimento attualizzato, ovvero:

$$98) \quad PI = \frac{FCAC_{fv}}{IA},$$

dove i simboli sono già noti.

Questo indicatore, a differenza del VAN, consente una misura specifica del ritorno economico prodotto da un investimento iniziale e rende più oggettivo il confronto tra proposte alternative di dimensioni diverse.

Affinché un'iniziativa risulti economicamente conveniente, il suo PI deve avere un valore maggiore di uno. In presenza di più iniziative alternative proposte, conviene quella col valore di PI più elevato, mentre in caso di più proposte tra loro indipendenti è conveniente realizzare tutte quelle con  $PI > 1$  a partire dal valore più elevato, fino ad esaurimento dei fondi disponibili. È evidente quindi che l'indice di profittabilità tende a penalizzare quelle iniziative che richiedono inizialmente un notevole impiego di capitale, per le quali in genere si riescono a conseguire valori di PI inferiori rispetto ad altre iniziative realizzabili con capitali limitati e più facilmente reperibili.

Nei programmi il valore di PI è direttamente calcolato con la 98) nel quadro "Indicatori economici globali" dei fogli "val. imp. var" e dei rispettivi duplicati.

Alcuni testi considerano un indicatore equivalente a PI, detto *tasso di redditività*, definito come rapporto tra il VAN e l'investimento attualizzato [52].

### 5.5.2.3 TASSO DI RENDIMENTO INTERNO

Tale tasso annuo, generalmente riportato nei testi con la sigla IRR, è il principale indicatore globale della convenienza di un investimento.

È definito come il tasso di attualizzazione (se esiste) che rende nullo il VAN dell'iniziativa in esame e rappresenta il tasso nominale d'interesse ottenuto sulla parte dell'investimento originario che, all'inizio di ciascun anno d'esercizio, rimane da recuperare [46]. Pertanto all'inizio del primo anno l'investimento da recuperare  $INR_1$  è pari all'investimento iniziale, attualizzato alla data di riferimento mediante il tasso nominale IRR, preso col segno negativo, trattandosi di una uscita. All'inizio del secondo anno l'investimento da recuperare è pari a quello del primo, cui va aggiunta l'uscita (negativa) per l'interesse, da corrispondere al tasso IRR, e l'entrata (positiva) per il flusso di cassa netto ottenuto alla fine dell'anno trascorso; cioè:

$$99) \quad INR_2 = INR_1 \cdot (1 + IRR) + FCN_1 \quad (10^6 \text{ €}),$$

mentre all'inizio del generico anno d'esercizio s l'investimento (negativo) da recuperare è:

$$100) \text{ INR}_s = \text{INR}_{s-1} \cdot (1 + \text{IRR}) + \text{FCN}_{s-1} \quad (10^6 \text{ €}),$$

dove tutte le grandezze vanno considerate col proprio segno.

Così, in base alla definizione del tasso IRR, l'investimento da recuperare è sempre negativo e va diminuendo in valore assoluto nel corso dell'esercizio dell'impianto, per azzerarsi al termine dell'ultimo anno. In tal modo l'IRR rimane indipendente dall'anno scelto per l'attualizzazione.

Il calcolo del tasso IRR non richiede di fissare i valori per i tassi di rendimento trattati in precedenza e quindi è particolarmente interessante nelle situazioni in cui la conoscenza dei futuri tassi d'interesse ha un elevato grado d'incertezza. Ne consegue che l'IRR è un indicatore meno oneroso da stimare rispetto al VAN ed è di più immediato apprezzamento, essendo paragonabile al tasso di rendimento nominale annuo di una qualsiasi attività finanziaria [49].

Va però ricordato che non sempre è garantita l'esistenza e l'unicità del tasso IRR. Ad ogni modo un teorema sulle radici delle equazioni algebriche assicura l'esistenza di un'unica radice positiva quando i coefficienti del polinomio, che esprime il VAN in funzione dell'incognita  $1/(1 + \text{IRR})$ , presentano una sola variazione di segno.

Pertanto è garantita l'esistenza di un unico valore dell'IRR (maggiore di -1) in tutte quelle iniziative che, nel corso degli anni, presentano una o più spese iniziali seguite da una serie di ricavi positivi, come si verifica di norma per gli impianti di produzione energetica. Inoltre, poiché nella pratica si prendono in considerazione solo le proposte in cui l'IRR assume un valore positivo, affinché ciò si verifichi è necessario che la somma dei flussi di cassa annuali netti sia maggiore, in valore assoluto, della somma delle spese iniziali [46].

Una proposta è conveniente se il suo IRR è pari o superiore all'interesse nominale annuo minimo da garantire al capitale proprio. In tal caso infatti anche il capitale preso a prestito, impegnato nell'iniziativa, presenta un rendimento annuo superiore al tasso d'interesse, medio ponderato, richiesto dalle diverse forme di finanziamento e quindi si crea, nel complesso, valore economico. Bisogna comunque tener presente che, sebbene per il calcolo dell'IRR non sia necessaria la conoscenza di altri tassi, per poter esprimere un giudizio sulla convenienza economica di un'iniziativa deve essere noto il *tasso minimo*, considerato *remunerativo*, per il capitale proprio.

Qualora tra più proposte alternative, che abbiano la stessa durata temporale e presentino un IRR superiore al tasso minimo remunerativo, si debba scegliere quella economicamente più vantaggiosa, occorre seguire la seguente procedura [46][50]:

- 1) ordinare le iniziative in base all'investimento iniziale richiesto, partendo da quella con l'investimento minore;
- 2) confrontare la seconda iniziativa con la prima, valutando il suo *tasso* di rendimento *interno marginale*  $\text{IRR}_{\text{ma}}$ , relativo cioè al suo flusso monetario incrementale rispetto alla prima iniziativa ( $\text{INR}_1^2 - \text{INR}_1^1 = \text{INR}_{1\text{ma}}^2$  per l'investimento iniziale attualizzato e  $\text{FCN}_s^2 - \text{FCN}_s^1 = \text{FCN}_{s\text{ma}}^2$  per il flusso di cassa netto nel generico anno d'esercizio s);
- 3) scegliere l'iniziativa "attualmente migliore", scartando la prima se il tasso marginale ottenuto risulta superiore a quello minimo remunerativo o la seconda in caso contrario;

- 4) ripetere il confronto tra l'iniziativa attualmente migliore e la terza in ordine d'investimento iniziale crescente, valutandone l'IRR<sub>ma</sub> ;
- 5) scegliere l'iniziativa attualmente migliore, accettando la terza se l'IRR<sub>ma</sub> ottenuto per essa è maggiore del tasso minimo remunerativo o scartandola in caso contrario;
- 6) proseguire nel confronto tra l'iniziativa attualmente migliore e ciascuna delle iniziative rimaste, in ordine d'investimento iniziale crescente.

Al termine di questa procedura, nella gran parte dei problemi decisionali su iniziative alternative, si seleziona come migliore quella che consegue anche il VAN più elevato, calcolato per un tasso di sconto R coincidente col tasso minimo remunerativo. Spesso invece ciò non si verifica quando, tra tutte le iniziative, viene scelta quella che ha l'IRR più elevato.

È pure evidente che, dato un certo numero di proposte alternative, in genere la più vantaggiosa, dal punto di vista economico, varia a seconda di come si fissa il tasso minimo remunerativo.

D'altra parte quando si hanno più proposte indipendenti, la loro scelta in base ai valori decrescenti dell'IRR ma superiori al tasso minimo remunerativo, fino ad esaurimento del fondo disponibile, è corretta solo se l'investimento iniziale richiesto da ciascuna iniziativa risulta essere una piccola quota parte di questo fondo [46].

Comunque nell'operare tali scelte va opportunamente considerato che l'IRR non fornisce alcuna informazione sull'entità della perdita o del guadagno associato all'iniziativa proposta; inoltre, trattandosi di un indicatore relativo, tende anch'esso a favorire le iniziative dove è richiesto un capitale limitato.

#### 5.5.2.3.1 Calcoli eseguiti dai programmi

Una volta accertata l'esistenza ed unicità per il tasso di rendimento interno <sup>21)</sup>, tutti i programmi consentono di calcolare, nel foglio "val. imp. var" e nel relativo duplicato, il suo valore percentuale. Per ottenerlo viene utilizzata la funzione *Risolutore* presente nel menù *Strumenti*, dopo aver azzerato, ove presente, il tasso di remunerazione  $mr$  <sup>22)</sup> e aver rimosso la protezione del foglio. Avviata tale funzione, compare la finestra di dialogo "Parametri del Risolutore" nella quale sono già impostati:

---

<sup>21)</sup> A tal fine nel foglio collegato "flus. cas. var" e nel suo duplicato vengono calcolate le variazioni di segno che presentano i flussi di cassa annui, partendo da 1 se quello del primo anno risulta positivo. Infatti, quando si passa al calcolo del VAN, i flussi di cassa negli anni precedenti all'entrata in esercizio, relativi alla costruzione dell'impianto, sono utilizzati per determinare l'investimento iniziale attualizzato; questo, come si è visto in 5.3, costituisce nel complesso un esborso e quindi è negativo.

<sup>22)</sup> Inizialmente tale condizione era stata posta come vincolo nell'ambito della funzione *Risolutore*, ma si è visto che, in particolari situazioni, la soluzione trovata non lo rispettava. Quindi, per fare in modo che l'algoritmo utilizzato dalla funzione convergesse di sicuro alla soluzione cercata, è stato imposto in partenza l'annullamento di  $mr$ .

- la *cella obiettivo* (quella in cui si calcola il VAN);
- il *valore* che deve assumere la *cella obiettivo* (zero);
- la *cella* (relativa al tasso reale di sconto) il cui *valore* può essere *modificato* per cercare di ottenere il valore assegnato alla cella obiettivo;
- i *vincoli* che devono essere rispettati per giungere ad una *soluzione* accettabile dal punto di vista economico.

Per azzerare il VAN, in tutti i programmi vengono fatti variare i tassi reali di sconto  $r$ , imponendo il vincolo che i valori cercati risultino compresi tra -50% e 50%<sup>23)</sup>.

Premendo il tasto *Risolvi*, viene attivato l'algoritmo che determina in modo iterativo la soluzione cercata. Al termine compare la finestra di dialogo "Risultato del Risolutore", dove viene segnalato se è stata trovata una soluzione che rispetta tutti i vincoli imposti. Se questa esiste, il valore ottenuto dall'algoritmo per il tasso reale di sconto è proprio il *tasso reale annuo di rendimento interno* cercato. In tal caso, premendo il tasto *OK* nella finestra di dialogo, si mantiene la soluzione trovata.

Questo tasso reale di sconto percentuale va quindi copiato, come valore, in corrispondenza della vicina casella etichettata "tasso  $r$  per VAN = 0"; il tasso reale di sconto e l'eventuale maggiorazione vanno poi riportati ai precedenti valori inserendoli manualmente, dove le relative caselle sono libere (colorate), oppure ripristinando il collegamento con quelli presenti nel foglio duplicato. A questo punto il foglio può essere di nuovo protetto.

La Fig. 105 mostra il risultato ottenuto nel foglio "*val. imp. var*" del programma *valutazioni* per i flussi di cassa di Fig. 86 pag. 162 e il costo di costruzione di Fig. 81 pag. 151.

tasso inflazione medio effettivo $f_e$	2,50	%
tasso inflazione medio previsto $f$	2,00	%
tasso reale di sconto $r$	4,00	%
maggioraz. tasso remuneraz. $mr$	1,50	%
tasso nominale sconto effett. $Re$	6,60	%
tasso nominale di sconto $R$	6,08	%
tasso reale remunerazione $d$	5,50	%
tasso nominale remunerazione $D$	7,61	%

tasso $r$ per VAN = 0	-2,47	%
-----------------------	-------	---

Fig. 105 – Esempio di calcolo del tasso reale di rendimento interno

Il risultato è già copiato in "tasso  $r$  per VAN = 0" e sono stati ripristinati i valori, che sono gli stessi di Fig. 97 pag. 184, per il tasso reale di sconto e per la maggiorazione del tasso di remunerazione.

<sup>23)</sup> Si è preferito variare i tassi reali, i cui valori forniti direttamente dall'operatore sono indipendenti, piuttosto che quelli nominali, i cui valori calcolati dipendono anche dai tassi d'inflazione  $f_e$  ed  $f$ . D'altra parte, come si vedrà in seguito, quello che interessa maggiormente dal punto di vista economico è il tasso reale di rendimento interno.

Da notare che, essendo la somma dei flussi di cassa netti inferiore, in valore assoluto, al costo di costruzione dell'impianto, il tasso nominale annuo di rendimento interno deve essere negativo. Pertanto anche il tasso reale annuo di rendimento interno è negativo e, in valore assoluto, risulta di norma superiore al tasso d'inflazione, come nell'esempio mostrato.

La Fig. 106 fa vedere invece il risultato ottenuto nel foglio "val. imp. am. ant" del programma *calcolo* per i flussi di cassa netti di Fig. 96 pag. 182, il costo di costruzione di Fig. 82 pag. 152, i contributi di Fig. 7 pag. 32 e il prestito di Fig. 75 pag. 145, dopo aver ripristinato i valori per  $r$  ed  $mr$ .

tasso inflazione medio effettivo	$fe$	2,50	%
tasso inflazione medio previsto	$f$	2,00	%
tasso reale di sconto	$r$	4,00	%
maggioraz. tasso remuneraz.	$mr$	1,50	%
tasso nominale sconto effett.	$Re$	6,60	%
tasso nominale di sconto	$R$	6,08	%
tasso reale remunerazione	$d$	5,50	%
tasso nominale remunerazione	$D$	7,61	%

tasso $r$ per VAN = 0	7,08	%
-----------------------	------	---

Fig. 106 – Altro esempio di calcolo del tasso reale di rendimento interno

Ora il tasso nominale annuo di rendimento interno deve essere positivo, in quanto la somma dei flussi di cassa netti risulta ben maggiore del costo d'investimento iniziale, rimasto a carico dell'imprenditore. Inoltre, poiché tale tasso è superiore a quello dell'inflazione, anche per il tasso reale annuo di rendimento interno si ottiene un valore positivo, come mostra la figura.

In tutti i programmi il valore percentuale del tasso reale di rendimento interno è automaticamente riportato nel quadro "Indicatori economici globali", presente nello stesso foglio, e su di esso viene fatto un controllo per evidenziare, con la casella rossa, se il Risolutore non abbia trovato una soluzione o ne abbia trovata una che non soddisfi i vincoli.

In tale quadro è anche calcolato, con una formula analoga alla 42) di pag. 140, il *tasso nominale annuo di rendimento interno* (percentuale) relativo al previsto tasso d'inflazione medio  $f$ .

Accanto al tasso reale di rendimento interno è pure riportato il *numero delle variazioni di segno*, nei coefficienti del polinomio per il VAN, calcolato nel foglio collegato "flus. cas. var" e nel relativo duplicato come si è visto nella nota 21) a pag. 197. Se il numero riportato risulta maggiore di 1, diventa rosso per avvertire che non è garantita l'unicità dell'eventuale valore trovato per l' $IRR_{reale}$ .

Ovviamente ad un investitore interessa maggiormente il tasso reale di rendimento interno, che risulta positivo quando quello nominale supera il tasso d'inflazione previsto; se poi il tasso  $IRR_{nom}$  dovesse risultare negativo, il suo valore verrebbe scritto in rosso per segnalare che di sicuro l'iniziativa in esame non è economicamente conveniente.



#### 5.5.2.4 TEMPO D'AZZERAMENTO DEL MARGINE ECONOMICO

Questo indicatore, che compare nei programmi con la sigla TA, segnala quando si azzerava il margine economico durante il periodo d'esercizio di un impianto. Si tratta di un indicatore significativo dal punto di vista economico poiché ci dice dopo quanti anni, a partire dall'inizio della fase produttiva, il flusso di cassa cumulativo riesce a compensare l'investimento iniziale.

Poiché nel calcolo del margine economico tutti i valori delle grandezze sono attualizzati in base ai tassi fissati dall'operatore, è evidente che il valore di TA cambia di norma al variare di questi tassi e dell'anno di attualizzazione. Può anche verificarsi che il margine economico rimanga negativo fino al termine del periodo d'esercizio; in tal caso non si avrebbe alcun valore per il TA, ma si saprebbe solo che è maggiore del numero di anni d'esercizio.

Dal punto di vista economico, tra le iniziative proposte andrebbero preferite quelle col TA più piccolo, specie quando sono a parità d'investimento iniziale, poiché consentono un più rapido rientro del capitale investito e una minore incertezza sugli effettivi tempi di rientro. D'altra parte c'è da considerare che tutte le iniziative in cui sono richiesti forti investimenti iniziali difficilmente presentano piccoli valori di TA (ad esempio inferiori a cinque anni). È altresì evidente che dal punto di vista economico possono essere scartate tutte quelle iniziative con un TA molto prossimo o superiore alla durata prevista del periodo d'esercizio.

##### 5.5.2.4.1 Calcoli eseguiti dai programmi

In tutti i programmi, a lato dei fogli in cui sono determinati i flussi di cassa annuali, c'è il quadro "Margine economico" dove questo viene calcolato per ogni anno d'esercizio, utilizzando come valore dell'investimento attualizzato quello presente nel relativo foglio collegato.

Se nel corso dell'esercizio il margine economico cresce fino a diventare positivo, viene individuato l'anno  $ei_s$  durante il quale il margine s'azzerava e nella colonna alla sua destra, in corrispondenza di esso, i programmi calcolano per interpolazione lineare il tempo d'azzeramento con la formula:

$$101) TA = ei_{s-1} - \frac{ME_{s-1}}{ME_s - ME_{s-1}} \quad (\text{anni}),$$

dove il margine economico al termine dell'anno s-1 è negativo, mentre quello al termine dell'anno successivo è positivo.

Inoltre, in corrispondenza degli anni d'esercizio durante i quali ciò non avviene, i programmi riportano il valore zero e tutti i valori alla fine della colonna sono sommati.

Potendosi verificare, in particolari situazioni, che il margine economico non sia sempre crescente e si azzeri più di una volta durante il periodo d'esercizio dell'impianto, in questa

colonna tramite la 101) vengono individuati tutti i tempi in cui il margine economico è crescente e si azzerava, mentre nella successiva è calcolato solo il tempo relativo al *primo passaggio per lo zero*. La somma dei valori presenti in quest'ultima colonna, se diversa da zero, fornisce quindi il "tempo d'azzeramento del margine economico", riportato nella relativa casella dello stesso foglio. Qualora invece la sua somma fosse pari a zero, nella casella del TA comparirebbe l'indicazione che esso è maggiore del tempo d'esercizio dell'impianto.

La Fig. 107 presenta parte del quadro "Margine economico", ottenuto dal foglio "*flus. cas*" del programma *valutazioni* per lo stesso esempio numerico di Fig. 101 pag. 190, nel quale come sappiamo il margine economico resta sempre negativo.

Così per il suo tempo d'azzeramento si ottiene l'indicazione che è maggiore del periodo d'esercizio, fissato in venti anni.

Margine economico			
Anno	10 <sup>6</sup> €		
0	-72,24		
1	-69,04	0,0	0,0
2	-65,98	0,0	0,0
3	-63,05	0,0	0,0
4	-60,24	0,0	0,0
5	-57,55	0,0	0,0
6	-55,67	0,0	0,0
7	-53,86	0,0	0,0
8	-52,14	0,0	0,0
9	-50,49	0,0	0,0
10	-48,91	0,0	0,0
11	-47,41	0,0	0,0
20	-38,58	0,0	0,0
21		0,0	0,0
30		0,0	0,0
		<b>0,0</b>	<b>0,0</b>

tempo azzeram. margine econom. TA	>20	anni
-----------------------------------	-----	------

Fig. 107 – Esempio di calcolo del tempo d'azzeramento del margine economico

Invece la Fig. 108, alla pagina seguente, fa vedere parte del quadro che si ottiene nel foglio "*amm. ant*" del programma *calcolo*, con riferimento alla curva di Fig. 102 per l'ammortamento anticipato. Questa come si è visto passa per lo zero nel corso del dodicesimo anno ed infatti si ottiene un TA pari a 11,9 anni. Si può notare che in tal caso le somme ottenute nelle due ultime colonne coincidono, poiché la curva passa per lo zero una sola volta.

Margine economico			
Anno	10 <sup>6</sup> €		
0	-36,72		
1	-34,40	0,0	0,0
2	-31,23	0,0	0,0
3	-27,31	0,0	0,0
4	-22,75	0,0	0,0
5	-18,32	0,0	0,0
6	-14,95	0,0	0,0
7	-12,03	0,0	0,0
8	-9,32	0,0	0,0
9	-6,51	0,0	0,0
10	-3,94	0,0	0,0
11	-1,77	0,0	0,0
12	0,25	11,9	11,9
13	2,70	0,0	0,0
20	8,05	0,0	0,0
30		0,0	0,0
		<b>11,9</b>	<b>11,9</b>

tempo azzeram. margine econom. TA	11,9	anni
-----------------------------------	------	------

Fig. 108 – Altro esempio di calcolo del tempo d’azzeramento del margine economico

In tutti i programmi, il valore ricavato per il TA viene poi riportato nel quadro “Indicatori economici globali” del foglio collegato. Accanto a questo è pure riportata, per controllo, la somma ottenuta nella prima delle due colonne. Se essa risulta maggiore del valore di TA, vuol dire che il margine economico, quando è crescente, si azzerava più di una volta; allora il TA viene *scritto in rosso*, per segnalare che si tratta del *tempo* in cui avviene il *primo azzeramento*.

#### 5.5.2.5 TEMPO DI RECUPERO

Questo indicatore, in genere riportato nei testi con la sigla PBP, è definito come rapporto tra il costo di costruzione dell’impianto, ridotto dell’eventuale contributo a fondo perduto, e il flusso di cassa operativo lordo annuo mediamente prodotto, entrambi stimati alla data attuale. Rappresenta quindi l’intervallo di tempo necessario mediamente per recuperare il costo iniziale (IVA esclusa) di un’iniziativa e, a differenza del TA, non dipende dall’anno scelto per l’attualizzazione.

Perciò il PBP si ricava dalla:

$$102) \text{ PBP} = \text{CE}_0 / \overline{\text{FCL}}_0 \quad (\text{anni}),$$

dove  $\text{CE}_0$  è il costo di costruzione effettivamente rimasto a carico dell’imprenditore e  $\overline{\text{FCL}}_0$  è il flusso lordo medio, ambedue riferiti alla data attuale.

Quando l'impianto è da realizzare (vale a dire  $ai \geq 0$ ),  $CE_0$  può essere visto come la somma dei costi netti che rimangono a carico durante la costruzione, attualizzati all'anno corrente, allorchè i tassi d'incremento per tutte le voci principali siano posti uguali al tasso d'inflazione  $f$  e il tasso reale  $r$  sia nullo. È evidente che in tal caso  $CE_0$  coincide col costo originale  $I_0$ , se l'impianto non gode di contributi a fondo perduto. Peraltro, qualora una parte del costo di costruzione sia coperto da contributi a fondo perduto, si ha:

$$103) \quad CE_0 = I_0 - F_0 \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove  $F_0$  è la somma di tutti i futuri contributi annuali riportati all'anno corrente.

Essendo noti, secondo quanto visto in 3.1.2, tali contributi (al netto dell'IVA)  $F_i$ , per riportarli all'anno corrente occorre tener conto della perdita di potere d'acquisto che mediamente subisce il danaro a causa dell'inflazione al previsto tasso  $f$ . Così il potere d'acquisto odierno del contributo  $F_i$  è pari a:

$$104) \quad F_{i0} = \frac{F_i}{(1+f)^i} \quad (10^3 \text{ €}).$$

Quando invece l'impianto è già realizzato (quindi  $ai + co \leq 0$ ), sono noti a consuntivo i costi annuali netti rimasti a carico durante la costruzione e, come fatto notare nella nota 1) di pag. 30, poco interessa il suo costo originale. Pertanto  $CE_0$  può essere visto come la somma degli effettivi costi annuali netti, attualizzati alla data odierna in base al tasso d'inflazione  $f_e$  e al tasso reale  $r$  nullo.

In tal caso, se l'impianto non gode di contributi a fondo perduto, per determinare  $CE_0$  basta riportare alla data attuale i costi annui di costruzione, tenendo presente che il danaro speso allora aveva un maggiore potere d'acquisto rispetto ad oggi, a causa dell'effettiva inflazione al tasso  $f_e$ . Se poi una parte del costo di costruzione è coperta da contributi, va riportato alla data attuale il costo netto rimasto a carico in ciascun anno ( $I_i - F_i$ ), mantenendo costante il potere medio d'acquisto del danaro. Si ha pertanto:

$$105) \quad CE_0 = \sum_i \frac{I_i - F_i}{(1+f_e)^i} \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove per tutti gli anni di costruzione risulta  $i < 0$ .

Infine, quando l'impianto sia in corso di realizzazione (ovvero  $-co < ai < 0$ ), nel determinare  $CE_0$  con la 103) si può ancora fare riferimento al costo originale  $I_0$ , dopo aver aggiornato all'anno corrente i costi relativi agli anni già trascorsi, mentre nel calcolo di  $F_0$  tramite la 104) va preso il tasso  $f_e$  per  $i < 0$ .

Per gli anni d'esercizio futuri, il flusso medio  $\overline{FCL}_o$  può essere visto come la media aritmetica dei flussi operativi lordi attualizzati all'anno corrente, quando i tassi nominali d'incremento per le voci di entrata ed uscita siano posti tutti uguali al tasso d'inflazione previsto  $f$  ed i tassi reali  $d$  ed  $r$  siano nulli. In tal caso infatti, se durante l'esercizio non varia la modalità di funzionamento dell'impianto, i valori ottenuti per tali flussi annuali attualizzati sono sempre gli stessi, cambiando solo in corrispondenza degli anni in cui viene a cessare qualche incentivazione sulla produzione.

Così è possibile ottenere il loro valore medio direttamente dai valori stimati alla data attuale per le entrate e le uscite operative, conoscendo la loro durata temporale.

Invece, per gli anni d'esercizio trascorsi, ciascun flusso di cassa lordo è noto a consuntivo e il suo valore, riportato alla data attuale, FCC è pari a:

$$106) \quad FCC_s = \frac{\sum_j EN_{js} - \sum_j US_{js}}{(1 + fe)^{(s+ae)}} \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove:

- $EN_{js}$  e  $US_{js}$  sono le generiche voci d'entrata ed uscita a consuntivo per l'anno d'esercizio  $s$ ;
- $s + ae$  è l'indice, rispetto all'anno corrente, che individua l'anno d'esercizio  $s$ , in conformità alla 93) di pag. 183.

Quindi il valore del PBP può dipendere, oltre che dalla tempistica di costruzione ed esercizio dell'impianto, solo dai tassi d'inflazione  $fe$  ed  $f$ , ma non dagli altri tassi fissati dall'operatore, a differenza di quanto avviene per il valore del TA. Tenendo poi presenti le definizioni di questi due indicatori, il valore del PBP risulta in genere diverso da quello del TA, anche quando i tassi reali  $d$  ed  $r$  siano nulli e gli altri tassi siano tutti uguali al tasso d'inflazione.

Dal punto di vista economico risultano vantaggiose le iniziative che hanno un tempo di recupero inferiore ad un valore massimo accettabile, mentre nella scelta tra più iniziative alternative proposte andrebbe preferita quella col minore PBP. Inoltre, secondo tale punto di vista, possono essere subito scartate quelle iniziative che hanno un PBP molto prossimo o superiore al periodo d'esercizio previsto, in analogia a quanto visto col tempo d'azzeramento TA.

Va però osservato che il tempo di recupero, pur essendo uno dei criteri usati più diffusamente per una valutazione veloce ed approssimativa della bontà di una proposta, nella realtà presenta alcuni inconvenienti in quanto non considera:

- il valore del danaro nel tempo;
- i flussi di cassa prodotti dall'iniziativa negli anni successivi al periodo di recupero;
- la durata prevista dell'iniziativa.

A causa di queste limitazioni, il tempo di recupero tende a favorire, ancor più del precedente indicatore TA, quelle proposte (non troppo onerose) che consentono di rientrare in breve dagli investimenti.

Comunque il PBP evidenzia la rapidità con la quale un'iniziativa consente il rientro del capitale investito e fornisce utili elementi di supporto nel processo decisionale, sia in presenza di un notevole grado d'incertezza per il futuro, sia in relazione alla liquidità e alla posizione debitoria dell'impresa che intende realizzarla. Quindi il PBP, come pure il TA, viene spesso usato, accanto ad altri indicatori economici globali, per stabilire la fattibilità delle iniziative proposte; in particolare quando si prendono in esame iniziative altamente rischiose, per le quali le stime dei flussi di cassa più lontani nel tempo sono assai poco affidabili ed è maggiore la possibilità di non recuperare il capitale investito [46][49].

#### 5.5.2.5.1 Calcoli eseguiti dai programmi

Nel foglio “*val. imp*” dei programmi *valutazioni* il costo effettivo  $CE_o$  per un impianto già costruito, mantenendo l'approssimazione dell'intero pagamento a metà del periodo di costruzione, si ottiene da:

$$107) \quad CE_o = \frac{CC}{(1 + fe)^{(ai+co/2)}} \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove  $CC$  è il costo di costruzione a consuntivo e  $(ai + co/2) < 0$ .

Qualora l'impianto sia da realizzare o in corso di realizzazione, nel qual caso risulta  $(ai + co/2) \geq 0$ ,  $CE_o$  coincide col costo originale  $I_o$ .

In questi programmi, il flusso di cassa medio  $\overline{FCL}_o$  viene calcolato negli stessi fogli in cui sono elaborati i flussi di cassa annuali. A tale scopo, sotto il quadro “Calcolo flussi di cassa” sono riportati i “Valori medi durante il periodo d'esercizio stimati alla data attuale” per tutte le voci di entrata ed uscita, tenendo conto dei coefficienti moltiplicativi fissati per esse e per le produzioni energetiche.

Inoltre, come si è visto alla fine di 5.4.7.2, se l'impianto è già funzionante si conoscono i dati a consuntivo, per le singole voci, negli anni d'esercizio trascorsi  $et$ . Pertanto in questi programmi, accanto al quadro “Margine economico”, è presente il quadro “Flussi da consuntivo alla data attuale”. In esso compaiono i flussi di cassa, ottenuti a partire dalle singole voci, per ciascuno degli anni passati, riportati alla data attuale; ogni anno d'esercizio è individuato dal suo indice  $e$ , nello stesso quadro, viene pure calcolata la somma di questi flussi  $FCCC$ .

L'esempio numerico di Fig. 109, nella prossima pagina, si riferisce ad un ipotetico impianto in funzione, per il quale siano trascorsi due anni d'esercizio<sup>24)</sup>.

---

<sup>24)</sup> L'indice anno che compare in Fig. 109 è riferito all'anno corrente. Ma, come detto in 5.4.7, si ipotizza che i flussi di cassa siano contabilizzati al termine di ciascun anno, ovvero all'inizio di quello successivo. Pertanto il flusso con “indice anno” 0 è noto a consuntivo, in quanto è relativo all'ultimo anno che è passato e viene contabilizzato all'inizio di questo anno.

Flussi da consuntivo alla data attuale (10 <sup>3</sup> €)	
Indice anno	Flusso cassa
-1	6.062,4
0	5.951,9
1	0,0
28	0,0
	<b>12.014,3</b>

Fig. 109 – Flussi di cassa a consuntivo riportati alla data attuale nei programmi *valutazioni*

Quanto alle voci d'entrata ed uscita presenti durante tutto il periodo d'esercizio, nel quadro "Valori medi durante il periodo d'esercizio stimati alla data attuale" compare il loro valore medio annuo negli anni futuri, stimato con le modalità descritte nei Capp. 3 e 4, moltiplicato per il rispettivo coefficiente di variazione che, nelle analisi parametriche, l'operatore fissa come si è visto a pag. 133.

Invece nel caso degli incentivi, presenti solo nei primi anni d'esercizio, il loro valore medio negli anni futuri  $\overline{IN}_o$  è ottenuto, non tenendo conto degli eventuali anni trascorsi  $et$ , mediante la:

$$108) \quad \overline{IN}_o = \frac{CAP_{CV} \cdot IN_{CV} \cdot (N_{CV} - et) + (CAP_{CBI} \cdot IN_{CBI} + CAP_{CBII} \cdot IN_{CBII}) \cdot (N_{CB} - et)}{ep - et} \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove, oltre alla nota durata (in anni) del periodo d'esercizio  $ep$ :

- $CAP_{CV}$ ,  $CAP_{CBI}$  e  $CAP_{CBII}$  sono i coefficienti di variazione forniti per i ricavi dalle diverse incentivazioni;
- $IN_{CV}$ ,  $IN_{CBI}$  e  $IN_{CBII}$  sono le entrate annue future dovute alle diverse tipologie di certificati, stimate alla data attuale ed espresse in  $10^3 \text{ €}$ ;
- $N_{CV}$  e  $N_{CB}$  sono le durate (in anni) delle incentivazioni con certificati verdi CV e bianchi CB.

Qualora poi l'impianto acceda al conto termico, alternativo ai CB, il valore medio  $\overline{IN}_o$  negli anni futuri è ottenuto da:

$$109) \quad \overline{IN}_o = \frac{CAP_{CV} \cdot IN_{CV} \cdot (N_{CV} - et) + IN_{CT} \cdot (N_{CT} - et)}{ep - et} \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove, oltre ai simboli noti,  $IN_{CT}$  e  $N_{CT}$  sono rispettivamente l'incentivo annuo (in  $10^3 \text{ €}$ ) e la durata (in anni) del conto termico.

Di conseguenza, se l'impianto non ha ancora iniziato a funzionare, il valore di  $\overline{FCL}_o$  è dato dalla differenza tra la somma dei valori medi delle entrate  $\overline{EN}_{tot o}$  e quella dei valori medi delle uscite  $\overline{US}_{tot o}$ .

Se invece l'impianto è in funzione, il valore di  $\overline{FCL}_o$  è ottenuto come rapporto tra la somma, alla data attuale, di tutti i flussi di cassa (a consuntivo per gli anni trascorsi e stimati per gli anni futuri) e il numero degli anni d'esercizio previsti, mediante la:

$$110) \quad \overline{FCL}_o = \frac{FCCC + (ep - et) \cdot (\overline{EN}_{tot o} - \overline{US}_{tot o})}{ep} \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove tutti i simboli sono noti.

La Fig. 110 mostra i valori medi delle singole voci e delle loro somme, ottenuti per le entrate e le uscite di Fig. 86 pag. 162, nonché (nell'ultima colonna) il valore del flusso di cassa medio alla data attuale, per un impianto non ancora in esercizio.

### CALCOLO FLUSSI DI CASSA

ENTRATE (10 <sup>3</sup> €)				ENTRATA Attualizzata (10 <sup>3</sup> €)	USCITE (10 <sup>3</sup> €)			USCITA Attualizzata (10 <sup>3</sup> €)	FL. CASSA Attualizzato (10 <sup>3</sup> €)
Energia elettrica	Energia termica	Energia frigorif.	Incentivi		Eser. e manut.	Combust.	Esternal.		
<b>Valori medi durante il periodo d'esercizio stimati alla data attuale</b>									
4.613,8	1.190,7	519,6	564,4	6.888,4	1.950,0	1.834,2	-28,2	3.756,0	3.132,4

Fig. 110 – Esempio di flusso di cassa medio attuale ottenuto dai programmi *valutazioni*

Nel foglio “*val. imp. var*” dei programmi *calcolo* il costo effettivo  $CE_o$  si ottiene dalla 105), se l'impianto è già realizzato. In tal caso, qualora il tempo di costruzione fosse risultato superiore a sei anni, la formula andrebbe opportunamente modificata, dopo aver tolto la protezione del foglio. Se invece l'impianto è da realizzare o in corso di realizzazione (quindi  $ai + co > 0$ ),  $CE_o$  si ricava dalla 103). Per un impianto in costruzione, nella 103) il costo originale  $I_o$  va aggiornato all'anno corrente tenendo conto dei costi già sostenuti negli anni trascorsi, mentre il contributo complessivo concesso  $F_o$  è pari alla somma dei termini, relativi a ciascun anno in cui avviene l'erogazione, dati da 104), dove va preso il tasso  $fe$  al posto di  $f$  per gli anni con indice  $i < 0$ . Nell'eventualità che il tempo di erogazione dovesse risultare superiore a sei anni, la formula per il calcolo di  $CE_o$  andrebbe opportunamente adeguata, una volta tolta la protezione.



Il flusso di cassa operativo lordo medio viene calcolato, anche in questi programmi, nei fogli dove sono elaborati i flussi di cassa annuali.

In tal caso è presente, accanto al quadro “Margine economico”, il quadro “Flussi di cassa riferiti alla data attuale”, dove per ciascun anno d’esercizio s tutte le entrate  $EN_{\text{tot os}}$  e le uscite  $US_{\text{tot os}}$  operative sono riportate alla data attuale con le seguenti modalità:

- quelle relative agli anni futuri sono stimate nell’anno corrente, tenendo conto dei coefficienti moltiplicativi fissati dall’operatore sia per le diverse voci componenti che per la produzione energetica e per la sua modulazione nel corso degli anni;
- quelle relative agli anni già trascorsi sono ricavate dal consuntivo e attualizzate con una formula analoga alla 106).

Pertanto il flusso di cassa lordo medio è ottenuto da:

$$111) \overline{FCL}_o = \frac{\sum_s FCL_{os}}{ep} = \frac{\sum_s EN_{\text{tot os}} - \sum_s US_{\text{tot os}}}{ep} \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove ep è ancora la durata (in anni) del periodo d’esercizio.

La Fig. 111 riporta i valori più significativi ottenuti nel quadro “Flussi di cassa riferiti alla data attuale” del foglio “*am. ant*” per i flussi di cassa operativi della Fig. 87 pag. 163, conseguiti da un ipotetico impianto la cui tempistica sia quella di Fig. 83 pag. 156.

Flussi di cassa riferiti alla data attuale (10 <sup>3</sup> €)			
Indice anno	Entrate	Uscite	Valore medio
6	7.448,6	2.895,4	7.528,0
7	8.938,2	3.054,4	
8	10.427,8	3.213,5	
9	11.917,4	3.372,6	
10	14.152,0	3.611,2	
11	14.896,9	3.690,7	
12	14.896,9	3.690,7	
16	13.849,8	3.690,7	
17	13.849,8	3.690,7	
20	10.054,5	3.690,7	
21	5.849,3	3.690,7	
25	5.849,3	3.690,7	
26	0,0	0,0	
35	0,0	0,0	
	<b>222.068,5</b>	<b>71.508,2</b>	

Fig. 111 – Esempio di flusso di cassa operativo medio attuale ottenuto dai programmi *calcolo*

Si può notare che le entrate e le uscite annue aumentano nei primi anni e diventano costanti a partire dal sesto anno (avente indice 11), in cui l'impianto va a regime. La successiva diminuzione delle entrate all'undicesimo (indice 16), al quindicesimo (indice 20) e al sedicesimo anno è dovuta, come sappiamo da 5.4.1.2, alla progressiva riduzione dell'incentivazione globalmente ottenuta con i CV, aventi durate diverse, e al raggiungimento del tetto fissato per la produzione cumulativa, imputabile alle fonti rinnovabili, nel corso del quindicesimo anno.

Tutti i programmi calcolano poi con la 102) il valore di PBP nel quadro "Indicatori economici globali" del foglio collegato. Nell'eventualità che il flusso lordo medio annuo risulti negativo o nullo, il PBP viene azzerato e scritto in rosso per avvertire l'operatore.

A conclusione di questo paragrafo 5.5.2 si ricorda che, nei programmi, i valori di tutti gli indicatori fin qui trattati sono riuniti nel quadro "Indicatori economici globali", presente nel foglio "val. imp. var" e nel suo duplicato.

La Fig. 112 presenta il quadro riepilogativo ottenuto nel foglio "val. imp. am. ant" del programma *calcolo* in base ai dati e ai valori numerici delle Fig. 104, Fig. 106, Fig. 108 e Fig. 111.

#### Indicatori economici globali

VAN	8,1	10 <sup>6</sup> €		
PI	1,22			
IRR <sub>reale</sub>	7,08	%	Variazioni segno	1
IRR <sub>nom</sub>	9,22	%		
TA	11,9	anni	Valore controllo	11,9
PBP	5,4	anni		

Fig. 112 – Esempio di quadro riepilogativo per i valori degli indicatori economici globali

In questo caso il polinomio del VAN presenta una sola variazione, quindi siamo certi che il valore trovato per l'IRR è anche l'unico; inoltre la curva del margine economico passa per lo zero una sola volta, essendo coincidenti il valore di TA e quello di controllo.

## 5.6 Costo unitario dell'energia prodotta

Negli impianti di generazione la valutazione dei costi unitari di produzione delle energie fornite alle utenze è di estrema importanza. Tali costi infatti sintetizzano, meglio di qualunque altra grandezza, le prestazioni dell'impianto dal punto di vista economico e quindi vengono spesso utilizzati quando si deve:

- stabilire quale tipologia d'impianto conviene costruire per soddisfare le richieste da parte delle utenze, determinando anche i limiti entro i quali le richieste possono variare senza che venga meno l'economicità della produzione;
- confrontare la convenienza tra più impianti di produzione già costruiti, che devono competere sul mercato delle forniture energetiche, nonché individuare prezzi di vendita congruenti per le forniture alle utenze collegate a uno specifico impianto.

È evidente che in un dato intervallo temporale, moltiplicando ciascun costo unitario per l'entità della rispettiva fornitura, si devono ottenere dei valori la cui somma risulti uguale ai costi di produzione complessivamente sostenuti.

I metodi per calcolare il costo unitario delle produzioni energetiche sono sostanzialmente due [3]:

- metodo del *costo annuo*, nel quale, alla data attuale, si determinano prima le spese sostenute annualmente per gli oneri relativi al costo di costruzione dell'impianto (ridotto del contributo a fondo perduto se concesso), per l'esercizio e manutenzione, per i combustibili e per le eventuali esternalità, poi si ripartiscono sulle diverse produzioni energetiche medie annue cedute alle utenze o immesse in rete;
- metodo del *valore attuale netto*, nel quale tutte le entrate e le uscite nel corso dell'intera vita dell'impianto, una volta riportate alla data attuale, vengono sommate algebricamente e, imponendo l'azzeramento del risultato (ovvero la compensazione attualizzata delle spese con i ricavi, senza alcun ulteriore margine di profitto), si fa in modo che il prezzo unitario di vendita di ciascuna energia utile vada a coincidere col suo *costo unitario medio livellato* di produzione.

In entrambi i metodi, il calcolo può essere eseguito sia a preventivo che a consuntivo, per un impianto in esercizio; se invece l'impianto deve ancora essere costruito, la valutazione va fatta a preventivo, tenendo conto, se possibile, delle informazioni ricavabili dai dati a consuntivo di impianti analoghi. Ovviamente il calcolo a preventivo va fatto anche in base ai coefficienti moltiplicativi fissati per le produzioni e per le analisi parametriche.

I risultati che si ottengono con i due metodi sono gli stessi se:

- si utilizza lo stesso tasso reale di sconto;
- gli oneri del costo di costruzione dell'impianto sono ripartiti su tutto il periodo d'esercizio;
- per tutte le voci di spesa e di ricavo durante l'esercizio si ipotizza una variazione con la stessa dinamica dell'inflazione in quel periodo;
- nel calcolo del costo medio livellato non si tiene conto delle varie imposte, degli incentivi sulle produzioni e del prestito eventualmente richiesto.

Va tuttavia fatto presente che non sempre è agevole conoscere con sufficiente approssimazione tutte le entrate e le uscite annuali durante la costruzione e l'esercizio di un impianto, tenendo pure conto delle imposte da pagare; inoltre, come già ricordato nella nota 11) di pag. 148, difficilmente le voci di spesa e di ricavo variano con la stessa dinamica dell'inflazione.

Nei programmi, pertanto, i costi unitari di produzione vengono calcolati, alla data attuale, col più semplice ma meno preciso metodo del costo annuo. Tale metodo è anche detto della *formula binomia* poiché di solito considera separatamente le spese annue indipendenti dalle produzioni (*spese fisse*), associate agli oneri del costo di costruzione oltre che all'esercizio e manutenzione (o alla sua parte preponderante), e quelle dipendenti da esse (*spese variabili*), associate al consumo dei combustibili, alle esternalità ed eventualmente ad una quota parte dell'esercizio e manutenzione.

Dal momento che la valutazione delle spese annue relative all'esercizio e manutenzione, ai combustibili e alle esternalità è stata già trattata nel Cap. 3, rimane solo da stabilire come ripartire in rate annuali gli oneri del costo di costruzione dell'impianto, ridotto dell'eventuale contributo concesso a fondo perduto <sup>25)</sup>.

Già si è visto in 5.4.3.1 che la ripartizione, in più rate annuali, del costo iniziale di un bene deperibile viene fatta con l'operazione contabile dell'ammortamento e la creazione di un fondo cassa. La somma che risulta accumulata in questo fondo al termine della durata prevista per il bene, aggiunta al suo valore residuo, deve consentire di sostituirlo con uno nuovo, in modo da poter continuare l'attività <sup>26)</sup>.

L'onere economico annuo, relativo al costo di costruzione di un impianto di produzione energetica, comprende sia la sua quota d'ammortamento contabile (per il reintegro del capitale richiesto) che gli interessi reali sulla parte ancora da ammortizzare. Quindi esso dipende, oltre che dal costo di costruzione, dal metodo d'ammortamento contabile scelto, dalla durata del periodo d'ammortamento e dal tasso reale adottato [3][46][50].

Però si può dimostrare che, indipendentemente dal metodo scelto, la somma attualizzata di tutte le quote annue d'ammortamento contabile e degli interessi (ad un prefissato tasso reale di sconto  $a$ ) sulla quota parte del bene non ancora ammortizzata (pari al suo valore contabile all'inizio di ciascun anno) è equivalente, dal punto di vista economico, al recupero del capitale inizialmente richiesto, garantendogli lo stesso tasso reale di profitto  $a$ , diminuito dell'eventuale valore residuo (attualizzato) stimato per il bene a fine vita produttiva [46]. Inoltre tale somma attualizzata non dipende dalle rivalutazioni annuali della quota d'ammortamento e del valore contabile del bene, richieste per far fronte alla riduzione del potere d'acquisto a causa dell'inflazione.

---

<sup>25)</sup> Si considera il costo di costruzione rimasto a carico dell'imprenditore e non l'investimento iniziale poiché, per un dato impianto, i costi unitari medi di produzione sono indipendenti dalle modalità con le quali viene reso disponibile il capitale richiesto per la sua realizzazione.

<sup>26)</sup> Poiché di norma, a causa dell'inflazione, il potere d'acquisto del danaro diminuisce nel tempo, la somma richiesta per la sostituzione del bene al termine della vita utile risulta maggiore del suo costo iniziale (attuale). Quindi, per consentire l'effettiva sostituzione, la somma accumulata nel fondo deve produrre un interesse annuo tale da mantenere inalterato il suo potere d'acquisto, mentre la quota d'ammortamento contabile va aggiornata annualmente, moltiplicandola per il fattore  $(1 + f)$ .

Pertanto ci troviamo in una situazione analoga a quella incontrata in 5.1.1 per il rimborso del prestito, quando si sostituisca a questo il costo di costruzione dell'impianto (assumendo nullo, per quanto detto nella nota 20) di pag. 170, il suo valore residuo VR) e si consideri la sua quota annua d'ammortamento contabile come quota di rimborso graduale del capitale.

In genere negli impianti di produzione energetica l'onere annuo del costo di costruzione (o *costo d'ammortamento dell'impianto*) è mantenuto costante. Tenendo presente che il recupero del capitale e degli interessi non inizia dall'anno corrente ma da quello d'entrata in esercizio dell'impianto, l'importo annuo di tale onere, riferito alla data attuale, è dato da:

$$112) \quad RAI = \frac{CCN_o}{FA} \cdot (1+a)^{ae} \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove:

- $CCN_o$  è il costo di costruzione rimasto a carico, riportato all'anno corrente<sup>27)</sup>;
- $a$  è il tasso reale di sconto adottato per l'ammortamento;
- $ae$  è il numero per l'anno d'entrata in esercizio;
- $FA$  è il *fattore d'annualità* (pari all'inverso della quota d'ammortamento del costo unitario rimasto a carico).

L'espressione di  $FA$ , dedotta dalla 43) a pag. 143, risulta:

$$113) \quad FA = \frac{1 - (1+a)^{-Na}}{a},$$

dove  $Na$  è la durata (in anni) del periodo d'ammortamento per il costo di costruzione, in genere diversa da quella del periodo d'esercizio<sup>28)</sup>.

Per il calcolo di  $CCN_o$ , occorre riportare all'anno corrente le spese annuali (al netto dell'IVA) che sono rimaste a carico dell'imprenditore durante la costruzione e l'avviamento dell'impianto, in base al tasso reale prefissato e mantenendo invariato il potere d'acquisto medio del danaro. Così, una volta noti, secondo quanto visto in 3.1.2, i costi  $I_i$  e i contributi  $F_i$  netti all'inizio di ciascun anno individuato dal numero  $i$ , si ottiene:

$$114) \quad CCN_o = \sum_i \frac{I_i - F_i}{(1+fe)^i \cdot (1+a)^i} = \sum_i \frac{I_i - F_i}{(1+Ae)^i} \quad (10^3 \text{ €}),$$

---

<sup>27)</sup> Tale costo  $CCN_o$  non coincide col costo  $CE_o$  che compare nella 102) per il calcolo del tempo di recupero. Questo perché il calcolo di RAI va fatto in modo più accurato rispetto a quello del PBP.

<sup>28)</sup> Qualora il tasso adottato sia nullo, la 113) risulta indeterminata. Però, considerando che l'onere annuo si riduce alla sola quota di recupero del capitale, l'indeterminazione è facilmente eliminabile; infatti in tal caso deve essere  $FA = Na$ , come si può facilmente dimostrare anche per via analitica.

dove:

- $A_e$ , secondo la 41) di pag.139, è il tasso nominale effettivo durante l'ammortamento;
- la sommatoria è estesa a tutti gli anni che precedono l'entrata in esercizio dell'impianto;
- va preso, come al solito,  $f$  al posto di  $f_e$  (e quindi il tasso nominale  $A$  al posto di  $A_e$ ) negli anni con numero  $i > 0$ .<sup>29)</sup>

A rigore nella 114) il corretto *tasso d'inflazione* da utilizzare per gli anni già trascorsi ( $i$  negativo) sarebbe quello *effettivo medio*, dall'anno  $i$  a quello corrente, mentre per gli anni futuri ( $i$  positivo) sarebbe quello *medio previsto*, dall'anno corrente all'anno  $i$ . Anche in questo caso, tenendo presente quanto detto alla nota 12) di pag. 149, si considerano solo i due valori già introdotti:  $f_e$  per  $i < 0$  e  $f$  per gli altri anni.

Noti i costi annui, alla data attuale, di un impianto che fornisce alle utenze *un solo tipo* di energia, il suo costo unitario di produzione  $cu$  è dato da:

$$115) \quad cu = \frac{SF + SV}{10 \cdot PEN} = \frac{RAI + SEMg + SC + SE}{10 \cdot PEN} \quad (\text{c€/kWh}),$$

dove:

- $SF$  e  $SV$  ( $10^3$  €) sono le spese annue fisse e variabili, che comprendono la rata d'ammortamento dell'impianto  $RAI$ , le spese globali di esercizio e manutenzione  $SEMg$ , le spese per i combustibili e l'eventuale energia elettrica netta prelevata dalla rete  $SC$ , le spese per le esternalità  $SE$ ;
- $PEN$  (GWh) è la produzione energetica netta annua (di un solo tipo) ceduta alle utenze esterne all'impianto;
- $1/10$  è il fattore numerico richiesto per ottenere il costo unitario nell'unità indicata.

Quando l'impianto è di *produzione combinata* e non varia apprezzabilmente nel tempo il rapporto tra le diverse potenze, erogate contemporaneamente alle utenze, la valutazione dei costi unitari delle energie utili cedute non è altrettanto immediata [48].

Infatti nel caso più generale vengono cedute alle utenze le produzioni annue calcolate come si è visto in 4.3.2.2: elettrica  $E_{en}$ , termica  $E_t$  e frigorifera  $E_f$ . Si conoscono inoltre le spese annue, fisse e variabili, dell'impianto nel suo complesso, ma risulta di norma impossibile

---

<sup>29)</sup> Dovendo considerare anche il valore dell'impianto a fine vita produttiva, attualizzato all'anno corrente, nella 114) va sottratto il termine  $VR / (1 + a)^{sr}$ , dove  $VR$  è il suo valore residuo stimato alla data attuale (che potrebbe anche essere negativo qualora, dalla stima fatta, le spese di smantellamento dell'impianto e ripristino delle aree risultassero superiori agli introiti dalla vendita delle sue parti recuperabili) ed  $sr$  è il numero per l'anno di smantellamento e ripristino, maggiore di quello relativo all'ultimo anno d'esercizio. Ciò equivale ad ipotizzare, per il valore residuo  $VR$ , una variazione nel tempo con la stessa dinamica dell'inflazione media prevista.

la loro ripartizione oggettiva tra le diverse forniture. Pertanto, se si considerano i costi unitari incogniti di ciascuna produzione, è possibile scrivere per essi la sola equazione di bilancio economico:

$$116) \quad CTA = SF + SV = (cu_e \cdot E_{en} + cu_t \cdot E_t + cu_f \cdot E_f) \cdot 10^{-2} \quad (10^3 \text{ €}),$$

dove CTA ( $10^3 \text{ €}$ ) è il costo totale annuo dell'impianto, mentre i costi unitari sono espressi in  $\text{c€}/\text{kWh}$ , le energie utili in MWh e  $10^{-2}$  è il fattore numerico richiesto per ottenere, anche al secondo membro, costi annui espressi in  $10^3 \text{ €}$ .

È evidente che, una volta note le produzioni energetiche annue dell'impianto, la 116) ammette infinite terne di soluzioni per i loro costi unitari incogniti. Tale indeterminazione può essere rimossa solo in due modi:

- fissando in modo discrezionale i costi unitari di due delle tre produzioni, secondo criteri di mercato o in base a valutazioni puramente contabili;
- facendo riferimento agli impianti di conversione dell'energia termica con i quali ottenere le produzioni separate, analogamente a quanto già visto in 4.4.2 per quantificare il risparmio di energia primaria in tali tipologie d'impianti.

Volendo definire i costi unitari in modo univoco, nei programmi si è preferito far riferimento alla seconda modalità. In tal modo, tenendo conto dei fattori di conversione fissati dall'Autorità in [14], è possibile valutare l'energia termica annua che sarebbe richiesta per la produzione separata dell'energia elettrica  $E_{en}$  e frigorifera  $E_f$ .

Infatti dal rapporto tra i già noti fattori  $fc_{TP}$  ed  $fc_{EP}$  si ottiene il rendimento netto medio di conversione da energia termica ad elettrica (espresso in  $\text{MWh}_e/\text{MWh}_t$ ), rappresentativo del parco termoelettrico nazionale e quindi tendenzialmente crescente nel tempo. Così:

$$117) \quad fc_{TP} / fc_{EP} = \eta_{en} \quad .$$

Moltiplicando poi tale rendimento per il noto indice di prestazione  $\varepsilon_{fm}$  dei sistemi frigoriferi, si ottiene l'indice di equivalenza  $ie_{tf}$  nella successione di trasformazioni da energia termica ad elettrica e quindi a frigorifera (espresso in  $\text{MWh}_f/\text{MWh}_t$ ).

Questi valori numerici sono già stati incontrati in 4.1.2.2 e sono riportati nella Fig. 28 a pag. 67; in tale figura il valore fornito per  $fc_{EP}$  ( $0,207 \text{ tep}/\text{MWh}_e$ ) è quello relativo al 2007, mentre dall'1-8-2008 è stato fissato pari a  $0,187 \text{ tep}/\text{MWh}_e$ , corrispondente ad un rendimento medio del parco termoelettrico intorno al 46% [53].

Pertanto, facendo riferimento allo schema di Fig. 113, possiamo considerare l'impianto, di produzione combinata, equivalente a tre impianti che, contemporaneamente, convertono l'energia termica fornita da un'unica caldaia alimentata con combustibili (in realtà due impianti poiché la fornitura alle utenze termiche è diretta).

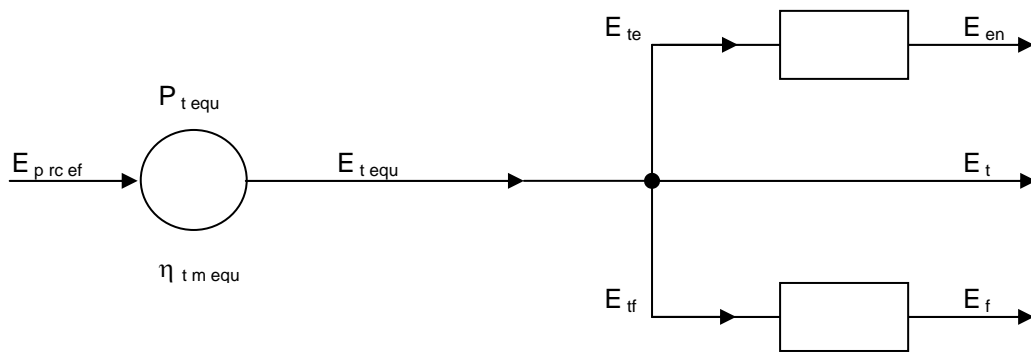


Fig. 113 – Schema equivalente dell'impianto di produzione combinata

Dallo schema di Fig. 113, l'equazione di bilancio energetico per la caldaia equivalente risulta:

$$118) \quad E_{t\text{equ}} = E_{te} + E_t + E_{tf} = \eta_{t\text{m equ}} \cdot E_{p\text{rc ef}} = \eta_{t\text{m equ}} \cdot (E_{p\text{erc}} + E_{p\text{trc}} + E_{p\text{frc}}) \quad (\text{MWh}),$$

dove:

- $E_{t\text{equ}}$  è la *produzione termica* annua *equivalente*, pari alla somma delle energie termiche annue richieste separatamente e contemporaneamente dai tre processi di conversione ( $E_{te}$ ,  $E_t$  ed  $E_{tf}$ );
- $\eta_{t\text{m equ}}$  è il rendimento termico medio annuo della caldaia equivalente;
- $E_{p\text{rc ef}}$  (MWh) è l'energia primaria annua fornita ad essa da tutti i combustibili (in base al loro effettivo potere calorifico), pari alla somma delle energie primarie richieste dai singoli processi ( $E_{p\text{erc}}$ ,  $E_{p\text{trc}}$  ed  $E_{p\text{frc}}$ ).

Inoltre si hanno le seguenti equazioni di bilancio per le produzioni degli impianti separati:

$$119) \quad E_{en} = \eta_{en} \cdot E_{p\text{erc}} = \eta_{en} \cdot \frac{E_{te}}{\eta_{t\text{m equ}}} \quad (\text{MWh}_e),$$

per l'energia elettrica;

$$120) \quad E_t = \eta_{t\text{m equ}} \cdot E_{p\text{trc}} \quad (\text{MWh}_t),$$

per l'energia termica;

$$121) \quad E_f = (\eta_{en} \cdot \varepsilon_{f\text{m}}) \cdot E_{p\text{frc}} = i_{e\text{tf}} \cdot \frac{E_{tf}}{\eta_{t\text{m equ}}} \quad (\text{MWh}_f),$$

per l'energia frigorifera.



Se ora uguagliamo il costo totale annuo dell'impianto di produzione combinata, dato da 116), a quello degli impianti di produzione separata, che richiedono l'energia termica annua equivalente  $E_{t\text{equ}}$ , e teniamo conto delle 118), 119) e 121), possiamo scrivere a meno di un comune coefficiente numerico:

$$122) \quad cu_t \cdot E_t + cu_e \cdot E_{en} + cu_f \cdot E_f = \bar{cu} \cdot E_{t\text{equ}} = \bar{cu} \cdot \left( E_t + \frac{\eta_{t\text{mequ}}}{\eta_{en}} \cdot E_{en} + \frac{\eta_{t\text{mequ}}}{ie_{tf}} \cdot E_f \right) ,$$

dove  $\bar{cu}$  (c€/kWh<sub>t</sub>) è il costo unitario medio annuo per la produzione termica equivalente.

Perché la 122) sia rispettata occorre che:

$$123) \quad cu_t = \bar{cu} \quad ; \quad cu_e = \frac{\eta_{t\text{mequ}}}{\eta_{en}} \cdot cu_t \quad ; \quad cu_f = \frac{\eta_{t\text{mequ}}}{ie_{tf}} \cdot cu_t .$$

In tal modo possiamo ottenere i costi unitari per le produzioni annue dell'impianto combinato, una volta che sia noto il rendimento termico medio annuo della caldaia equivalente. Questo può essere ricavato, in funzione della sua potenza media annua (in MW<sub>t</sub>), con una formula analoga alla 20) di pag. 67:

$$124) \quad \eta_{t\text{mequ}} = 0,7537 + 0,03 \cdot \log_{10} (10^3 \cdot P_{t\text{mequ}}) ,$$

in cui la potenza termica media equivalente è data da:

$$125) \quad P_{t\text{mequ}} = \frac{E_{t\text{equ}}}{h_{fa}} \quad (\text{MW}_t) ,$$

dove  $h_{fa}$  sono le ore annue di funzionamento dell'impianto combinato, mentre la produzione termica equivalente in base alla 122) è:

$$126) \quad E_{t\text{equ}} = E_t + \eta_{t\text{mequ}} \cdot \left( \frac{E_{en}}{\eta_{en}} + \frac{E_f}{ie_{tf}} \right) \quad (\text{MWh}_t) .$$

Come si può notare, nella 126) il calcolo della produzione termica annua equivalente richiede il valore di  $\eta_{t\text{mequ}}$ , che a sua volta dipende indirettamente da  $E_{t\text{equ}}$  tramite la 125).

Occorre pertanto un calcolo iterativo, che si interrompa quando lo scarto tra due valori successivi, ottenuti da 124), diventa inferiore a quanto prestabilito.

A questo punto mediante le 123) si possono ricavare tutti i costi unitari delle produzioni energetiche, tenendo presente che per la 116):

$$127) \quad \bar{cu} = \frac{10^2 \cdot \text{CTA}}{E_{t\text{equ}}} \quad (\text{c€/kWh}_t) .$$

### 5.6.1 Dati richiesti dai programmi

I programmi *calcolo* richiedono nel foglio “*val. imp. var*”, ma solo quando si vogliono utilizzare valori diversi da quelli assunti in [54] per gli impianti termoelettrici (7% per il tasso reale annuo e 15 anni per il tempo d’ammortamento<sup>30)</sup>), i seguenti dati:

- *tempo d’ammortamento*  $N_a$  (in anni), che deve essere un numero intero *non superiore agli anni d’esercizio* dell’impianto;
- *tasso reale annuo d’ammortamento*  $a$ , per il quale i valori accettati sono compresi, come al solito, *tra 0 e 30*;

inoltre richiedono nel foglio “*entr. cog*”, per gli impianti di *sola produzione termica, frigorifera o combinata*:

- *le ore di funzionamento annue* mediamente previste  $h_{fa}$ , che devono essere comprese *tra un valore minimo di controllo e quello massimo delle ore in un anno (8.760)*.

I programmi *valutazioni* non richiedono invece alcun dato poiché, per quanto visto in precedenza, le ore di funzionamento sono calcolate direttamente, mentre i valori utilizzati per il calcolo del fattore d’annualità FA sono quelli assunti in [54].

La Fig. 114 mostra i dati forniti per  $N_a$  ed  $a$  nel foglio “*val. imp. var*” dei programmi *calcolo*, assieme ad altri visti in precedenza e ai fattori d’annualità calcolati. Come al solito i dati forniti sono automaticamente riportati nel foglio duplicato “*val. imp. am. ant*”.

fattore di annualità per $N_a$ anni al tasso reale $a$ %	12,4622
fattore di annualità per 15 anni al tasso reale 7%	9,1079

esercizio previsto dell’impianto $ep$	20	anni
vita tecnica dell’impianto $v$	25	anni
tempo d’ammortamento $N_a$	20	anni
tasso reale nell’ammortamento $a$	5,00	%

Fig. 114 – Esempio d’inserimento dati nei programmi *calcolo* per ricavare il fattore d’annualità

<sup>30)</sup> Per questi impianti la durata del *periodo d’ammortamento* in genere viene scelta pari a circa la *metà* della loro *vita produttiva*. Ciò si giustifica considerando che nella seconda metà della vita produttiva cresce sensibilmente l’onere delle *manutenzioni straordinarie*, legate alla sostituzione di parti e componenti d’impianto usurati. Inoltre, poiché questi impianti tendono a diventare tecnicamente obsoleti prima di arrivare al termine della vita produttiva, occorre ridurre la durata dell’ammortamento in modo che negli ultimi anni d’esercizio i loro costi unitari di produzione, determinati dai soli costi annui operativi, restino competitivi rispetto a quelli degli impianti più moderni appena entrati in funzione.

## 5.6.2 Calcoli eseguiti dai programmi

Nel quadro “Costo unitario di produzione” del foglio “*val. imp*”, nei programmi *valutazioni*, e del foglio “*val. imp. var*”, nei programmi *calcolo*, viene calcolata la rata d’ammortamento annuo per il costo di costruzione dell’impianto, tramite le  $112) \div 114)$ ; il valore è poi riportato nello stesso quadro dei rispettivi fogli duplicati.

Al riguardo va tenuto presente che nei programmi *valutazioni* il fattore d’annualità, per quanto detto poco sopra, è fisso e pari a 9,1079, come si vede in Fig. 114; mentre il calcolo di  $CCN_o$  tramite la 114) risulta molto semplificato, tenuto conto dell’ipotesi semplificativa sugli esborsi per il costo di costruzione e dell’assenza di contributi. Va pure ricordato che, nei programmi *calcolo*, qualora il tempo di costruzione sia superiore a sei anni, deve essere aggiornata la formula per il calcolo di  $CCN_o$ , tenendo presente la 114), dopo aver tolto la protezione dal foglio.

Per gli impianti di *produzione elettrica*, tutti i programmi calcolano il costo unitario mediante la 115), in base ai valori dei coefficienti fissati, nello stesso foglio, sia per questa produzione che per le analisi parametriche, fornendo anche l’incidenza delle singole voci di costo annuo, come si può constatare nella Fig. 115.

### COSTO UNITARIO DI PRODUZIONE

VOCE DI COSTO	Costo annuo (10 <sup>3</sup> €)	Incidenza sulla produzione unitaria		
		termica (c€/kWh <sub>t</sub> )	frigorifera (c€/kWh <sub>f</sub> )	elettrica (c€/kWh <sub>e</sub> )
AMMORTAMENTO IMPIANTO	3.886	0,0	0,0	5,9
ESERCIZIO E MANUTENZIONE	2.100	0,0	0,0	3,2
COMBUSTIBILE	1.300	0,0	0,0	2,0
ESTERNALITA'	291	0,0	0,0	0,4
<b>TOTALE</b>	<b>7.577</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>11,6</b>

Fig. 115 – Esempio di calcolo del costo unitario per un impianto di *sola produzione elettrica*

L’esempio fa vedere i risultati (arrotondati alla prima cifra decimale) ottenuti dal programma *calcolo* a partire dalle spese durante la costruzione di Fig. 6 pag. 30 e dai contributi a fondo perduto di Fig. 7 pag. 32, nonché dalla produzione, dai costi annui e dalla tempistica in base ai quali sono state ottenute le entrate ed uscite operative di Fig. 87 pag. 163, utilizzando per l’ammortamento dell’impianto i dati di Fig. 114. Nel caso esaminato tutti i coefficienti di variazione sono stati assunti unitari.

Invece per gli *altri impianti* il calcolo dei costi unitari delle produzioni energetiche (che eventualmente possono anche ridursi alla sola produzione termica o frigorifera) viene fatto negli stessi fogli mediante le  $123) \div 127)$ , tenendo conto dei valori assegnati ai coefficienti sia per le produzioni che per le analisi parametriche.

Pertanto nel foglio “*entr. cog*” tramite le  $124) \div 126)$  vengono prima calcolati in modo iterativo: la potenza media, il rendimento medio e la produzione termica annua equivalenti.

La Fig. 116 riporta i risultati, ottenuti in questo foglio dal programma *valutazioni intermittente*, per le produzioni energetiche annue di Fig. 43 pag. 99 ed i fattori di conversione presenti in Fig. 28 pag. 67, avendo fissato a 100 il numero massimo delle iterazioni e a  $10^{-5}$  lo scarto consentito per i valori di due iterazioni successive.

ore funzionamento annuo	$h_{fa}$	4.093,5	h/a
produzione termica equivalente	$E_{t\text{equ}}$	164.346	MWh <sub>t</sub>
potenza termica media equival.	$P_{t\text{m}\text{equ}}$	40,1	MW <sub>t</sub>
rend. term. medio annuo equiv.	$\eta_{t\text{m}\text{equ}}$	0,892	

Fig. 116 – Grandezze termiche equivalenti ottenute dal programma *valutazioni intermittente*

Da notare che le ore di funzionamento annuo non sono fornite dall’operatore, ma, come già ricordato, sono calcolate direttamente dal programma.

Al contrario, nei programmi *calcolo* le ore di funzionamento devono essere fornite dall’operatore e risultare superiori al valore di controllo ottenuto dalla:

$$128) \quad h_{fa\text{min}} = E_{t\text{equ}} \cdot \frac{(1 - RE)}{P_{ic\text{nom}}} \quad (\text{ore}),$$

dove  $P_{ic\text{nom}}$  (MW) è la potenza nominale  $P_{nom}$  dell’impianto vista in 3.1.1 e presente anche nella Fig. 2 a pag. 25, mentre RE è l’indice di risparmio calcolato, come si è detto in 4.4.2, mediante la 28) a pag. 114.

La prossima Fig. 117 dà un esempio di corretta fornitura, nei programmi *calcolo*, delle ore annue di funzionamento per un ipotetico impianto di cogenerazione.

In essa le grandezze che caratterizzano la caldaia equivalente sono state ottenute attraverso il processo iterativo, partendo dai fattori di conversione di Fig. 28 pag. 67 e dalle produzioni annue cedute alle utenze di Fig. 44 pag. 100. Per completezza è pure riportato il valore calcolato della *potenza termica media equivalente* dell’impianto, attribuibile alla *totalità dei combustibili* utilizzati,  $P_{t\text{rc}\text{equ}}$ .

ore funzionamento annuo $h_{fa}$	5.561,5	h/a
produzione termica equivalente $E_{t\text{equ}}$	147.094	MWh <sub>t</sub>
potenza termica media equival. $P_{t\text{m}\text{equ}}$	26,4	MW <sub>t</sub>
rend. term. medio annuo equiv. $\eta_{t\text{m}\text{equ}}$	0,886	
potenza term. equiv. da tot. comb. $P_{t\text{rc}\text{equ}}$	13,0	MW <sub>t</sub>
valore controllo ore funzionamento		941,2

Fig. 117 – Grandezze termiche equivalenti ottenute dal programma *calcolo* sulla base del dato fornito per le ore annue di funzionamento

Infatti, nello stesso foglio “*entr. cog*”, tutti i programmi stimano tale potenza, se positiva, tramite la:

$$129) P_{t\text{rc}\text{equ}} = P_{t\text{m}\text{equ}} - P_{t\text{m}\text{equ}\text{mc}} \quad (\text{MW}_t),$$

nella quale la *potenza termica media equivalente*, relativa alle *fonti rinnovabili non combustibili*,  $P_{t\text{m}\text{equ}\text{mc}}$  è data approssimativamente da:

$$130) P_{t\text{m}\text{equ}\text{mc}} \cong \frac{E_{p\text{r}\text{equ}} - C_{\text{cr}} \cdot pc_{\text{cr}} / (10 \cdot (1 - RE))}{fc_{\text{TP}} \cdot h_{fa}} \quad (\text{MW}_t),$$

in cui le grandezze che vi compaiono (espresse nelle relative unità di misura) sono state già introdotte in questo o nei capitoli precedenti; si ricorda in particolare che il  $pc_{\text{cr}}$  (kcal/Sm<sup>3</sup> o kcal/kg), per quanto detto in 3.3.2, è l'effettivo potere calorifico del combustibile rinnovabile.

Per la validità della 130) si richiede che:

$$131) \frac{E_{t\text{s}\text{equ}\text{mc}}}{E_{t\text{equ}\text{mc}}} = \frac{E_{p\text{s}\text{mc}}}{E_{p\text{u}\text{mc}}} \cong \frac{E_{p\text{s}}}{E_{p\text{u}}} = \frac{1}{1 - RE},$$

avendo posto:

$$132) E_{p\text{u}\text{mc}} = E_{p\text{u}\text{r}} - E_{p\text{u}\text{cr}} = E_{p\text{r}\text{equ}} \cdot (1 - RE) - E_{p\text{u}\text{cr}} \quad (\text{tep}).$$

Si suppone quindi che le produzioni, da fonti rinnovabili non combustibili, comportino un risparmio percentuale d'energia primaria, rispetto alle stesse produzioni separate, circa uguale a quello dell'impianto nel suo complesso.

Il  $P_{t\text{rc equ}}$  ottenuto è utilizzato per calcolare, nel foglio “*val. imp*” dei programmi *valutazioni* e “*val. imp. var*” dei programmi *calcolo*, la *potenza termica minima* dell’impianto  $P_{t\text{min ic}}$  mediante la:

$$133) P_{t\text{min ic}} = P_{t\text{rc equ}} \cdot (1 - RE) \quad (MW_t).$$

Tale potenza serve per controllare, quando l’impianto *non* è di *sola produzione elettrica*, se:

$$134) P_{\text{nom}} = P_t \geq P_{t\text{min ic}} \quad (MW).$$

Quest’ultima verifica, assieme a quelle riportate in 3.4.2, completa i controlli di compatibilità che i programmi fanno sul valore fornito per  $P_{\text{nom}}$ , cui si era solo accennato in 3.1.1.

I programmi riportano poi automaticamente nel foglio “*val. imp. var*” e nel relativo duplicato (“*val. imp*” per i programmi *valutazioni* e “*val. imp. am. ant*” per quelli *calcolo*) i valori ottenuti nel foglio “*entr. cog*” per il rendimento  $\eta_{t\text{m equ}}$  e la produzione  $E_{t\text{equ}}$ , mentre per  $\eta_{\text{en}}$  ed  $i_{\text{ef}}$  riportano i loro valori inversi, arrotondati alla terza cifra decimale.

La Fig. 118 mostra, per i programmi *valutazioni*, i valori riportati nel foglio “*val. imp*”, coincidenti in tal caso con quelli di Fig. 116 e con l’inverso dei valori numerici di Fig. 28, nonché il valore fissato per FA.

potenza elet. media da tot. comb. $P_{e\text{m re}}$	0,0	$MW_e$
potenza termica min. imp. cogen. $P_{t\text{min ic}}$	9,8	$MW_t$

rend. term. medio annuo eq. $\eta_{t\text{m equ}}$	0,892	
produzione termica equivalente per impianto produz. combinata $E_{t\text{equ}}$	164.346	$MWh_t$

indice equivalenza ener. frigorifera - ener. termica	0,803	$MWh_t/MWh_f$
indice equivalenza ener. elettrica - ener. termica	2,410	$MWh_t/MWh_e$
fattore di annualità per 15 anni, al tasso reale 7%	9,1079	

Fig. 118 – Valori utilizzati dai programmi *valutazioni* per determinare i costi unitari di produzione

In essa sono anche presenti i valori, calcolati nello stesso foglio, per la potenza elettrica media attribuibile alla totalità dei combustibili  $P_{e, mrc}$  (trattandosi del programma per il funzionamento intermittente, come si è visto in 3.4.2) e per la potenza termica minima  $P_{t, min ic}$ , utilizzati entrambi nelle verifiche di congruità sul valore fornito per  $P_{nom}$ . Si fa notare che le due potenze calcolate non possono essere contemporaneamente diverse da zero; in questo caso è nulla la  $P_{e, mrc}$  poiché l'impianto non è di sola produzione elettrica.

I valori riportati consentono infine, tramite la 127) e le 123), di ottenere i costi unitari (arrotondati alla prima cifra decimale) di tutte le produzioni energetiche dell'impianto, ripartiti anche per le singole voci di costo annuali.

La Fig. 119 mostra i risultati ottenuti dal programma *valutazioni intermittente* per un ipotetico impianto che ha il costo di costruzione di Fig. 81 pag. 151, le uscite operative delle Fig. 11 pag. 37, Fig. 17 pag. 46 e Fig. 20 pag. 53, i valori calcolati di Fig. 118 ed entra in esercizio con la tempistica di Fig. 83 pag. 156 (avendo fornito valori tutti unitari per i coefficienti moltiplicativi).

### COSTO UNITARIO DI PRODUZIONE

VOCE DI COSTO	Costo annuo (10 <sup>3</sup> €)	Incidenza sulla produzione unitaria		
		termica (c€/kWh <sub>t</sub> )	frigorifera (c€/kWh <sub>f</sub> )	elettrica (c€/kWh <sub>e</sub> )
AMMORTAMENTO IMPIANTO	10.509	6,4	4,6	13,7
ESERCIZIO E MANUTENZIONE	1.950	1,2	0,8	2,6
COMBUSTIBILE	1.834	1,1	0,8	2,4
ESTERNALITA'	-28	0,0	0,0	0,0
<b>TOTALE</b>	<b>14.265</b>	<b>8,7</b>	<b>6,2</b>	<b>18,7</b>

Fig. 119 – Esempio di calcolo del costo unitario per un impianto di *produzione combinata*

I costi unitari, suddivisi tra le voci componenti e relativi alle diverse produzioni energetiche dell'impianto, sono riepilogati poi, anche in forma di istogrammi, nei fogli duplicati: "Costi unit" e "Costi unit t.v." dei programmi *valutazioni*, collegati rispettivamente ai fogli "val. imp" e "val. imp. var"; "Costi unit" e "Costi unit a.a." dei programmi *calcolo*, collegati ai fogli "val. imp. var" e "val. imp. am. ant".

Come già ricordato, questi costi unitari dipendono dai valori fissati per i coefficienti sia delle produzioni che delle analisi parametriche.

Gli istogrammi presentati nella Fig. 120 si riferiscono allo stesso impianto di Fig. 119.

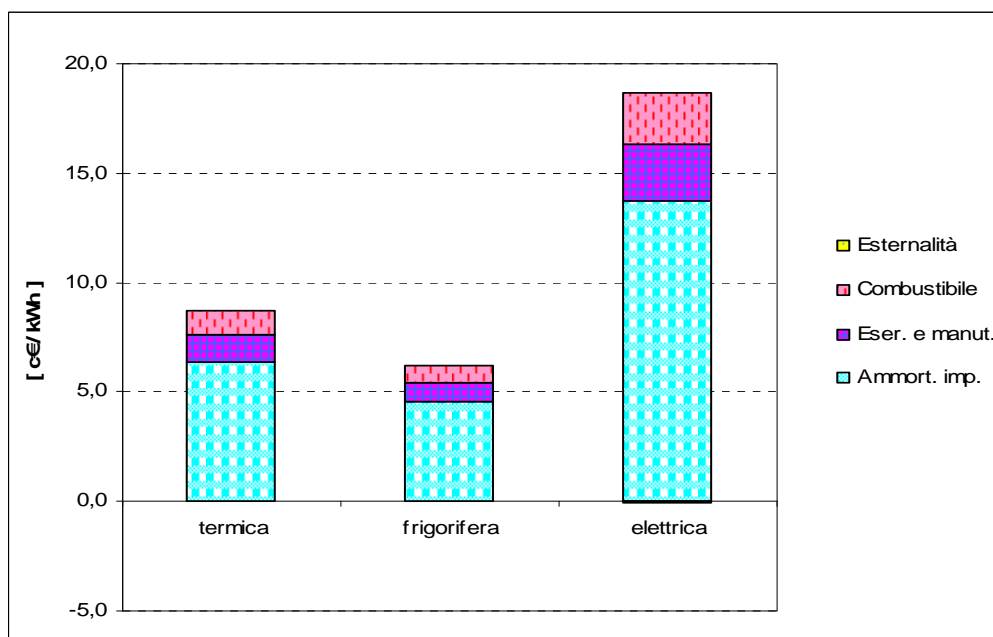


Fig. 120 – Voci componenti dei costi unitari per le produzioni di un impianto

Bisogna comunque tener presente che, in un impianto di produzione combinata, la procedura di calcolo dei costi unitari, illustrata sopra, va bene finché il rapporto tra le diverse potenze erogate subisce piccole variazioni nel corso dell'anno.

Se al contrario dovessero esserci notevoli mutamenti nella conduzione dell'impianto, fino al venir meno di qualche produzione in alcuni periodi dell'anno (ad esempio la termica nel periodo estivo o la frigorifera in quello invernale), per poter utilizzare ancora il procedimento descritto deve essere possibile suddividere il funzionamento annuale in periodi caratteristici, nei quali rimane pressoché costante il rapporto tra le produzioni energetiche.

Ovviamente, per ottenere una corretta valutazione dei costi unitari in ognuno di questi periodi, deve anche essere possibile quantificare le relative spese per ciascuna delle quattro voci, in particolare per quella dei combustibili. È chiaro altresì che la stessa produzione energetica può avere in tal caso costi unitari diversi nel corso dell'anno, al variare dell'assetto produttivo dell'impianto.

La descritta modalità di calcolo dei costi unitari di produzione può essere facilmente estesa anche ad impianti dai quali si ottengono più tipologie di forniture energetiche e/o combustibili derivanti da processi di trasformazione [55].



### 5.6.3 Costo unitario di produzione degli impianti termoelettrici commerciali

Come ricordato nel Cap. 1, per verificare se una nuova tipologia d'impianto per la produzione energetica ha raggiunto o è prossima allo stadio di maturità commerciale, si può anche fare un confronto diretto tra il costo unitario delle sue produzioni e quello medio degli impianti convenzionali operativi sul mercato.

I programmi consentono di fare questo confronto solo con gli impianti termoelettrici commerciali, per i quali risulta più agevole reperire i dati da cui ricavare i costi di generazione. In particolare il confronto viene fatto sia con un costo di produzione medio, rappresentativo del parco termoelettrico nazionale, che con quello degli impianti più moderni entrati in esercizio, nei quali si sfrutta la tecnologia dei cicli combinati a gas. Questa tipologia d'impianti è stata anche presa a riferimento nel Provvedimento CIP 6/92 [23] per fissare, in base al criterio dei costi evitati, i prezzi di cessione dell'energia elettrica alla rete da parte degli autoproduttori, a seguito della parziale liberalizzazione del settore avviata dalla L. 9/91.

Ai fini del calcolo del costo unitario medio del chilowattora, prodotto negli impianti commerciali, si utilizzano i dati più aggiornati riportati in documenti ufficiali dell'Autorità per l'Energia: [56] e [57] per la produzione media e i costi annui rispettivamente dell'*impianto a ciclo combinato di riferimento CIP 6/92* e del *parco termoelettrico nazionale*, tenendo conto di [58] e [59] per i relativi rendimenti elettrici medi netti. Dati più recenti per il calcolo dei costi di produzione di questi impianti possono essere reperiti in [5] e in [60].

#### 5.6.3.1 DATI RICHIESTI DAI PROGRAMMI

Nel foglio “*val. imp*” dei programmi *valutazioni* e “*val. imp. var*” di quelli *calcolo* sono richiesti i seguenti dati per l'*impianto di riferimento CIP 6/92*:

- *costo unitario d'investimento* CCU, espresso in €/kW<sub>e</sub>;
- *spese annue di esercizio e manutenzione* espresse in *percentuale* del costo d'impianto SEMP<sub>rif</sub>, il cui valore *non* può essere *superiore* al 20%;
- *consumo specifico di gas* CS in Sm<sup>3</sup>/kWh<sub>e</sub>, il cui valore *non* può essere *superiore* a 1;
- *ore annue di funzionamento* h<sub>fa rif</sub>.

Per il *parco termoelettrico nazionale* sono richiesti:

- il *prezzo unitario* medio a *copertura* dei *costi fissi* di produzione (impianto, esercizio e manutenzione) PUM<sub>sf</sub>, espresso in c€/kWh<sub>e</sub>;
- l'*incidenza percentuale* dell'*esercizio e manutenzione* sui costi fissi di produzione PSF.

Tutti i dati sono automaticamente riportati nel rispettivo foglio duplicato del programma.

La Fig. 121 mostra i valori forniti, sulla base di quanto riportato nella documentazione ufficiale citata.

costo unitario impianto rifer. CCU	561	€/kW <sub>e</sub>
spese eserc. e manut. in percent. costo imp. riferimento SEMP <sub>rif</sub>	3,8	%
consumo specifico gas per impianto riferimento CS	0,190	m <sup>3</sup> /kW <sub>e</sub>
ore annue funz. imp. riferim. h <sub>fa rif</sub>	6.000	h/a
prezzo medio copert. costi fissi produz. parco termoelet. PUM <sub>sf</sub>	2,1	c€/kW <sub>e</sub>
percent. exerc. e manut. su costi fissi produz. parco termoel. PSF	25,7	%

Fig. 121 – Dati richiesti per calcolare i costi unitari di produzione degli impianti commerciali

#### 5.6.3.2 CALCOLI ESEGUITI DAI PROGRAMMI

Tutti i programmi calcolano, nel quadro “Costo unitario di produzione” del foglio “*val. imp. var*” e del suo duplicato, i costi relativi alle due tipologie d’impianto commerciale, ripartiti anche secondo le singole voci, tenendo conto del coefficiente di variazione fissato per il costo dei combustibili.

Manca la voce “esternalità” poiché per questi impianti non si hanno ancora dati ufficiali significativi della sua incidenza sui costi di produzione; anche per essa, quando sarà presente, si dovrà tener conto del suo coefficiente di variazione.

Nell’*impianto di riferimento CIP 6/92*, l’incidenza del costo di costruzione risulta:

$$135) \quad cu_{imp} = \frac{CCU}{FA} \cdot \frac{100}{h_{fa\ rif}} \quad (c€/kW_e),$$

dove i simboli e le relative unità di misura sono noti, il valore del fattore di annualità è fissato pari a 9,1079 e 100 è il fattore numerico richiesto per avere il costo unitario nell’unità indicata.

L’incidenza delle spese di esercizio e manutenzione è:

$$136) \quad cu_{esm} = \frac{SEMP_{rif} \cdot CCU}{h_{fa\ rif}} \quad (c€/kW_e),$$

mentre quella della spesa per il combustibile è:

$$137) \quad cu_c = CS \cdot pua_g \quad (\text{c€/kWh}_e) ,$$

nelle quali  $pua_g$  è il prezzo unitario d'acquisto del gas naturale visto in 3.3.1 e tutti gli altri simboli sono noti.

Per il *parco* termoelettrico *nazionale*, l'incidenza del costo di costruzione su quello medio unitario di produzione risulta:

$$138) \quad \overline{cu}_{imp} = PUM_{sf} - \overline{cu}_{esm} \quad (\text{c€/kWh}_e) ,$$

dove il contributo dovuto all'esercizio e manutenzione è dato da:

$$139) \quad \overline{cu}_{esm} = PUM_{sf} \cdot \frac{PSF}{100} \quad (\text{c€/kWh}_e) .$$

Infine l'incidenza media della spesa per i combustibili risulta pari al valore medio calcolato per la componente variabile del prezzo unitario di vendita dell'energia elettrica, trattato in 4.1.1 . Da notare che il progressivo incremento del rendimento medio del parco nazionale registrato in questi ultimi anni e quello previsto nei prossimi, secondo quanto riportato in [59], va a ridurre, a parità del costo medio unitario dei combustibili utilizzati, i valori del parametro Ct che devono essere forniti per calcolare, dalla loro media pesata, tale componente variabile.

Così, attraverso il quadro "Costo unitario di produzione", è possibile un confronto diretto tra il costo di produzione elettrica dell'impianto in esame e quello degli impianti che si trovano nello stadio di maturità commerciale.

Il quadro evidenzia anche l'incidenza, sul costo unitario di produzione, delle diverse voci componenti. In tal modo si ha la possibilità di valutare, per un impianto innovativo che è ancora lontano dalla maturità commerciale, se e quando tale stadio può essere raggiunto all'evolversi delle condizioni generali di mercato nel settore della generazione; ad esempio, ipotizzando una variazione del costo medio dei combustibili e/o delle esternalità attraverso i rispettivi coefficienti moltiplicativi, già presentati in Fig. 74 a pag. 133.

Una volta calcolati, per l'impianto in esame e per quelli commerciali di riferimento, i costi unitari di produzione elettrica e la loro suddivisione tra le voci componenti, tutti i programmi li riepilogano poi nei fogli duplicati "Costi unit" fornendo i relativi istogrammi.

La successiva Fig. 122 fa vedere i valori ottenuti nel quadro "Costo unitario di produzione" per gli impianti termoelettrici commerciali, a partire dai dati di Fig. 121 e dai valori calcolati presenti nelle Fig. 14 pag. 41 e Fig. 24 pag. 62. Il confronto è fatto con i costi unitari di Fig. 115 pag. 218, ricavati per un ipotetico impianto innovativo di sola produzione elettrica, avendo mantenuto unitari tutti i coefficienti di variazione.

## COSTO UNITARIO DI PRODUZIONE

VOCE DI COSTO	Incidenza sulla produzione unitaria			Impianto rif. CIP 6/92 (c€/kWh)	Costo medio prod. term. (c€/kWh)
	termica (c€/kWh <sub>t</sub> )	frigorifera (c€/kWh <sub>f</sub> )	elettrica (c€/kWh <sub>e</sub> )		
AMMORTAMENTO IMPIANTO	0,0	0,0	5,9	1,0	1,5
ESERCIZIO E MANUTENZIONE	0,0	0,0	3,2	0,4	0,5
COMBUSTIBILE	0,0	0,0	2,0	4,9	5,8
ESTERNALITA'	0,0	0,0	0,4		
<b>TOTALE</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>11,6</b>	<b>6,3</b>	<b>7,8</b>

Fig. 122 – Costi unitari della produzione elettrica di impianti commerciali da confrontare con quelli di impianti di tipo innovativo

Invece gli istogrammi di Fig. 123, tratti dal foglio collegato “Costi unit”, mettono a confronto il costo unitario di produzione elettrica per l’impianto di Fig. 119 con quello degli stessi impianti commerciali di riferimento.

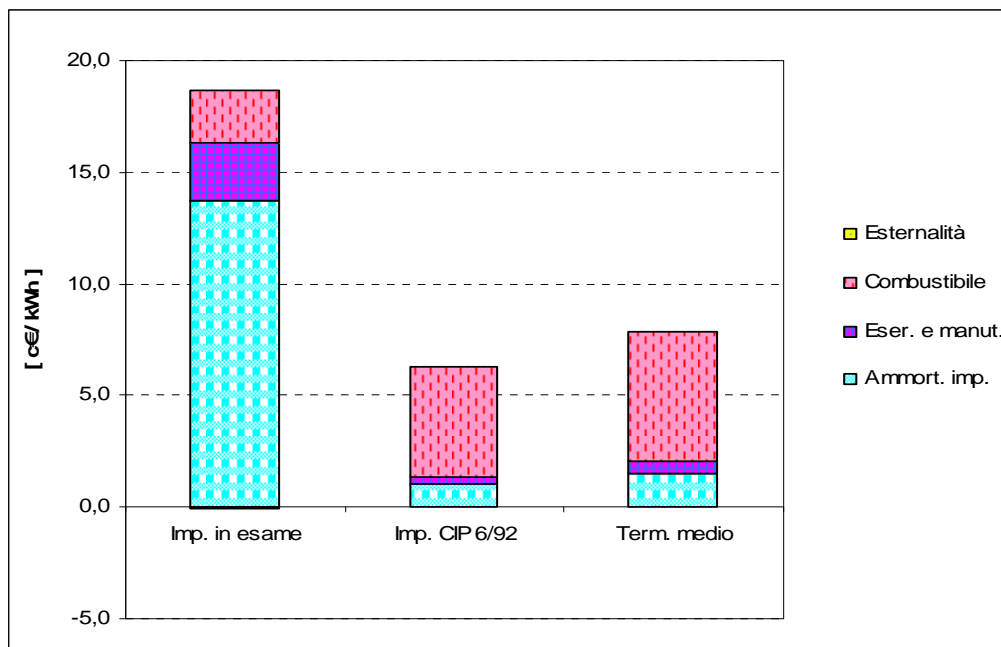


Fig. 123 – Costo unitario di un impianto confrontato con quelli di impianti commerciali

Dalle Fig. 122 e Fig. 123 si nota subito quanto l'incidenza delle voci "ammortamento impianto" ed "esercizio e manutenzione" sia tendenzialmente maggiore negli impianti con tecnologie innovative, rispetto a quelli di tipo commerciale; la voce "combustibile" invece è meno significativa e potrebbe anche mancare del tutto, mentre rappresenta la voce principale per gli impianti commerciali.

D'altra parte, come già evidenziato in [1], la considerazione della voce "esternalità", che va ad incidere soprattutto sui costi di produzione degli impianti commerciali, tende ad abbassare la soglia di competitività economica per gli impianti innovativi, specie se alimentati da fonti primarie rinnovabili.

## 5.7 Riferimenti

- [46] H. G. Thuesen, W. J. Fabrycky, G. J. Thuesen – Economia per ingegneri – Ed. Il Mulino (1974).
- [47] Corso applicativo di Energy Management nella piccola e media industria – Ed. ENEA.
- [48] Metodologie di risparmio energetico – Ed. Hoepli (1985).
- [49] Nuovo Colombo – Manuale dell'ingegnere, 83<sup>a</sup> edizione – Sez. P Ingegneria gestionale – Ed. Hoepli (1997).
- [50] D. Zanobetti – Economia dell'ingegneria – Ed. Patron (1990).
- [51] T. Boggio – Matematica finanziaria – Enciclopedia delle matematiche elementari e complementi – Vol. III, parte 2<sup>a</sup> art. LVI – Ed.. Hoepli (1972).
- [52] ENEA - BLN – Il finanziamento degli interventi di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili. Manuale di ingegneria finanziaria – Ed. ENEA (1996).
- [53] Del. EEN 3/08 dell'Autorità per l'Energia – “Aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica” – S.O.G.U. n° 100 del 29-4-2008.
- [54] Documento di consultazione dell'Autorità per l'Energia dal titolo – “Linee guida e proposte ai fini dell'aggiornamento dei prezzi di cessione dell'energia elettrica all'Enel Spa e dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici per la nuova energia prodotta da impianti utilizzando fonti rinnovabili e assimilate” – datato 4-2-1999.
- [55] E. Metelli – Impianti di cogenerazione. Un metodo di calcolo oggettivo dei costi unitari di produzione – La Termotecnica Giugno 2009.
- [56] Relazione tecnica alla Del. 81/99 dell'Autorità per l'Energia – “Presupposti e fondamenti dell'aggiornamento dei prezzi di cessione dell'energia elettrica e dei contributi riconosciuti alla nuova energia prodotta da impianti utilizzando fonti rinnovabili e assimilate ai sensi degli artt. 20, comma 1, e 22, comma 5, della L. 9/91” – datata 2-6-1999.
- [57] Relazione tecnica alla Del. 238/00 dell'Autorità per l'Energia – “Definizione dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso per i clienti del mercato vincolato per l'anno 2001” – pubblicata in S.O.G.U. n° 4 del 5-1-2001.
- [58] Documento di consultazione dell'Autorità per l'Energia dal titolo “Aggiornamento dei parametri di riferimento per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore come cogenerazione, ai sensi dell'art. 3, comma 3.1, della Del. 42/02” – datato 18-11-2005.

- [59] Documento di consultazione dell'Autorità per l'Energia dal titolo "Aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tep connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica" – datato 20-2-2008.
- [60] G. Moncada Lo Giudice, F. Asdrubali, F. Rossi – Energia e cambiamenti climatici. La sfida del XXI secolo. Parte prima – La Termotecnica Ottobre 2007.

## 6 Potenzialità dei programmi di calcolo

Nei capitoli precedenti sono stati illustrati i programmi in Excel messi a punto per fare valutazioni economiche su impianti di produzione energetica. In particolare sono stati evidenziati i dati richiesti da ciascun programma e come essi vengono elaborati per ottenere i valori di alcune grandezze caratteristiche che forniscono, nel complesso, utili indicazioni sull'economicità dell'impianto in esame. Nella descrizione dei programmi si è anche visto che l'operatore deve fornire, di volta in volta, un certo numero di dati tecnico-economici per ottenere i valori numerici di queste grandezze, considerate degli indicatori oggettivi per poter stabilire la validità economica di una iniziativa proposta o la convenienza a mantenere in esercizio un impianto già costruito da tempo.

È evidente che, per un impianto già funzionante, molti dei dati richiesti dai programmi non possono essere più modificati. Quindi, se i valori ottenuti per gli indicatori mostrano che non è conveniente prolungare il suo esercizio, l' esercente ha la possibilità di scegliere tra due sole alternative, al fine di evitare future perdite economiche:

- fermare l'impianto di produzione, smantellarlo e costruirne, nello stesso sito, uno nuovo che, realizzato con le più moderne tecnologie, consenta il proseguimento dell'attività garantendo un ritorno economico per un congruo numero di anni;
- apportare miglioramenti all'impianto esistente, attraverso lavori di manutenzione straordinaria, di rifacimento delle parti principali e/o di potenziamento, in modo da sfruttare le migliori prestazioni delle moderne macchine, apparecchiature e cicli di conversione energetica, grazie all'evoluzione tecnologica registrata nel settore dall'epoca della sua costruzione ad oggi.

Per individuare quale delle due alternative sia più conveniente, considerato che per ognuna in genere possono essere esaminate diverse soluzioni tecniche, occorre confrontare quest'ultime, stimandone i relativi costi e ricavi durante un prefissato arco temporale, tenendo anche conto delle disponibilità economiche dell' esercente e delle sue scelte strategiche.

Se invece l'impianto è da costruire, nello studio di fattibilità può essere necessario fare una scelta tra diverse tipologie impiantistiche proposte, individuando quella economicamente più vantaggiosa, nel rispetto dei possibili vincoli di natura diversa (tecnici, finanziari, territoriali, ambientali, sociali, occupazionali). Inoltre, una volta che, per ragioni economiche come pure per il conseguimento di obiettivi più generali e a lungo termine, sia stata scelta una particolare tipologia impiantistica da realizzare, lo studio di fattibilità porta ad individuare tra più soluzioni tecnologiche possibili, sulla base di ipotesi ritenute accettabili e conservative, quella più conveniente o comunque meno onerosa per la collettività (in caso di erogazione di contributi a fondo perduto per la costruzione e/o di incentivi sulle produzioni energetiche).

In tali analisi bisogna poi tener presente che ciascuno dei dati richiesti dai programmi può variare entro un intervallo più o meno ampio, al contrario di quanto visto in precedenza per gli impianti già costruiti.

Si è quindi ritenuto opportuno mostrare in questo capitolo alcune potenzialità dei programmi, utilizzabili in particolar modo negli studi di fattibilità per individuare



inizialmente la tipologia impiantistica che meglio consente di soddisfare le richieste delle utenze; successivamente per scegliere, una volta individuata la tipologia, la soluzione tecnologica ottimale.

Rimandando ai testi specializzati [46][50] gli interessati all'analisi economica completa per la scelta ottimale tra diverse possibili alternative, nei successivi paragrafi vengono esaminate alcune modalità d'impiego dei programmi. Esse fanno riferimento a risultati ottenuti negli studi di fattibilità per specifici impianti, che sono stati proposti nell'ambito del Progetto Solare Termodinamico, oppure in documenti tecnici di approfondimento su particolari tematiche, direttamente collegate a questa tipologia d'impianti.

## 6.1 Analisi di sensitività

Con tale analisi si cerca di individuare da quali, tra i dati tecnico-economici forniti per l'impianto o la tecnologia in esame, dipende maggiormente il valore degli indicatori economici globali o dei costi unitari di produzione.

Infatti, specie se si tratta di un impianto da realizzare, gran parte dei dati richiesti dai programmi possono essere solo stimati, con un margine d'incertezza a volte assai ampio e non sempre quantificabile. Inoltre quasi tutti i valori, riferiti a grandezze economiche degli anni futuri, sono forniti basandosi su estrapolazioni di dati statistici noti per gli anni passati (relativi allo stesso impianto, se già in esercizio, o a impianti della stessa tipologia, se ancora da costruire) e/o su ipotesi per un loro prevedibile andamento. Quest'ultimo in genere varia a seconda della grandezza considerata e spesso è legato a fattori aleatori o non controllabili, tra i quali ad esempio: l'andamento economico generale e dei mercati energetici in particolare; l'evoluzione della normativa ambientale, fiscale e in materia di incentivazione alle diverse fonti energetiche primarie; i miglioramenti tecnologicamente conseguibili negli impianti di conversione energetica.

Quindi i valori forniti possono essere affetti da un margine di variabilità, più o meno grande e spesso aleatorio, di cui bisogna tener conto specie negli studi di fattibilità, onde essere consapevoli dei rischi cui si potrebbe andare incontro qualora si decidesse di costruire un determinato impianto.

Pertanto, come già accennato in 5.5, è molto importante individuare quelle grandezze che hanno una maggiore influenza sul risultato economico finale. A tal fine si fa variare ciascuna grandezza entro un congruo intervallo di valori ritenuti probabili (modificando eventualmente il valore del suo coefficiente moltiplicativo), mantenendo fisse tutte le altre, e si analizza come cambiano i valori ottenuti per gli indicatori economici globali o per i costi unitari di produzione.

Per meglio visualizzare l'incidenza sul risultato dell'analisi, conviene riportare in un grafico l'andamento di una grandezza economica calcolata, ritenuta significativa, in funzione della grandezza variabile individuata.

Spesso è anche interessante conoscere l'andamento del margine economico durante l'intero periodo d'esercizio dell'impianto, come si è visto in 5.5.1; in tal caso è possibile mettere a confronto, nello stesso grafico, più curve ottenute modificando il valore di una delle grandezze fornite, assunta come parametro. Da queste *curve parametriche* si possono inoltre ricavare direttamente, come sappiamo, i valori di importanti indicatori quali il valore attuale netto (VAN) e il tempo d'azzeramento (TA).

### 6.1.1 Risultati ottenuti

Uno dei primi studi di fattibilità ha riguardato un impianto solare termoelettrico con una potenza di  $40 \text{ MW}_e$ , direttamente collegato alla rete e dotato di un sistema per l'accumulo termico, da localizzare in Sicilia, il cui intero costo di costruzione si considerava a carico dell'imprenditore. Trattandosi delle prime analisi, i programmi utilizzati avevano un livello di dettaglio analogo a quello dei programmi *valutazioni* nella versione attuale, mentre i costi delle varie parti dell'impianto erano estrapolati da quelli a consuntivo di impianti già funzionanti negli USA e dalle proiezioni sulla loro prevedibile evoluzione. Vengono mostrate al riguardo alcune figure tratte da [1], dove non si teneva conto delle imposte sul reddito e i valori monetari erano ancora espressi in lire.

Le curve di Fig. 124 furono ottenute per il margine economico lordo dopo i primi otto anni d'esercizio, al termine cioè del periodo allora riconosciuto per l'emissione dei certificati verdi (CV) sulla produzione elettrica da fonti rinnovabili, al variare del tasso reale di sconto  $r$ .

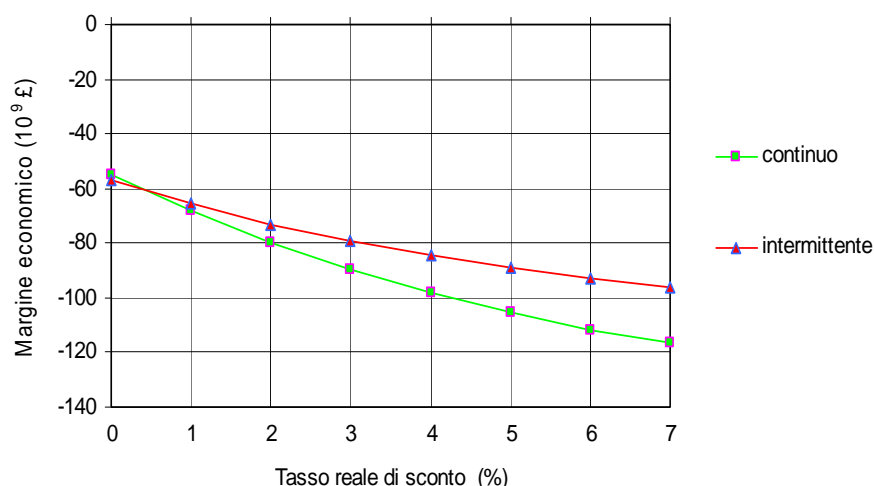


Fig. 124 – Influenza del tasso reale di sconto sul margine economico lordo

Le curve, relative alle due modalità di funzionamento ipotizzate ora nei programmi *valutazioni*, misero in evidenza la notevole incidenza del valore assunto dal tasso reale di sconto, ancor più pronunciata nel funzionamento continuo. Si vide pure che, dopo otto anni, il margine economico risultava negativo anche per  $r = 0$ , mostrando che per questa tipologia d'impianti le incentivazioni all'epoca vigenti non erano sufficienti per raggiungere il pareggio economico e rendere fattibili le iniziative ad essa collegate.

I risultati riportati nella successiva Fig. 125 furono ottenuti per lo stesso margine economico al variare della componente del prezzo di vendita dell'energia elettrica legata al costo unitario riconosciuto per il combustibile  $C_t$ .

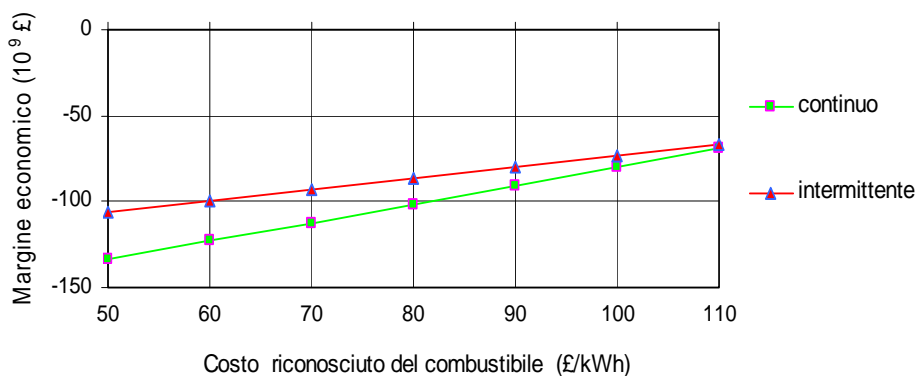


Fig. 125 – Influenza del costo riconosciuto per il combustibile sul margine economico lordo

Secondo le previsioni, il margine economico lordo, pur rimanendo negativo, si riduceva in valore assoluto al crescere del  $C_t$  e in modo più evidente nel funzionamento continuo, dove la produzione elettrica era più elevata.

Le curve di Fig. 126 fecero vedere poi come il margine economico era influenzato dal costo del campo solare riferito alla superficie captante unitaria.

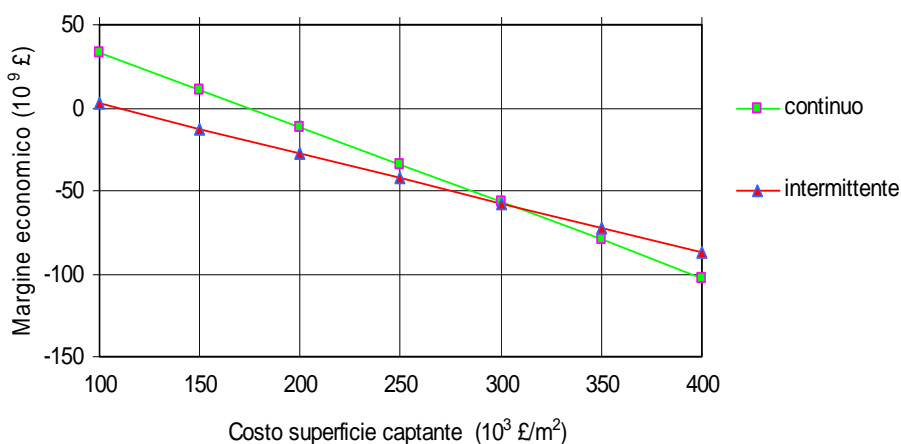


Fig. 126 – Influenza del costo unitario del campo solare sul margine economico lordo

Fu evidente la sua notevole influenza sul risultato economico, più accentuata nel funzionamento continuo che, a pari potenza nominale dell'impianto, richiedeva una maggiore capacità d'accumulo termico e quindi un campo solare più esteso. Il margine economico, dopo otto anni d'esercizio, diventava addirittura positivo per costi unitari inferiori a  $170 \cdot 10^3$  £/m<sup>2</sup> nel funzionamento continuo e a  $110 \cdot 10^3$  £/m<sup>2</sup> in quello intermittente.

Le curve di Fig. 127 e Fig. 128 mostrano l'andamento del costo unitario di produzione al variare di quelli per i due sistemi più innovativi dell'impianto: il campo solare e l'accumulo termico.

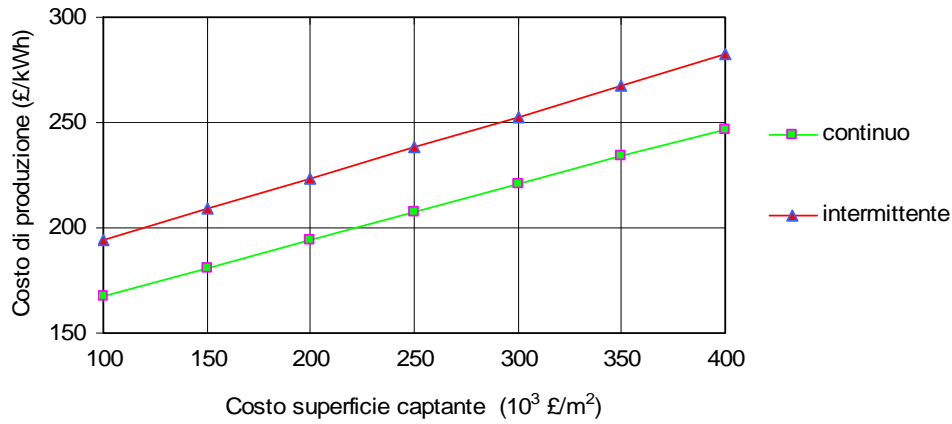


Fig. 127 – Influenza del costo unitario del campo solare sul costo di produzione

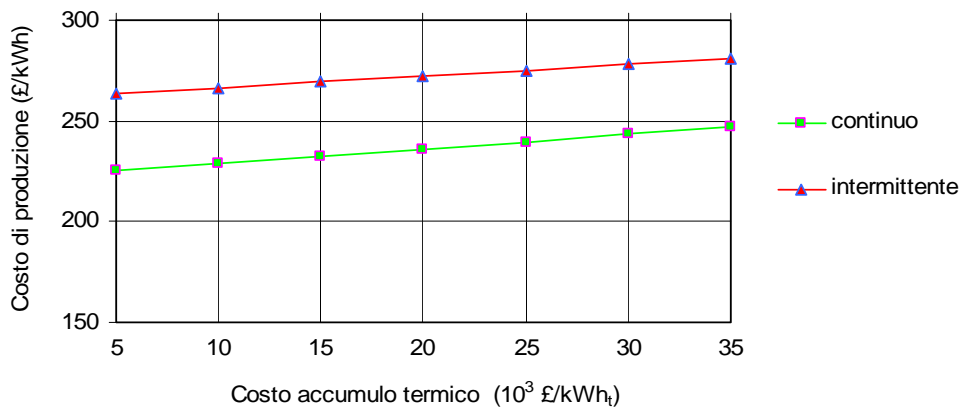


Fig. 128 – Influenza del costo unitario dell'accumulo termico sul costo di produzione

Dal loro confronto fu subito evidente che per ottenere una sensibile diminuzione del costo di produzione bisognava orientare gli sforzi in modo da ridurre il più possibile il costo del campo solare, riferito alla superficie captante unitaria.

La Fig. 129, alla pagina seguente, è invece tratta da [61], dove venne preso in esame ancora un impianto della potenza di  $40 \text{ MW}_e$  da localizzare in Sicilia, e riporta le curve parametriche che si ottennero per l'andamento del margine economico lordo durante il

periodo d'esercizio, al variare del tasso di remunerazione  $d$ . In questo caso infatti l'attualizzazione venne fatta con due diversi tassi, mantenendo fisso il tasso di sconto  $r$  secondo quanto descritto in 5.4.7.2.

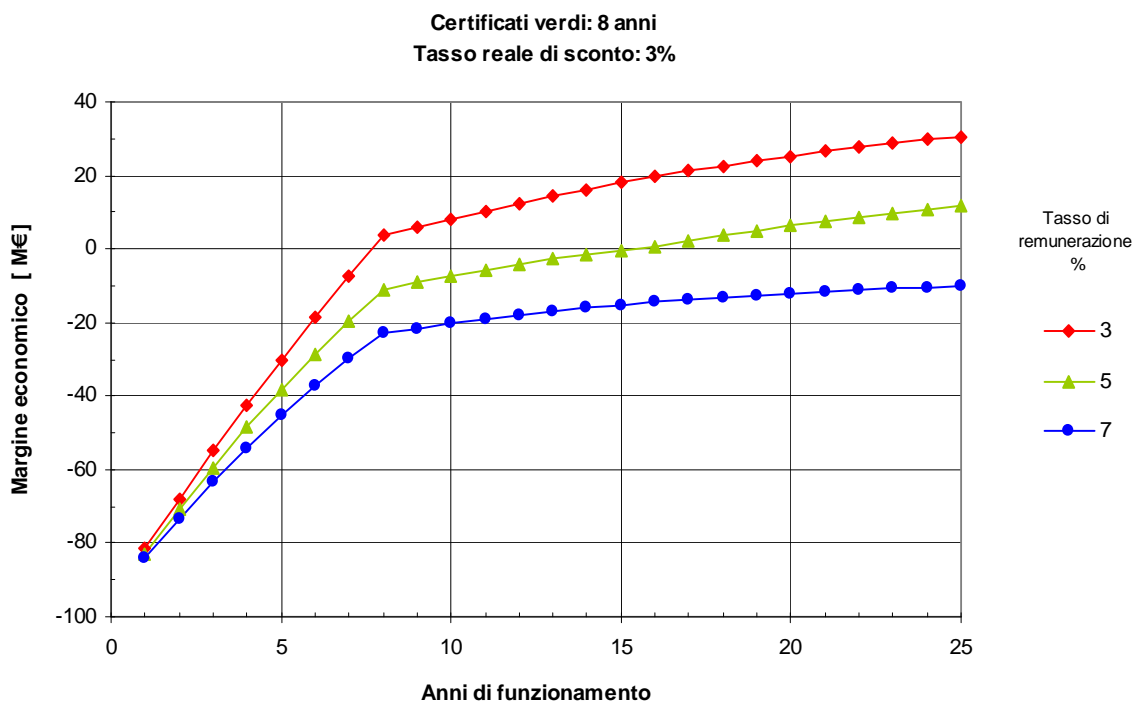


Fig. 129 – Margine economico lordo durante la vita dell'impianto per diversi tassi di remunerazione

Le curve mostrarono come la crescita del margine economico diventasse molto più lenta dal nono anno in poi, cioè una volta terminati gli incentivi che allora si potevano ottenere con i certificati verdi (CV), mettendo in luce la notevole importanza della loro durata sul risultato economico finale. Fu pure evidenziato quanto la fattibilità dell'iniziativa dipendesse fortemente dal tasso di remunerazione richiesto nel periodo di rientro dall'investimento iniziale, al punto da non raggiungere più il pareggio economico a fine vita al crescere di tale tasso (7% nel caso in esame).

La Fig. 130, sempre tratta da [61], dà l'andamento ottenuto per il tempo d'azzeramento del margine economico lordo TA (contato a partire dall'entrata in esercizio dell'impianto e chiamato, nel documento citato, tempo di ritorno dell'investimento) facendo variare il tasso di remunerazione  $d$ . In questa circostanza si ipotizzò anche la concessione di un contributo a fondo perduto, pari al 40% del costo di costruzione, e risultò che il tasso di remunerazione diventava positivo già per un tempo d'azzeramento (o di rientro dall'investimento iniziale) di cinque anni.

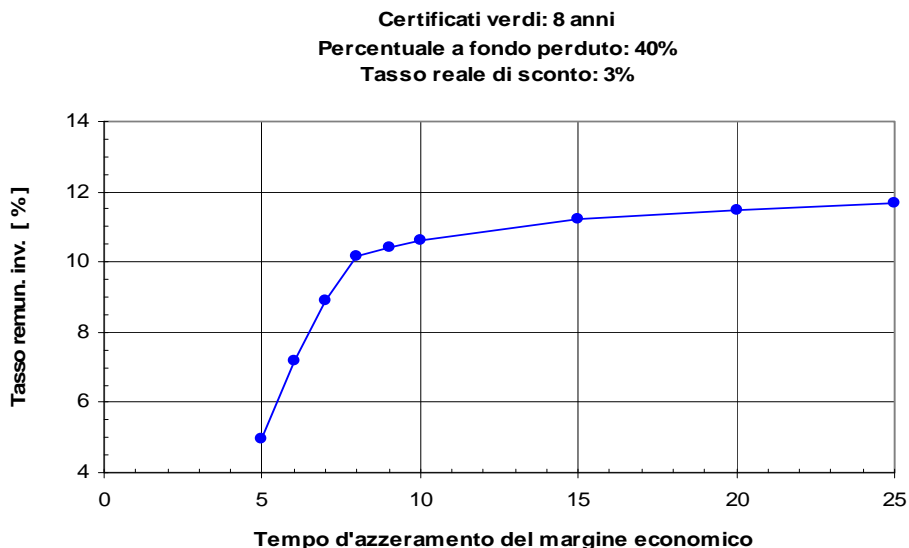


Fig. 130 – Tempo di rientro dall’investimento al variare del tasso reale di remunerazione

Nelle analisi preliminari sopra ricordate non furono prese in considerazione le imposte sul reddito, da pagare nel corso dell’esercizio dell’impianto. Della loro incidenza sul risultato economico finale si tenne conto in [62], dove si fecero le valutazioni per un impianto solare integrato nella centrale ENEL di Priolo Gargallo (SR). La potenza elettrica nominale integrativa, una volta dimensionato il campo solare tenendo conto dell’area disponibile all’interno della centrale, era pari a 14 MW in funzionamento continuo e a circa 21 MW in funzionamento intermittente diurno dalle ore 7 alle 21 per tutto l’anno.

La Fig. 131 mostra i risultati che si ottennero per l’andamento del margine economico nelle due modalità di funzionamento, considerando sia il contributo a fondo perduto sul costo di costruzione sia le imposte sul reddito (chiamate impropriamente tasse nel testo originale).

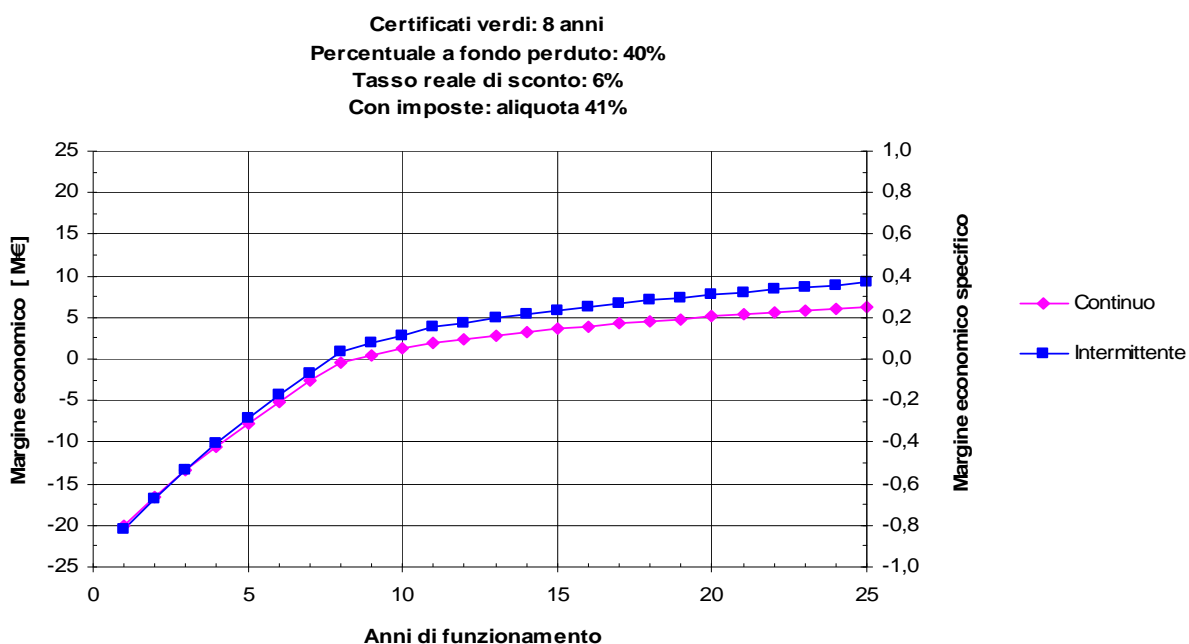


Fig. 131 – Margine economico netto durante la vita dell’impianto per le due modalità di funzionamento

La Fig. 132 riporta le curve, ottenute nella stessa analisi e relative alle due modalità di funzionamento, per il tempo d'azzeramento del margine economico netto al variare del tasso reale di sconto  $r$ .

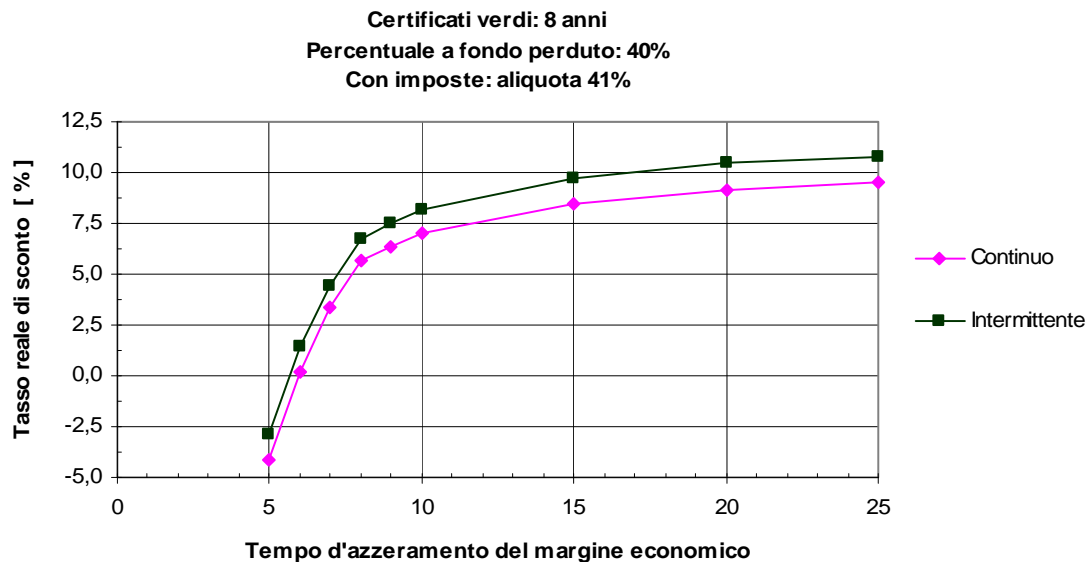


Fig. 132 – Tempo di rientro dall'investimento al variare del tasso reale di sconto per le due modalità di funzionamento

Dall'esame di queste due ultime figure si vede che era preferibile il funzionamento intermittente per l'impianto integrativo solare, in quanto il prezzo medio unitario di vendita per la sua produzione elettrica, concentrata nelle ore di maggior richiesta, era superiore.

Dopo che era stato sviluppato, in collaborazione con l'ENEL, il progetto preliminare relativo all'impianto solare dimostrativo Archimede, da integrare nella centrale termoelettrica di Priolo Gargallo e per il quale la potenza nominale aggiuntiva prevista era di circa 28 MW<sub>e</sub>, in [63] venne fatto un confronto tra i costi unitari di produzione della centrale a ciclo combinato già funzionante e della sola parte solare (impianto Archimede), al variare del prezzo di mercato per il gas naturale. Ciò al fine di valutare, come si è detto in 5.6.3.2, quando tale tecnologia innovativa poteva raggiungere la competitività sul mercato, in uno scenario di progressiva crescita dei prezzi per i combustibili commerciali.

Il costo di produzione dell'impianto Archimede fu ottenuto in base ai costi riportati nel progetto preliminare [64], aggiornati con opportuni tassi di incremento annuo; il costo di costruzione dell'impianto fu considerato a carico dell'esercente per intero oppure per il 60%, ipotizzando in tal caso la concessione di un contributo a fondo perduto che coprisse il restante 40%.

Nell'impianto a ciclo combinato, il costo unitario fu valutato assumendo: un costo di costruzione pari a 600 €/kW<sub>e</sub>, un po' superiore a quello dell'impianto di riferimento CIP 6/92; un costo annuo di esercizio e manutenzione pari al 4% del costo d'installazione, poco superiore a quello dell'impianto di riferimento; un numero di ore annue di funzionamento pari

a 5.500 , un po' inferiore a quello dell'impianto di riferimento; un rendimento elettrico del 55% , di poco superiore a quello dell'impianto di riferimento.

La Fig. 133 mostra i risultati ottenuti in [63].

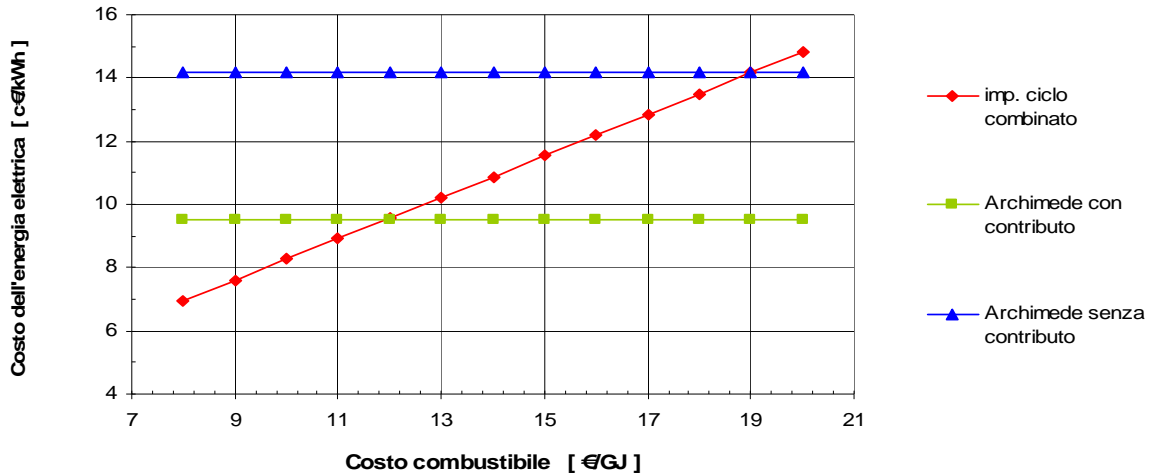


Fig. 133 – Costo unitario di produzione al variare del prezzo di mercato del gas naturale

Come si potè rilevare, al variare del prezzo del gas naturale da 8 €/GJ (corrispondente a 27,6 c€/Sm<sup>3</sup>, valore mediante il quale è stato ottenuto il costo unitario dell'impianto di riferimento nella Fig. 122 di pag. 227) a 20 €/GJ, il costo di produzione dell'impianto a ciclo combinato cresceva linearmente, partendo da 7 c€/kWh<sub>e</sub>, fino a superare quello dell'impianto Archimede, che rimaneva costante.

Il punto di equilibrio tra i due costi unitari di produzione veniva raggiunto a 9,5 c€/kWh<sub>e</sub> nel caso di concessione del contributo a fondo perduto, quando il prezzo del gas naturale era vicino a 12 €/GJ, oppure a 14,2 c€/kWh<sub>e</sub> in assenza del contributo, quando il prezzo arrivava a 19 €/GJ.

Questi risultati furono ottenuti senza tener conto dell'incidenza delle esternalità sul costo di produzione. Considerando anche quest'ultima, la curva relativa all'impianto a ciclo combinato avrebbe subito una traslazione verso l'alto, col risultato che le due curve dell'impianto Archimede sarebbero state intercettate a valori rispettivamente più bassi per il prezzo del gas naturale.



## 6.2 Dimensionamento ottimale di sistemi e componenti caratteristici

Una volta individuata la tipologia per l'impianto di produzione, occorre stabilirne la taglia e dimensionare poi le sue varie parti in modo da minimizzare i costi di produzione (o in alternativa massimizzare il margine economico a fine vita VAN), tenendo conto dei diversi vincoli che si devono rispettare.

Per stabilire la potenza ottimale di una data tipologia d'impianto, è necessario quantificare, per più valori della sua potenza nominale, le diverse voci medie di costo (di costruzione, di esercizio e manutenzione, dei combustibili e delle esternalità) e stimare le diverse produzioni medie annue ottenibili, una volta definite le modalità di funzionamento in base alle richieste da parte delle utenze e ai vincoli di natura fisica o tecnologica. Così facendo è possibile calcolare, secondo quanto descritto in 5.6, il costo unitario di produzione per l'energia termica equivalente al variare della taglia dell'impianto.

Qualora l'andamento di questo costo unitario presenti un valore minimo, la potenza nominale corrispondente è quella ottimale; qualora invece l'andamento si mantenga decrescente all'aumentare della potenza, dal punto di vista economico conviene scegliere la taglia più elevata, compatibilmente con i vincoli costruttivi ed economici che necessariamente si dovranno rispettare. Va inoltre ricordato che, se si tratta di una tipologia impiantistica affermata commercialmente, in genere è disponibile sul mercato una certa gamma di taglie; in tale situazione conviene scegliere quella con la potenza nominale più vicina al valore ottimale ottenuto, nel primo caso, oppure la più grande nell'altro.

Può anche verificarsi che, per alcune tipologie impiantistiche, il costo unitario di produzione non diminuisca apprezzabilmente al crescere, almeno in un certo intervallo, della potenza nominale; è questa una caratteristica peculiare delle tipologie modulari, nelle quali l'aumento di taglia non fa sentire il suo effetto sul costo di produzione (effetto scala). In tal caso la potenza viene fissata tenendo conto solo delle esigenze delle utenze, nonché delle superfici e delle risorse economiche disponibili.

In alternativa si potrebbe anche calcolare il VAN al variare della taglia dell'impianto, per individuare quella che lo rende massimo. Si introduce però qualche ulteriore complicazione in quanto è richiesta una stima delle maggiori entrate derivanti dalla vendita delle produzioni, il cui prezzo unitario, come visto in 4.1, può dipendere dal momento in cui sono rese disponibili alle utenze.

Una volta stabilita la potenza da installare, l'impianto, nell'eventualità che sia di tipo commerciale, viene normalmente fornito con le sue parti componenti già dimensionate in modo da ottimizzarne le prestazioni; quindi occorre al più individuare, tra le soluzioni tecnologiche alternative proposte, quella che minimizza i costi di produzione nella situazione in esame.

Diversa è invece la problematica da affrontare quando le tipologie impiantistiche non sono ancora affermate a livello commerciale, poiché spesso sono richiesti componenti e sistemi innovativi che hanno un'incidenza percentuale apprezzabile sul costo di costruzione e vanno attentamente progettati e dimensionati per lo specifico impianto da realizzare, al fine

di minimizzarne i costi di produzione. In tal caso, individuato il componente o sistema caratteristico, occorre fissare un certo numero di suoi possibili dimensionamenti, mantenendo costante la taglia dell'impianto.

Partendo poi dalla configurazione iniziale, dove il componente o sistema ha il dimensionamento minimo o eventualmente è assente, bisogna analizzare le modifiche che ogni incremento del suo dimensionamento comporta per l'intero impianto e come esse vanno ad incidere sulle produzioni medie annuali stimate. Tale analisi permette di quantificare le variazioni, rispetto alla configurazione iniziale, delle voci di costo e delle produzioni per ciascun dimensionamento del componente o sistema in esame.

A questo punto, una volta fissati i valori richiesti nel calcolo dell'ammortamento annuo del costo di costruzione, si hanno tutti gli elementi per determinare i costi unitari di produzione, relativi alle diverse configurazioni d'impianto risultanti dai dimensionamenti scelti per il componente o sistema.

In genere si verifica che, aumentando le dimensioni di un componente o sistema caratteristico, le sue prestazioni migliorano; ciò comporta per l'impianto di generazione una crescita sia dei costi (in particolare quello di costruzione), sia della produzione annua. Di norma, partendo dalla configurazione iniziale, i miglioramenti conseguibili nelle prestazioni sono tali da compensare i maggiori costi richiesti e questo si riflette in una progressiva diminuzione del costo unitario di produzione. Però, al crescere delle dimensioni del componente o sistema, l'effetto tende gradatamente a ridursi e, da un certo punto in poi, si inverte, allorché i maggiori costi richiesti non sono più compensati dalle migliori prestazioni ottenibili. Così il costo unitario di produzione, a partire dalla configurazione iniziale, decresce fino a un valore minimo per poi riprendere a salire.

È evidente che, dal punto di vista economico, il dimensionamento ottimale per il componente o sistema in esame è quello corrispondente al valore minimo trovato per il costo di produzione; uno scostamento da tale dimensionamento è economicamente giustificato solo se, analizzando altri componenti o sistemi, si riesce ad individuare una diversa configurazione dell'impianto che, nel complesso, riesce a conseguire un'ulteriore riduzione del costo unitario di produzione.

Va comunque osservato che il progetto di un impianto è sempre frutto di un compromesso tra più esigenze contrastanti di natura diversa e quindi non dipende dalle sole considerazioni economiche.

### 6.2.1 Risultati ottenuti

Un sistema che, negli impianti solari termodinamici, richiede un dimensionamento ottimale è quello dell'accumulo termico. Infatti, a parità di superficie captante del campo solare, al crescere della capacità di questo sistema aumenta l'energia solare annua utilizzabile e quindi l'energia annua cedibile alle utenze. Inoltre, senza questo sistema e in mancanza di sistemi integrativi della fonte solare, la produzione sarebbe possibile solo in presenza della radiazione, con un limitato numero delle ore annue di funzionamento per l'impianto; in tal caso infatti il suo *fattore di carico* (pari al rapporto tra l'energia annua mediamente producibile e quella che produrrebbe funzionando tutto l'anno alla potenza nominale) difficilmente potrebbe essere superiore a 0,2. Pertanto il sistema d'accumulo termico, al crescere della sua capacità, consente di aumentare progressivamente il fattore di carico dell'impianto fino a valori maggiori di 0,5, a parità di superficie captante.

Considerato che il costo del sistema d'accumulo aumenta quasi proporzionalmente con la sua capacità, mentre il fattore di carico inizialmente aumenta in modo sensibile poi in modo sempre meno accentuato, deve esistere un valore ottimale della capacità d'accumulo in corrispondenza della quale il costo unitario di produzione risulti minimo.

In [65] fu analizzata l'influenza di un sistema d'accumulo termico a sali fusi sul costo unitario di produzione, per un impianto solare da 40 MW<sub>e</sub> da localizzare a Gela. Il documento prendeva in esame anche l'utilizzo, nel campo solare, di tubi ricevitori dotati di un rivestimento selettivo (per la captazione e conversione in calore della radiazione) che si stava allora sperimentando in laboratorio (tipo A), al fine di migliorarne le prestazioni rispetto ai tubi disponibili commercialmente (tipo B).

Poiché, a parità di dimensioni del serbatoio caldo e freddo, la capacità d'accumulo a sali fusi dipende dalla temperatura d'esercizio del serbatoio caldo (essendo vincolata la temperatura di quello freddo), si determinò prima l'andamento del costo unitario di produzione al variare della temperatura d'esercizio (in °C), per diverse capacità d'accumulo espresse in MWh.

Le produzioni annue furono calcolate con un altro programma in cui si teneva conto delle variazioni di rendimento, con la temperatura di esercizio, per le prestazioni sia del campo solare che del sistema di conversione termoelettrica.

La Fig. 134 fa vedere i risultati che si ottennero, in base ai costi (espressi in lire) allora disponibili per le varie parti dell'impianto solare e del sistema d'accumulo in particolare, ipotizzando l'utilizzo di tubi ricevitori col rivestimento selettivo di tipo A.

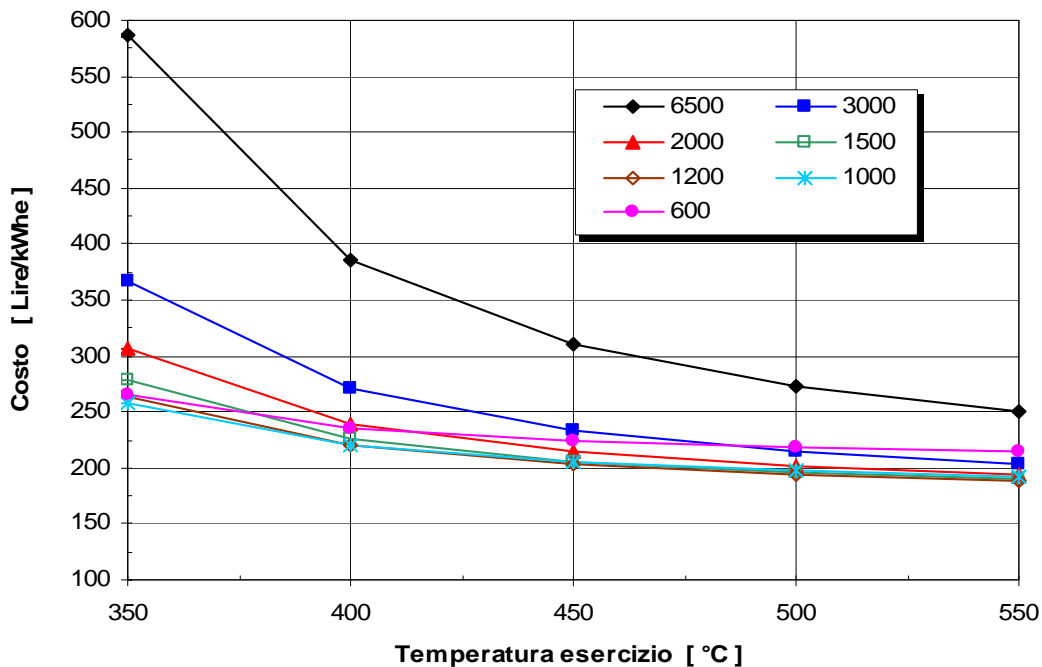


Fig. 134 – Costo medio dell'energia prodotta in funzione della temperatura di esercizio per diverse capacità d'accumulo

Da essa fu evidente come, per ciascuna capacità d'accumulo, il costo unitario diminuisse in modo sempre meno accentuato al crescere della temperatura d'esercizio, con le curve che tendevano ad addensarsi tranne quella per il valore più elevato della capacità.

La Fig. 135 mostrò, per lo stesso tipo di rivestimento selettivo, l'andamento del costo unitario al variare della capacità d'accumulo, per diverse temperature d'esercizio (in °C).

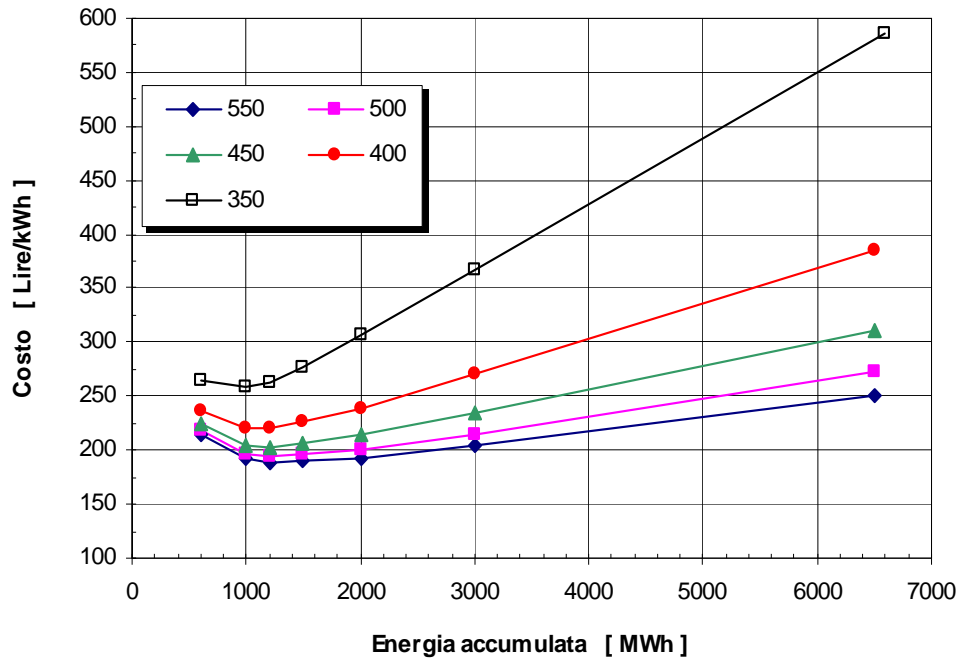


Fig. 135 – Costo medio dell'energia prodotta in funzione della capacità dell'accumulo termico per diverse temperature d'esercizio

Come previsto si ottenne, per ciascuna temperatura d'esercizio, una capacità ottimale, il cui valore cresceva leggermente all'aumentare della temperatura e rimaneva quasi costante per temperature comprese nell'intervallo 450 ÷ 550 °C.

Questa figura mise pure in evidenza come, alle più basse temperature d'esercizio, il costo unitario crescesse rapidamente per capacità d'accumulo superiori a quella ottimale, mentre alla temperatura di 550 °C fosse presente un tratto quasi orizzontale nell'intervallo di capacità compreso tra 1.000 e 2.000 MWh.

Nel documento si studiò anche quale influenza potesse avere sul costo unitario di produzione l'impiego, nel campo solare, dei tubi ricevitori allora disponibili (tipo B) rispetto a quelli di prestazioni superiori (tipo A) per i quali si erano ottenuti i risultati visti in precedenza.

La Fig. 136 riporta i risultati che si ottennero per una temperatura d'esercizio di 550 °C.

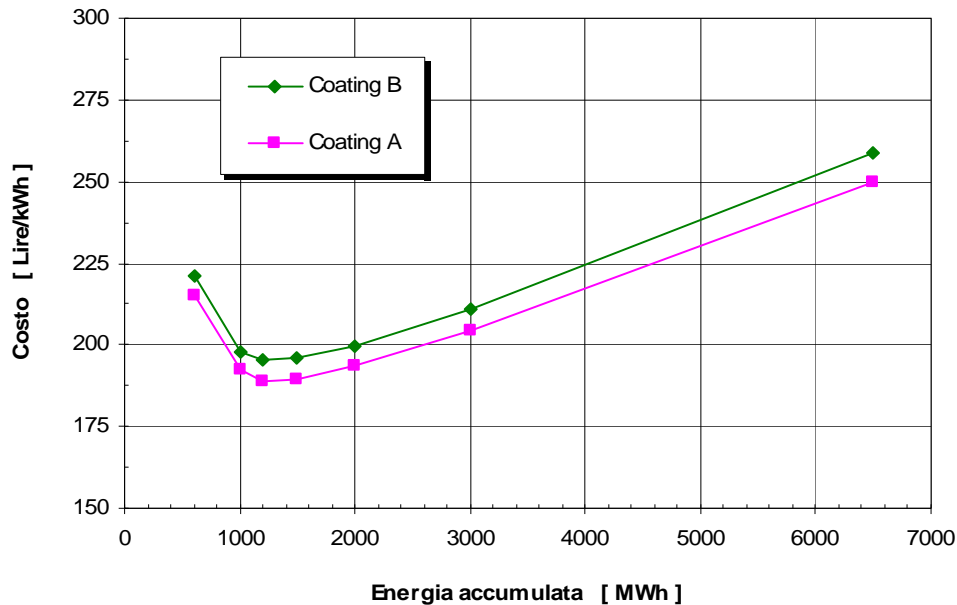


Fig. 136 – Costo medio dell'energia prodotta per i due rivestimenti in funzione della capacità dell'accumulo

Si vide che col rivestimento di tipo B il valore ottimale dell'accumulo rimaneva lo stesso (intorno a 1.200 MWh), mentre il costo unitario di produzione, in corrispondenza di tale valore dell'accumulo, aumentava di circa il 4%.

### 6.3 Confronto tra le modalità di copertura del costo di costruzione

Individuata la tipologia e la taglia dell'impianto da realizzare, una volta dimensionate le sue varie parti in modo ottimale può essere svolta l'analisi economica di fattibilità, in base ai valori stimati per le varie voci dei costi e dei ricavi, come si è visto nel Cap. 5.

Se dall'analisi economica si ottengono valori soddisfacenti per gli indicatori economici descritti in 5.5.2, vuol dire che è opportuno andare avanti con lo studio di fattibilità dell'iniziativa proposta, anche al fine di esaminare in modo più approfondito e accurato le assunzioni iniziali fatte.

Poiché, per quanto già evidenziato in 5.5, l'economicità e la redditività di un impianto da realizzare dipendono anche dalle modalità di reperimento del danaro richiesto per la sua costruzione, sebbene queste non dovrebbero risultare determinanti nelle decisioni finali, è evidente l'importanza che riveste, nell'ambito dello studio di fattibilità, la scelta ottimale delle fonti utilizzabili, per avere a disposizione i capitali richiesti. Ovviamente, come accennato in 5.1, l'esame di diverse possibili modalità per la copertura del costo di costruzione

comporta un'analisi economica più approfondita (da fare con i programmi *calcolo*), dovendo tener conto delle rate annue di rimborso del capitale preso in prestito, comprensive degli interessi, nonché dei relativi benefici concessi ai fini delle imposte annue da pagare sui ricavi, secondo quanto visto in 5.4.3.

### 6.3.1 Risultati ottenuti

Uno studio abbastanza approfondito, sulle diverse modalità con le quali far fronte al costo di costruzione, è stato condotto in [64] nell'ambito del progetto preliminare per l'impianto solare dimostrativo Archimede.

In tale documento furono presi in esame due casi limite per la copertura del costo di costruzione, considerato al netto di un contributo statale a fondo perduto allora concesso per legge e pari al 40% dell'intero importo stimato:

- copertura integrale con capitale proprio;
- copertura al 20% con capitale proprio e ricorso al prestito, una volta avviata la costruzione, per il restante 80% (ritenuto il livello massimo concedibile, pari al 48% del costo complessivo), da rimborsare in dieci rate annuali posticipate ad un tasso d'interesse fisso.

Con queste due modalità limite di copertura del costo di costruzione, si ottennero gli andamenti per il margine economico, nel corso dell'esercizio dell'impianto, mostrati rispettivamente nelle successive Fig. 137 e Fig. 138.

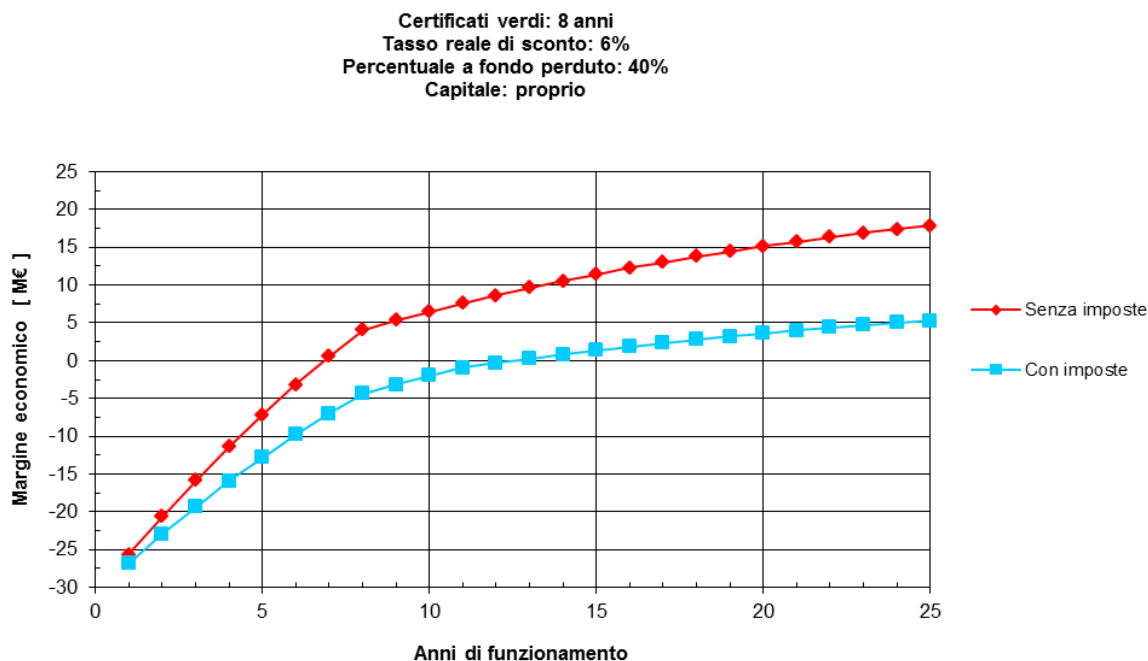


Fig. 137 – Andamento del margine economico per la copertura del costo di costruzione con capitale proprio

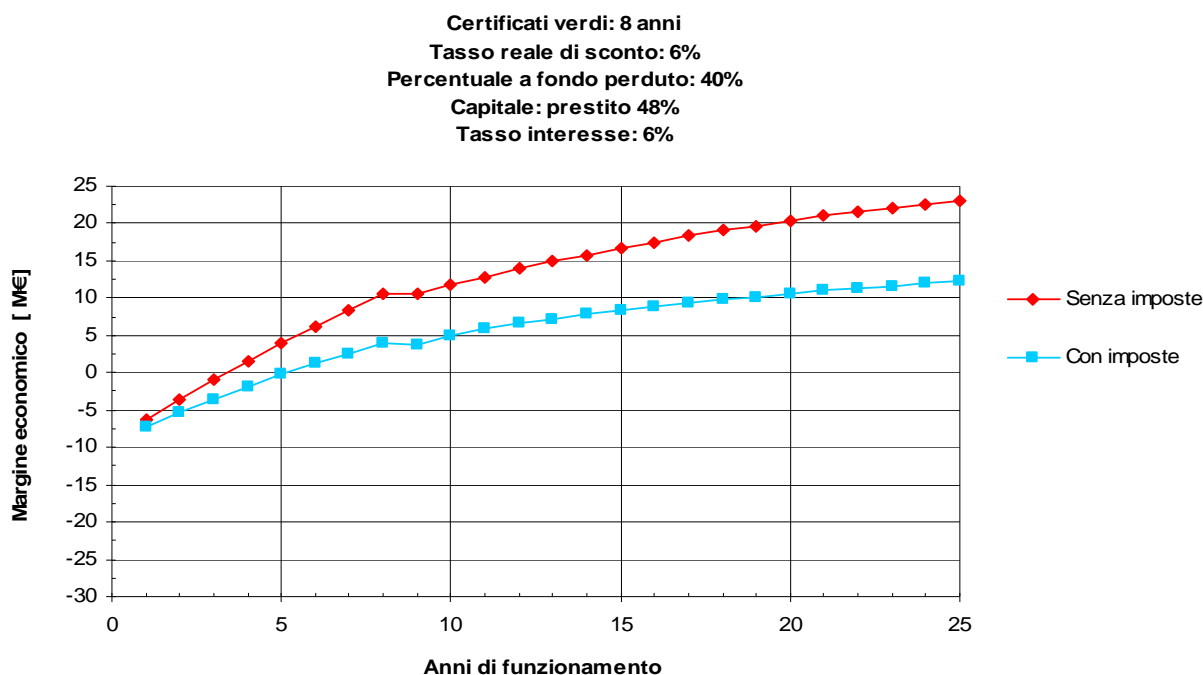


Fig. 138 – Andamento del margine economico per la copertura del costo di costruzione col massimo prestito

In entrambi i casi, come si può notare, fu fatta un'analisi iniziale senza tener conto del pagamento delle imposte sui ricavi durante l'esercizio, poi furono considerate anche queste, applicando sul reddito imponibile annuo un'aliquota media del 39%.

Dal confronto delle due figure si vide che, con l'impiego del solo capitale proprio, il margine economico lordo e quello netto partivano da valori molto più bassi (maggiori in valore assoluto) e, benché inizialmente crescessero più rapidamente, a parità di anni d'esercizio si mantenevano sempre inferiori a quelli ottenuti col ricorso al prestito. Poi, negli anni successivi al periodo di rimborso del prestito, i margini economici mantenevano un divario costante poichè crescevano allo stesso modo.

Fu notato che, ricorrendo al prestito, si aveva addirittura una diminuzione dei margini economici nell'intervallo temporale che andava da quando cessavano gli incentivi con i CV (la cui durata era allora fissata in otto anni) fino al termine del pagamento delle rate per l'estinzione del prestito (al nono anno d'esercizio nel caso in esame). Le figure evidenziarono anche l'impatto consistente sul risultato economico che avevano le imposte, ancor più accentuato se si faceva fronte al costo di costruzione interamente col capitale proprio, e confermarono la notevole importanza della durata dell'incentivazione con i CV.

Le curve, che si sarebbero ottenute per una modalità di copertura intermedia, avrebbero avuto evidentemente andamenti compresi tra quelli mostrati nelle due figure.

La Fig. 139 fece vedere come variava il tempo d'azzeramento del margine economico netto TA (riportato nel documento originale come tempo di ritorno dell'investimento) a seconda del valore adottato per il tasso reale di sconto, nelle due modalità estreme di copertura del costo di costruzione.

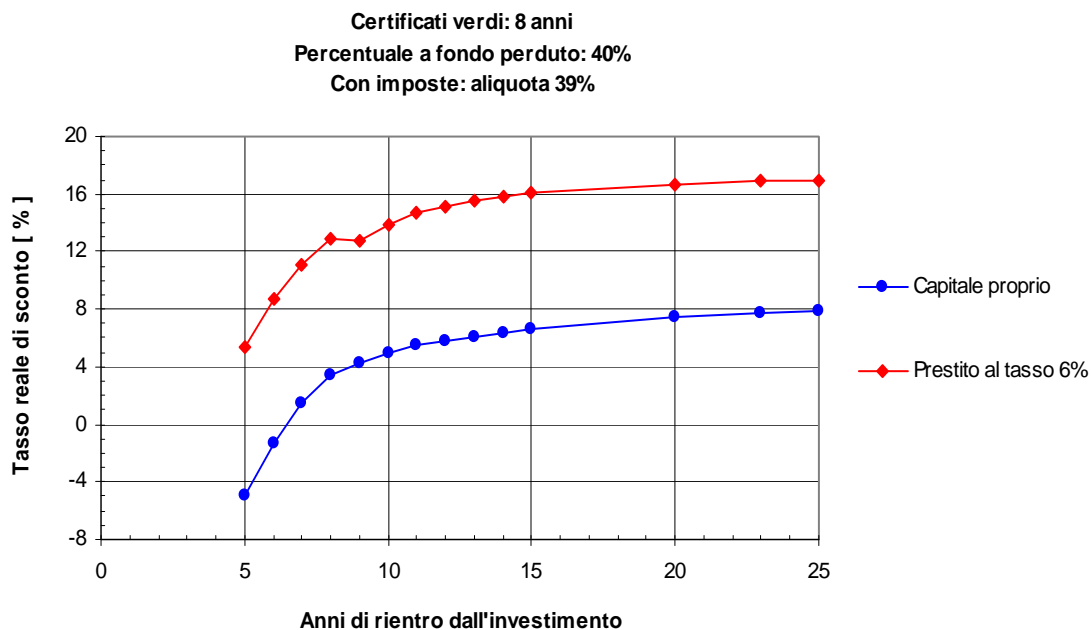


Fig. 139 – Tempo d’azzeramento dell’investimento al variare del tasso reale di sconto nelle due modalità di copertura

Si notò che, a parità di tempo di rientro dall’investimento, col ricorso al solo capitale proprio il tasso reale di sconto si manteneva sempre ben al disotto di quello ottenuto col massimo ricorso al prestito, tanto da diventare negativo per tempi di rientro minori di sette anni. Fu pure evidenziata la rapida crescita delle due curve fino a quando i tempi di rientro non superavano il periodo d’inventivazione con i CV, mentre poi la crescita avveniva assai più lentamente; anzi, per la copertura col prestito si registrava una iniziale flessione finchè il tempo di rientro si manteneva inferiore alla durata del prestito, come già riscontrato in Fig. 138.

Poiché le figure precedenti avevano messo in luce una notevole convenienza, dal punto di vista economico, a ricorrere al finanziamento da prestito per la costruzione dell’impianto in esame, si ritenne opportuno analizzare anche come sarebbe cambiato l’andamento del margine economico al crescere del tasso d’interesse praticato sul prestito.

I risultati ottenuti, al netto delle imposte, sono riportati nella successiva Fig. 140. Come ci si poteva aspettare, le curve presentavano un andamento simile, col margine economico in progressiva diminuzione al crescere del tasso d’interesse. Aumentando questo dal 6% al 10%, il tempo di rientro dall’investimento iniziale aumentava all’incirca da cinque a poco più di sei anni, mentre il margine economico al termine dell’esercizio (VAN) diminuiva da circa 12,3 a 10 M€.



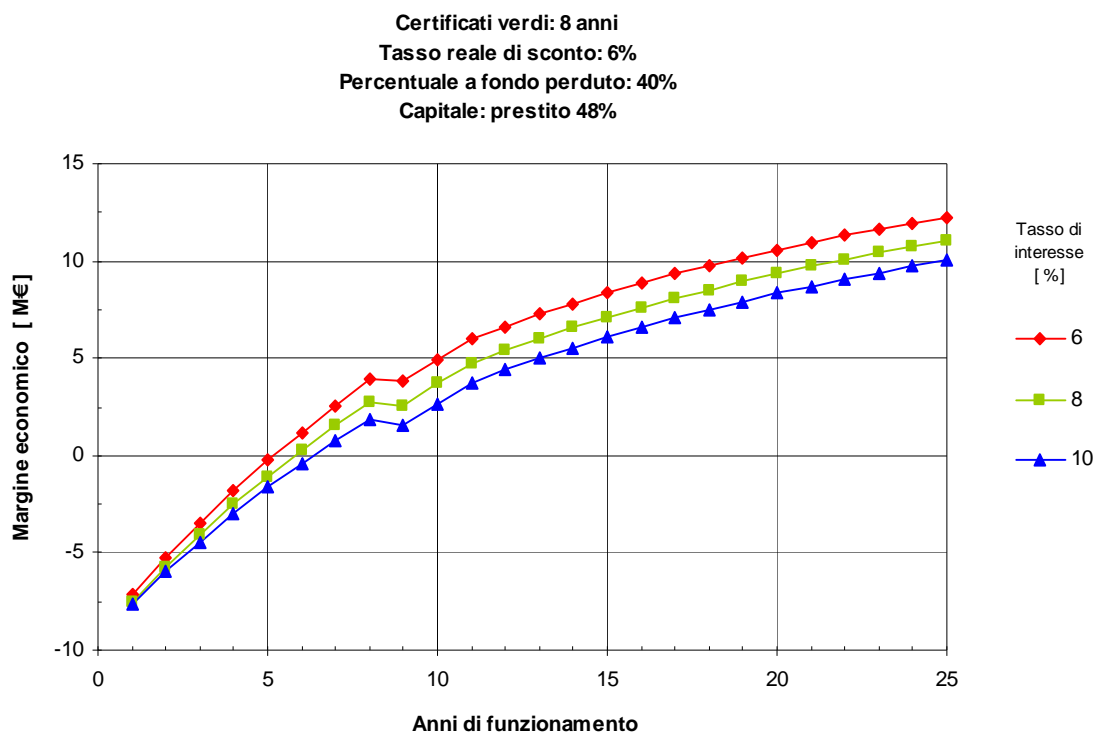


Fig. 140 – Margine economico netto al variare del tasso d’interesse sul prestito

Si constatò pertanto che le variazioni erano abbastanza contenute e, in ogni caso, il ricorso al prestito, anche al tasso del 10%, risultava economicamente più conveniente rispetto al ricorso al solo capitale proprio al tasso reale di sconto del 6% (o nominale dell’8,65% , tenendo conto del tasso d’inflazione medio fissato al 2,5%), come si può verificare dal confronto diretto con la Fig. 137.

## 6.4 Confronto tra diverse modalità d’incentivazione

Di norma, quando viene fatto lo studio di fattibilità per un impianto di produzione basato su una tecnologia di tipo innovativo, l’analisi economica evidenzia che l’iniziativa non risulta remunerativa, pur tenendo conto di tutte le eventuali incentivazioni previste dalla normativa in vigore. Pertanto, come detto nel capitolo introduttivo del manuale, se la collettività ritiene opportuno favorire l’avvicinamento alla fase commerciale di tale tecnologia, ormai matura a livello industriale, occorre confrontare diverse possibili modalità per la sua incentivazione, eventualmente anche aggiuntive o modificative di quella già vigente. Ciò allo scopo d’individuare una modalità che, allo stesso tempo, risulti efficace per l’imprenditore, in quanto rende economicamente fattibile l’iniziativa, e accettabile per la collettività, in quanto non comporta eccessivi oneri rispetto ai benefici attesi.

Come riportato in 5.5.2.1, qualora dall'analisi economica di una iniziativa risulti un VAN negativo, tutti i programmi prevedono a fornire la stima del contributo minimo percentuale (rispetto all'investimento iniziale attualizzato) a fondo perduto, che consente di raggiungere la soglia della competitività economica. Inoltre con i programmi possono essere analizzate diverse altre modalità d'incentivazione, prevedendo combinazioni in rapporti variabili tra contributi a fondo perduto ed incentivi alle produzioni.

In relazione a questi ultimi c'è anche la possibilità di variarli, modificando indipendentemente le relative grandezze richieste, secondo quanto illustrato in 4.2 e 4.4.

#### 6.4.1 Risultati ottenuti

Un esempio, di quanto può influire sul risultato economico la concessione di un contributo a fondo perduto per il costo di costruzione, è dato dalla Fig. 141, tratta ancora da [61] sempre in riferimento all'impianto da 40 MW<sub>e</sub>.

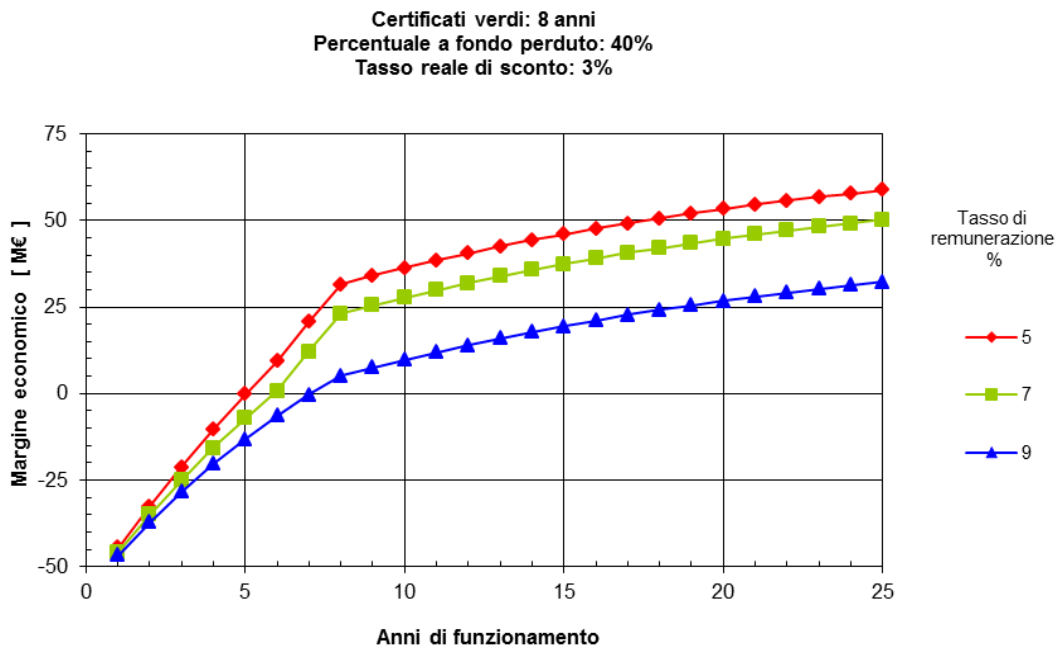


Fig. 141 – Margine economico lordo per diversi tassi di remunerazione e con contributo a fondo perduto

In essa sono riportate le curve che si ottennero per l'andamento del margine economico lordo, al variare del tasso di remunerazione  $d$ , considerando un contributo pari al 40% del costo dell'impianto. Tali curve, da confrontare con quelle di Fig. 129 a pag. 236 ottenute in assenza di contributo a fondo perduto, mostrarono il notevole beneficio economico apportato da questa modalità d'incentivazione. Ora infatti, anche garantendo un tasso reale di remunerazione del 9% per il capitale richiesto (corrispondente al 60% del costo di

costruzione) l'iniziativa risultava economicamente fattibile, con un tempo di rientro pari a circa sette anni.

Le curve presentano una discontinuità (ben visibile in quella intermedia col tasso al 7%) quando il margine economico diventa positivo poiché, come riportato in 5.4.7.2, una volta compensato l'investimento iniziale i flussi di cassa sono stati attualizzati col tasso reale di sconto  $r$ , inferiore a quello di remunerazione.

Avendo poi notato come, anche in questa circostanza, le curve crescessero molto più lentamente una volta terminati gli incentivi ottenuti con i certificati verdi, si esaminò l'influenza sul margine economico lordo della durata temporale dei CV, per un fissato tasso di remunerazione del capitale e mantenendo lo stesso contributo a fondo perduto. I risultati ottenuti sono quelli di Fig. 142.

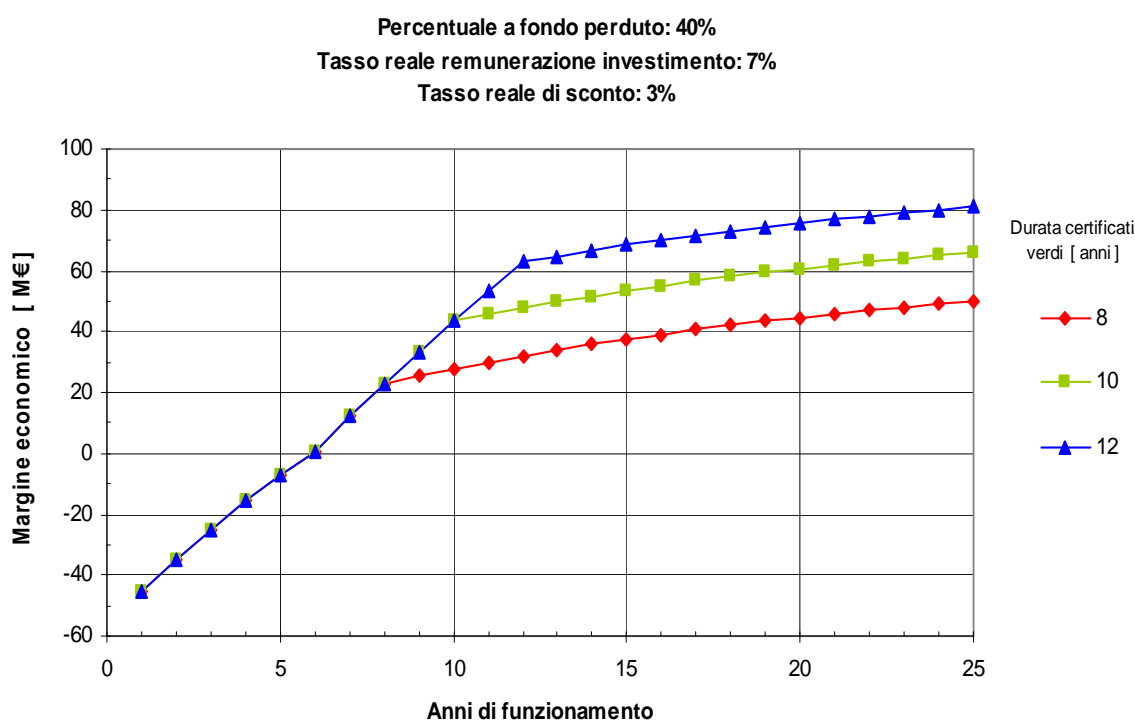


Fig. 142 – Andamento del margine economico lordo al variare della durata dei CV

Come si può notare, in questo caso l'incremento del margine economico a fine vita (VAN) è sensibile, dal momento che il prolungamento della durata per i CV interessa anni nei quali tale margine è già diventato positivo e quindi l'attualizzazione è fatta al tasso di sconto  $r$ .

Poiché le incentivazioni concesse ad una tecnologia innovativa hanno lo scopo di portarla alla maturità commerciale impiegando in modo ottimale le risorse messe a disposizione dalla collettività, si intuisce come dall'analisi di tali curve si possa individuare un impiego efficace di tali risorse, eventualmente con una loro equilibrata ripartizione tra contributo sul costo di costruzione e incentivazioni alle produzioni. La modalità scelta dovrà

consentire sia il recupero in tempi ragionevoli dell'investimento iniziale, richiesto da un impianto che sfrutta tale tecnologia, garantendo un congruo tasso di remunerazione del capitale, sia un VAN che, al tasso reale di sconto fissato, possa assicurare all'imprenditore un profitto tale da rendere economicamente attraente la realizzazione dell'iniziativa.

Anche in [62] fu esaminata l'influenza che aveva sul margine economico, al netto delle imposte, la diversa durata dei CV, mantenendo fisso il contributo a fondo perduto. La Fig. 143 riporta i risultati ottenuti prendendo in esame il funzionamento intermittente diurno dell'impianto (dalle ore 7 alle 21 per tutto l'anno).

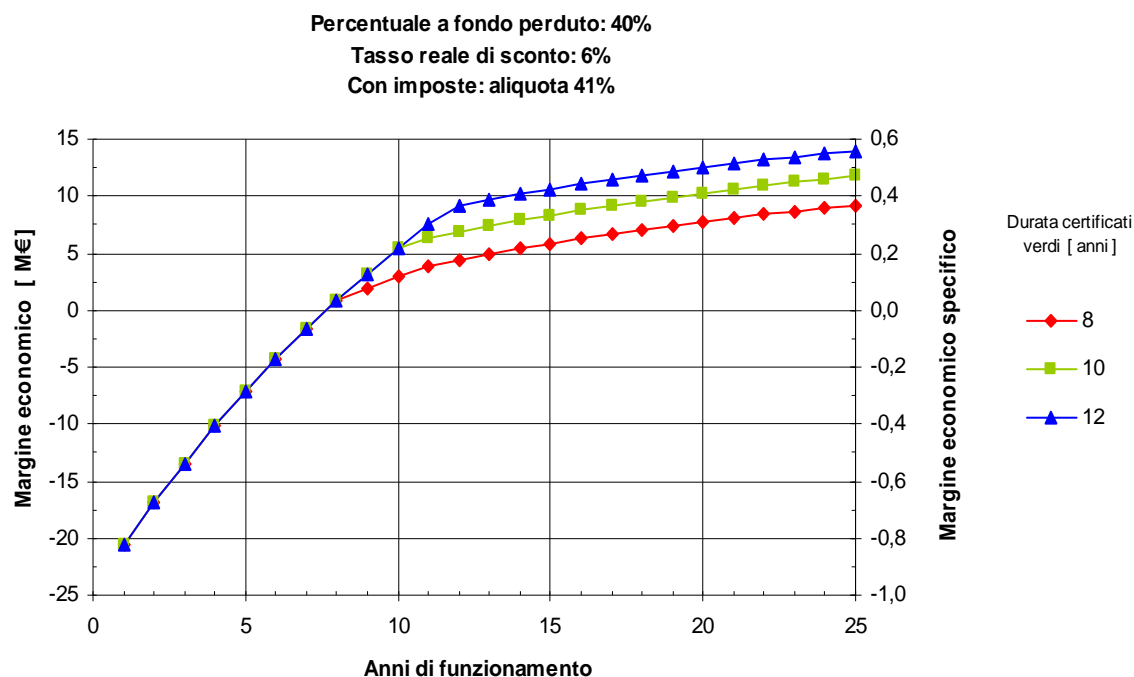


Fig. 143 – Margine economico netto al variare della durata dei CV nel funzionamento intermittente

Si potè constatare che il prolungamento del periodo d'emissione dei CV risultava particolarmente efficace, per rendere economicamente attraente l'iniziativa, in quanto il tempo di rientro dall'investimento iniziale era di quasi otto anni, dopo i quali cessava allora l'introito proveniente dai CV.

In [66] fu fatta l'analisi tecnico-economica per il già citato impianto solare di Priolo Gargallo, da integrare nell'esistente centrale termoelettrica dell'ENEL, considerando il suo funzionamento intermittente limitato alle ore diurne. L'analisi portò anche a valutare l'incidenza, nel risultato economico finale, del contributo a fondo perduto sul costo di costruzione al variare della sua percentuale, mantenendo fisso a otto anni il periodo di riconoscimento dei CV.

Per il margine economico, al lordo delle imposte, si ottennero le curve di Fig. 144, dalle quali si poté constatare come, al crescere della percentuale a fondo perduto, aumentasse in modo considerevole la convenienza economica dell'iniziativa.

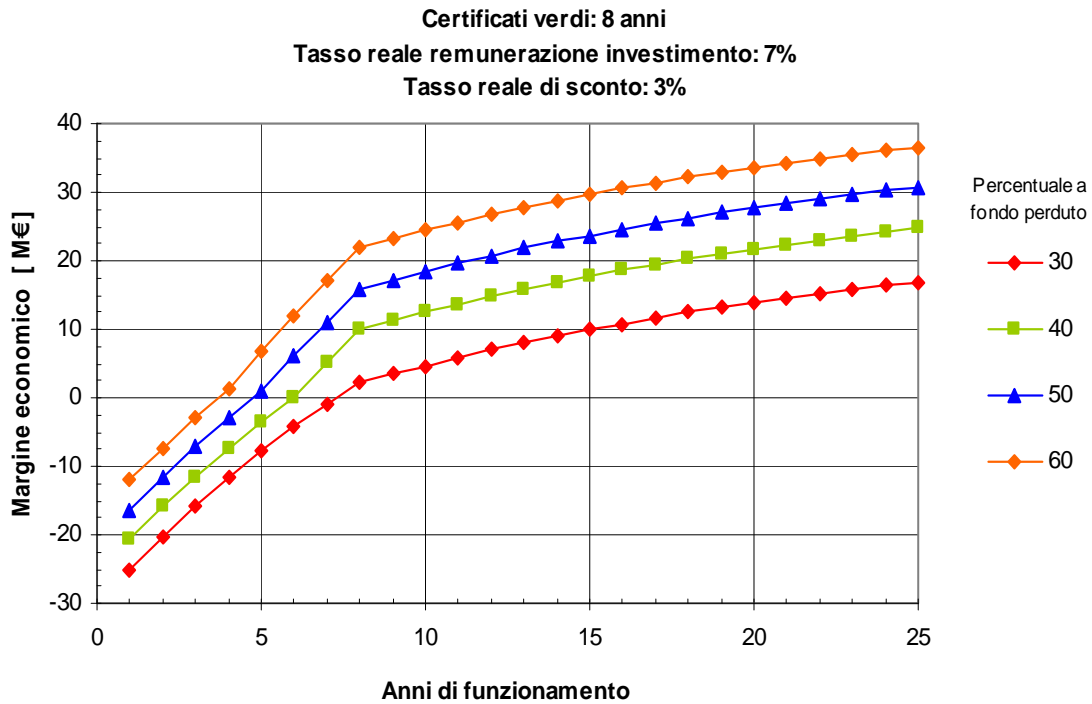


Fig. 144 – Andamento del margine economico lordo al variare della percentuale per il contributo a fondo perduto

I programmi messi a punto per l'analisi economica degli impianti consentono anche di studiare altre forme d'incentivazione della produzione elettrica da fonte rinnovabile, in aggiunta al prolungamento della durata dei CV, delle quali si è già parlato in 4.2.1:

- aumento del contributo minimo percentuale dei combustibili commerciali alla produzione imputabile a fonte rinnovabile, ottenuta secondo quanto riportato in 4.4.1.2;
- aumento del valore unitario dell'incentivazione;
- moltiplicazione della produzione netta rinnovabile per un coefficiente maggiore di uno.

La Fig. 145, tratta ancora da [1], fa vedere le curve che si ottennero, nelle due modalità di funzionamento dell'impianto, per il margine economico lordo al termine degli otto anni di vigenza dei CV, facendo variare la frazione ammessa  $f_{co\_max}$  della produzione da combustibili commerciali.

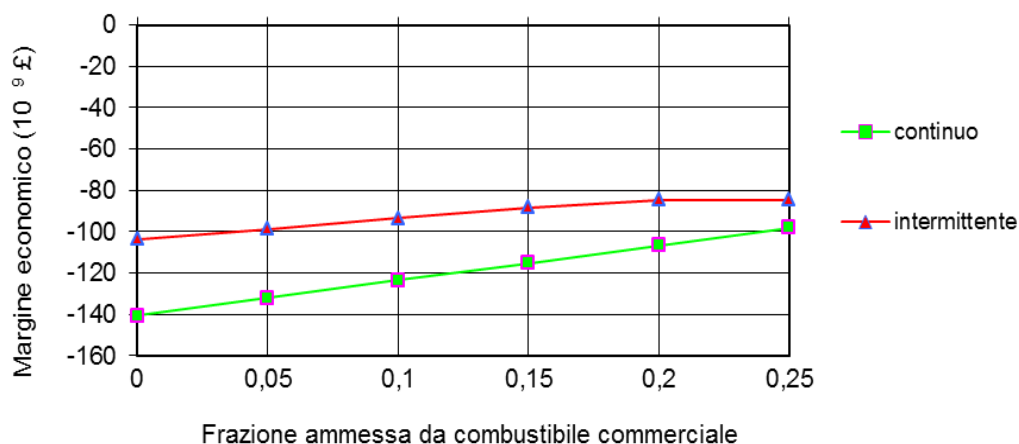


Fig. 145 – Margine economico lordo al variare della frazione ammessa per i combustibili commerciali

Si ebbe così la conferma che, al diminuire di questa frazione, risultava più penalizzato il funzionamento continuo, dove maggiore era la produzione annua.

Per lo stesso margine economico fu pure analizzato l'andamento in funzione dell'importo unitario del CV, ottenendo le curve di Fig. 146.

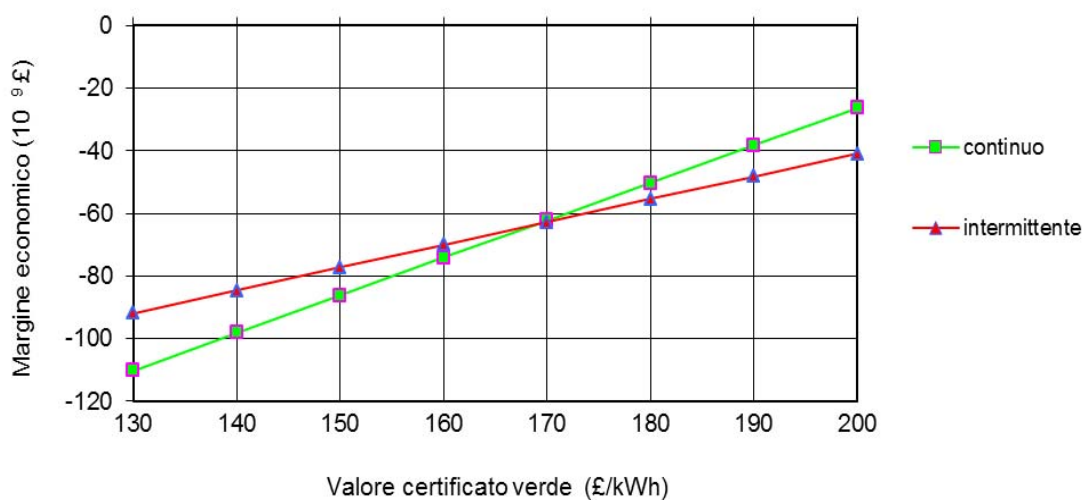


Fig. 146 – Margine economico lordo in funzione del valore unitario per il certificato verde

Di nuovo fu constatata una sua maggiore variabilità nel caso del funzionamento continuo; i due margini economici si uguagliavano in corrispondenza ad un valore del CV di circa 170 £/kWh.

La Fig. 147 mostra invece le curve che si ottennero per il margine economico, al netto delle imposte, nel caso dell'impianto Archimede, in corrispondenza di due diversi valori del coefficiente moltiplicativo dei certificati verdi  $cm_{CV}$ .

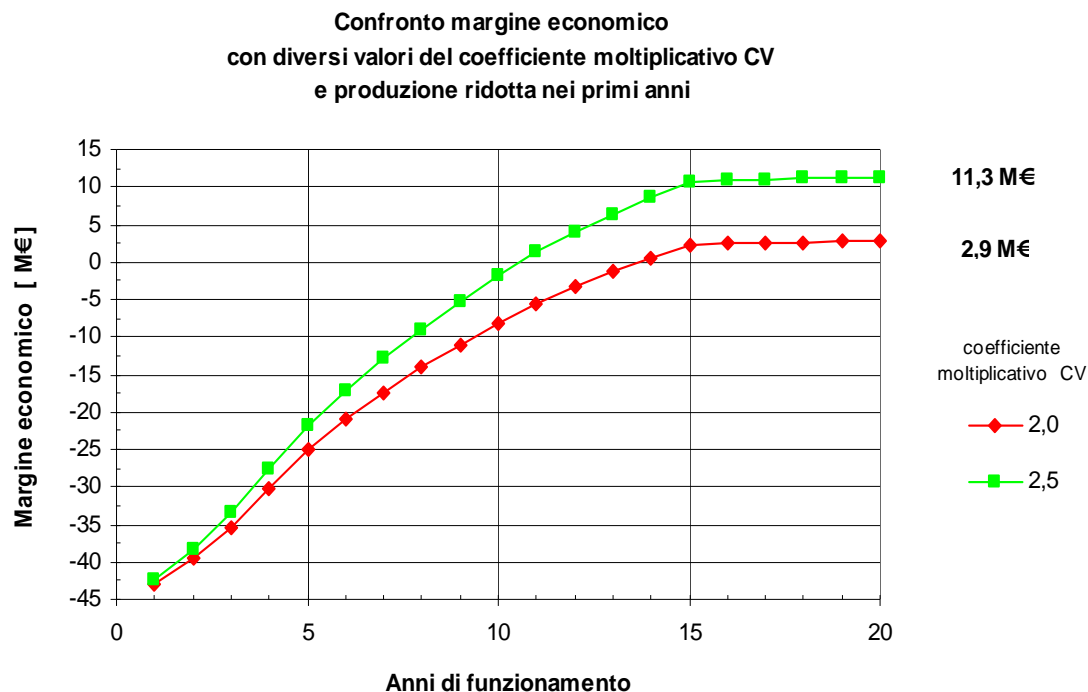


Fig. 147 – Margine economico netto per due diversi valori del coefficiente moltiplicativo dei CV

Nell'analisi era stata ipotizzata per questa incentivazione una durata di quindici anni, con un tetto sulla produzione cumulativa imputabile alla fonte rinnovabile in conformità a quanto riportato in 4.2.1.1, ed era stata ammessa la concessione di un contributo a fondo perduto sul costo di costruzione, secondo le previsioni di legge.

L'obiettivo perseguito era quello di fornire elementi utili durante l'elaborazione del decreto ministeriale che doveva definire i criteri e le modalità d'incentivazione alla produzione elettrica da solare termodinamico. Pertanto, in collaborazione con l'ENEL, venne intrapreso uno studio tecnico-economico piuttosto approfondito dell'impianto prototipo Archimede, tenendo anche conto sia degli effetti prodotti dall'IVA anticipata durante la fase di costruzione e successivamente recuperata durante l'esercizio, che delle deduzioni fiscali concesse dalla legge in sede di pagamento delle imposte sull'imponibile annuo.

Trattandosi di un impianto prototipo fu anche ipotizzato che il periodo d'esercizio fosse limitato a venti anni, che la sua produzione fosse ridotta nei primi anni e che andasse aumentando per raggiungere il funzionamento a regime dal quinto anno in poi. Questo spiega perché l'andamento delle due curve in Fig. 147 presenta una pendenza iniziale crescente, a differenza di quanto visto finora per le curve del margine economico.

La Fig. 147 evidenziò che il coefficiente moltiplicativo dei CV aveva un effetto positivo sia sul valore del VAN che soprattutto sulla riduzione del tempo di rientro dall'investimento iniziale; inoltre, una volta terminate le incentivazioni sulla produzione, l'andamento del margine economico diventava quasi piatto.



## 6.5 Riferimenti

- [61] D. Mazzei, E. Metelli – Valutazioni economiche per un impianto solare da 40 MW in Sicilia – ENEA/SOL/RS/2003/15, Luglio 2003.
- [62] U. Bollettini, F. Donatini, A. Maccari, D. Mazzei, E. Metelli, M. Vignolini, C. Zamparelli – Analisi tecnico-economica di un impianto solare integrato con la centrale ENEL a ciclo combinato di Priolo Gargallo – ENEA/SOL/RS/2003/19, Agosto 2003.
- [63] G. Zarlenga – Impianto Archimede: Sviluppo di un modello matematico per il calcolo del costo del chilowattora – Tesi di laurea – Facoltà di Ingegneria Università degli Studi di Roma “Tor Vergata” – Anno accademico 2007-2008.
- [64] ENEA Grande Progetto Solare Termodinamico, ENEL Divisione GEM – Progetto “Archimede”. Realizzazione di un impianto solare integrativo presso la Centrale ENEL Priolo Gargallo: Conto economico previsionale, piano degli investimenti, flussi di cassa e analisi economica – ENEA/SOL/RS/2004/17, Settembre 2004.
- [65] D. Mazzei, E. Metelli – Considerazioni sulla temperatura di esercizio del campo solare e sulla capacità dell’accumulo termico – ENEA/SOL/RD/2001/03, Novembre 2001.
- [66] U. Bollettini, T. Crescenzi, A. Fontanella, A. Maccari, D. Mazzei, E. Metelli – Analisi tecnico-economica preliminare per un impianto solare da integrare con la centrale ENEL a ciclo combinato di Priolo con funzionamento nelle ore diurne – ENEA/SOL/RS/2003/18, Luglio 2003.

## 7 Conclusioni

Da quanto visto nei capitoli precedenti, i programmi di calcolo in Excel messi a punto sono utilizzabili per qualunque impianto di produzione energetica, ma di norma è richiesto un intervento diretto dell'operatore nelle loro parti protette, per poter finalizzare l'analisi al particolare impianto in esame.

Considerato che questa operazione presenta delle criticità e penalizza fortemente il loro utilizzo, si è ritenuto opportuno inserire i programmi in Excel dentro un sistema di calcolo che li interfaccia con l'ausilio di semplici maschere, costituite anche esse da fogli Excel. Per attivare le maschere che interfacciano un particolare programma in Excel, basta scegliere, come si vedrà nella seconda parte della Guida, il sottoprogramma ad esso collegato nell'ambito del sistema di calcolo. Alcune maschere (o fogli) di questi sottoprogrammi sono differenziate a seconda della produzione energetica.

Attraverso tali maschere, sommariamente illustrate nella seconda parte, è possibile fornire tutti i dati richiesti per l'analisi che interessa; si evita così l'accesso diretto al relativo programma in Excel e l'eventuale modifica delle celle bloccate, dopo aver rimosso la protezione dei fogli di lavoro. In tal modo l'operatore, una volta selezionato il sottoprogramma più adatto per l'analisi che deve fare sull'impianto, ha la possibilità d'inserire agevolmente e rapidamente tutti i dati, senza il rischio di commettere errori.

Un ulteriore sviluppo di questi programmi di calcolo in Excel, potrebbe essere quello di estendere il loro campo di utilizzo a qualunque impianto di produzione di fluidi e/o altri combustibili derivanti da processi di trasformazione, per arrivare anche agli impianti per la produzione in serie di macchinari e beni di consumo. Ciò richiederebbe di certo un intervento più esteso sui programmi, dopo aver rimosso le protezioni, in quanto andrebbero adeguati di volta in volta i fattori numerici di conversione presenti nelle formule, onde ottenere valori congruenti con le unità di misura adottate per le produzioni in esame. Anche in questo caso, per evitare errori ed agevolare l'inserimento dei dati da parte dell'operatore, si potrebbe far ricorso ad ulteriori maschere, differenziate a seconda della produzione, in modo da selezionare di volta in volta quella attinente all'impianto da esaminare, nell'ambito del sottoprogramma scelto per l'analisi. In tal modo però il ventaglio delle possibili scelte potrebbe ampliarsi notevolmente.

Va poi tenuto presente che i programmi in Excel descritti devono essere aggiornati per seguire l'evoluzione della normativa, ogni qual volta essa implica la modifica di qualche grandezza calcolata, che determina una variazione nei risultati economici finali.

Si ricorda, al riguardo, che i programmi di calcolo esaminati fanno riferimento esclusivamente alla normativa italiana. Pertanto, analizzando lo stesso impianto di produzione con un altro programma di calcolo, messo a punto in un diverso contesto normativo, i risultati dell'analisi economica possono differire in modo più o meno consistente.

Inoltre potrebbero essere richieste modifiche ai programmi in Excel per adeguarli a nuove esigenze degli studi di fattibilità, qualora dovessero manifestarsi in future applicazioni.

Per agevolare l'operatore nell'utilizzo (indiretto) dei programmi di calcolo in Excel, al termine di questa prima parte della Guida sono riportate *tre appendici*.

Nella prima viene fatto un riepilogo di tutti i dati richiesti, in ciascun foglio d'elaborazione numerica, sia dai programmi *valutazioni* che dai programmi *calcolo*.

Di ciascun dato sono riportati i valori che possono essere accettati e il paragrafo di questa prima parte in cui è stato trattato; eventualmente sono mostrati anche: il simbolo adottato, l'unità di misura, secondo la quale va fornito il valore numerico, e le note di precisazione.

Nella seconda c'è l'elenco dei grafici presenti all'interno dei programmi, con l'indicazione dei fogli in cui si trovano, il loro titolo e le eventuali note.

Tali grafici, già mostrati in gran parte nei capitoli precedenti, servono per dare all'operatore un'informazione visiva immediata dell'impianto in esame, relativa al suo costo di costruzione, alle produzioni energetiche, ai ricavi e ai costi annuali durante l'esercizio, nonché ai costi unitari di produzione e all'andamento del margine economico, sulla base dei dati da lui stesso forniti.

Nella terza si trovano gli elenchi dei simboli e dei loro pedici, nonché delle sigle e abbreviazioni utilizzati in questa prima parte della Guida.

Per ciascun simbolo è indicata la grandezza, cui si riferisce nel testo, e di ciascun pedice viene data la relativa descrizione, mentre per le sigle e abbreviazioni è fornita la loro dicitura completa. Inoltre tra i simboli e i pedici sono evidenziati quelli che non compaiono direttamente nelle formule presenti nel testo.

## Appendice 1)

### Riepilogo dei dati richiesti dai programmi

#### PROGRAMMI VALUTAZIONI

Foglio “ <i>entr.</i> ” per impianti di <i>sola produzione elettrica</i>						
N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
1	Giorno finale dei periodi caratteristici dell'anno			Interi $\leq$ giorni del mese.	4.3.1.1	Consente di evidenziare le festività infrasettimanali a data fissa.
2	Produzione elettrica	mensile lorda	$E_{el\ men}$	MWh	Decimali $\geq$ 0.	4.3.1.1
		mensile netta	$E_{en\ men}$			
		annua lorda	$E_{el}$	GWh		
		annua netta	$E_{en}$			
3	Produzione elettrica da combustibili commerciali	annua lorda	$E_{el\ c}$	GWh	Decimali tra 0 e $E_{el}$ .	4.4.1.1
		annua netta	$E_{en\ c}$		Decimali tra 0 e $E_{en}$ .	
4	Produzione elettrica lorda annua da combustibile rinnovabile	$E_{el\ cr}$	GWh	Decimali $\geq$ 0.	4.4.1.1	Non deve superare la produzione lorda rinnovabile $E_{el\ r}$ .
5	Assorbimento percentuale degli ausiliari di centrale	$pt_{e\ ac}$	%	Decimali tra 0 e 100.	4.3.1.1	
6	Costo unitario variabile riconosciuto	Ct	c€/kWh	Decimali $>$ 0.	4.1.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 24 pag. 62) anche quando si utilizza il prezzo di vendita unico.
7	Prezzo unitario della componente fissa differenziata per fasce orarie	Cf	c€/kWh	Decimali $\geq$ 0 tranne in fascia F3 dove può essere $<$ 0.	4.1.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 25 pag. 63) solo se si utilizzano prezzi di vendita differenziati.
8	Prezzo unico di vendita dell'energia elettrica	$p_{uv\ e}$	€/MWh	Decimali $>$ 0.	4.1.1.1	Se si fornisce un valore, deve essere superiore al valore minimo $p_{uv\ min\ e}$ e in tal caso non si tiene conto dei prezzi differenziati. Deve essere fornito quando $E_{en} > 0$ e il relativo ricavo annuo risulterebbe nullo.
9	Prezzo unitario di vendita del certificato verde	$p_{uv\ cv}$	c€/kWh	Decimali $\geq$ 0.	4.2.1.1	Va fornito se c'è produzione elettrica con diritto ai CV.
10	Opzione per certificati verdi			Si o No.	4.2.1.1	Di norma impostata sul Si. La casella vuota è equivalente a No.

N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
11	Ore giornaliere per fascia oraria			Decimali tra 0 e 24.	4.3.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 36 pag. 91) per il solo programma <i>funzionamento continuo</i> .
12	Suddivisione ore giornaliere tra fasce orarie			Decimali tra valore iniziale dell'intervallo e 24.	4.3.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 38 pag. 93) per il solo programma <i>funzionamento intermittente</i> .
13	Orario di funzionamento dell'impianto nei periodi caratteristici dell'anno			Decimali: iniziale tra 0 e 24; finale tra valore iniziale e 24.	4.3.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 37 pag. 92) per il solo programma <i>funzionamento intermittente</i> .

Foglio "entr. cog" solo per impianti di <i>produzione termica o combinata</i>							
N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note	
1	Giorno finale dei periodi caratteristici dell'anno			Interi $\leq$ giorni del mese.	4.3.2.1	Consente di evidenziare le festività infrasettimanali a data fissa.	
2	Produzione elettrica ceduta	mensile netta	$E_{en\ men}$	$MWh_e$	Decimali $\geq 0$ .	4.3.2.1	Deve essere fornita solo una delle due.
		annua netta	$E_{en}$				
3	Produzione termica ceduta	mensile netta	$E_{t\ men}$	$MWh_t$	Decimali $\geq 0$ .	4.3.2.1	Deve essere fornita solo una delle due.
		annua netta	$E_t$				
4	Produzione frigorifera ceduta	mensile netta	$E_{f\ men}$	$MWh_f$	Decimali $\geq 0$ .	4.3.2.1	Deve essere fornita solo una delle due.
		annua netta	$E_f$				
5	Energia elettrica annua prelevata dalla rete	$E_{as}$	$MWh_e$	Decimali $\geq 0$ .	4.3.2.1		
6	Produzione elettrica netta annua da fonti rinnovabili	$E_{en\ r}$	$MWh_e$	Decimali $\geq 0$ .	4.4.1.1	Non deve superare $E_{en}$ , né l'energia elettrica ottenibile dalla conversione di $E_{p\ r\ equ}$ .	
7	Energia termica annua a utenze locali	$E_{tl}$	$MWh_t$	Decimali $\geq 0$ .	4.4.2.1	Non deve superare $E_t$ .	
8	Energia frigorifera annua a utenze locali	$E_{fl}$	$MWh_f$	Decimali $\geq 0$ .	4.4.2.1	Non deve superare $E_f$ .	

N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note	
9	Energia primaria annua equivalente alle produzioni separate da fonti rinnovabili	$E_{p\text{ }equ}$	tep	Decimali $\geq 0$ .	4.4.1.1	Non può essere minore dell'energia primaria fittizia del combustibile rinnovabile e non deve superare $E_{p\text{ }ts} + E_{p\text{ }fs} + E_{p\text{ }es}$ .	
10	Costo unitario variabile riconosciuto	$C_t$	c€/kWh	Decimali $> 0$ .	4.1.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 24 pag. 62) anche quando si utilizza il prezzo di vendita unico.	
11	Prezzo unitario della componente fissa differenziata per fasce orarie	$C_f$	c€/kWh	Decimali $\geq 0$ tranne in fascia F3 dove può essere $< 0$ .	4.1.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 25 pag. 63) solo se si utilizzano prezzi di vendita differenziati.	
12	Prezzo unico di vendita dell'energia elettrica	$p_{uv_e}$	€/MWh <sub>e</sub>	Decimali $> 0$ .	4.1.1.1	Se si fornisce un valore, deve essere superiore al valore minimo $p_{uv\text{ }min\text{ }e}$ e in tal caso non si tiene conto dei prezzi differenziati. Deve essere fornito quando $E_{en} > 0$ e il relativo ricavo annuo risulterebbe nullo.	
13	Prezzo medio di vendita dell'energia termica	$p_{uv_t}$	€/MWh <sub>t</sub>	Decimali $> 0$ .	4.1.2.1	Va fornito se $E_t > 0$ e non può essere inferiore al prezzo di riferimento $pr_t$ .	
14	Prezzo medio di vendita dell'energia frigorifera	$p_{uv_f}$	€/MWh <sub>f</sub>	Decimali $> 0$ .	4.1.2.1	Va fornito se $E_f > 0$ e non può essere inferiore al prezzo di riferimento $pr_f$ .	
15	Prezzo unitario di vendita del CB	tipo I	$p_{uv_{CB\text{ }I}}$	€/tep	Decimali $\geq 0$ .	4.2.2.1	Va fornito se $RP_f + RP_e > 0$ .
		tipo II	$p_{uv_{CB\text{ }II}}$				Va fornito se $RP_t > 0$ .
16	Potenza termica della caldaia sostitutiva	$P_{t\text{ }es\text{ }nom}$	kW <sub>t</sub>	Interi $> 0$ .	4.1.2.1	Va fornita obbligatoriamente per questa tipologia d'impianti.	
17	Consumo annuo dei combustibili	gas naturale		$10^6\text{ }Sm^3$	Decimali $\geq 0$ .	3.3.1	Solo per i combustibili effettivamente utilizzati, compilando la tabella mostrata nella Fig. 15 di pag. 42.
		olio		$10^3\text{ }t$			
		carbone		$10^3\text{ }t$			
		rinnovabile		( )			
18	Prezzo unitario dei combustibili utilizzati	gas naturale		c€/Sm <sup>3</sup>	Decimali $> 0$ .	3.3.1	I valori vanno forniti per i combustibili utilizzati e non possono differire di oltre il 50% in più o in meno, rispetto al valore riportato nella colonna precedente della tabella mostrata in Fig. 15.
		olio		c€/kg			
		carbone		c€/kg			
		rinnovabile		c€/ ( )			
19	Indice di prestazione medio annuo per sistema frigorifero convenzionale	$\epsilon_{fm}$	MWh <sub>f</sub> /MWh <sub>e</sub>	Decimali $> 0$ .	4.1.2.1	Va inserito il valore, stabilito dall'Autorità per l'Energia per la zona climatica di ubicazione dell'impianto, quando $E_f > 0$ .	
20	Fattore di conversione energia elettrica – energia primaria	$fc_{EP}$	tep / MWh <sub>e</sub>	Decimali tra 0 e 1.	4.1.2.1	Va inserito il valore relativo all'anno corrente, fissato dall'Autorità per l'Energia, quando $E_{en} + E_f > 0$ .	
21	Coefficiente di durabilità	$\tau$		Decimali tra 1 e 5.	4.4.2.1	Se l'impianto consente un risparmio energetico, va inserito il valore stabilito dall'Autorità per l'Energia, a seconda della sua tipologia.	

N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
22	Valore minimo dell'indice di risparmio energetico	$IRE_{min}$		Decimali tra 0 e 1.	4.4.2.1	Se l'impianto è di produzione combinata, va inserito il valore stabilito dall'Autorità per l'Energia.
23	Valore minimo del limite termico	$LT_{min}$		Decimali tra 0 e 1.	4.4.2.1	Se c'è produzione termica e/o frigorifera, va inserito il valore stabilito dall'Autorità per l'Energia.
24	Risparmio annuo di energia primaria in regime di CAR	$RP_{car}$	tep	Decimali > 0.	4.4.2.1	Il valore, ottenuto da altro programma, va fornito solo quando l'impianto è in regime di CAR.
25	Potenza elettrica media in regime di CAR	$P_{e\ m\ car}$	$MW_e$	Decimali > 0.	4.4.2.1	Va fornita in presenza di un valore per $RP_{car}$ .
26	Riduzione dei CB al 30%			Si o No.	4.4.2.1	Di norma la cella è vuota. Il dato va fornito in presenza di un valore per $RP_{car}$ .
27	Incentivo conto termico			Si o No.	4.2.2.1	Di norma impostato sul No. Per impianti di sola produzione termica e/o frigorifera.
28	Importo annuo		$10^3$ €	Decimali > 0.	4.2.2.1	Va fornito se l'impianto accede al conto termico.
29	Ore giornaliere per fascia oraria			Decimali tra 0 e 24.	4.3.2.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 36 pag. 91) per il solo programma <i>funzionamento continuo</i> . Se compilata anche nel foglio "entr.", i dati devono coincidere.
30	Suddivisione ore giornaliere tra fasce orarie			Decimali tra valore iniziale dell'intervallo e 24.	4.3.2.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 38 pag. 93) per il solo programma <i>funzionamento intermittente</i> . Se compilata anche nel foglio "entr.", i dati devono coincidere.
31	Orario di funzionamento dell'impianto nei periodi caratteristici dell'anno			Decimali: iniziale tra 0 e 24; finale tra valore iniziale e 24.	4.3.2.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 37 pag. 92) per il solo programma <i>funzionamento intermittente</i> .

Foglio "usc."

N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
1	Costo annuo fisso di esercizio e manutenzione	SEM	M€/anno	Decimali > 0.	3.2.1	
2	Costo annuo fisso di esercizio e manutenzione della parte convenzionale dell'impianto	SEMc	M€/anno	Decimali tra 0 e SEM.	3.2.1	Se è presente un valore, non può essere maggiore di SEM.
3	Costo annuo di esercizio e manutenzione proporzionale al funzionamento	SEMp	c€/kWh <sub>e</sub>	Decimali > 0.	3.2.1	Può essere fornito per impianti di sola produzione elettrica.
4	Riduzione percentuale del costo di esercizio e manutenzione nella parte innovativa dell'impianto	rpi	%	Decimali tra 0 e 50.	3.2.1	Per impianti innovativi non ancora entrati in esercizio.
5	Costo globale annuo di esercizio e manutenzione in percentuale del costo di costruzione	SEMP	%	Decimali tra 0 e 100.	3.2.1	Non può essere inserito contemporaneamente a SEM.
6	Potere calorifico inferiore del gas naturale	pc <sub>g</sub>	kcal/Sm <sup>3</sup>	Interi > 0.	3.3.1	Deve essere fornito un valore per il corretto funzionamento dei programmi.
7	Potere calorifico inferiore dell'olio combustibile	pc <sub>oc</sub>	kcal/kg	Interi > 0.	3.3.1	Va fornito se c'è un consumo annuo di questo combustibile.
8	Potere calorifico inferiore del carbone	pc <sub>ca</sub>	kcal/kg	Interi > 0.	3.3.1	Va fornito se c'è un consumo annuo di questo combustibile.
9	Potere calorifico inferiore del combustibile rinnovabile	pc <sub>cr</sub>	kcal/(kg o Sm <sup>3</sup> )	Interi > 0.	3.3.1	Va fornito se c'è un consumo annuo di combustibile rinnovabile.
10	Prezzo unitario d'acquisto del gas naturale	pua <sub>g</sub>	c€/Mcal	Decimali > 0.	3.3.1	Va compilata l'intera tabella (analoga a quella di Fig. 13 pag. 40) anche se non c'è consumo di questo combustibile.
11	Prezzo unitario d'acquisto dell'olio combustibile	pua <sub>oc</sub>	c€/Mcal	Decimali > 0.	3.3.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 13 pag. 40) solo se c'è un suo consumo annuo.
12	Prezzo unitario d'acquisto del carbone	pua <sub>ca</sub>	c€/Mcal	Decimali > 0.	3.3.1	Va compilata l'intera tabella (analoga a quella di Fig. 13 pag. 40) solo se c'è un suo consumo annuo.
13	Prezzo unitario d'acquisto del combustibile rinnovabile	pua <sub>cr</sub>	c€/((kg o Sm <sup>3</sup> ))	Decimali > 0.	3.3.1	Va fornito solo se c'è un suo consumo annuo.
14	Prezzo unitario medio d'acquisto dell'energia elettrica dalla rete	pua <sub>re</sub>	€/MWh	Decimali > 0.	3.3.1	Solo per gli impianti di produzione termica o combinata, quando risulta E <sub>as</sub> > 0.
15	Contributo percentuale dei combustibili commerciali alla produzione elettrica lorda annua	pt <sub>q</sub>	%	Decimali tra 0 e 100.	3.3.1	Per gli impianti di sola produzione elettrica.



N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
16	Rendimento elettrico lordo medio dell'impianto alimentato dal singolo combustibile	$\eta_{el\ q(cr)}$	%	Decimali tra 0 e 100.	3.3.1	Per gli impianti di sola produzione elettrica.
17	Rinnovabilità riconosciuta al combustibile rinnovabile	$pt_r$	%	Decimali tra 0 e 100.	3.3.1	Va fornita in base alla normativa vigente.
18	Potenza termica nominale dell'impianto	$P_{t\ nom}$	$MW_t$	Decimali > 0.	3.4.1	Deve essere maggiore di $P_{e\ rc}$ se l'impianto è di sola produzione elettrica, altrimenti uguale a $P_{nom}$ .
19	Emissione specifica di CO <sub>2</sub> dei combustibili utilizzati	$esp_q$	$t/10^3\ Sm^3$ o t/t	Decimali > 0.	3.4.1	Per ciascun combustibile utilizzato, non totalmente rinnovabile, vanno forniti i valori misurati o calcolati dalle reazioni chimiche di combustione.
20	Emissione annua consentita di CO <sub>2</sub> per l'impianto	$ec_{CO_2}$	$10^3\ t$	Decimali $\geq 0$ .	3.4.1	Valore ottenuto dal numero di quote assegnato gratuitamente a livello nazionale.
21	Emissioni annue effettive di SO <sub>2</sub> e NO <sub>x</sub>	$ea_{ef}$	$10^3\ t$	Decimali $\geq 0$ .	3.4.1	
22	Prezzo delle quote di emissione	$tu_{em}$	€/t	Decimali > 0.	3.4.1	Deve essere fornito un prezzo per ciascun inquinante emesso. Per SO <sub>2</sub> e NO <sub>x</sub> è pari all'importo della relativa tassa.

Foglio "val. imp"

N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
1	Numero dell'anno di riferimento per l'attualizzazione	ar		Interi tra 0 e il valore di ep.	5.2.1	Di norma fissato a 0, serve per attualizzare entrate ed uscite ad un anno successivo a quello corrente.
2	Numero per l'anno di inizio costruzione dell'impianto	ai		Interi tra -20 e 20.	3.1.1	Di norma fissato a 0, serve per stabilire l'anno di inizio costruzione rispetto a quello corrente.
3	Tempo di costruzione	co	anni	Interi tra 0 e 20.	3.1.1	

N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
4	Tempo di avviamento dell'impianto	pa	anni	Interi tra 0 e 4.	5.3.1	Di norma fissato a 0, tiene conto del tempo richiesto per il collaudo e le prove funzionali dell'impianto, prima dell'esercizio. La sua durata non può superare il tempo di costruzione.
5	Potenza nominale dell'impianto	P <sub>nom</sub>	MW	Decimali > 0.	3.1.1	Elettrica per gli impianti di sola produzione elettrica, termica per le altre tipologie produttive. Va fornita quando c'è una qualunque produzione e deve essere compatibile con questa.
6	Tasso d'inflazione medio annuo effettivo	fe	%	Decimali tra 0 e 30.	5.2.1	Valore medio relativo agli anni già trascorsi che interessano per l'analisi economica. Va fornito obbligatoriamente se risulta $(a_i + c_o/2) < 0$ .
7	Tasso d'inflazione medio annuo previsto	f	%	Decimali tra 0 e 30.	5.2.1	
8	Tasso reale annuo di sconto	r	%	Decimali tra 0 e 30.	5.2.1	
9	Tasso nominale annuo per ciascuna voce del costo di costruzione dell'impianto	f <sub>1,2,3,4</sub>	%	Decimali tra -10 e 30.	3.1.1	Non richiesto se l'impianto è già costruito.
10	Costo di costruzione dell'impianto suddiviso nelle diverse voci				3.1.1	Dipende dalla tipologia d'impianto esaminata, come descritto in 3.1.1. I valori vanno forniti al netto dell'IVA.
11	Durata prevista per l'esercizio dell'impianto	ep	anni	Interi tra 0 e il valore di v.	5.4.1.1	Periodo in cui un impianto funziona in modo economicamente conveniente. Deve essere sempre fornito un valore.
12	Vita tecnica dell'impianto	v	anni	Interi tra 8 e 30.	5.4.1.1	Periodo in cui un impianto è tecnicamente in grado di funzionare. Deve essere sempre fornito un valore.
13	Costo unitario dell'impianto di riferimento	CCU	€/kW <sub>e</sub>	Interi > 0.	5.6.3.1	Si riferisce all'impianto a ciclo combinato considerato dal CIP 6/92. Il valore è quello stimato dall'Autorità per l'Energia.
14	Spese annue di esercizio e manutenzione in percentuale del costo di costruzione per l'impianto di riferimento	SEMP <sub>rif</sub>	%	Decimali tra 0 e 20.	5.6.3.1	Si fa riferimento al valore riportato dall'Autorità per l'Energia.
15	Consumo specifico di gas per l'impianto di riferimento	CS	m <sup>3</sup> /kW <sub>h</sub> <sub>e</sub>	Decimali tra 0 e 1.	5.6.3.1	Si fa riferimento al valore riportato dall'Autorità per l'Energia.
16	Ore annue di funzionamento per l'impianto di riferimento	h <sub>fa rif</sub>	h/a	Interi tra 0 e 8.760.	5.6.3.1	Si fa riferimento al valore riportato dall'Autorità per l'Energia.

N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
17	Prezzo unitario medio a copertura dei costi fissi di produzione del parco nazionale	$PUM_{sf}$	c€/kWh <sub>e</sub>	Decimali > 0.	5.6.3.1	Si fa riferimento al valore riportato dall'Autorità per l'Energia.
18	Incidenza percentuale dell'esercizio e manutenzione sui costi fissi di produzione del parco nazionale	PSF	%	Decimali tra 0 e 100.	5.6.3.1	Si fa riferimento al valore riportato dall'Autorità per l'Energia.
19	Tasso nominale annuo per l'energia elettrica	$f_e$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
20	Tasso nominale annuo per l'energia termica	$f_t$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
21	Tasso nominale annuo per l'energia frigorifera	$f_f$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
22	Tasso nominale annuo per i certificati verdi	$f_{cv}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
23	Tasso nominale annuo per i certificati bianchi	$f_{cb}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
24	Tasso nominale annuo per l'esercizio e manutenzione	$f_{esm}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
25	Tasso nominale annuo per i combustibili	$f_{rc}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
26	Tasso nominale annuo per le esternalità	$f_{est}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
27	Durata dell'incentivazione alla produzione con CV	$N_{cv}$	anni	Interi tra 8 e gli anni d'esercizio previsto ep .	4.2.1.1	Deve essere fornita se c'è un ricavo annuo da CV.
28	Durata dell'incentivazione alla produzione con CB	$N_{cb}$	anni	Interi non superiori a 15.	4.2.2.1	Deve essere fornita se c'è un ricavo annuo da CB.
29	Durata dell'incentivazione col conto termico	$N_{ct}$	anni	Interi non superiori a 5.	4.2.2.1	Deve essere fornita se c'è un incentivo annuo da CT.
30	Frazione massima di energia elettrica da combustibili commerciali imputabile a fonti rinnovabili	$f_{co_{max}}$		Decimali tra 0 e 1.	4.4.1.1	Per <i>sola produzione elettrica</i> , è stabilita dalla legge. La possibilità di variarla consente di valutare la sua incidenza sul risultato economico finale.
31	Coefficienti per analisi parametriche			Decimali tra 0,5 e 5.	4.6	Tutti questi coefficienti devono sempre avere un valore, di norma fissato a 1 (vedi Fig. 74 pag. 133). Servono per analizzare l'influenza di ciascuna voce sul risultato economico finale.
32	Coefficienti per le produzioni			Decimali tra 0,5 e 2.	4.6	Tutti questi coefficienti devono sempre avere un valore, di norma fissato a 1. Servono per analizzare l'influenza, sul risultato economico finale, delle singole produzioni, quando su queste esistono margini d'incertezza.

Foglio "val. imp. var"

N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
1	Maggiorazione per il tasso reale annuo di remunerazione	mr	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.7.1	
2	Durata prevista per l'esercizio dell'impianto	ep	anni	Interi tra 0 e il valore di v.	5.4.1.1	Periodo in cui un impianto funziona in modo economicamente conveniente. Deve essere sempre fornito un valore.
3	Vita tecnica dell'impianto	v	anni	Interi tra 8 e 30.	5.4.1.1	Periodo in cui un impianto è tecnicamente in grado di funzionare. Deve essere sempre fornito un valore.
4	Tasso nominale annuo per l'energia elettrica	f <sub>e</sub>	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
5	Tasso nominale annuo per l'energia termica	f <sub>t</sub>	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
6	Tasso nominale annuo per l'energia frigorifera	f <sub>f</sub>	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
7	Tasso nominale annuo per i certificati verdi	f <sub>cv</sub>	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
8	Tasso nominale annuo per i certificati bianchi	f <sub>cb</sub>	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
9	Tasso nominale annuo per l'esercizio e manutenzione	f <sub>esm</sub>	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
10	Tasso nominale annuo per i combustibili	f <sub>rc</sub>	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
11	Tasso nominale annuo per le esternalità	f <sub>est</sub>	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
12	Durata dell'incentivazione alla produzione con CV	N <sub>cv</sub>	anni	Interi tra 8 e gli anni d'esercizio previsto ep.	4.2.1.1	Deve essere fornita se c'è un ricavo annuo da CV.
13	Durata dell'incentivazione alla produzione con CB	N <sub>cb</sub>	anni	Interi non superiori a 15.	4.2.2.1	Deve essere fornita se c'è un ricavo annuo da CB.
14	Durata dell'incentivazione col conto termico	N <sub>ct</sub>	anni	Interi non superiori a 5.	4.2.2.1	Deve essere fornita se c'è un incentivo annuo da CT.
15	Coefficienti delle voci annuali d'entrata ed uscita per analisi parametriche			Decimali tra 0,5 e 5.	4.6	Tutti questi coefficienti devono sempre avere un valore, di norma fissato a 1. I coefficienti per le voci relative al costo di costruzione e alle produzioni possono essere variati solo nel foglio "val. imp".

## PROGRAMMI CALCOLO

Foglio “entr.” per impianti di <i>sola produzione elettrica</i>							
N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note	
1	Produzione elettrica	mensile netta per ciascuna fascia oraria	MWh	Decimali $\geq 0$ .	4.3.1.1	Va fornita una sola di queste produzioni. Se sono fornite sia la produzione annua lorda che quella netta, si considera solo la netta.	
		annua lorda	$E_{el}$				GWh
		annua netta	$E_{en}$				
2	Produzione elettrica da combustibili commerciali	annua lorda	$E_{elc}$	GWh	4.4.1.1	Va fornita una delle due produzioni, solo quando si utilizzano questi combustibili.	
		annua netta	$E_{enc}$				
3	Produzione elettrica lorda annua da combustibile rinnovabile	$E_{elcr}$	GWh	Decimali $\geq 0$ .	4.4.1.1	Non deve superare la produzione lorda rinnovabile $E_{elr}$ .	
4	Produzione elettrica netta annua da 2 <sup>a</sup> fonte rinnovabile	$E_{enfr2}$	GWh	Decimali $\geq 0$ .	4.4.1.1	Si può fornire solo se c'è produzione da 1 <sup>a</sup> fonte e deve essere compatibile con l'intera produzione rinnovabile.	
5	Assorbimento percentuale degli ausiliari di centrale	$pt_{eac}$	%	Decimali tra 0 e 100.	4.3.1.1		
6	Costo unitario variabile riconosciuto	Ct	c€/kWh	Decimali $> 0$ .	4.1.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 24 pag. 62) anche quando si utilizza il prezzo di vendita unico.	
7	Prezzo unitario della componente fissa differenziata per fasce orarie	Cf	c€/kWh	Decimali $\geq 0$ tranne in fascia F4 dove può essere $< 0$ .	4.1.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 26 pag. 64) solo se si utilizzano prezzi di vendita differenziati.	
8	Prezzo unico di vendita dell'energia elettrica	$p_{uve}$	€/MWh	Decimali $> 0$ .	4.1.1.1	Se si fornisce un valore, deve essere superiore al valore minimo $p_{vmin}$ e in tal caso non si tiene conto dei prezzi differenziati. Deve essere fornito quando $E_{en} > 0$ e il relativo ricavo annuo risulterebbe nullo.	
9	Prezzo unitario di vendita del certificato verde per il combustibile rinnovabile	$p_{uvcvcr}$	c€/kWh	Decimali $\geq 0$ .	4.2.1.1	Va fornito se c'è produzione elettrica con diritto ai CV da combustibile rinnovabile.	
10	Prezzo unitario di vendita del certificato verde per la 1 <sup>a</sup> fonte rinnovabile	$p_{uvcv1}$	c€/kWh	Decimali $\geq 0$ .	4.2.1.1	Va fornito se c'è produzione elettrica con diritto ai CV da 1 <sup>a</sup> fonte rinnovabile non combustibile.	
11	Prezzo unitario di vendita del certificato verde per la 2 <sup>a</sup> fonte rinnovabile	$p_{uvcv2}$	c€/kWh	Decimali $\geq 0$ .	4.2.1.1	Va fornito se c'è produzione elettrica con diritto ai CV da 2 <sup>a</sup> fonte rinnovabile non combustibile.	
12	Opzione per ciascun tipo di certificato verde			Si o No.	4.2.1.1	Di norma impostata sul Si. La casella vuota è equivalente a No.	

Foglio "entr. cog" solo per impianti di *produzione termica o combinata*

N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
1	Produzione elettrica ceduta	mensile netta per ciascuna fascia oraria	MWh <sub>e</sub>	Decimali ≥ 0.	4.3.2.1	Deve essere fornita solo una delle due.
		annua netta				
2	Produzione termica ceduta	mensile netta	MWh <sub>t</sub>	Decimali ≥ 0.	4.3.2.1	Deve essere fornita solo una delle due.
		annua netta				
3	Produzione frigorifera ceduta	mensile netta	MWh <sub>f</sub>	Decimali ≥ 0.	4.3.2.1	Deve essere fornita solo una delle due.
		annua netta				
4	Energia elettrica annua prelevata dalla rete	E <sub>as</sub>	MWh <sub>e</sub>	Decimali ≥ 0.	4.3.2.1	
5	Produzione elettrica netta annua da combustibile rinnovabile	E <sub>en cr</sub>	MWh <sub>e</sub>	Decimali ≥ 0.	4.4.1.1	Si può fornire solo se c'è consumo di questo combustibile e non deve superare la produzione netta rinnovabile E <sub>en r</sub> .
6	Produzione elettrica netta annua da 2 <sup>a</sup> fonte rinnovabile	E <sub>en fr 2</sub>	MWh <sub>e</sub>	Decimali ≥ 0.	4.4.1.1	Si può fornire solo se c'è produzione da 1 <sup>a</sup> fonte e deve essere compatibile con l'intera produzione rinnovabile.
7	Produzione elettrica netta annua da fonti rinnovabili	E <sub>en r</sub>	MWh <sub>e</sub>	Decimali ≥ 0.	4.4.1.1	Non deve superare E <sub>en</sub> , né l'energia elettrica ottenibile dalla conversione di E <sub>p r equ</sub> .
8	Energia termica annua a utenze locali	E <sub>tl</sub>	MWh <sub>t</sub>	Decimali ≥ 0.	4.4.2.1	Non deve superare E <sub>t</sub> .
9	Energia frigorifera annua a utenze locali	E <sub>fl</sub>	MWh <sub>f</sub>	Decimali ≥ 0.	4.4.2.1	Non deve superare E <sub>f</sub> .
10	Energia primaria annua equivalente alle produzioni separate da fonti rinnovabili	E <sub>p r equ</sub>	tep	Decimali ≥ 0.	4.4.1.1	Non può essere minore dell'energia primaria fittizia del combustibile rinnovabile e non deve superare E <sub>p ts</sub> + E <sub>p fs</sub> + E <sub>p es</sub> .
11	Costo unitario variabile riconosciuto	C <sub>t</sub>	c€/kWh	Decimali > 0.	4.1.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 24 pag. 62) anche quando si utilizza il prezzo di vendita unico.
12	Prezzo unitario della componente fissa differenziata per fasce orarie	C <sub>f</sub>	c€/kWh	Decimali ≥ 0 tranne in fascia F4 dove può essere < 0.	4.1.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 26 pag. 64) solo se si utilizzano prezzi di vendita differenziati.
13	Prezzo unico di vendita dell'energia elettrica	p <sub>u v e</sub>	€/MWh <sub>e</sub>	Decimali > 0.	4.1.1.1	Se si fornisce un valore, deve essere superiore al valore minimo p <sub>u v min e</sub> e in tal caso non si tiene conto dei prezzi differenziati. Deve essere fornito quando E <sub>en</sub> > 0 e il relativo ricavo annuo risulterebbe nullo.
14	Prezzo medio di vendita dell'energia termica	p <sub>u v t</sub>	€/MWh <sub>t</sub>	Decimali > 0.	4.1.2.1	Va fornito se E <sub>t</sub> > 0 e non può essere inferiore al prezzo di riferimento p <sub>r t</sub> .

N°	Dato richiesto		Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
15	Prezzo medio di vendita dell'energia frigorifera		$pu_{vf}$	€/MWh <sub>f</sub>	Decimali > 0.	4.1.2.1	Va fornito se $E_f > 0$ e non può essere inferiore al prezzo di riferimento $pr_f$ .
16	Prezzo unitario di vendita del CB	tipo I	$pu_{vCB I}$	€/tep	Decimali ≥ 0.	4.2.2.1	Va fornito se $RP_f + RP_e > 0$ .
		tipo II	$pu_{vCB II}$				Va fornito se $RP_t > 0$ .
17	Potenza termica della caldaia sostitutiva		$P_{t\ cs\ nom}$	kW <sub>t</sub>	Interi > 0.	4.1.2.1	Va fornita obbligatoriamente per questa tipologia d'impianti.
18	Consumo annuo dei combustibili	gas naturale		10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Decimali ≥ 0.	3.3.1	Solo per i combustibili effettivamente utilizzati, compilando la tabella mostrata nella Fig. 15 di pag. 42.
		olio		10 <sup>3</sup> t			
		carbone		10 <sup>3</sup> t			
		rinnovabile		( )			
19	Prezzo unitario dei combustibili utilizzati	gas naturale		c€/Sm <sup>3</sup>	Decimali > 0.	3.3.1	I valori vanno forniti per i combustibili utilizzati e non possono differire di oltre il 50% in più o in meno, rispetto al valore riportato nella colonna precedente della tabella mostrata in Fig. 15.
		olio		c€/kg			
		carbone		c€/kg			
		rinnovabile		c€/( )			
20	Indice di prestazione medio annuo per sistema frigorifero convenzionale		$\epsilon_{fm}$	MWh <sub>f</sub> /MWh <sub>e</sub>	Decimali > 0.	4.1.2.1	Va inserito il valore, stabilito dall'Autorità per l'Energia per la zona climatica di ubicazione dell'impianto, quando $E_f > 0$ .
21	Fattore di conversione energia elettrica – energia primaria		$fc_{ep}$	tep / MWh <sub>e</sub>	Decimali tra 0 e 1.	4.1.2.1	Va inserito il valore relativo all'anno corrente, fissato dall'Autorità per l'Energia, quando $E_{en} + E_f > 0$ .
22	Coefficiente di durabilità		$\tau$		Decimali tra 1 e 5.	4.4.2.1	Se l'impianto consente un risparmio energetico, va inserito il valore stabilito dall'Autorità per l'Energia, a seconda della sua tipologia.
23	Valore minimo dell'indice di risparmio energetico		$IRE_{min}$		Decimali tra 0 e 1.	4.4.2.1	Se l'impianto è di produzione combinata, va inserito il valore stabilito dall'Autorità per l'Energia.
24	Valore minimo del limite termico		$LT_{min}$		Decimali tra 0 e 1.	4.4.2.1	Se c'è produzione termica e/o frigorifera, va inserito il valore stabilito dall'Autorità per l'Energia.
25	Ore di funzionamento annue previste per l'impianto		$h_{fa}$	h/a	Decimali > 0.	5.6.1	Devono essere comprese tra il valore di controllo $h_{fa\ min}$ e 8.760.
26	Risparmio annuo di energia primaria in regime di CAR		$RP_{car}$	tep	Decimali > 0.	4.4.2.1	Il valore, ottenuto da altro programma, va fornito solo quando l'impianto è in regime di CAR.
27	Potenza elettrica media in regime di CAR		$P_{e\ m\ car}$	MW <sub>e</sub>	Decimali > 0.	4.4.2.1	Va fornita in presenza di un valore per $RP_{car}$ .
28	Riduzione dei CB al 30%				Si o No.	4.4.2.1	Di norma la cella è vuota. Il dato va fornito in presenza di un valore per $RP_{car}$ .

N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
29	Incentivo conto termico			Si o No.	4.2.2.1	Di norma impostato sul No. Per impianti di sola produzione termica e/o frigorifera.
30	Importo annuo		10 <sup>3</sup> €	Decimali > 0.	4.2.2.1	Va fornito se l'impianto accede al conto termico.

Foglio "usc."						
N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
1	Costo annuo fisso di esercizio e manutenzione	SEM	M€/anno	Decimali > 0.	3.2.1	
2	Costo annuo fisso di esercizio e manutenzione della parte convenzionale dell'impianto	SEMc	M€/anno	Decimali tra 0 e SEM.	3.2.1	Se è presente un valore, non può essere maggiore di SEM.
3	Costo annuo di esercizio e manutenzione proporzionale al funzionamento	SEMp	c€/kWh <sub>e</sub>	Decimali > 0.	3.2.1	Può essere fornito per impianti di sola produzione elettrica.
4	Riduzione percentuale del costo di esercizio e manutenzione nella parte innovativa dell'impianto	rpi	%	Decimali tra 0 e 50.	3.2.1	Per impianti innovativi non ancora entrati in esercizio.
5	Costo globale annuo di esercizio e manutenzione in percentuale del costo di costruzione	SEMP	%	Decimali tra 0 e 100.	3.2.1	Non può essere inserito contemporaneamente a SEM.
6	Potere calorifico inferiore del gas naturale	pc <sub>g</sub>	kcal/Sm <sup>3</sup>	Interi > 0.	3.3.1	Deve essere fornito un valore per il corretto funzionamento dei programmi.
7	Potere calorifico inferiore dell'olio combustibile	pc <sub>oc</sub>	kcal/kg	Interi > 0.	3.3.1	Va fornito se c'è un consumo annuo di questo combustibile.
8	Potere calorifico inferiore del carbone	pc <sub>ca</sub>	kcal/kg	Interi > 0.	3.3.1	Va fornito se c'è un consumo annuo di questo combustibile.
9	Potere calorifico inferiore del combustibile rinnovabile	pc <sub>cr</sub>	kcal/(kg o Sm <sup>3</sup> )	Interi > 0.	3.3.1	Va fornito se c'è un consumo annuo di combustibile rinnovabile.
10	Prezzo unitario d'acquisto del gas naturale	pua <sub>g</sub>	c€/Mcal	Decimali > 0.	3.3.1	Va compilata l'intera tabella (analogica a quella di Fig. 13 pag. 40) anche se non c'è consumo di questo combustibile.



N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
11	Prezzo unitario d'acquisto dell'olio combustibile	$p_{ua_{oc}}$	c€/Mcal	Decimali > 0.	3.3.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 13 pag. 40) solo se c'è un suo consumo annuo.
12	Prezzo unitario d'acquisto del carbone	$p_{ua_{ca}}$	c€/Mcal	Decimali > 0.	3.3.1	Va compilata l'intera tabella (analoga a quella di Fig. 13 pag. 40) solo se c'è un suo consumo annuo.
13	Prezzo unitario d'acquisto del combustibile rinnovabile	$p_{ua_{cr}}$	c€/(kg o $Sm^3$ )	Decimali > 0.	3.3.1	Va fornito solo se c'è un suo consumo annuo.
14	Prezzo unitario medio d'acquisto dell'energia elettrica dalla rete	$p_{ua_{re}}$	€/MWh	Decimali > 0.	3.3.1	Solo per gli impianti di produzione termica o combinata, quando risulta $E_{as} > 0$ .
15	Contributo percentuale dei combustibili commerciali alla produzione elettrica lorda annua	$pt_q$	%	Decimali tra 0 e 100.	3.3.1	Per gli impianti di sola produzione elettrica.
16	Rendimento elettrico lordo medio dell'impianto alimentato dal singolo combustibile	$\eta_{el\ q(cr)}$	%	Decimali tra 0 e 100.	3.3.1	Per gli impianti di sola produzione elettrica.
17	Rinnovabilità riconosciuta al combustibile rinnovabile	$pt_r$	%	Decimali tra 0 e 100.	3.3.1	Va fornita in base alla normativa vigente.
18	Potenza termica nominale dell'impianto	$P_{t\ nom}$	MW <sub>t</sub>	Decimali > 0.	3.4.1	Deve essere maggiore di $P_{e\ rc}$ se l'impianto è di sola produzione elettrica, altrimenti uguale a $P_{nom}$ .
19	Emissione specifica di CO <sub>2</sub> dei combustibili utilizzati	$esp_q$	$t/10^3 Sm^3$ o t/t	Decimali > 0.	3.4.1	Per ciascun combustibile utilizzato, non totalmente rinnovabile, vanno forniti i valori misurati o calcolati dalle reazioni chimiche di combustione.
20	Emissione annua consentita di CO <sub>2</sub> per l'impianto	$ec_{CO_2}$	$10^3 t$	Decimali $\geq 0$ .	3.4.1	Valore ottenuto dal numero di quote assegnato gratuitamente a livello nazionale.
21	Emissioni annue effettive di SO <sub>2</sub> e NO <sub>x</sub>	$ea_{ef}$	$10^3 t$	Decimali $\geq 0$ .	3.4.1	
22	Prezzo delle quote di emissione	$tu_{cm}$	€/t	Decimali > 0.	3.4.1	Deve essere fornito un prezzo per ciascun inquinante emesso. Per SO <sub>2</sub> e NO <sub>x</sub> è pari all'importo della relativa tassa.

Foglio "flus. cas. var"						
N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
1	Coefficiente per modulazione della produzione annuale			Decimali tra 0 e 1.	5.4.1.1	Deve essere sempre presente un valore, di norma fissato a 1. Serve per ridurre proporzionalmente le produzioni energetiche annue calcolate a regime.

Foglio "amm. ant"						
N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
1	Coefficiente per modulazione della produzione annuale			Decimali tra 0 e 1.	5.4.1.1	Deve essere sempre presente un valore, di norma fissato a 1. Serve per ridurre proporzionalmente le produzioni energetiche annue calcolate a regime.
2	Aliquota annua di ammortamento fiscale		%	Decimali tra 0 e 100.	5.4.3.1.1	Deve essere sempre presente un valore. Se si inseriscono valori incongruenti, devono essere corretti.

Foglio "val. imp. var"						
N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
1	Numero dell'anno di riferimento per l'attualizzazione	ar		Interi tra 0 e il valore di ep.	5.2.1	Di norma fissato a 0, serve per attualizzare entrate ed uscite ad un anno successivo a quello corrente.
2	Numero per l'anno di inizio costruzione dell'impianto	ai		Interi tra -20 e 20.	3.1.1	Di norma fissato a 0, serve per stabilire l'anno di inizio costruzione rispetto a quello corrente.

N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
3	Tempo per l'erogazione della prima quota di contributo	pq	anni	Interi tra 0 e 10.	3.1.1	Di norma fissato a 0, tiene conto dell'eventuale sfasamento temporale tra inizio costruzione e accredito della prima quota di contributo.
4	Tempo di avviamento dell'impianto	pa	anni	Interi tra 0 e 4.	5.3.1	Di norma fissato a 0, tiene conto del tempo richiesto per il collaudo e le prove funzionali dell'impianto, prima dell'esercizio. La sua durata non può superare il tempo di costruzione.
5	Potenza nominale dell'impianto	P <sub>nom</sub>	MW	Decimali > 0.	3.1.1	Elettrica per gli impianti di sola produzione elettrica, termica per le altre tipologie produttive. Va fornita quando c'è una qualunque produzione e deve essere compatibile con questa.
6	Tasso d'inflazione medio annuo effettivo	fe	%	Decimali tra 0 e 30.	5.2.1	Valore medio relativo agli anni già trascorsi che interessano per l'analisi economica. Va fornito obbligatoriamente se la costruzione dell'impianto è iniziata (ai < 0).
7	Tasso d'inflazione medio annuo previsto	f	%	Decimali tra 0 e 30.	5.2.1	
8	Tasso reale annuo di sconto	r	%	Decimali tra 0 e 30.	5.2.1	
9	Maggiorazione per il tasso reale annuo di remunerazione	mr	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.7.1	
10	Tasso nominale annuo per ciascuna voce del costo di costruzione dell'impianto	f <sub>1,2,3,4</sub>	%	Decimali tra -10 e 30.	3.1.1	Non richiesto se l'impianto è già costruito.
11	Costo di costruzione dell'impianto suddiviso nelle diverse voci				3.1.1	Dipende dalla tipologia d'impianto esaminata, come descritto in 3.1.1. I valori vanno forniti al netto dell'IVA.
12	Esborso percentuale annuo per ciascuna voce durante il periodo di costruzione	pe	%	Decimali tra 0 e 100.	3.1.1	Le percentuali vanno inserite per tutti gli anni tranne l'ultimo, come mostrato in Fig. 3 pag. 26. Se mancano, la costruzione si considera completata entro il primo anno. Quando l'impianto è da costruire, sono riferite al costo originale di ciascuna voce I <sub>ok</sub> .
13	Contributo percentuale annuo durante il periodo di costruzione	pf	%	Decimali tra 0 e 100.	3.1.1	Le percentuali sono riferite al contributo massimo, calcolato in base alla percentuale PF <sub>max</sub> (vedi Fig. 7 pag. 32). Se l'impianto è già costruito, le percentuali sono quelle corrispondenti agli effettivi contributi erogati.

N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
14	Costo unitario dell'impianto di riferimento	CCU	€/kW <sub>e</sub>	Interi > 0.	5.6.3.1	Si riferisce all'impianto a ciclo combinato considerato dal CIP 6/92. Il valore è quello stimato dall'Autorità per l'Energia.
15	Spese annue di esercizio e manutenzione in percentuale del costo di costruzione per l'impianto di riferimento	SEMP <sub>rif</sub>	%	Decimali tra 0 e 20.	5.6.3.1	Si fa riferimento al valore riportato dall'Autorità per l'Energia.
16	Consumo specifico di gas per l'impianto di riferimento	CS	m <sup>3</sup> /kW <sub>h</sub> <sub>e</sub>	Decimali tra 0 e 1.	5.6.3.1	Si fa riferimento al valore riportato dall'Autorità per l'Energia.
17	Ore annue di funzionamento per l'impianto di riferimento	h <sub>fa rif</sub>	h/a	Interi tra 0 e 8.760.	5.6.3.1	Si fa riferimento al valore riportato dall'Autorità per l'Energia.
18	Prezzo unitario medio a copertura dei costi fissi di produzione del parco nazionale	PUM <sub>sf</sub>	c€/kW <sub>h</sub> <sub>e</sub>	Decimali > 0.	5.6.3.1	Si fa riferimento al valore riportato dall'Autorità per l'Energia.
19	Incidenza percentuale dell'esercizio e manutenzione sui costi fissi di produzione del parco nazionale	PSF	%	Decimali tra 0 e 100.	5.6.3.1	Si fa riferimento al valore riportato dall'Autorità per l'Energia.
20	Contributo massimo a fondo perduto	F <sub>max</sub>	10 <sup>3</sup> €	Decimali ≥ 0.	3.1.1	Indipendentemente da PF <sub>max</sub> , il contributo concesso non può superare tale importo complessivo.
21	Percentuale massima per il contributo a fondo perduto	PF <sub>max</sub>	%	Decimali tra 0 e 100.	3.1.1	Di norma fissata a 0, la percentuale è riferita al costo di costruzione originale I <sub>0</sub> , maggiorato dell'IVA se con l'eventuale contributo si può pagare anche tale imposta.
22	Durata prevista per l'esercizio dell'impianto	ep	anni	Interi tra 0 e il valore di v.	5.4.1.1	Periodo in cui un impianto funziona in modo economicamente conveniente. Deve essere sempre fornito un valore.
23	Vita tecnica dell'impianto	v	anni	Interi tra 8 e 30.	5.4.1.1	Periodo in cui un impianto è tecnicamente in grado di funzionare. Deve essere sempre fornito un valore.
24	Tempo d'ammortamento	Na	anni	Interi tra 0 e il valore di ep.	5.6.1	Facoltativo.
25	Tasso reale annuo di sconto durante l'ammortamento	a	%	Decimali tra 0 e 30.	5.6.1	Facoltativo. In genere è diverso dal tasso reale annuo di remunerazione d.
26	Tasso nominale annuo per l'energia elettrica	f <sub>e</sub>	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
27	Tasso nominale annuo per l'energia termica	f <sub>t</sub>	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
28	Tasso nominale annuo per l'energia frigorifera	f <sub>f</sub>	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	

N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
29	Tasso nominale annuo per i certificati verdi da combustibile rinnovabile	$f_{CV_{er}}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
30	Tasso nominale annuo per i certificati verdi da 1 <sup>a</sup> fonte rinnovabile	$f_{CV_1}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
31	Tasso nominale annuo per i certificati verdi da 2 <sup>a</sup> fonte rinnovabile	$f_{CV_2}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
32	Tasso nominale annuo per i certificati bianchi	$f_{CB}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
33	Tasso nominale annuo per l'esercizio e manutenzione	$f_{esm}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
34	Tasso nominale annuo per i combustibili	$f_{rc}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
35	Tasso nominale annuo per le esternalità	$f_{est}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
36	Durata dell'incentivazione alla produzione con CB	$N_{CB}$	anni	Interi non superiori a 15.	4.2.2.1	Deve essere fornita se c'è un ricavo annuo da CB.
37	Durata dell'incentivazione col conto termico	$N_{CT}$	anni	Interi non superiori a 5.	4.2.2.1	Deve essere fornita se c'è un incentivo annuo da CT.
38	Durata massima dell'incentivazione alla produzione con CV da combustibile rinnovabile	$N_{CV_{er} max}$	anni	Interi tra 8 e gli anni d'esercizio previsto ep.	4.2.1.1	Deve essere fornita se c'è un ricavo annuo da questi CV.
39	Durata massima dell'incentivazione alla produzione con CV da 1 <sup>a</sup> fonte rinnovabile	$N_{CV_1 max}$	anni	Interi tra 8 e gli anni d'esercizio previsto ep.	4.2.1.1	Deve essere fornita se c'è un ricavo annuo da questi CV.
40	Durata massima dell'incentivazione alla produzione con CV da 2 <sup>a</sup> fonte rinnovabile	$N_{CV_2 max}$	anni	Interi tra 8 e gli anni d'esercizio previsto ep.	4.2.1.1	Deve essere fornita se c'è un ricavo annuo da questi CV.
41	Coefficiente moltiplicativo per ottenere la produzione da combustibile rinnovabile con diritto ai CV	$cm_{CV_{er}}$		Decimali > 0.	4.2.1.1	Di norma è fissato a 1. Richiesto obbligatoriamente per gli impianti di <i>sola produzione elettrica</i> .
42	Coefficiente moltiplicativo per ottenere la produzione da 1 <sup>a</sup> fonte non combustibile con diritto ai CV	$cm_{CV_1}$		Decimali > 0.	4.2.1.1	Di norma è fissato a 1. Richiesto obbligatoriamente per gli impianti di <i>sola produzione elettrica</i> .
43	Coefficiente moltiplicativo per ottenere la produzione da 2 <sup>a</sup> fonte non combustibile con diritto ai CV	$cm_{CV_2}$		Decimali > 0.	4.2.1.1	Di norma è fissato a 1. Richiesto obbligatoriamente per gli impianti di <i>sola produzione elettrica</i> .

N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
44	Produzione cumulativa imputabile a fonti rinnovabili	$E_{ir\ cum}$	GWh	Decimali > 0.	4.2.1.1	Può essere richiesta per gli impianti di <i>sola produzione elettrica</i> .
45	Frazione massima di energia elettrica da combustibili commerciali imputabile a fonti rinnovabili	$f_{CO_{max}}$		Decimali tra 0 e 1.	4.4.1.1	Per <i>sola produzione elettrica</i> , è stabilita dalla legge. La possibilità di variarla consente di valutare la sua incidenza sul risultato economico finale.
46	Aliquota fiscale sul reddito annuo imponibile	af	%	Decimali tra 0 e 100.	5.4.4.1	È stabilita per legge a seconda della tipologia di reddito imponibile.
47	Aliquota annua per l'ammortamento fiscale	aaf	%	Decimali tra 0 e 100.	5.4.3.1.1	È stabilita per legge e differenziata per categorie omogenee di beni deperibili.
48	Aliquota IVA	IVA	%	Decimali tra 0 e 100.	3.1.1	È fissata per legge e differenziata a seconda della tipologia di bene e/o servizio fatturato.
49	Numero dell'anno di concessione del prestito (non deve comportare un numero <i>nc</i> di <i>rate non coperte</i> da entrate <i>maggiore di sette</i> )	cp		Interi $\geq -20$ .	5.1.1.1 e 5.3.2	Obbligatorio solo se si ricorre al prestito, serve a stabilire quando questo viene erogato. Deve essere compreso tra il valore di <i>ai</i> e quello limite calcolato.
50	Coefficiente decimale del prestito	cdp		Decimali tra 0 e 1.	5.1.1.1	Riferito al costo lordo di costruzione rimasto a carico ( $I_1 - F_1$ ). Fissato di norma a zero, va fornito se c'è ricorso al prestito.
51	Tasso d'interesse annuo sul prestito	t	%	Decimali tra 0 e 30.	5.1.1.1	Differisce in genere dai tassi nominali R e D.
52	Durata del prestito	n	anni	Interi tra 1 e il valore di <i>ep</i> .	5.1.1.1	Deve essere fornita se c'è ricorso al prestito.
53	Coefficienti per analisi parametriche			Decimali tra 0,5 e 5.	4.6	Tutti questi coefficienti devono sempre avere un valore, di norma fissato a 1. Servono per analizzare l'influenza di ciascuna voce sul risultato economico finale.
54	Coefficienti per le produzioni			Decimali tra 0,5 e 2.	4.6	Tutti questi coefficienti devono sempre avere un valore, di norma fissato a 1 (vedi Fig. 72 pag. 131). Servono per analizzare l'influenza, sul risultato economico finale, delle singole produzioni, inclusa quella elettrica per fasce orarie, quando su queste esistono margini d'incertezza.

Foglio “*val. imp. am. ant*”

N°	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
1	Coefficienti delle voci annuali d'entrata ed uscita per analisi parametriche			Decimali tra 0,5 e 5.	4.6	Tutti questi coefficienti devono sempre avere un valore, di norma fissato a 1. I coefficienti per le voci relative al costo di costruzione e alle produzioni possono essere variati solo nel foglio “ <i>val. imp. var</i> ”.

## Appendice 2)

### Elenco dei grafici nei programmi

Foglio	Titolo	Note	
Fasce orarie	Fasce orarie: giorni feriali	Sono i grafici di Fig. 23 pag. 60. Se le durate giornaliere delle fasce sono diverse da quelle nel foglio "entr. cog", occorre aggiornare le tabelle orarie presenti in questo foglio.	Solo nei programmi <i>valutazioni</i> .
	Fasce orarie: sabati		
	Fasce orarie: domeniche e festivi		
	Ore giornaliere per fascia	Del tipo di Fig. 39 pag. 93.	
Prod.	Ripartizione produzione energia elettrica per fasce orarie	Del tipo di Fig. 42 pag. 97.	
	Produzioni annue cedute alle utenze	Del tipo di Fig. 46 pag. 102, tiene conto dei coefficienti moltiplicativi forniti per le produzioni nel foglio "val. imp" dei programmi <i>valutazioni</i> e "val. imp. var" dei programmi <i>calcolo</i> .	
	Produzioni mensili cedute	Nel grafico, del tipo di Fig. 47 pag. 102, compaiono solo le produzioni fornite mensilmente e tiene conto dei loro coefficienti moltiplicativi.	
Ricavi	Ripartizione ricavi annui da vendita energia elettrica per fasce orarie	Del tipo di Fig. 71 pag. 131.	
	Ripartizione ricavi annui per voci	Il grafico, del tipo di Fig. 70 pag. 130, si riferisce ai primi anni d'esercizio, in cui ci sono anche le incentivazioni alle produzioni. Tiene conto dei coefficienti moltiplicativi forniti, sia per le produzioni che per le diverse voci di ricavo, nel foglio "val. imp" dei programmi <i>valutazioni</i> e "val. imp. var" dei programmi <i>calcolo</i> .	
	Valori unitari fissati	Del tipo di Fig. 34 pag. 87.	
Ricavi t.v. a.a.	Ripartizione ricavi annui da vendita energia elettrica per fasce orarie	"Ricavi t.v." è il duplicato di "Ricavi" nei programmi <i>valutazioni</i> , mentre "Ricavi a.a." è il suo duplicato nei programmi <i>calcolo</i> . I grafici differiscono da quelli del foglio "Ricavi" solo per i coefficienti moltiplicativi delle diverse voci di ricavo, provenienti dal foglio "val. imp. var" dei programmi <i>valutazioni</i> e "val. imp. am. ant" dei programmi <i>calcolo</i> .	
	Ripartizione ricavi annui per voci		
	Valori unitari fissati		



Foglio	Titolo	Note		
Costi	Consumi annui	Del tipo di Fig. 16 pag. 45, fa riferimento ai combustibili utilizzati e dipende dai coefficienti moltiplicativi forniti per le produzioni.		
	Costi operativi annui	Tra le diverse voci del grafico, del tipo di Fig. 22 pag. 55, è compresa anche l'energia elettrica netta prelevata. Tiene conto dei coefficienti moltiplicativi forniti, sia per le produzioni che per le diverse voci di costo, nel foglio "val. imp" dei programmi <i>valutazioni</i> e "val. imp. var" dei programmi <i>calcolo</i> .		
	Ripartizione costi annui dei combustibili	Del tipo di Fig. 18 pag. 46.		
	Ripartizione costi annui di esercizio e manutenzione	Il grafico, del tipo di Fig. 12 pag. 37, considera tutte le alternative possibili per fornire tali costi.		
	Costi annui delle singole esternalità	Il grafico, del tipo di Fig. 21 pag. 54, fornisce anche il costo totale delle esternalità prese in esame. Tiene conto dei coefficienti moltiplicativi forniti, sia per le produzioni che per il costo delle esternalità, nel foglio "val. imp" dei programmi <i>valutazioni</i> e "val. imp. var" dei programmi <i>calcolo</i> .		
Costi t.v. a.a.	Consumi annui	"Costi t.v." è il duplicato di "Costi" nei programmi <i>valutazioni</i> , mentre "Costi a.a." è il suo duplicato nei programmi <i>calcolo</i> . I grafici differiscono da quelli del foglio "Costi" solo per i coefficienti moltiplicativi delle diverse voci di costo, provenienti dal foglio "val. imp. var" dei programmi <i>valutazioni</i> e "val. imp. am. ant" dei programmi <i>calcolo</i> .		
	Costi operativi annui			
	Ripartizione costi annui dei combustibili			
	Ripartizione costi annui di esercizio e manutenzione			
	Costi annui delle singole esternalità			
Costo imp	Ripartizione costo di costruzione originale	Il grafico, del tipo di Fig. 5 pag. 29, fa riferimento al costo stimato alla data attuale, al netto dell'IVA, e tiene conto dei coefficienti moltiplicativi forniti per le voci principali di costo.		
	Ripartizione copertura costo lordo di costruzione	Del tipo di Fig. 76 pag. 145.	Si considera il costo durante la costruzione.	Presenti nei soli programmi <i>calcolo</i> , tengono conto dei coeffic. moltiplicativi per le voci di costo.
	Ripartizione costo di costruzione tra netto e IVA	Del tipo di Fig. 8 pag. 32.		
	Esborsi annui durante la costruzione		Gli anni sono numerati a partire da quello di inizio costruzione.	
	Contributi annui sul costo di costruzione			
	Quota interesse e capitale per le rate di rimborso del prestito	Del tipo di Fig. 78 pag. 147.		

Foglio	Titolo	Note
Marg. econ	Andamento del margine economico con attualizzazione a tasso fisso e variabile	Solo nei programmi <i>valutazioni</i> . Il grafico è del tipo riportato in Fig. 101 pag. 190.
	Andamento del margine economico con ammortamento fiscale a quote costanti e anticipato	Solo nei programmi <i>calcolo</i> . Il grafico è del tipo di Fig. 102 pag. 191.
Costi unit	Costi di produzione	Il grafico, del tipo di Fig. 120 pag. 223, visualizza per ciascuna produzione il contributo delle singole voci al costo unitario. Tiene conto dei coefficienti moltiplicativi forniti, sia per le produzioni che per le diverse voci di costo, nel foglio " <i>val. imp</i> " dei programmi <i>valutazioni</i> e " <i>val. imp. var</i> " dei programmi <i>calcolo</i> .
	Confronto costi di produzione elettrica	Del tipo di Fig. 123 pag. 227.
Costi unit t.v. a.a.	Costi di produzione	" <i>Costi unit t.v.</i> " è il duplicato di " <i>Costi unit</i> " nei programmi <i>valutazioni</i> , mentre " <i>Costi unit a.a.</i> " è il suo duplicato nei programmi <i>calcolo</i> . I grafici differiscono da quelli del foglio " <i>Costi unit</i> " solo per i coefficienti moltiplicativi delle diverse voci di costo, provenienti dal foglio " <i>val. imp. var</i> " dei programmi <i>valutazioni</i> e " <i>val. imp. am. ant</i> " dei programmi <i>calcolo</i> .
	Confronto costi di produzione elettrica	



## Appendice 3)

### Elenco di simboli, pedici, sigle e abbreviazioni

SIMBOLO	GRANDEZZA
Ae	tasso nominale annuo effettivo durante l'ammortamento dell'impianto
AF	ammortamento fiscale annuo dell'impianto
a	tasso reale annuo durante l'ammortamento dell'impianto
ae	numero per l'anno d'entrata in esercizio dell'impianto
af	aliquota fiscale media su reddito imponibile annuo
ai	numero per l'anno d'inizio costruzione dell'impianto
an	numero delle rate non coperte pagate prima dell'anno corrente
ap	numero di rate non coperte pagate dall'anno corrente
ar	numero per l'anno di attualizzazione
C	consumo annuo di combustibile
CAP	coefficiente di variazione per le analisi parametriche
CB	risparmio da arrotondare per ottenere il numero dei certificati bianchi
CC	costo di costruzione a consuntivo
CCN	costo di costruzione ridotto del contributo
CCU	costo unitario di costruzione dell'impianto di riferimento
CE	costo di costruzione effettivo rimasto a carico
CFP	contributo a fondo perduto
CP	quota capitale nella rata di rimborso del prestito
CR	credito fiscale nell'anno di esercizio
CRN	credito fiscale non recuperabile nell'anno di esercizio
CRT	credito fiscale totale nell'anno di esercizio
CS	consumo specifico di gas nell'impianto di riferimento
CTA	costo totale annuo dell'impianto
co	tempo di costruzione
cp	numero per l'anno di concessione del prestito

cu	costo unitario di una produzione energetica
D	tasso annuo di remunerazione nominale del capitale
DA	detrazione annua dovuta all'ammortamento fiscale
d	tasso annuo di remunerazione reale del capitale
E	produzione, energia annua
EN	voce d'entrata annuale, entrata annuale durante l'esercizio
ea	emissione annua di inquinante
ec	emissione annua di inquinante consentita all'impianto
ei	generico anno di esercizio
ep	anni previsti di esercizio dell'impianto
esp	emissione specifica di inquinante
et	anni di esercizio trascorsi
F	contributo a fondo perduto
FA	fattore d'annualità
FCA	flusso di cassa annuale netto attualizzato
FCAC	flusso di cassa netto attualizzato cumulativo per più anni consecutivi
FCC	flusso di cassa annuale lordo a consuntivo portato alla data attuale
FCCC	flusso di cassa lordo cumulativo a consuntivo portato alla data attuale
FCL	flusso di cassa annuale operativo lordo
FCN	flusso di cassa annuale netto
FLF	flusso di cassa annuale lordo fiscale
f	tasso nominale annuo di variazione per una voce, tasso d'inflazione annuo
fc	fattore di conversione
fco	frazione consentita di produzione annua da combustibili commerciali
fe	tasso d'inflazione medio annuo effettivo
h	numero di ore
I	costo, esborso durante la costruzione
IA	investimento iniziale attualizzato
IF	imposta annua sul reddito imponibile
IL	imposta annua lorda
IM	imposta annua da pagare
IN	entrata annua derivante da un incentivo alla produzione

INR	investimento ancora da recuperare
IP	quota interessi nella rata di rimborso del prestito
IRE	indice di risparmio energetico in impianto di cogenerazione
IRR	tasso di rendimento interno annuo
IVA	aliquota IVA
i	numero per il generico anno di costruzione e avviamento
ie	indice di equivalenza nella conversione energetica
im	numero semintero per metà periodo di costruzione
K	coefficiente di armonizzazione dei risparmi energetici
LT	limite termico
ME	marginie economico
N	durata di un periodo temporale generico
Na	durata del periodo d'ammortamento dell'impianto
n	durata del prestito
nc	numero di rate del prestito non coperte da ricavi
P	potenza
PBP	tempo di recupero del costo iniziale
PEN	produzione energetica annua ceduta
PF	percentuale di contributo sul costo originale dell'impianto
PI	indice di profittabilità
PNC	importo complessivo delle rate del prestito non coperte da ricavi
PSF	incidenza percentuale media dell'es. e manut. sui costi fissi di produz.
PT	prestito richiesto
PUM	prezzo unitario medio a copertura dei costi di produz. termoelettrica
pa	tempo di avviamento dell'impianto
pc	potere calorifico inferiore del combustibile
pe	percentuale d'esborso in un anno
pf	percentuale del contributo erogato in un anno
pr	prezzo unitario minimo di riferimento per una produzione energetica
pt	percentuale
pua	prezzo unitario d'acquisto
Q	quote annue di emissione da compensare

R	tasso di sconto nominale annuo
Re	tasso di sconto nominale medio annuo effettivo
RA	rata annuale costante di rimborso del prestito
RAI	rata annua d'ammortamento dell'impianto
RE	indice di risparmio energetico di un impianto
RI	rimborso IVA annuale
RP	risparmio annuo riconosciuto di energia primaria
r	tasso di sconto reale annuo
rpi	riduzione percentuale spesa annua eser. e manuten. parte innovativa
SC	spesa totale annua per i combustibili
SE	spesa annua per le esternalità
SEM	spesa annua di esercizio e manutenzione
SEMc	spesa annua di esercizio e manutenzione della parte convenzionale
SEMg	spesa globale annua di esercizio e manutenzione
SEMi	spesa annua di esercizio e manutenzione della parte innovativa
SEMp	spesa annua di esercizio e manutenz. proporzionale alla produzione
SEMP	spesa annua di eser. e manuten. in percentuale del costo d'impianto
SF	spese annue fisse
SV	spese annue variabili
s	numero per il generico anno d'esercizio
sk	tasso effettivo di sconto annuo per la voce k
sr	numero per l'anno di smantellamento e ripristino
T	tassa annua per una generica emissione
TA	tempo d'azzeramento del margine economico
t	tasso d'interesse annuo sul prestito
tu	importo unitario della tassa di emissione
US	voce d'uscita annuale, uscita annuale durante l'esercizio
uc	numero per l'ultimo anno di costruzione dell'impianto
VAN	valore attuale netto
VR	valore residuo dell'impianto
w	generica rata di rimborso del prestito
z	numero totale dei combustibili utilizzati che emettono CO <sub>2</sub>

$\varepsilon$	indice di prestazione di riferimento
$\eta$	rendimento
$\tau$	coefficiente di durabilità di un intervento d'efficienza energetica
$\Phi$	frazione di energia primaria a utenze termiche e frigorifere locali nella produzione separata

### Simboli non presenti nelle formule

A	tasso nominale annuo durante l'ammortamento dell'impianto
aaf	aliquota annua d'ammortamento fiscale
Cf	componente fissa del costo unitario di produzione termoelettrica
Ct	costo unitario variabile riconosciuto alla produzione termoelettrica
cdp	coefficiente decimale del prestito
cm	coefficiente moltiplicativo
mr	maggiorazione per il tasso reale annuo di remunerazione
paf	durata del periodo d'ammortamento fiscale
pq	tempo d'attesa per la prima quota di contributo
puv	prezzo unitario di vendita
v	vita tecnica dell'impianto

### PEDICE

### DESCRIZIONE

a	valore attualizzato
ap	numero di rate non coperte pagate dall'anno corrente
as	energia elettrica prelevata dalla rete
CB	certificati bianchi
CO <sub>2</sub>	emissione di CO <sub>2</sub>
CT	conto termico
CV	certificati verdi
c	totalità dei comb. commerciali utilizzati dall'imp. nel corso dell'anno
car	cogenerazione ad alto rendimento



cr	combustibile rinnovabile
cs	caldaia sostitutiva
EP	conversione di energia elettrica in primaria
e	produzione elettrica
ef	valore effettivo
ej	generica voce d'entrata
el	grandezza elettrica lorda
em	generica emissione tassata
en	grandezza elettrica netta
equ	grandezza equivalente
erc	totalità dei combustibili per produzione elettrica separata
es	produzione elettrica separata
esm	esercizio e manutenzione
ex	esterno rispetto al confine di un impianto
f	produzione frigorifera (ceduta)
fa	funzionamento annuo dell'impianto
fls	produzione frigorifera separata per le utenze locali
frc	totalità dei combustibili per produzione frigorifera separata
fs	produzione frigorifera separata
fv	fine vita dell'impianto
g	gas naturale
gl	globale
i	numero per il generico anno di costruzione e avviamento
ic	generico impianto di produzione esclusa quella solo elettrica
imp	ammortamento impianto (riferito a incidenza su costo unitario)
ir	imputabile a tutte le fonti rinnovabili
j	generica voce d'entrata o d'uscita
k	generica voce principale del costo di costruzione dell'impianto
l	valore al lordo dell'IVA
m	valore medio
max	valore massimo
min	valore minimo
mod	valore modificato
ncar	non cogenerativo ad alto rendimento
nom	valore nominale
o	valore originale, nell'anno corrente

p	energia primaria ceduta dai combustibili non rinnovabili
ps	energia primaria richiesta per produzioni separate
pu	energia primaria totale utilizzata dall'impianto di cogenerazione
q	generico combustibile commerciale
r	fonte(i) rinnovabile(i), rinnovabilità (del combustibile)
rc	totalità dei combustibili utilizzati dall'impianto
rf	rinnovabile fittizio (riferito al potere calorifico del combustibile)
rif	impianto di riferimento CIP 6/92
rnc	fonte(i) rinnovabile(i) non combustibile(i)
s	numero per il generico anno d'esercizio
sf	spese fisse
TP	conversione di energia termica in primaria
t	produzione termica (ceduta)
te	conversione di energia termica in elettrica
tf	conversione di energia termica in frigorifera
tls	produzione termica separata per le utenze locali
tot	valore totale di più voci componenti
trc	totalità dei combustibili per produzione termica separata
ts	produzione termica separata
uj	generica voce d'uscita
w	generica rata di rimborso del prestito
I – II	tipo I – II (riferito ai certificati bianchi)

### Non presenti nelle formule

ac	ausiliari di centrale
ca	carbone
cum	valore cumulativo per più anni
est	esternalità
fl	produzione frigorifera per le utenze locali
fr	fonte rinnovabile non combustibile
icr	imputabile a combustibile rinnovabile
ifr	imputabile a fonte rinnovabile non combustibile
ma	valore marginale

men	mensile
oc	olio combustibile
re	rete elettrica
reale	valore reale
tl	produzione termica per le utenze locali

## SIGLE E ABBREVIAZIONI

CAR	Cogenerazione ad Alto Rendimento
CB	Certificato Bianco
CIP	Comitato Interministeriale Prezzi
CT	Conto Termico
CV	Certificato Verde
D.L.	Decreto Legge
D. Lgs.	Decreto Legislativo
D.M.	Decreto Ministeriale
D.P.R.	Decreto del Presidente della Repubblica
Del.	Delibera (dell'Autorità per l'Energia)
F1 ÷ F4	fasce orarie per la vendita d'energia elettrica
GME	Gestore dei Mercati Energetici
GSE	Gestore dei Servizi Energetici
G.U.	Gazzetta Ufficiale
ISPRA	Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
ISTAT	Istituto Nazionale di Statistica
IVA	Imposta sul Valore Aggiunto
L.	Legge
MSE	Ministero dello Sviluppo Economico
PUN	Prezzo Unico Nazionale (per l'energia elettrica)
RSE	Ricerca sul Sistema Energetico
S.O.G.U.	Supplemento Ordinario alla Gazzetta Ufficiale
UD	Ufficio dell'Agenzia delle Dogane
UTF	Ufficio Tecnico di Finanza

## Parte II

### DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI CALCOLO FELIPE



## 8 Struttura generale del sistema di calcolo FELIPE

Il sistema di calcolo FELIPE, per l'analisi di Fattibilità Economica preLiminare degli Impianti di Produzione Energetica, è stato sviluppato al fine di agevolare e razionalizzare l'inserimento dei dati nei sottostanti programmi in Excel trattati nella prima parte della Guida, raggruppando i dati stessi secondo un criterio di omogeneità. I risultati delle elaborazioni sono anch'essi visualizzati secondo un criterio di omogenizzazione.

Di seguito vengono descritte la struttura logica e le modalità costruttive del sistema, come pure le caratteristiche generali delle maschere, attraverso le quali l'operatore fornisce i dati relativi alle grandezze richieste e visualizza i risultati ottenuti. Per una descrizione puntuale di ciascuna maschera si rimanda al “Manuale operativo”, reperibile all'interno del sistema FELIPE.

### 8.1 Struttura logica e modalità costruttiva

Nel sistema di calcolo FELIPE l'immissione dei dati e la visualizzazione dei risultati sono state realizzate sfruttando le funzionalità native di Excel e utilizzando il linguaggio Visual Basic per quelle funzionalità non offerte direttamente da Excel.

Il prodotto nel suo complesso è costituito, come si vede nella Fig. 148, da tre file in Excel, da un programma eseguibile, dalla presente “Guida alle valutazioni economiche degli impianti di produzione energetica” e dal “Manuale operativo”, quest'ultimi entrambi in formato pdf.

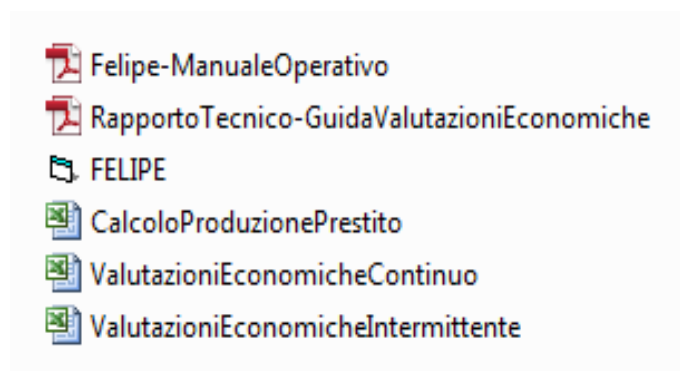


Fig. 148 – File del pacchetto

Dalla figura si può notare che i file in Excel sono stati ridotti a tre poiché, come si dirà nel Cap. 9, i due programmi “Calcolo”, esaminati nella prima parte, sono stati unificati.

Per accedere al sistema occorre cliccare sul programma eseguibile “FELIPE”, che attiva il seguente menù di partenza, mostrato anche nella successiva Fig. 149:

- Valutazioni economiche continuo;
- Valutazioni economiche intermittente;
- Calcolo produzione e prestito;
- Guida alle valutazioni economiche;
- Manuale operativo.

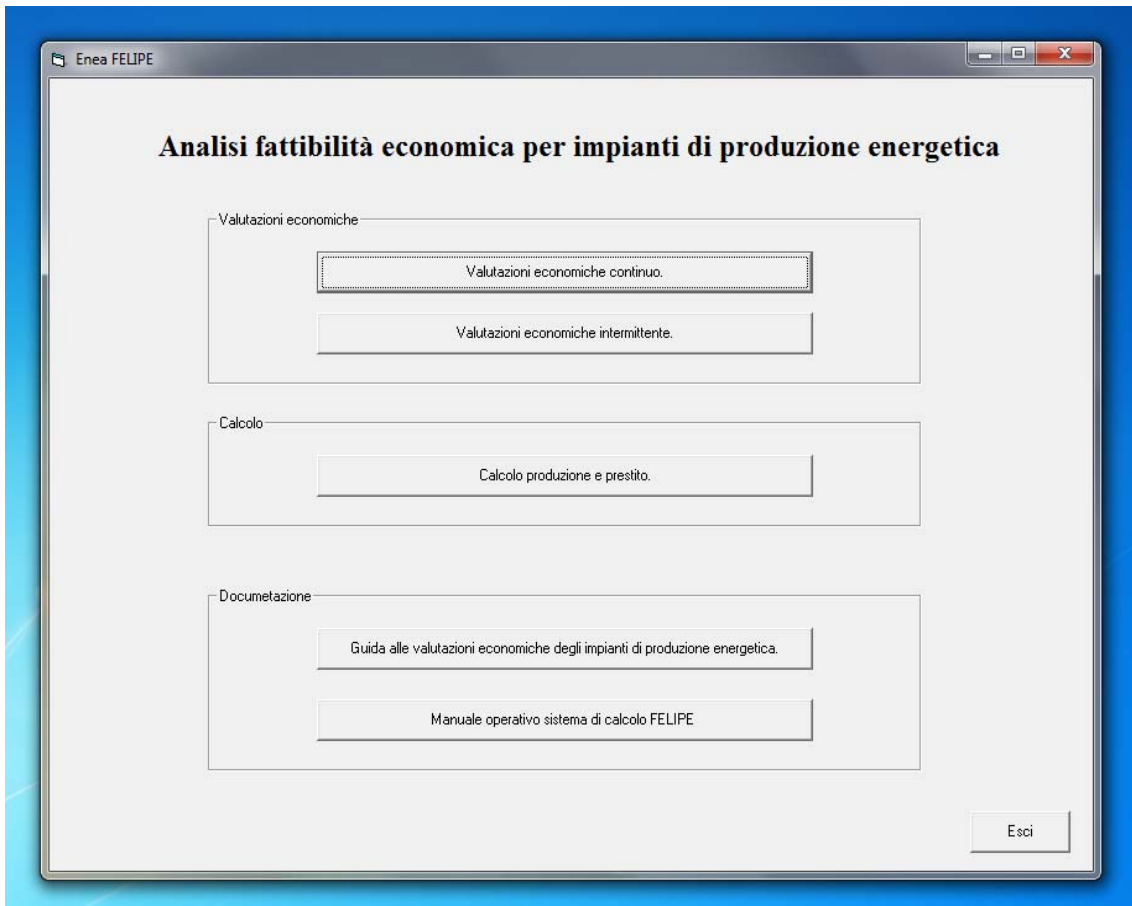


Fig. 149 – Menù di partenza

Cliccando uno dei primi tre tasti si può accedere al corrispondente programma sottostante in Excel (nel seguito chiamato sottoprogramma). Ogni sottoprogramma del sistema è costituito non solo dai fogli descritti nella prima parte e ora non più accessibili direttamente all'operatore, ma anche da un insieme di maschere di immissione e di visualizzazione dei risultati. Queste maschere si interfacciano con i fogli Excel del programma sottostante e sono collegate tra loro tramite menù. Ciascun insieme di maschere per l'immissione dati è caratterizzato dalla classe di appartenenza dei dati stessi.

Nel menù introduttivo di ciascun sottoprogramma selezionato sono visibili tre sezioni, come mostra la Fig. 150 relativa al sottoprogramma "Valutazioni economiche continuo":

- 1) Tipo di energia prodotta;
- 2) Gestione dati in ingresso;
- 3) Visualizzazione Risultati.

Per quanto riguarda il tipo di energia prodotta dall'impianto, in alternativa si può selezionare o "solo elettrica" oppure "termica o combinata". Cliccando su una produzione diversa, rispetto a quella che risulta memorizzata come selezionata nel precedente utilizzo del sottoprogramma, un apposito messaggio avverte che il cambio di tipologia avrà l'effetto di azzerare alcuni dati immessi e salvati a suo tempo.

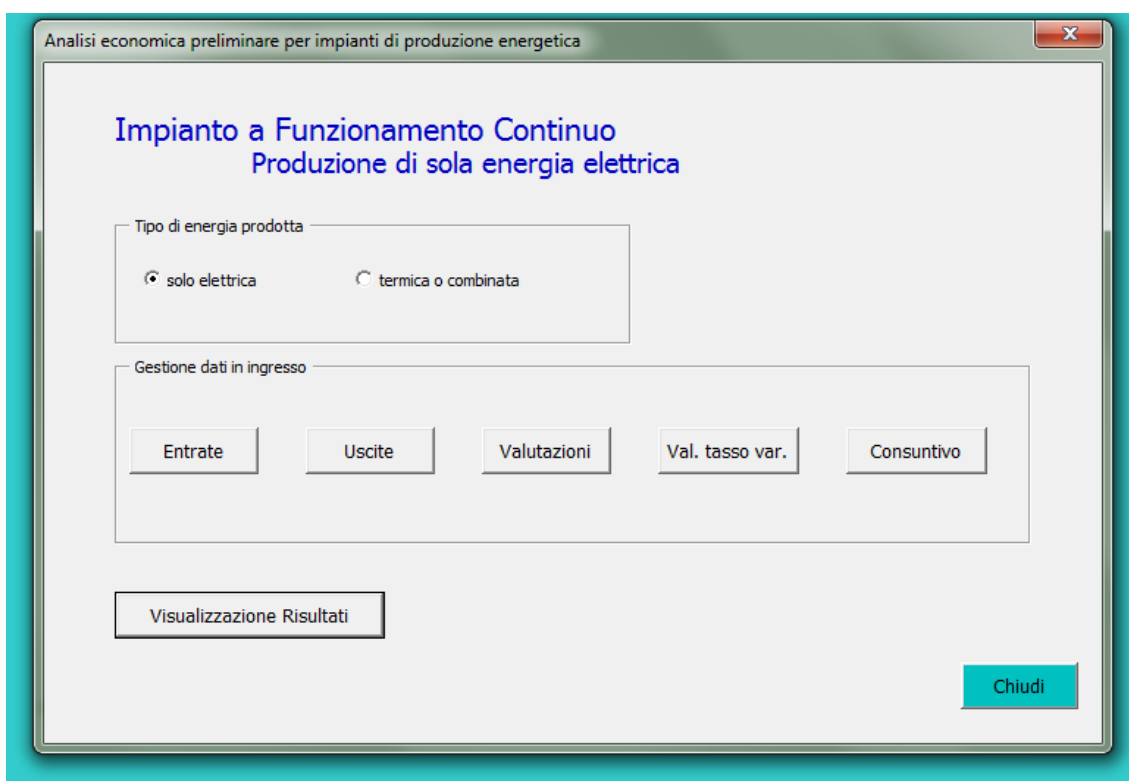


Fig. 150 – Esempio di menù introduttivo per un sottoprogramma selezionato

La seconda sezione consente l'accesso alle maschere di immissione. Ogni bottone di questa sezione, se cliccato, permette di accedere ad una specifica classe di dati da immettere, identificata con una voce caratteristica.

Le classi per i due sottoprogrammi "Valutazioni" sono etichettate, come si può vedere in Fig. 150, con le seguenti voci:

*Entrate, Uscite, Valutazioni, Valutazioni tasso variabile, Consuntivo.*

Le classi per il sottoprogramma "Calcolo" hanno le seguenti voci:

*Entrate, Uscite, Calcolo, Calcolo ammortamento anticipato, Consuntivo.*



Il tasto di visualizzazione dei risultati permette infine di accedere al relativo menù, che consente all'operatore di visualizzare gli indicatori economici e i grafici ottenuti per il caso in esame.

## 8.2 La maschera di inserimento dei dati

Cliccando su uno dei bottoni della sezione “Gestione dati in ingresso” si accede ad una delle sue voci, che comprende un insieme di maschere di inserimento, ciascuna costituita da un tipico foglio Excel.

Per esempio, nel sottoprogramma “Valutazioni economiche continuo”, cliccando sul tasto “Uscite” si accede alle maschere che permettono di inserire i dati relativi ai costi di esercizio di un impianto, come illustrato dalla Fig. 151. In questa figura sono evidenziate le “linguette” di selezione delle singole maschere, che nell'esempio specifico sono:

“IO Emissioni”, “IO Combustibili”, “IO Costi” e “IO Prezzo combustibili”.

Sempre nel caso illustrato, è in evidenza e quindi attiva la maschera relativa ai combustibili utilizzati nell'impianto. Come già anticipato, essa ha l'aspetto di un foglio di lavoro Excel e, in analogia a quanto descritto nella prima parte della Guida, l'operatore inserisce, nelle sole celle colorate, i dati richiesti.

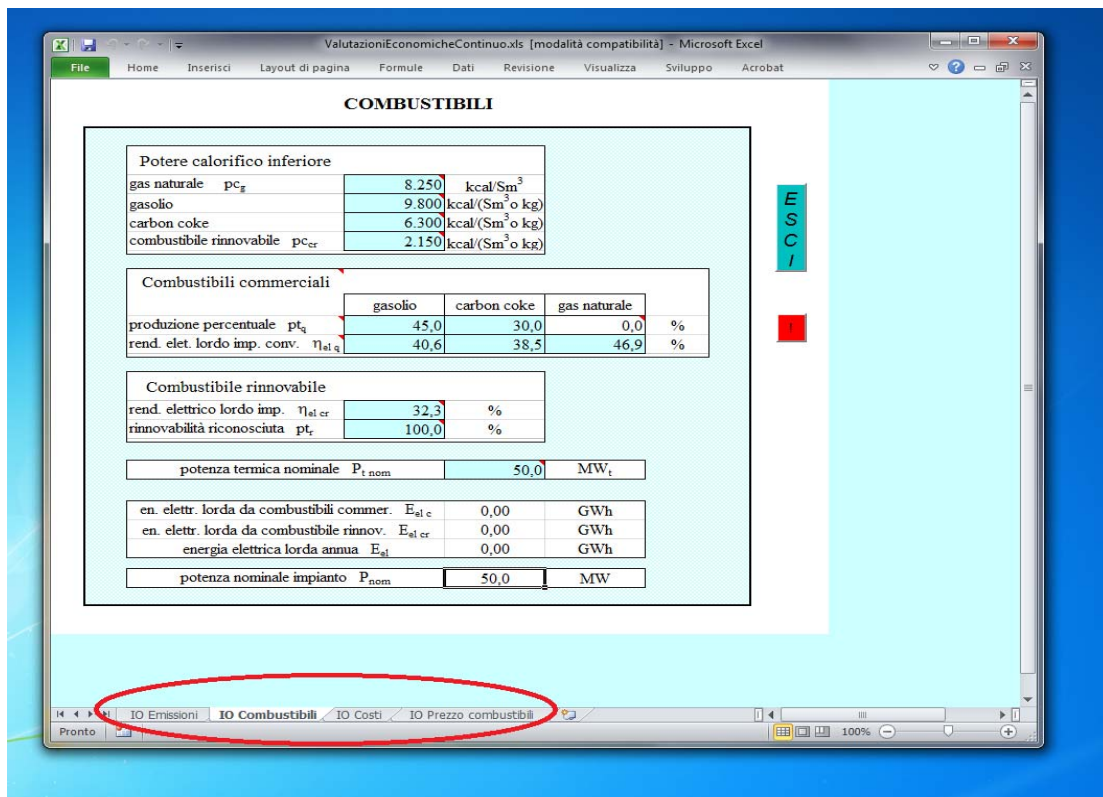


Fig. 151 – Insieme di maschere per inserimento dati con la maschera “IO Combustibili” selezionata

Facendo riferimento alla sezione “Gestione dati in ingresso”, di seguito si procederà ad illustrare: prima la maschera (o foglio) “IO Combustibili”, che è la stessa in tutti i sottoprogrammi, con l’intento di presentare le caratteristiche comuni alle maschere di inserimento; poi la maschera (o foglio) “IO Consumtivo”, che nel sottoprogramma “Calcolo” ha più colonne rispetto ai sottoprogrammi “Valutazioni”, per evidenziare una sua particolarità.

Ad ogni modo l’Appendice 4), al termine della Guida, fornisce l’elenco completo dei dati richiesti in ciascuna maschera, in modo da facilitare l’utilizzo del sottoprogramma selezionato da parte dell’operatore. Le diverse maschere (fogli) sono raggruppate e presentate nello stesso ordine col quale compaiono nelle voci di appartenenza, considerando separatamente i sottoprogrammi “Valutazioni” e il sottoprogramma “Calcolo”.

Per completezza, anche in questa Appendice sono riportati, accanto al dato della grandezza richiesta, i valori per esso accettabili, con l’eventuale unità di misura e le note di precisazione; inoltre sono presenti l’eventuale simbolo utilizzato nella prima parte della Guida e il paragrafo (o i paragrafi) in cui la grandezza è trattata.

### 8.2.1 Tasti di uscita e di consolidamento

Sul lato destro delle maschere di inserimento si trovano due tasti, come si vede in Fig. 152:

- 1) il tasto di uscita ESCI;
- 2) il tasto di consolidamento !.

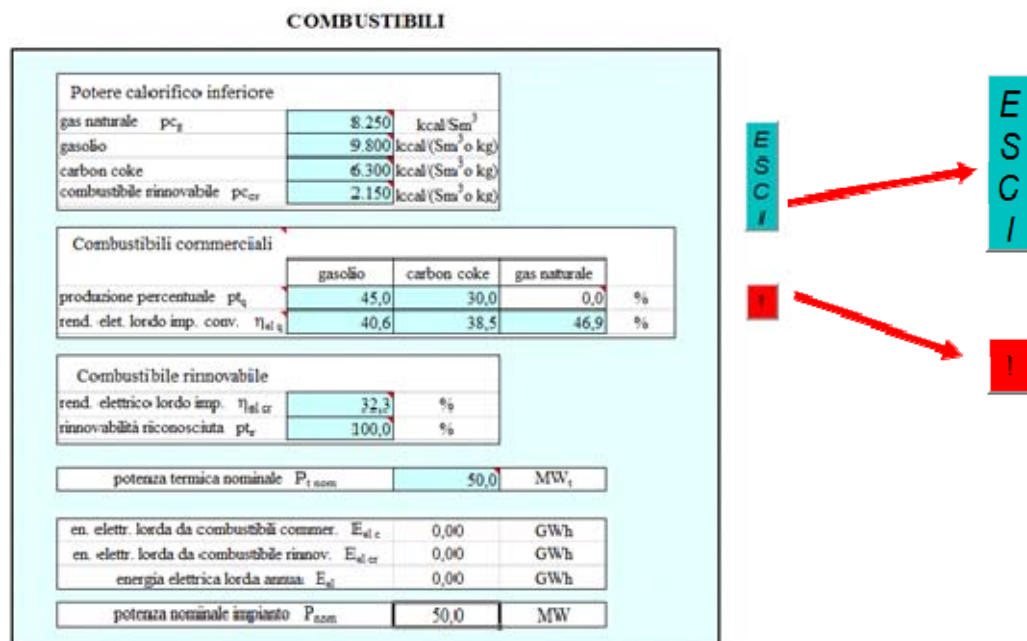


Fig. 152 – Tasti di uscita e consolidamento

Il tasto di uscita, se premuto, consente all'operatore di uscire dall'insieme di maschere in uso e ritornare al menù introduttivo. Al momento dell'uscita si attiva il processo di trascrizione ed elaborazione dei dati nei sottostanti fogli di lavoro in Excel non accessibili, con conseguente aggiornamento delle grandezze presenti nelle celle bianche delle singole maschere collegate; i valori numerici in queste celle sono calcolati tramite formule o sono riportati dai sottostanti fogli Excel, dopo essere stati aggiornati in base ai dati forniti.

Il tasto di consolidamento attiva lo stesso processo di aggiornamento senza uscire dall'insieme delle maschere in uso. Questo permette di verificare immediatamente la congruenza tra i dati immessi e i valori ottenuti per le grandezze elaborate, presenti in quelle maschere.

### 8.2.2 I campi di inserimento e i campi di sola visualizzazione

Nelle maschere (o fogli), i campi relativi alle grandezze consentono l'inserimento dei dati o la sola visualizzazione dei valori elaborati; per quanto anticipato in 8.2, i primi sono a sfondo colorato mentre i secondi sono a sfondo bianco, come evidenzia la Fig. 153 dove è riportata una parte di Fig. 152 opportunamente ingrandita.

Combustibile rinnovabile			
nd. elettrico lordo imp. $\eta_{el\ cr}$		32,3	%
noval		100,0	%
potenza termica nominale $P_{t\ nom}$		50,0	MW
n. elettr. lorda da combustibili commer. $E_{el\ c}$		0,00	GW
n. elettr. lo		0,00	GW
energia elettrica lorda annua $E_{el}$		0,00	GW
potenza nominale impianto $P_{nom}$		50,0	MW

Fig. 153 – Campi di immissione dati e campi di sola visualizzazione

I campi in formato numerico, di sola visualizzazione, presentano valori calcolati con le modalità viste in 8.2.1. Tali valori in qualche modo sono correlati a quelli che si devono fornire nello stesso foglio e servono soprattutto per dare indicazioni sulla congruità o meno dei dati che si stanno inserendo, oppure sulla variabilità ammessa per essi.

### 8.2.3 Commenti correlati ai campi

I campi nelle maschere presentano spesso dei commenti che hanno lo scopo di fornire indicazioni utili per un corretto inserimento dei dati. La presenza del commento è indicata dall'esistenza di un triangolino rosso in alto a destra, all'interno del campo.

Passando con l'indicatore del mouse sopra il triangolino, si apre una finestra che visualizza il commento. Nell'esempio di Fig. 154 il commento è relativo a un campo dove va fornito un numero e guida l'operatore nel suo corretto inserimento; in tal caso, trattandosi del rendimento elettrico lordo dell'impianto alimentato con combustibile rinnovabile, lo avvisa pure che l'eventuale casella vuota diventerà rossa, se per il corretto funzionamento del sottoprogramma è necessario fornire tale valore.

The image shows a software interface for 'Combustibile rinnovabile'. It contains several data entry fields. A tooltip is displayed over the 'rend. elettrico lordo imp.' field, which contains the value '32,3'. The tooltip text reads: 'Il valore deve essere compreso tra 0 e 100. La casella rossa segnala che deve essere fornito il rendimento.' Below this, there is a field for 'potenza termica nominale' with the value 'P<sub>t nom</sub>' and a unit 'MW<sub>t</sub>'. At the bottom, there are two summary rows: 'en. elettr. lorda da combustibili commer.' with value '0,00' and unit 'GWh', and 'en. elettr. lorda da combustibile rinnov.' with value '0,00' and unit 'GWh'.

Combustibile rinnovabile		
rend. elettrico lordo imp. $\eta_{el cr}$	32,3	
rinnovabilità riconosciuta $pt_r$	100,0	
potenza termica nominale $P_{t nom}$		MW <sub>t</sub>
en. elettr. lorda da combustibili commer. $E_{el c}$	0,00	GWh
en. elettr. lorda da combustibile rinnov. $E_{el r}$	0,00	GWh

Fig. 154 – Commento relativo al campo per l'inserimento del rendimento in un impianto che utilizza combustibile rinnovabile

### 8.2.4 Il controllo sui dati

Sulla validità dei dati immessi (nelle celle colorate) vengono effettuati due tipi di controllo.

Il primo verifica che la tipologia del dato immesso sia valida per quel tipo di campo. Ad esempio, il campo "produzione percentuale  $pt_q$ " di Fig. 152 deve contenere un valore numerico espresso in percentuale. All'atto della immissione viene verificato che il dato immesso sia un numero compreso tra 0 e 100; in caso contrario, come nella Fig. 155 alla pagina seguente, appare il messaggio 'Valore immesso non valido.'

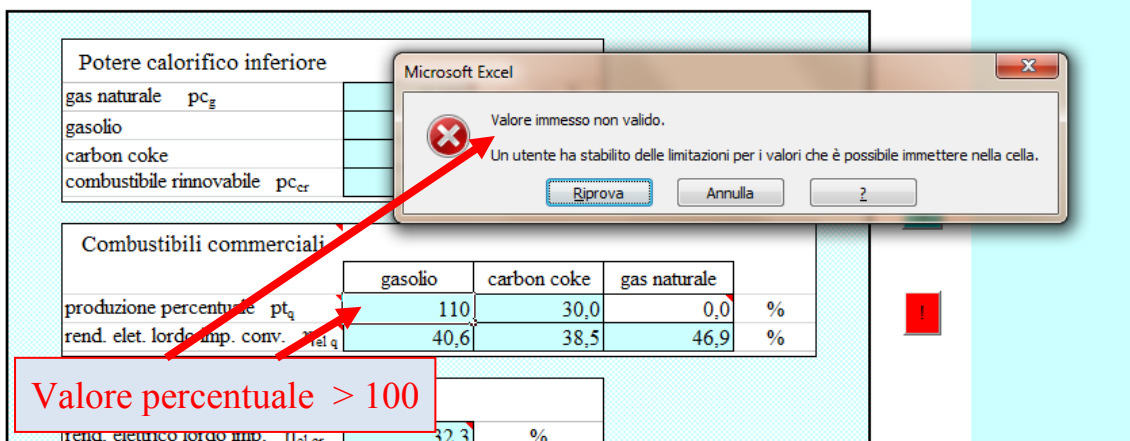


Fig. 155 – Esempio di messaggio di errore

Il secondo tipo di controllo verifica che il dato immesso sia congruo con le grandezze presenti in altri campi della stessa maschera. Per esempio, in Fig. 156 il campo “rend. elettrico lordo imp.  $\eta_{el\ cr}$ ” deve essere un numero maggiore di zero, quando i campi relativi al potere calorifico del combustibile rinnovabile  $pc_{cr}$  (vedi ancora Fig. 152) e all’energia elettrica lorda da questo prodotta  $E_{el\ cr}$  sono entrambi maggiori di zero. Se il valore non è corretto (in questa cella specifica è mancante o nullo), lo sfondo del campo diventa rosso. Sempre nella Fig. 156, il campo relativo alla “potenza termica nominale  $P_{t\ nom}$ ” è rosso poiché il valore immesso non risulta congruente con quelli visualizzati per la produzione elettrica e per la potenza nominale dell’impianto, come evidenziato dal commento.

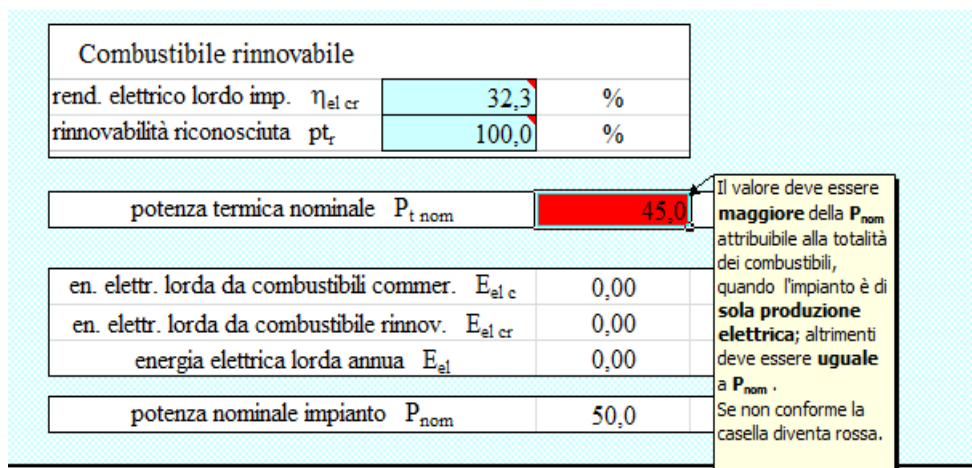


Fig. 156 – Esempio di campo con valore immesso non congruente con quello di altri campi

Anche i campi di sola visualizzazione delle grandezze possono segnalare anomalie, descritte dal relativo commento, che potrebbero invalidare i risultati. In tali circostanze, come mostrato in Fig. 157 per il costo totale annuo nullo dei combustibili, diventa di colore rosso non il campo ma il solo valore, dal momento che non è fornito dall'operatore ma calcolato.

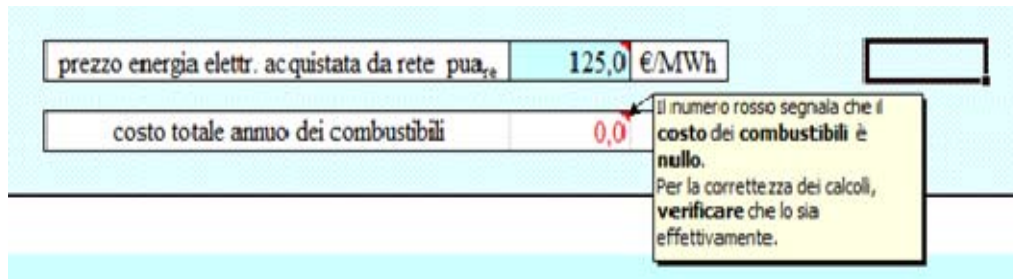


Fig. 157 – Campo di sola visualizzazione con valore scritto in rosso per presunta anomalia

### 8.2.5 Inserimento di valori a consuntivo

Nel caso in cui l'impianto è già in produzione, come nell'esempio di Fig. 158, occorre inserire anche i dati richiesti per gli anni già trascorsi; essi servono per tener conto in modo adeguato di questi anni, ai fini dell'analisi economica. La Fig. 158 riproduce la maschera (il foglio) "IO Impianto" presente, con piccole differenze, nella sezione "Gestione dati in ingresso" di tutti i sottoprogrammi, alla voce "Valutazioni" o "Calcolo".

**IMPIANTO**

anno riferimento per attualiz. ar	0	Deve essere un numero intero <b>tra -20 e 20</b> . Indica il numero di anni tra l'inizio costruzione e la data attuale: <b>positivo</b> se l'inizio costruzione è <b>dopo</b> tale data, <b>nullo</b> se l'anno è lo stesso, <b>negativo</b> se l'inizio costruzione è <b>prima</b> della data attuale.									
anno inizio costruzione ai	-8										
tempo costruzione co	4										
tempo avviamento impianto pa	0										
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tbody> <tr> <td>esercizio previsto dell'impianto ep</td> <td style="text-align: center;">20</td> </tr> <tr> <td>vita tecnica dell'impianto v</td> <td style="text-align: center;">25</td> </tr> </tbody> </table>			esercizio previsto dell'impianto ep	20	vita tecnica dell'impianto v	25					
esercizio previsto dell'impianto ep	20										
vita tecnica dell'impianto v	25										
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tbody> <tr> <td>potenza nominale impianto P<sub>nom</sub></td> <td style="text-align: center;">50,0</td> <td style="text-align: right;">MW</td> </tr> </tbody> </table>			potenza nominale impianto P <sub>nom</sub>	50,0	MW						
potenza nominale impianto P <sub>nom</sub>	50,0	MW									
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tbody> <tr> <td>potenza termica nominale P<sub>t nom</sub></td> <td style="text-align: center;">50,0</td> <td style="text-align: right;">MW<sub>t</sub></td> </tr> <tr> <td>en. elettr. lorda annua da totalità combust. E<sub>el.rc</sub></td> <td style="text-align: center;">0</td> <td style="text-align: right;">MWh<sub>e</sub></td> </tr> <tr> <td>energia elettrica lorda annua E<sub>el</sub></td> <td style="text-align: center;">0</td> <td style="text-align: right;">MWh<sub>e</sub></td> </tr> </tbody> </table>			potenza termica nominale P <sub>t nom</sub>	50,0	MW <sub>t</sub>	en. elettr. lorda annua da totalità combust. E <sub>el.rc</sub>	0	MWh <sub>e</sub>	energia elettrica lorda annua E <sub>el</sub>	0	MWh <sub>e</sub>
potenza termica nominale P <sub>t nom</sub>	50,0	MW <sub>t</sub>									
en. elettr. lorda annua da totalità combust. E <sub>el.rc</sub>	0	MWh <sub>e</sub>									
energia elettrica lorda annua E <sub>el</sub>	0	MWh <sub>e</sub>									

E  
S  
C  
I

I

Fig. 158 – Maschera relativa a un impianto già in esercizio



Quando nel campo “anno inizio costruzione ai” della maschera “IO Impianto” si fornisce un valore negativo, si vuole indicare, secondo quanto visto in 3.1.1, che la costruzione è iniziata prima della data attuale. Se il valore fornito è maggiore, in termini assoluti, della somma degli anni necessari alla costruzione e all’avviamento, vuol dire che l’impianto è già in produzione. In tal caso, come si è detto in 5.4.1, occorre consuntivare tutti gli anni di produzione trascorsi.

La Fig. 159 mostra che, qualora si verifichi ciò, all’uscita della maschera compare un apposito messaggio di avvertimento; in questo modo l’operatore è a conoscenza che, se non fornisce i dati richiesti, i risultati ottenuti dal sottoprogramma non possono essere considerati attendibili.

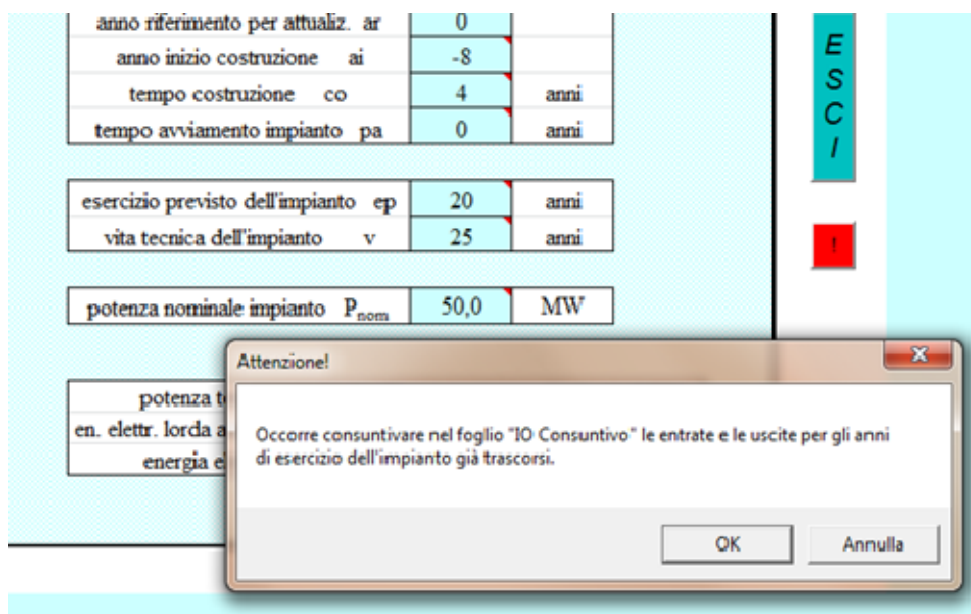


Fig. 159 – Messaggio che avverte sulla necessità di consuntivare

In tutti i sottoprogrammi la consuntivazione va fatta sul foglio (maschera) “IO Consuntivo”, che si trova sotto la voce “Consuntivo” della stessa sezione; i dati richiesti vanno forniti, come al solito, nelle celle colorate.

All’interno del foglio appariranno tante righe, con celle colorate vuote, quanti sono gli anni di produzione già trascorsi, come nell’esempio di Fig. 160 tratto da uno dei sottoprogrammi “Valutazioni”. Essa presenta quattro righe per gli anni di produzione, poiché fa riferimento all’impianto di Fig. 159. Naturalmente, se l’impianto (come in questa circostanza) è di sola produzione elettrica, non compariranno le colonne relative all’energia termica e a quella frigorifera.

**DATI A CONSUNTIVO DEGLI ANNI PASSATI**

Anno prod.	ENTRATE (10 <sup>3</sup> €)				USCITE (10 <sup>3</sup> €)		
	Energia elettrica	Energia termica	Energia frigorif.	Incentivi	Eser. e manut.	Combust.	Esternal.
1							
2							
3							
4							

E  
S  
C  
I



Fig. 160 – Maschera per l’inserimento nei sottoprogrammi “Valutazioni” dei dati a consuntivo in un impianto già in produzione

Per quanto riguarda il solo sottoprogramma “Calcolo”, oltre ai gruppi di colonne “Entrate” ed “Uscite” appariranno anche le colonne “Flusso cassa netto”, “Ammortamento annuo”, “Imposta reddito imponibile” e “Credito fiscale”. Alla prima apertura del foglio “IO Consuntivo”, le aliquote nella colonna “Ammortamento annuo” sono tutte impostate al valore per l’ammortamento fiscale a rate costanti, fornito nel foglio “IO Dati contabili” sotto la voce “Calcolo”, o azzerate in mancanza di questo; spetta all’operatore modificarle secondo le risultanze a consuntivo. Al riguardo si tenga presente che basta modificare una sola cella per memorizzare le aliquote nella colonna “Ammortamento annuo”, dopo essere usciti dal foglio “IO Consuntivo”; così, ritornando in questo foglio, le aliquote memorizzate non verranno più reimpostate a zero o al valore fissato per l’ammortamento a rate costanti, nemmeno se questo è stato successivamente cambiato.

Nella compilazione del quadro, relativo agli anni a consuntivo, va tenuto presente che le ultime due colonne sono tra loro collegate. Quindi in ciascun anno da consuntivare successivo al primo, nel quale è richiesto il solo credito fiscale, deve essere fornito un solo valore (è evidente che, in accordo con 5.4.5, nello stesso anno non può aversi contemporaneamente un’imposta da pagare e un credito da sfruttare negli anni successivi).

Il foglio “IO Consuntivo” di questo sottoprogramma presenterà inoltre la casella verde del “Rimborso IVA cumulativo finale”, assieme al valore del suo rimborso cumulativo negli anni a consuntivo; esso è calcolato applicando l’aliquota IVA, stabilita dall’operatore, ai valori forniti nel foglio per le diverse voci presenti in “Entrate” ed “Uscite”, dopo averli



consolidati col tasto rosso. È pure riportato l'importo dell'IVA, versata dal titolare durante la costruzione, che deve essere globalmente recuperata.

Per la correttezza dei calcoli, nella casella verde l'operatore dovrà fornire la quota dell'IVA complessivamente ottenuta al termine degli anni trascorsi, qualora dovesse risultare diversa dal valore calcolato; in ogni caso il valore immesso non potrà superare quello dell'IVA totale da rimborsare.

La Fig. 161 fa vedere che, se l'impianto è di sola produzione elettrica, nel foglio "IO Consuntivo" del sottoprogramma "Calcolo" comparirà una seconda casella verde per la "Produzione cumulativa imputabile a fonti rinnovabili finale", visto che l'operatore ha anche fissato un tetto per  $E_{ir\ cum}$  nel foglio "IO Prezzi", alla voce "Entrate" della sezione "Gestione dati in ingresso". Il valore di  $E_{ir\ cum}$  è riportato in "IO Consuntivo" per comodità dell'utente. Quando compare questa seconda cella verde, è necessario fornire un valore per la produzione cumulativa, relativa all'intero periodo a consuntivo, che non può mai superare quello di  $E_{ir\ cum}$ ; se dovesse verificarsi, la casella diventerà rossa.

#### DATI A CONSUNTIVO DEGLI ANNI PASSATI

Anno prod.	ENTRATE (10 <sup>3</sup> €)				USCITE (10 <sup>3</sup> €)			FLUSSO CASSA Netto (10 <sup>3</sup> €)	Ammort. Annuo %	Imposta red. imp. (10 <sup>3</sup> €)	Credito fiscale (10 <sup>3</sup> €)
	Energia elettrica	Energia termica	Energia frigorif.	Incentivi	Eser. e manut.	Combust.	Esternal.				
1									0,00		
2									0,00		
3									0,00		
4									0,00		
5									0,00		
6									0,00		
7									0,00		

IVA da rimborsare	12.589,8	10 <sup>3</sup> €
Rimborso IVA cumul. finale calcolato	0,0	10 <sup>3</sup> €
Rimborso IVA cumulativo finale		10 <sup>3</sup> €

Produzione cumulativa imput. fonti rinn. finale		GWh
Produzione cumulativa imputabile $E_{ir\ cum}$	100,00	GWh

E S C I

Fig. 161 – Foglio per l'inserimento nel sottoprogramma "Calcolo" dei dati a consuntivo in un impianto di produzione elettrica già in esercizio

Nell'esempio della figura, gli anni da consuntivare sono sette e i valori nella colonna "Ammortamento annuo" sono impostati a zero, poiché non è stato fornito il dato per l'ammortamento a rate costanti.

In tutti i sottoprogrammi, un eventuale inserimento parziale dei dati obbligatoriamente richiesti in "IO Consuntivo" viene segnalato dopo aver premuto il tasto di uscita o di consolidamento. Il messaggio indica il numero delle caselle rimaste da riempire, come si può vedere nella Fig. 162.

**DATI A CONSUNTIVO DEGLI ANNI PASSATI**

Anno prod.	ENTRATE ( 10 <sup>3</sup> € )				USCITE ( 10 <sup>3</sup> € )		
	Energia elettrica	Energia termica	Energia frigorif.	Incentivi	Eser. e manut.	Combust.	Esternal.
1	200,0			150,0	100,0	50,0	20,0
2	300,0			150,0		50,0	10,0
3							
4							

E  
S  
C  
I

**Attenzione!**

Non sono stati immessi tutti i valori richiesti nel foglio "IO Consuntivo".

Numero celle vuote : 11

Fig. 162 – Messaggio di avvertimento che non sono state riempite tutte le celle

Va tenuto presente al riguardo che ogni valore richiesto deve essere sempre fornito dall'operatore, anche quando è nullo, poiché la casella lasciata vuota è considerata in tal caso come dato mancante e non come valore uguale a zero.

Si ricorda inoltre che, una volta inseriti i dati in questo foglio, i sottoprogrammi li mantengono anche quando viene modificato successivamente l'anno di inizio costruzione. Ovviamente, nel caso in cui, a seguito della modifica, dovesse ridursi il numero degli anni a consuntivo, i dati relativi agli anni eliminati verrebbero persi e non sarebbero recuperati aumentando di nuovo gli anni da consuntivare.

### 8.3 La visualizzazione dei risultati

La terza sezione del menù introduttivo consente l'accesso ai risultati ottenuti dal sottoprogramma selezionato. A tal fine occorre cliccare sul tasto "Visualizzazione Risultati", come evidenziato nella Fig. 163 relativa al sottoprogramma "Calcolo".

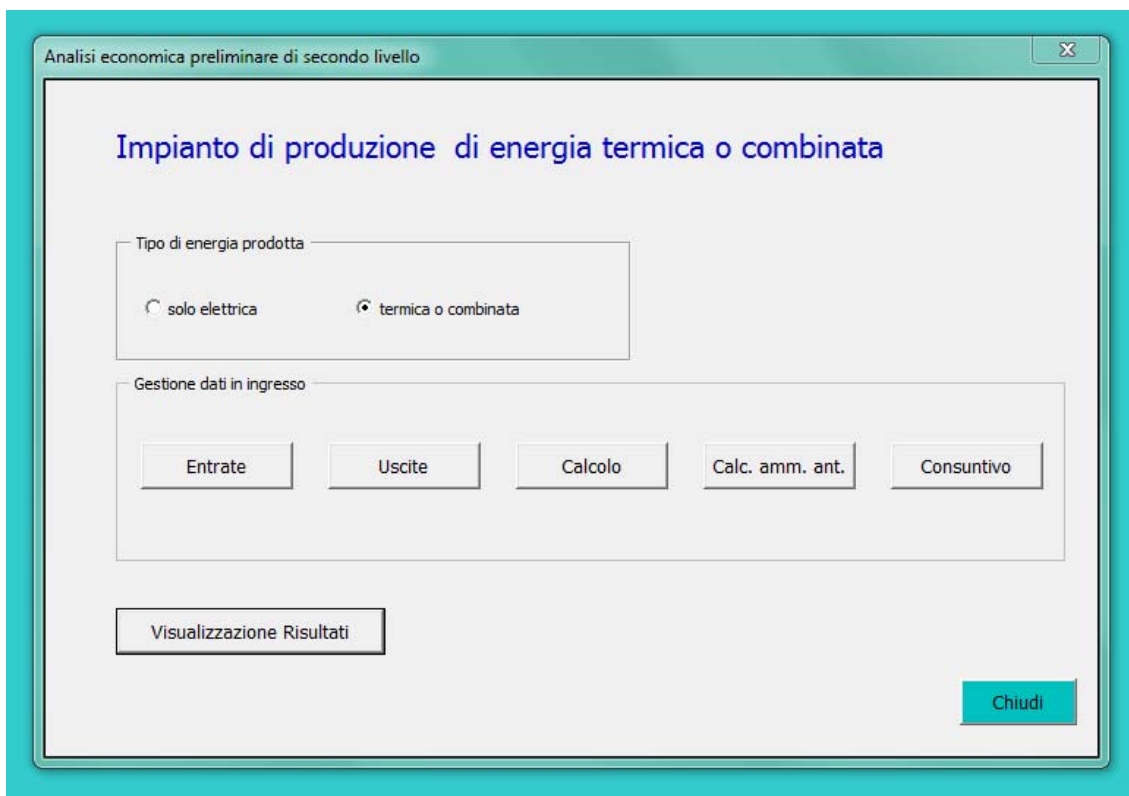


Fig. 163 – Tasto per la visualizzazione dei risultati nel menù introduttivo

Si accede così al menù che consente di visualizzare i risultati. La Fig. 164 illustra il menù presente nei sottoprogrammi "Valutazioni", mentre la Fig. 165 quello presente nel sottoprogramma "Calcolo".

Da notare che, in base a quanto descritto nella prima parte della Guida, vengono forniti due gruppi di indicatori economici:

- con attualizzazione a tasso fisso e variabile, nei sottoprogrammi *valutazioni*;
- con ammortamento a rate costanti e anticipate, nel sottoprogramma *calcolo*.

Quanto ai grafici, vengono riprodotti quelli dei relativi programmi in Excel sottostanti, trattati dettagliatamente nella prima parte.



Fig. 164 – Menù per la visualizzazione dei risultati nei sottoprogrammi “Valutazioni”

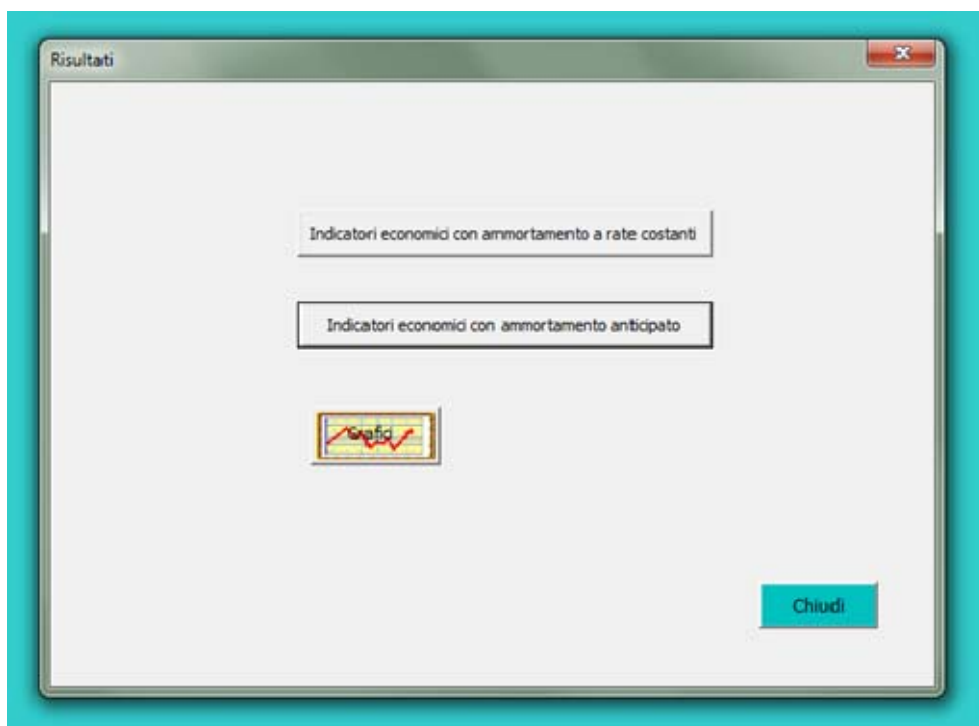


Fig. 165 – Menù per la visualizzazione dei risultati nel sottoprogramma “Calcolo”

### 8.3.1 Visualizzazione degli indicatori economici

Premendo uno dei due tasti corrispondenti agli indicatori, si accede alla relativa maschera di visualizzazione. In Fig. 166 è illustrata quella degli indicatori economici con attualizzazione a tasso fisso, presente nei sottoprogrammi “Valutazioni”.

Indicatore	Valore	Unità
VAN	-61,2	10 <sup>^6</sup> €
PI	-0,518	
Irr reale		%
Irr nom.		%
TA	>20	anni
PBP	0,0	anni
CFP	151,83	%

La casella rossa avvisa che non è stato trovato un valore che soddisfa i vincoli assegnati.

Copia Risultati      Chiudi

Fig. 166 – Maschera di visualizzazione degli indicatori economici.

Gli indicatori economici sono quelli già trattati nella prima parte della Guida al paragrafo 5.5.2, con l’aggiunta del contributo percentuale a fondo perduto definito a pag. 193; pertanto in tutti i sottoprogrammi gli indicatori visualizzati sono i seguenti:

- VAN margine economico a fine esercizio o anche *valore attuale netto*;
- PI *indice di profittabilità*;
- Irr reale *tasso di rendimento interno reale*;
- Irr nom. *tasso di rendimento interno nominale*;
- TA *tempo di azzeramento del margine economico*;
- PBP *tempo di recupero*;
- CFP *contributo percentuale a fondo perduto (per azzerare il VAN)*.

Nella maschera, che presenta i risultati ottenuti per gli indicatori economici, vengono segnalate le seguenti anomalie:

1. Se non sono stati forniti tutti i dati a consuntivo, in alto appare un messaggio su campo rosso come illustrato nella Fig. 167.

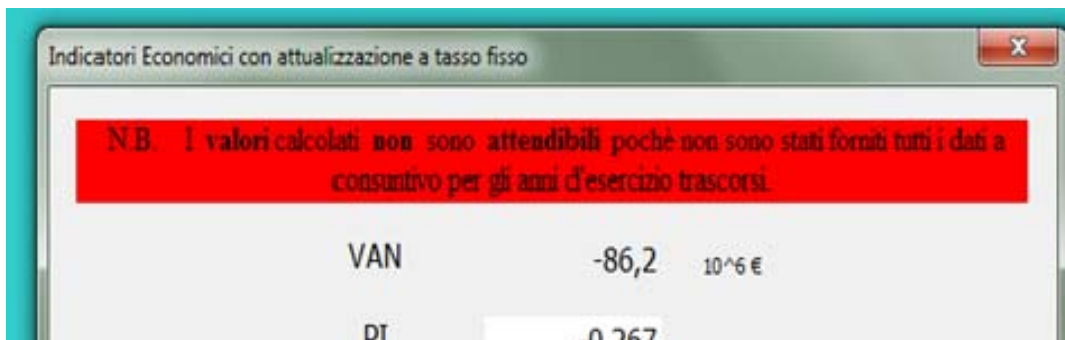


Fig. 167 – Messaggio che segnala la mancata o incompleta consuntivazione

2. Se non è garantita l'unicità del valore trovato per ciascuno dei tassi di rendimento interno, appare in basso un messaggio di avvertimento come quello di Fig. 168.

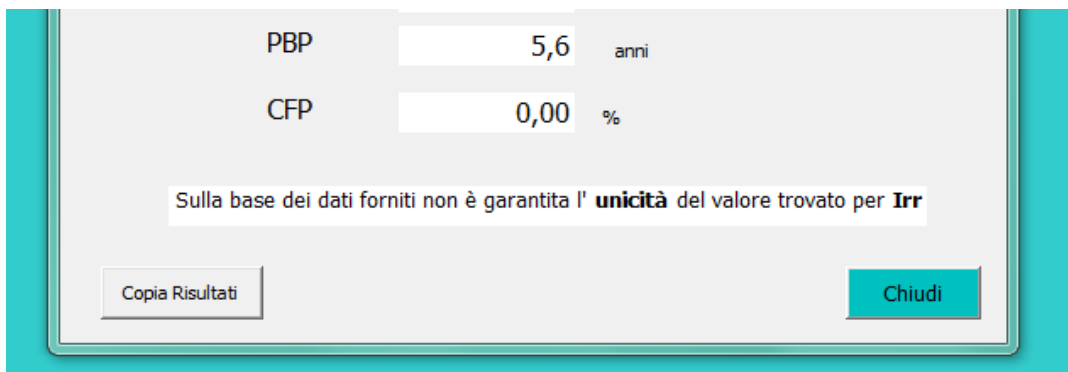


Fig. 168 – Messaggio che segnala la non unicità del valore dei tassi di rendimento interno

3. Il campo “*Irr reale*” diventa rosso se non è stato trovato un valore compatibile con i vincoli assegnati, come si può leggere nel commento, presente in Fig. 166, che appare andando col cursore su tale campo.
4. Il valore del campo “*Irr nom.*” è scritto in rosso se, come chiarisce il relativo commento mostrato nella successiva Fig. 169 dopo esservi andati sopra col cursore, l’iniziativa è inaccettabile economicamente.



Fig. 169 – Commento per il tasso di rendimento interno nominale

5. Il valore del campo “TA” è scritto in rosso se, come ricorda il commento di Fig. 170 visualizzato andandovi sopra col cursore, il margine economico è crescente a tratti e in essi si azzerà più di una volta durante il periodo di esercizio.

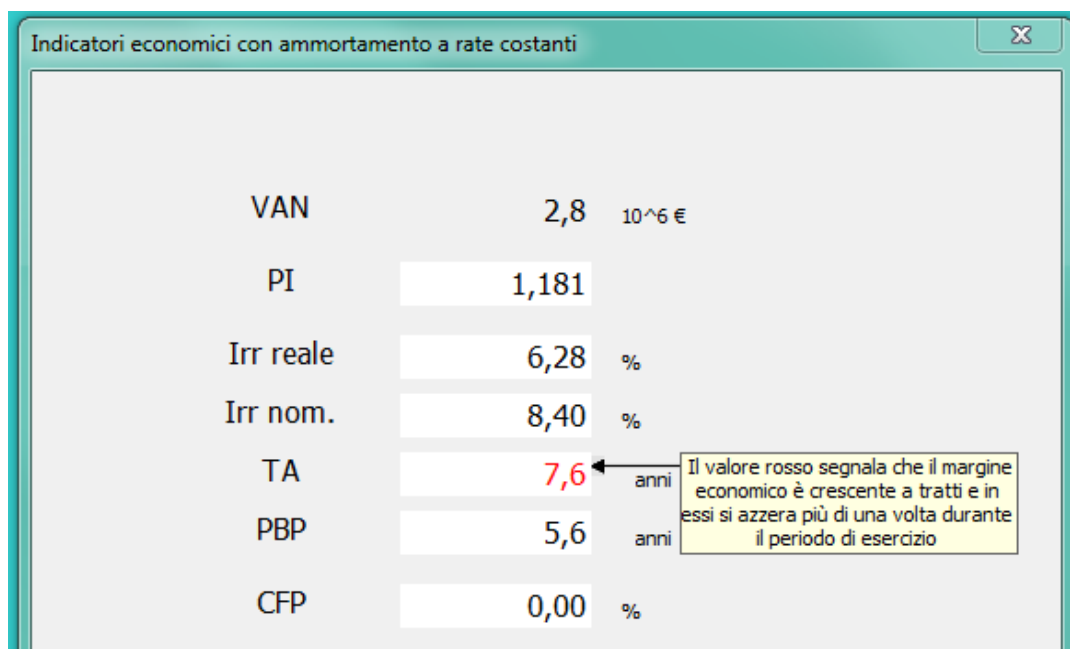


Fig. 170 – Commento per il tempo d'azzeramento del margine economico

6. Il valore del campo “PBP” è scritto in rosso se il flusso di cassa lordo medio annuo è negativo o nullo, come segnala, nell’esempio di Fig. 171, il commento posto accanto.

TA	>20	anni
PBP	0,0	anni
CFP	151,83	%

Il valore rosso segnala che il flusso di cassa lordo medio annuo è negativo o nullo.

Copia Risultati Chiudi

Fig. 171 – Commento per il tempo di recupero dell’investimento

Il tasto “Copia Risultati”, che si scorge in basso a sinistra nella Fig. 171 e in altre figure di questo sottoparagrafo, consente di copiare negli “appunti” di Windows i valori dei risultati ottenuti, in modo da essere successivamente “incollati” nella destinazione del caso, come altri fogli di lavoro Excel o documenti di testo. Questo è di grande utilità quando si devono collezionare una serie di risultati per uno o più indicatori economici, al variare di un determinato dato fornito dall’operatore, che è noto con un certo margine di incertezza. In tal modo si possono anche costruire i grafici che abbiamo visto nel Cap. 6.



### 8.3.2 I grafici

I sottoprogrammi sono dotati di una serie di collezioni di grafici già predisposti. Per accedervi basta cliccare sul tasto corrispondente del menù per la visualizzazione dei risultati. Ogni collezione è costituita da un foglio di lavoro Excel su cui sono stati realizzati i grafici relativi a dati omogenei tra loro, come per esempio “Costi” o “Ricavi”.

Si accede ad una specifica collezione di grafici cliccando sulla relativa “linguetta” e tramite queste si può passare da una collezione ad un’altra.

Come già detto, questi grafici riproducono, con opportuni adeguamenti, quelli presenti nei sottostanti programmi in Excel. La Fig. 172 mostra le linguette dei grafici presenti nel sottoprogramma “Calcolo” e quello selezionato fornisce l’andamento del margine economico, a partire dai valori numerici riportati nella tabella accanto.

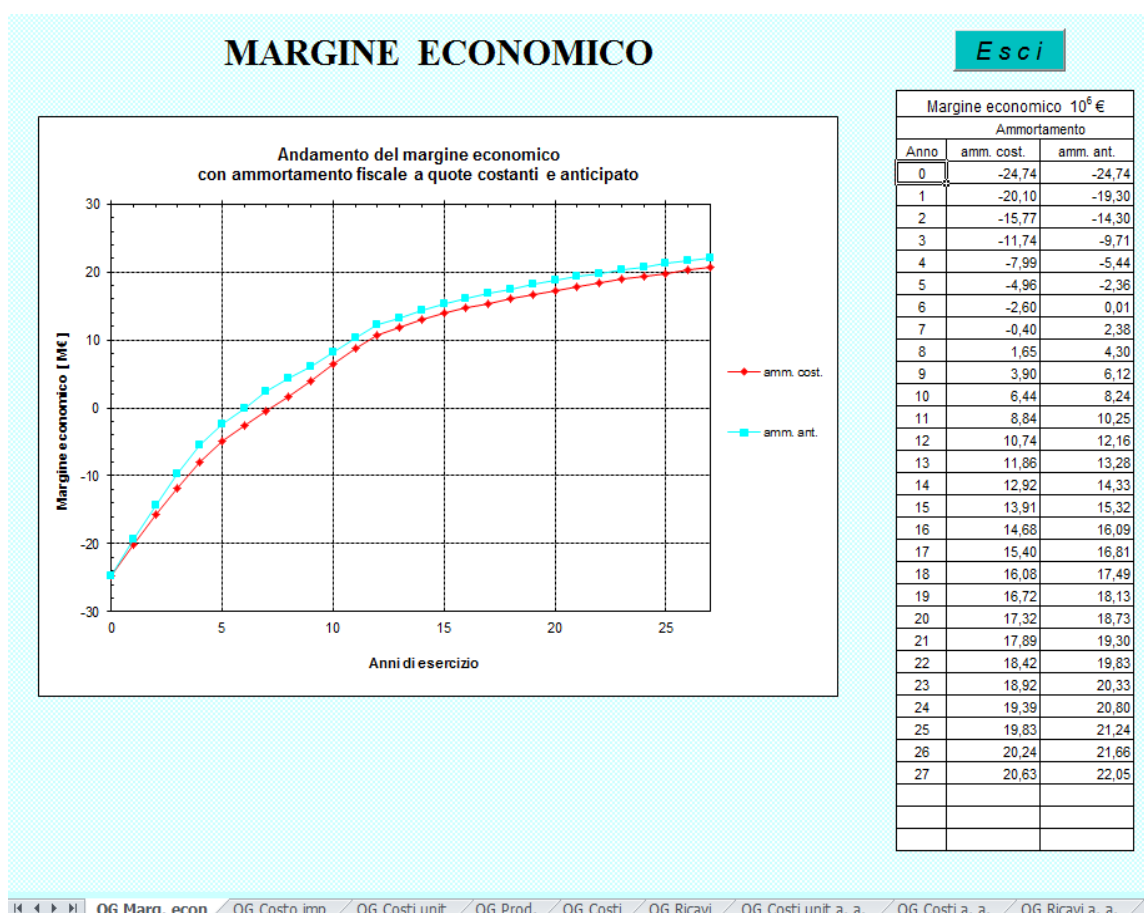


Fig. 172 – Selezione di un grafico tra quelli presenti nel sottoprogramma “Calcolo”

Ogni collezione (o foglio) è dotata di un tasto “Esci” che permette di ritornare al menù di visualizzazione dei risultati.

## 9 Migliorie per semplificare ed ampliare l'utilizzo dei programmi in Excel

Il cuore del sistema di calcolo FELIPE, che permette l'analisi economica di qualunque impianto di produzione energetica, è costituito in definitiva dai quattro programmi di calcolo, sviluppati in ambito Excel, descritti nella prima parte della Guida.

Come si è visto, essi potrebbero essere utilizzati accedendovi direttamente e inserendo nei punti opportuni i dati richiesti. Quando poi l'impianto non rientrasse nella casistica contemplata da questi programmi, bisognerebbe intervenire al loro interno, con le modalità già descritte, sia per personalizzarli all'impianto in esame che per renderli compatibili con la sua tipologia, una volta rimosse le protezioni nei vari fogli di lavoro coinvolti.

D'altra parte anche il solo approccio all'immissione dei dati nei diversi fogli risulta eccessivamente gravoso e complesso, poiché ciascun programma richiede un numero più o meno elevato di grandezze tecnico-economiche, tra loro spesso eterogenee. Inoltre, per alcuni calcoli, si rende necessaria la modifica delle formule associate a determinate celle con la conseguente perdita delle informazioni originali, che vanno poi ripristinate. Quindi già questo comporta che l'operatore abbia conoscenze abbastanza approfondite riguardo all'uso dei fogli elettronici.

Così, al fine di facilitare l'inserimento dei dati all'interno dei programmi in Excel, senza dovervi accedere direttamente, nel sistema di calcolo FELIPE sono state realizzate le maschere di interfaccia, ognuna delle quali permette di fornire dati tra loro omogenei rendendo l'immissione più intuitiva e guidata.

Oltre a ciò tali maschere, grazie alla loro flessibilità, consentono l'analisi economica di qualunque tipologia d'impianto di produzione energetica, senza richiedere modifiche da parte dell'operatore sulle parti protette degli originari programmi sviluppati in Excel; in tal modo la diretta utilizzabilità di questi programmi viene ampliata e notevolmente facilitata.

Pertanto in questo capitolo finale vengono messe in evidenza le caratteristiche salienti delle principali migliorie introdotte nel sistema di calcolo FELIPE, al fine di semplificare ed ampliare l'utilizzo degli originari programmi in Excel.

## 9.1 Commutazione della produzione energetica di un impianto

Una volta selezionato uno dei tre sottoprogrammi in Excel di FELIPE, deve essere obbligatoriamente stabilita la tipologia della produzione energetica dell'impianto.

Quindi, come già accennato in 8.1, all'apertura del menù introduttivo del sottoprogramma selezionato, nella sezione "Tipo di energia prodotta" risulta sempre attiva, in conformità all'ultimo salvataggio effettuato, una delle due opzioni: "solo elettrica" oppure "termica o combinata" (vedi Fig. 150 a pag. 295 e Fig. 163 a pag. 306). Qualora l'opzione attiva non corrisponda alla produzione energetica dell'impianto che si vuole esaminare, occorre selezionare l'altra opzione; in tal caso, come mostra la Fig. 173, compare un messaggio col quale viene richiesta la conferma della produzione selezionata.

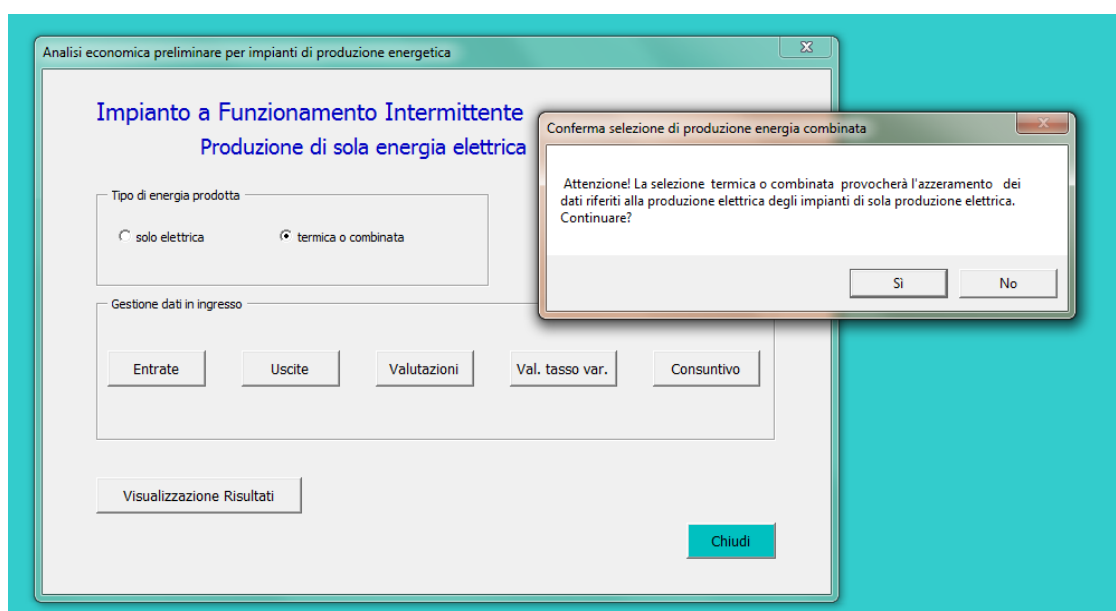


Fig. 173 – Messaggio di conferma della produzione selezionata

Questo serve per rendere consapevole l'operatore che, accettando la nuova tipologia di produzione, verranno azzerati tutti i dati, riferiti alle produzioni energetiche, memorizzati in precedenza; si evita così la loro cancellazione accidentale.

Operando in tal modo, i dati relativi alle produzioni possono essere correttamente indirizzati ai fogli "entr." ed "entr. cog" del programma in Excel sottostante. Invece i dati memorizzati in precedenza per una diversa tipologia produttiva, che andrebbero ad interferire alterando il risultato finale dell'analisi economica, sono tutti automaticamente azzerati senza richiedere alcun intervento da parte dell'operatore, garantendo così la congruità dei dati riguardanti la produzione energetica.

Ad esempio, se nel sottoprogramma “Valutazioni intermittente”, dopo aver commutato la produzione da “solo elettrica” a “termica o combinata”, si vanno ad inserire i dati di produzione nella voce “Entrate” della sezione “Gestione dati in ingresso”, la relativa maschera (o foglio) “IO COG Produzione energetica” si presenta come in Fig. 174.

**IMPIANTI DI PRODUZIONE TERMICA O COMBINATA**  
**PRODUZIONE ENERGETICA**

Produzione energetica netta ceduta utenze				
Mese	Ore funz.	$E_{en\ men}$ MWh <sub>e</sub>	$E_{t\ men}$ MWh <sub>t</sub>	$E_{f\ men}$ MWh <sub>f</sub>
Gen	235,0	0	0	0
Feb	252,0	0	0	0
Mar	310,0	0	0	0
Apr	348,0	0	0	0
Mag	413,0	0	0	0
Giù	457,5	0	0	0
Lug	449,5	0	0	0
Ago	405,0	0	0	0
Set	360,0	0	0	0
Ott	341,0	0	0	0
Nov	281,5	0	0	0
Dic	241,0	0	0	0
<b>Totale</b>	<b>4.093,5</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

Conto termico	
incentivo conto termico	no
importo annuo	78,0 $10^3$ €

energia elettrica netta annua a utenze $E_{en}$	0	MWh <sub>e</sub>
energia termica netta annua a utenze $E_t$	0	MWh <sub>t</sub>
energia frigorif. netta annua a utenze $E_f$	0	MWh <sub>f</sub>
energia termica a utenze locali $E_{t1}$	0	MWh <sub>t</sub>
energia frigorifera a utenze locali $E_{f1}$	0	MWh <sub>f</sub>
energia elettrica prelevata da rete $E_{ab}$	0	MWh <sub>e</sub>
en. elettr. netta da fonti rinnovabili $E_{en,r}$	0	MWh <sub>e</sub>
en. primaria equiv. da fonti rinn. $E_{p,r\ eqv}$	0,00	tep
potenza caldaia sostitutiva $P_{t,ca\ nom}$	9.000	kW <sub>t</sub>
Impianto in regime CAR		
risparmio energia primaria $RP_{car}$	0,0	tep
potenza elettrica media $P_{em\ car}$	23,0	MW <sub>e</sub>
riduzione CB al 30%	no	
produzione energetica annua calcolata $E'$	0	MWh

Fig. 174 – Maschera per le produzioni energetiche in un impianto di cogenerazione

Si nota che tutte le celle colorate in cui vanno inseriti i dati per le produzioni energetiche sono azzerate, come pure è azzerato il valore della cella (bianca) in cui è calcolata la produzione annua complessiva dell’impianto. Quest’ultimo valore inoltre è scritto in rosso, poiché di sicuro tale produzione non può risultare nulla; infatti il commento associato invita, per la correttezza del calcolo, a fare una verifica. Il loro azzeramento è avvenuto nel momento in cui fu selezionata la tipologia “solo elettrica”.

Invece nelle altre celle colorate, dove sono richiesti valori numerici di tipo diverso, continuano a comparire quelli memorizzati precedentemente, poiché la loro presenza, una volta commutata la produzione dell’impianto a “solo elettrica”, non ha influenza diretta sul risultato economico, mentre può tornare utile in caso di ritorno alla produzione “termica o combinata”. Il valore relativo all’importo annuo del “Conto termico” compare scritto in rosso per segnalare all’operatore, attraverso la relativa nota, che è incongruente e di esso non si tiene conto nelle elaborazioni per arrivare ai risultati finali.

Anche nel foglio “IO COG Prezzi”, appartenente alla stessa voce “Entrate”, la commutazione a “solo elettrica” provoca l’automatico azzeramento di tutti i dati collegati alla produzione, relativi ai consumi annui e ai prezzi dei combustibili utilizzati nonché al prezzo unico di vendita dell’energia elettrica  $puv_e$ , mentre lascia inalterati gli altri valori numerici, memorizzati a suo tempo per l’altra tipologia produttiva, che non influenzano direttamente il risultato economico.

## 9.2 Adattabilità a tutti gli impianti policombustibili

Come si è visto in 3.3.1, i programmi originari prendono in considerazione i tre combustibili commerciali maggiormente utilizzati: gas naturale, olio combustibile e carbone. Qualora vengano adoperati altri combustibili commerciali, sarebbero richieste modifiche abbastanza delicate nel foglio “usc.”, in quello “entr. cog”, se la produzione non è solo elettrica, nonché nei fogli duplicati “Costi”, dopo aver tolto le protezioni.

Invece nel sistema di calcolo FELIPE l’operatore ha la possibilità d’inserire fino a due combustibili commerciali comunque denominati (con un massimo di 12 caratteri) nella maschera “IO Emissioni”, presente in tutti i sottoprogrammi alla voce “Uscite” della sezione “Gestione dati in ingresso”, come nell’esempio di Fig. 175.

**EMISSIONI**

combustibili	emissione specifica CO <sub>2</sub>		consumo annuo	
gas naturale	1,97	t / 10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup>	1,200	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>
gasolio	3,16	t / (10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup> o t)	3,700	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> o 10 <sup>3</sup> t
carbon coke	3,67	t / (10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup> o t)	4,900	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> o 10 <sup>3</sup> t
comb. rinn.		t / (10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup> o t)	1,600	10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup> o 10 <sup>3</sup> t

inquinante		CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>
emissione annua (10 <sup>3</sup> t)	effettiva	32,041	0,050	0,030
	consentita	15,000	0,000	0,000
prezzo quota emiss. (€/t)		25,0	106,0	209,0

E  
S  
C  
I

!

Fig. 175 – Specificazione di due combustibili commerciali alternativi utilizzati

L’inserimento del nome per ciascuno di questi due combustibili è obbligatorio quando c’è un loro consumo annuo. È evidente dalla figura che basta scrivere i loro nomi nelle due caselle colorate della colonna “combustibili”. Provvederà il sottoprogramma a riportarli automaticamente nei fogli (o maschere) “IO Combustibili” e “IO Prezzo combustibili” della stessa voce “Uscite”.

Qualora l’impianto in esame sia di produzione termica o combinata, il sottoprogramma riporta i nomi dei due combustibili anche nel foglio (maschera) “IO COG Prezzi” della voce “Entrate”, mostrata in Fig. 176.

IMPIANTI DI PRODUZIONE TERMICA O COMBINATA

PREZZI

Costo unit. variabile riconosciuto Ct			Prezzo unitario componente fissa Cf (c€/kWh)				
bim./trim.	c€/kWh	peso	periodo	F1	F2	F3	peso
3° 2005	4,415	3	1° 2007	6,08	1,97	-0,77	1
4° 2005	5,319	3	2° 2007	4,93	1,41	-1,49	1
1° 2006	6,090	3	3° 2007	2,85	1,20	-1,84	1
2° 2006	6,380	3	4° 2007	2,60	1,21	-1,14	1
3° 2006	6,380	3	5° 2007	4,14	1,49	-1,12	1
4° 2006	6,380	3	6° 2007	5,42	1,53	-1,05	1
1° 2007	5,919	3					
2° 2007	5,252	3					
Media pesata	5,77	24	Media	4,34	1,47	-1,24	

prezzo vendita certificato bianco I	p <sub>VCBI</sub>	70,00	€/tep	prezzo unico vendita ener. elettrica	p <sub>VE</sub>	58,00	44,15	€/MWh <sub>e</sub>
prezzo vendita certificato bianco II	p <sub>VCBII</sub>	70,00	€/tep	prezzo vendita energia termica	p <sub>VT</sub>	33,50	23,66	€/MWh <sub>t</sub>
prezzo vendita certificato verde	p <sub>VCV</sub>	10,80	c€/kWh	prezzo vendita energia frigorifera	p <sub>VF</sub>	29,50	18,98	€/MWh <sub>f</sub>

Combustibili utilizzati per la produzione termica o combinata			
	consumo annuo	Prezzo	Prezzo di riferimento
gas naturale	1,200	19,00	26,0
gasolio	3,700	17,00	25,1
carbon coke	4,900	4,00	5,7
rinnovabile	1,600	0,60	1,2

costo annuo combustibili	1.062,6	10 <sup>3</sup> €
en. primaria annua fornita	7.703,0	tep
valore di controllo	39,6	tep

indice prest. media sist. frigorifero	$\varepsilon_{f,m}$	3,0	MWh <sub>f</sub> /MWh <sub>e</sub>
fattore conv. en. elettr.-en. primaria	$f_{c,EP}$	0,207	tep/MWh <sub>e</sub>
coefficiente di durabilità	$\tau$	1,00	

prezzo medio vend. en. elettrica	p <sub>VM,e</sub>	5,80	c€/kWh
prezzo effettivo certific. verde	p <sub>VCV,ef</sub>	10,80	c€/kWh

opzione certificati verdi	si
IRE <sub>min</sub>	0,100
LT <sub>min</sub>	0,150

ESCI

Fig. 176 – Foglio per fornire i prezzi unitari in un impianto di produzione termica o combinata

I nomi dei due combustibili commerciali sono inoltre riportati automaticamente nei grafici, relativi ai consumi e alla ripartizione dei costi annui per tutti i combustibili, presenti nei fogli duplicati “OG Costi” di tutti i sottoprogrammi, alla voce “Grafici” della sezione “Visualizzazione Risultati”.

La Fig. 177 fa vedere ad esempio il grafico che si ottiene fornendo per i combustibili i consumi annui di Fig. 176.

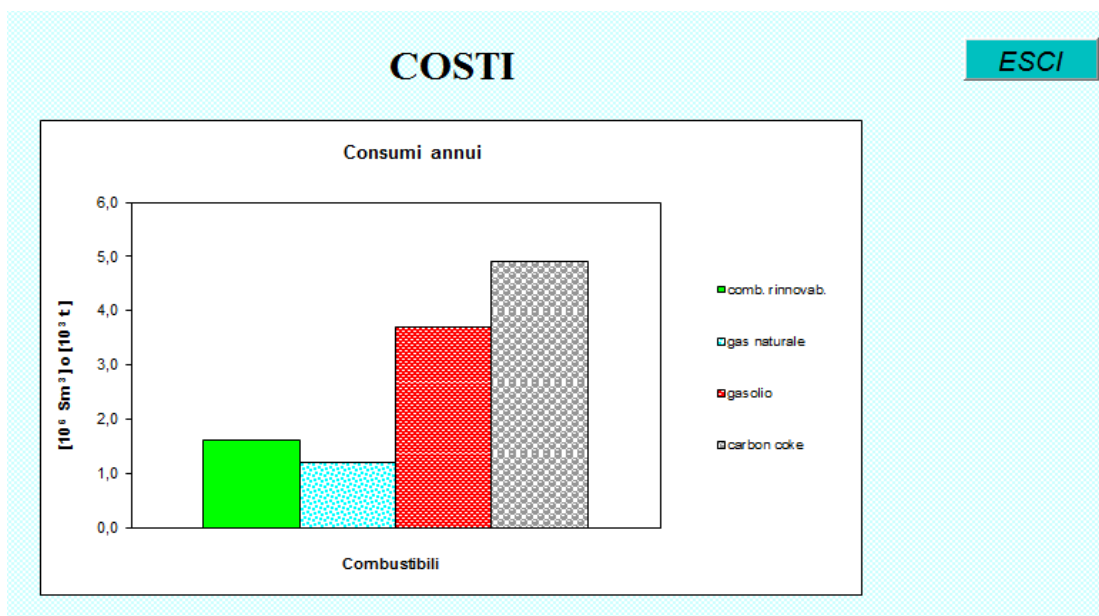


Fig. 177 – Grafico ottenuto per i consumi annui dei combustibili

Si intuisce quindi che con FELIPE l'utilizzo degli originari programmi in Excel è esteso, nella pratica, a impianti alimentati con qualunque combinazione di combustibili (incluso quello rinnovabile), richiedendo all'operatore solo di specificare, eventualmente e al massimo, il nome di due combustibili commerciali e i valori per le relative grandezze richieste.

### 9.3 Adeguamento a qualunque tipologia d'impianto di produzione

Già in 3.1.1 si è detto che i programmi in Excel, benchè nati per l'analisi di impianti solari termodinamici a collettori parabolici lineari, possono essere adattati ad altre tipologie d'impianti per la produzione energetica. Questo però richiederebbe, da parte dell'operatore, un intervento di personalizzazione assai delicato nel foglio "val. imp" dei programmi *valutazioni* e/o nel foglio "val. imp. var" dei programmi *calcolo*; come poi ricordato alla fine di 3.1.2, le stesse modifiche andrebbero fatte nei rispettivi fogli duplicati, stabilendo gli opportuni collegamenti. Inoltre, qualora dovesse cambiare il numero e/o la denominazione delle sottovoci in cui ripartire il costo di costruzione dell'impianto, si dovrebbe intervenire nella tabella "Costo di costruzione originale" del foglio "Costo imp" per poter ottenere correttamente il relativo grafico a torta.

Nel sistema di calcolo FELIPE, invece, l'operatore deve solo intervenire sul foglio "IO Costo costruzione", presente nella solita sezione "Gestione dati in ingresso" alla voce "Valutazioni" o "Calcolo" a seconda del sottoprogramma scelto. In questo foglio deve limitarsi a definire per nome le singole sottovoci del costo di costruzione dell'impianto in esame (con un massimo di 25 caratteri) e fornire il loro costo, come nell'esempio di Fig. 178.

**COSTO COSTRUZIONE**

Sottovoci di costo	10 <sup>3</sup> €	10 <sup>3</sup> €	
sistema captazione	5.702		1 <sup>a</sup> voce costo
		5.702	
sistema accumulo termico	1.297		2 <sup>a</sup> voce costo
GV a sali fusi	1.021		
		2.318	
parte convenzionale 2 TV	3.510		3 <sup>a</sup> voce costo
bruciatore a biomassa	1.500		
		5.010	
terreno	18		4 <sup>a</sup> voce costo
sistemazione sito	326		
spese tecniche	1.202		
spese residue	146		
		1.692	
<b>totale</b>		<b>14.722</b>	

E  
S  
C  
I

1

Fig. 178 – Voci principali del costo di costruzione con relative sottovoci specificate



In tal modo il sistema di calcolo FELIPE diventa direttamente utilizzabile per qualunque impianto di produzione energetica. L'unico vincolo che ha l'operatore, oltre al numero di caratteri per identificare ciascuna delle sottovoci, è quello del loro numero massimo disponibile: tre per le prime tre voci principali e cinque per l'ultima. Come poi avverte la nota di commento, il costo di una sottovoce può essere inserito solo dopo che essa è stata definita.

L'esempio numerico di Fig. 178 si riferisce ad un impianto ibrido solare-biomassa e la Fig. 179, ripresa dal foglio "OG Costo imp" presente in tutti i sottoprogrammi alla voce "Grafici" della sezione "Visualizzazione Risultati", mostra la tabella riepilogativa per il suo costo di costruzione originale, col relativo grafico a torta.

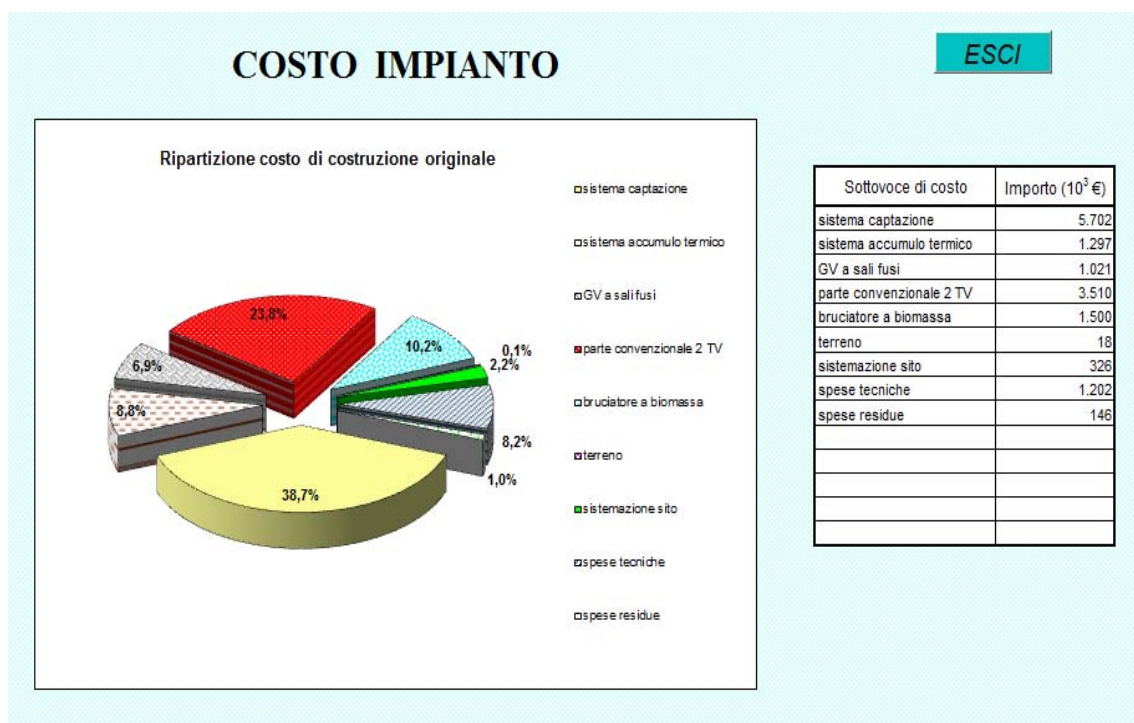


Fig. 179 – Tabella e grafico del costo di costruzione per un impianto solare-biomassa

Da notare che tutte e solo le sottovoci fornite per il costo di costruzione sono automaticamente riportate nella tabella con i relativi dati numerici inseriti. Il grafico è poi costruito partendo da questa tabella, senza richiedere alcun intervento da parte dell'operatore.

Anche i grafici presenti nel foglio "Marg. econ" degli originari programmi in Excel richiedono di essere aggiornati dall'operatore, nel caso in cui gli anni d'esercizio visualizzati non coincidano con quelli forniti per l'impianto in esame, come già ricordato alla fine di 5.5.1.



Nel sistema di calcolo FELIPE, invece, questi grafici sono automaticamente aggiornati e presentati, assieme alla tabella dei flussi di cassa attualizzati, nel foglio comune a tutti i sottoprogrammi “OG Marg. econ”, accessibile dalla stessa voce “Grafici”, come si vede in Fig. 180.

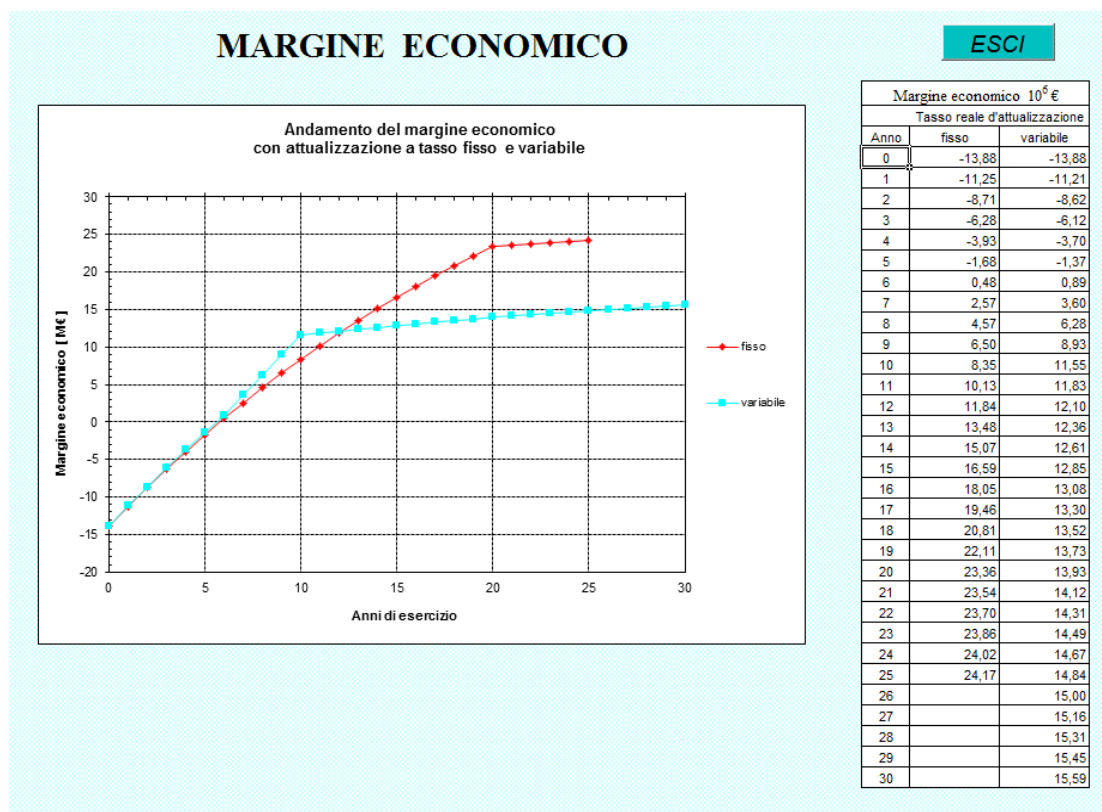


Fig. 180 – Tabella e grafici del margine economico nei sottoprogrammi “Valutazioni”

L'esempio, tratto da uno dei sottoprogrammi “Valutazioni”, evidenzia una diversa durata del periodo d'esercizio. Infatti nella sezione “Gestione dati in ingresso” di questi sottoprogrammi l'operatore può fornire, come ha fatto nel caso esaminato, un valore (25) nel foglio “IO Impianto” (per l'attualizzazione a *tasso fisso*) e un altro (30) in “IO Valutazioni imp. variabile” (per l'attualizzazione a *tasso variabile*); tali valori, tenendo presente quanto detto in 5.4.1.1, sono indirizzati rispettivamente nei fogli “*val. imp*” e “*val. imp. var*” del sottostante programma in Excel.

Questo non sarebbe possibile nel sottoprogramma “Calcolo” poiché la durata del periodo d'esercizio può essere fornita nel solo foglio “IO Impianto” e, sempre secondo 5.4.1.1, è indirizzata in entrambi i fogli “*val. imp. var*” e “*val. imp. am. ant*” del programma sottostante. Infatti, come si può riscontrare dalla Fig. 172 a pag. 312, i grafici per l'andamento del margine economico, differenziati a seconda dell'ammortamento a rate costanti o anticipato, presentano la stessa durata del periodo d'esercizio.

## 9.4 Estensione a impianti di produzione in esercizio

Quando l'impianto in esame è già funzionante, per gli anni d'esercizio trascorsi occorre fornire nei programmi in Excel le effettive entrate ed uscite registrate a consuntivo, come ricordato in 5.4.7.2 a conclusione dell'intero paragrafo 5.4. Si è visto che, a tal fine, l'operatore deve intervenire là dove sono calcolati ed attualizzati i flussi di cassa, per inserire manualmente i valori nelle singole celle una volta rimossa la protezione: cioè nei fogli "flus. cas" e "flus. cas. var" per i programmi *valutazioni*, "flus. cas. var" e "amm. ant" per i programmi *calcolo*.

In FELIPE invece, secondo quanto visto in 8.2.5, ciascuno dei sottoprogrammi consente di inserire facilmente i dati per i soli anni già trascorsi, attraverso la maschera (foglio) "IO Consuntivo". Ora i dati da fornire sono solo quelli strettamente richiesti, ai fini dell'analisi economica, e sono trasferiti automaticamente sui fogli del sottostante programma in Excel dove vengono calcolati i flussi di cassa annuali, senza alcun intervento diretto da parte dell'operatore.

La Fig. 181 mostra ad esempio i valori forniti nel sottoprogramma "Calcolo" per un impianto con più produzioni energetiche in funzione da tre anni.

DATI A CONSUNTIVO DEGLI ANNI PASSATI

Anno prod.	ENTRATE (10 <sup>3</sup> €)				USCITE (10 <sup>3</sup> €)			FLUSSO CASSA Netto (10 <sup>3</sup> €)	Ammort. Annuo %	Imposta red. imp. (10 <sup>3</sup> €)	Credito fiscale (10 <sup>3</sup> €)
	Energia elettrica	Energia termica	Energia frigorif.	Incentivi	Eser. e manut.	Combust.	Esternal.				
1	3.104,0	749,0	216,8	2.534,9	858,2	432,8	246,7	2.785,4	8,0		789,8
2	3.705,9	794,3	246,1	2.623,6	809,2	612,4	363,8	3.906,7	9,0		543,2
3	4.236,7	821,9	257,4	2.898,2	903,5	874,1	428,7	4.048,3	10,0	24,9	

IVA da rimborsare	12.589,8	10 <sup>3</sup> €
Rimborso IVA cumul. finale calcolato	3.331,9	10 <sup>3</sup> €
Rimborso IVA cumulativo finale	3.289,9	10 <sup>3</sup> €

Fig. 181 – Consuntivazione nel sottoprogramma "Calcolo" di un impianto funzionante da tre anni

In questo caso, come si è detto in 8.2.5, sono attivate anche le celle relative alle entrate annuali per le energie termica e frigorifera; inoltre compaiono le colonne "Flusso cassa netto", "Ammortamento annuo", "Imposta reddito imponibile" e "Credito fiscale". Compare inoltre la cella verde per il "Rimborso IVA cumulativo finale", dove è stato fornito un valore diverso da quello calcolato (con l'aliquota IVA fissata) in base ai dati inseriti a consuntivo per le entrate e le uscite operative; il valore fornito in questa

circostanza risulta inferiore a quello calcolato e, a maggior ragione, all'IVA totale da rimborsare per il costo di costruzione.

Non è invece attiva la cella per la “Produzione cumulativa imputabile a fonti rinnovabili finale”, poiché l'impianto non è di sola produzione elettrica.

Tutti i valori presenti nella maschera “IO Consuntivo”, esclusi quelli per l'ammortamento, li ritroviamo ordinatamente nel sottostante foglio di lavoro “*flus. cas. var*” non accessibile all'operatore, parzialmente riportato in Fig. 182.

### CALCOLO FLUSSI DI CASSA

Anno	Rimb. IVA cumulato 10 <sup>3</sup> €	ENTRATE (10 <sup>3</sup> €)				USCITE (10 <sup>3</sup> €)				FL. CASSA	Imposta	Credito	Cred. fis.	FL. CASSA
		Energia elettrica	Energia termica	Energia frigorif.	Incentivi	Rimb. IVA	Eser. e manut.	Combust.	Esternal.	Lordo fiscale 10 <sup>3</sup> €	red. imp. 10 <sup>3</sup> €	fiscale 10 <sup>3</sup> €	non utiliz 10 <sup>3</sup> €	Netto 10 <sup>3</sup> €
1	1.013,4	3.104,0	749,0	216,8	2.534,9	1.013,4	858,2	432,8	246,7	4.229,3	0,0	789,8	646,9	2.785,4
2	2.130,3	3.705,9	794,3	246,1	2.623,6	1.116,9	809,2	612,4	363,8	4.819,7	0,0	543,2	449,6	3.906,7
3	3.289,9	4.236,7	821,9	257,4	2.898,2	1.201,6	903,5	874,1	428,7	5.320,4	24,9	0,0	0,0	4.048,3
4	4.563,1	4.632,2	853,6	269,6	3.142,3	1.273,2	1.111,0	850,6	570,0	5.760,4	14,1	0,0	0,0	5.586,6
5	5.850,4	4.655,4	860,4	272,0	3.215,5	1.287,3	1.122,1	863,4	581,4	5.917,6	72,6	0,0	0,0	5.671,0
6	7.097,1	4.678,7	867,3	274,5	3.015,7	1.246,7	1.133,3	876,3	593,1	5.806,6	31,3	0,0	0,0	5.427,4
7	8.357,7	4.702,0	874,2	277,0	3.088,9	1.260,6	1.144,7	889,5	604,9	5.973,9	93,6	0,0	0,0	5.511,1

Fig. 182 – Foglio di lavoro per il calcolo dei flussi di cassa con ammortamento a rate costanti

È facile constatare che i valori, nei tre anni a consuntivo, per le varie voci d'entrata e d'uscita, per l'imposta o il credito fiscale e per il flusso di cassa netto, nonché l'entità del rimborso IVA cumulato al terzo anno coincidono con quelli di Fig. 181.

Pertanto nelle corrispondenti celle vengono disabilitate le formule di calcolo, per copiarvi i valori forniti. Invece le altre celle relative agli anni a consuntivo, in particolare quelle delle colonne “Rimborso IVA” e “Flusso cassa lordo fiscale”, presentano valori calcolati, tramite le consuete formule, di cui però non si tiene conto nella determinazione dei flussi di cassa netti annui.

I valori sopradetti, compresi quelli relativi alla percentuale di ammortamento annuo, sono copiati anche nel sottostante foglio non accessibile “*amm. ant*” parzialmente mostrato in Fig. 183.

Anche in questo foglio i valori negli anni a consuntivo, presenti in diverse colonne, continuano ad essere calcolati con le consuete formule, ma vengono trascurati ai fini della determinazione dei flussi di cassa netti. Ad esempio, in base alle aliquote annue fornite sono calcolate le detrazioni per l'ammortamento fiscale, ma di esse non si tiene conto, negli anni a consuntivo, per ricavare l'imposta o il credito fiscale; di quest'ultimi, infatti, compaiono gli importi che sono stati inseriti dall'operatore. Pertanto le suddette aliquote servono esclusivamente a calcolare correttamente, nel foglio “*amm. ant*”, le detrazioni per ammortamento fiscale negli anni d'esercizio successivi ancora da consuntivare, fino a quello in cui la percentuale cumulativa arriva a 100.

## CALCOLO FLUSSI DI CASSA

Anno	FL. CASSA	Imp. lorda	Ammort.	Ammort.	Detraz.	Imposta	Credito	Cred. fis.	Cred. fis.	Imposta	FL. CASSA
	Lordo fiscale	annua	annuo	cumul.	amm. fisc.	red. imp.	fiscale	non utiliz.	totale	da pagare	Netto
	10 <sup>3</sup> €	10 <sup>3</sup> €	%	%	10 <sup>3</sup> €	10 <sup>3</sup> €	10 <sup>3</sup> €	10 <sup>3</sup> €	10 <sup>3</sup> €	10 <sup>3</sup> €	10 <sup>3</sup> €
1	4.229,3	1.575,4	8,0	8,0	1.875,9	0,0	789,8	0,0	789,8	0,0	2.785,4
2	4.819,7	1.795,3	9,0	17,0	2.110,4	0,0	543,2	0,0	1.333,0	0,0	3.906,7
3	5.320,4	1.981,8	10,0	27,0	2.344,9	24,9	0,0	0,0	1.308,1	0,0	4.048,3
4	5.760,4	2.145,8	6,0	33,0	1.406,9	738,8	0,0	0,0	569,3	0,0	5.586,6
5	5.917,6	2.204,3	7,0	40,0	1.641,4	562,9	0,0	0,0	6,4	0,0	5.671,0
6	5.806,6	2.163,0	9,0	49,0	2.110,4	52,6	0,0	0,0	0,0	46,3	5.381,2
7	5.973,9	2.225,3	9,0	58,0	2.110,4	114,9	0,0	0,0	0,0	114,9	5.396,2

Fig. 183 – Foglio di lavoro per il calcolo dei flussi di cassa con ammortamento anticipato

Va pure sottolineato che le percentuali di ammortamento negli anni a consuntivo sono automaticamente riportate nel foglio “IO Ammortamento anticipato”, sotto la voce “Calcolo ammortamento anticipato” della sezione “Gestione dati in ingresso”, come fa vedere la Fig. 184.

### AMMORTAMENTO ANTICIPATO

Anno	Coeff. modul. prod.
1	1,00
2	1,00
3	1,00
4	1,00
5	1,00
6	1,00
7	1,00
8	1,00
9	1,00
10	1,00
11	1,00
12	1,00
13	1,00
14	1,00
15	1,00
16	1,00
17	1,00
18	1,00
19	1,00
20	1,00
21	1,00
22	1,00
23	1,00
24	1,00
25	1,00
26	1,00
27	1,00
28	1,00
29	1,00
30	1,00

Coefficienti per analisi parametriche	
Variazione ricavo energia elettrica	1,00
Variazione ricavo energia termica	1,00
Variazione ricavo energia frigorifera	1,00
Variazione ricavo cert. verdi comb. rinn.	1,00
Variazione ricavo certific. verdi 1 <sup>a</sup> fonte	1,00
Variazione ricavo certific. verdi 2 <sup>a</sup> fonte	1,00
Variazione ricavo certificati bianchi I	1,00
Variazione ricavo certificati bianchi II	1,00
Variazione costo esercizio e manutenz.	1,00
Variazione costo combustibili	1,00
Variazione costo esternalità	1,00

Ammortamento fiscale ad aliquote variabili		
Anno di esercizio	percentuale	Percentuale cumulativa
1	8,0	8,0
2	9,0	17,0
3	10,0	27,0
4	6,0	33,0
5	7,0	40,0

E  
S  
C  
I

I

Fig. 184 – Ammortamento ad aliquote variabili con valori bloccati nei primi tre anni

Dalla figura si nota che nel caso in esame sono solo due le caselle verdi dove l'operatore può fornire le percentuali, mentre le prime tre risultano bloccate essendoci riportati i valori a consuntivo.

Confrontando i risultati di Fig. 182 e Fig. 183, è evidente come, in questa particolare situazione, la riduzione delle aliquote negli ultimi due anni consentiti abbia permesso di sfruttare integralmente i crediti fiscali dei primi anni, a differenza di quanto avviene con l'ammortamento a rate costanti: sarebbe quindi più opportuno parlare in tal caso di ammortamento dilazionato nel tempo, piuttosto che anticipato.

## 9.5 Calcolo dell'IRR con algoritmo dedicato

Nel sistema FELIPE il calcolo del tasso di rendimento annuo IRR viene fatto da un algoritmo sviluppato appositamente, per svincolarlo dal Risolutore Excel che, a seconda della versione Microsoft Excel a disposizione, ha presentato delle criticità nel suo impiego. Inoltre va ricordato che, per utilizzare questo Risolutore nei sottostanti programmi in Excel, è comunque richiesto un delicato intervento da parte dell'operatore sulla loro configurazione, seguendo passo passo la procedura descritta in 5.5.2.3.1.

In FELIPE la procedura seguita, per avviare correttamente l'algoritmo e per copiare poi il risultato da esso eventualmente trovato, è completamente automatizzata; pertanto non è richiesto alcun intervento da parte dell'operatore.

L'IRR è definito come il tasso di attualizzazione (se esiste) che rende nullo il VAN; quindi l'obiettivo del calcolo è ricercare un valore di questo tasso in corrispondenza del quale il VAN risulti inferiore ad un prefissato numero molto piccolo, che possa essere realisticamente considerato pari a zero.

Nell'algoritmo messo a punto, la ricerca del valore di IRR viene fatta seguendo il semplice metodo della bisezione, secondo il diagramma di flusso riportato in Fig. 185.

Si parte quindi dal valore percentuale del tasso reale di sconto stabilito dall'operatore e si varia lo stesso con passo iniziale di modulo unitario (1%): in aumento o in diminuzione, a seconda che il valore del VAN sia positivo o negativo, tenuto presente quanto riportato in 5.5.2.3 sul segno dei suoi termini costituenti nel caso di impianti di produzione energetica. Se il VAN, calcolato col nuovo valore del tasso reale di sconto, non cambia di segno, l'algoritmo varia il tasso di sconto ancora di un passo unitario nella stessa direzione. Il procedimento va avanti finché si trova un valore del tasso che fa cambiare il segno del VAN; in tal modo, gli ultimi due valori utilizzati per il tasso di sconto individuano l'intervallo entro il quale il VAN si azzerava.

A questo punto l'algoritmo dimezza il passo di variazione del tasso (0,5%) e, seguendo la stessa procedura, al massimo dopo due iterazioni ottiene una nuova inversione di segno per il VAN calcolato. Si continua in tal modo con successivi dimezzamenti del passo finché, dopo un certo numero di iterazioni, si trova un valore del tasso di sconto per il quale il VAN è inferiore, in valore assoluto, a 0,0001 e può considerarsi nullo. Tale valore del tasso è pertanto l'IRR cercato.

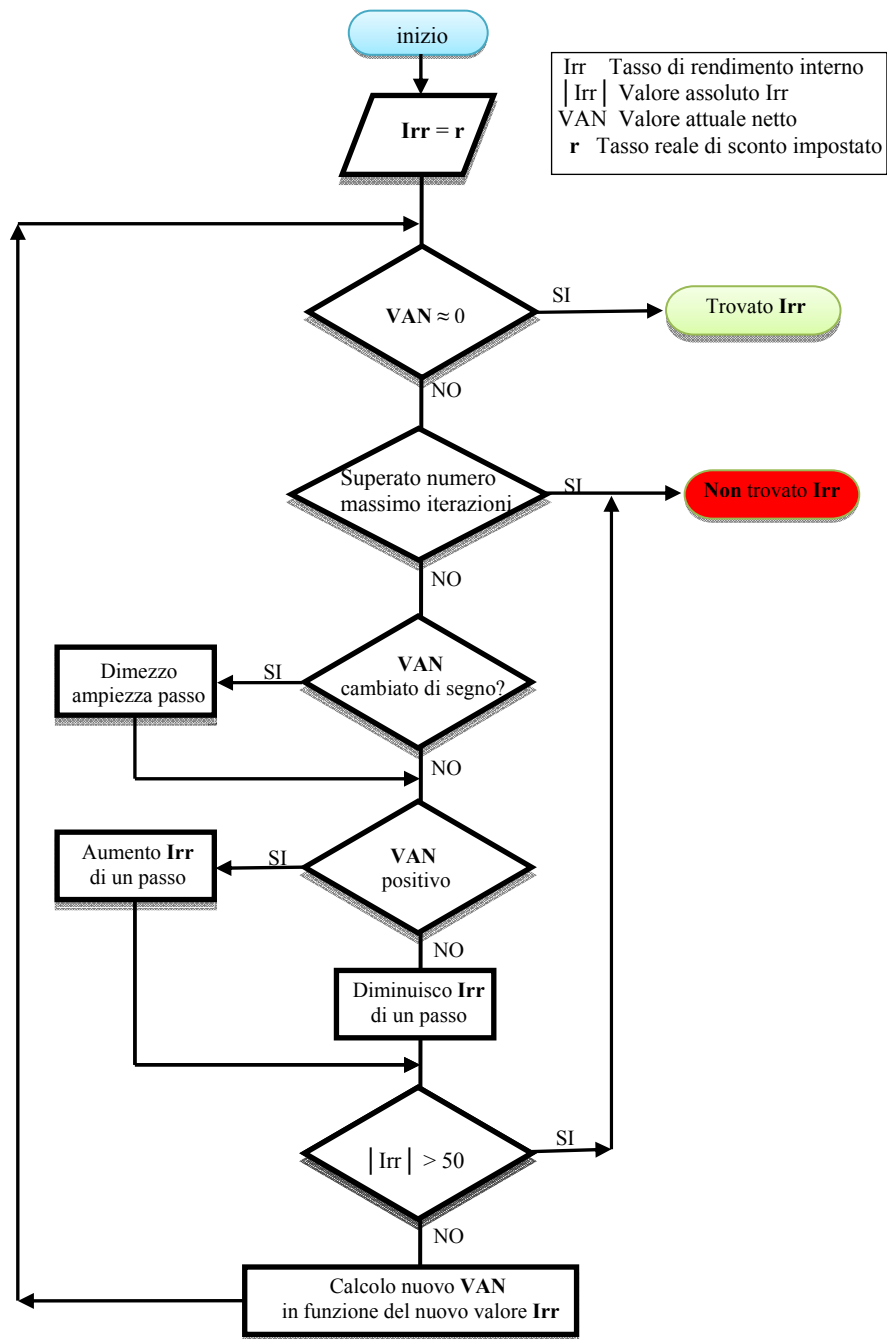


Fig. 185 – Diagramma di flusso dell’algoritmo per il calcolo dell’IRR

La ricerca dello zero per il VAN è ristretta ad un intervallo dei valori del tasso di sconto compreso tra  $\pm 50\%$ , ritenendo privi di significato, dal punto di vista economico, valori al di fuori. Se durante il calcolo vengono superati i valori dell’intervallo suddetto o viene raggiunto un numero massimo (prefissato) di iterazioni, il valore dell’IRR viene considerato inesistente. In tal caso, come si è visto in 8.3.1, nella maschera di visualizzazione degli indicatori economici il campo dove è riportato il valore dell’*IRR reale* rimane vuoto e diventa rosso.

Il dimensionamento dell'ampiezza massima del passo iniziale, dell'intervallo di variabilità per il tasso di sconto e del valore assoluto massimo entro il quale il VAN obiettivo può essere considerato azzerato è stato effettuato seguendo semplici considerazioni pratiche sulla natura del problema.

La Fig. 186 mostra, per un caso concreto, l'andamento dei valori calcolati dall'algorithm per il VAN e per il tasso di sconto, a partire dall'iterazione precedente a quella in cui avviene la prima inversione di segno. Si può notare come, da questa iterazione in poi, le oscillazioni delle due grandezze attorno ai loro valori finali (0 per il VAN e 12,95 per l'IRR) siano sempre più piccole e l'algorithm giunga rapidamente a convergenza.

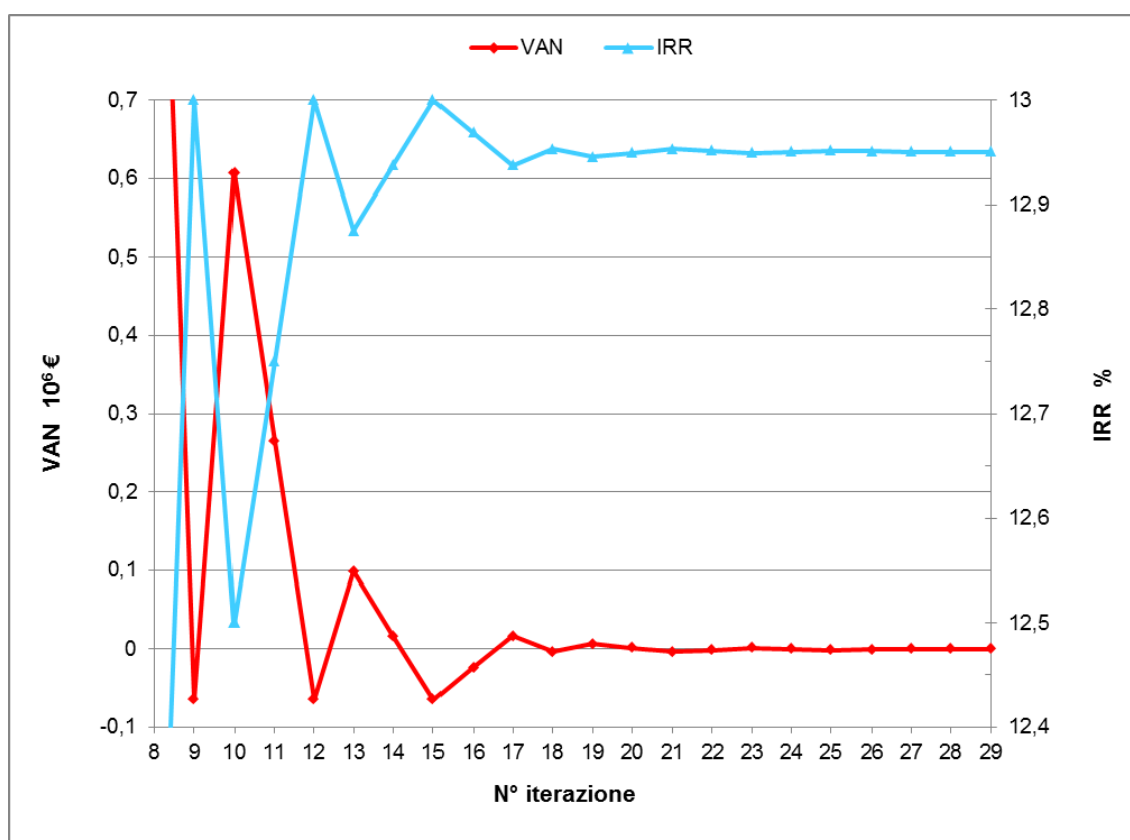


Fig. 186 – Valori calcolati per VAN e tasso di sconto al crescere del numero di iterazioni

L'algorithm applicato si limita a trovare il valore di IRR più vicino al tasso reale di sconto fornito dall'operatore e non ne garantisce l'unicità.

L'unicità viene verificata fuori dal calcolo suddetto, testando il campo di controllo che registra il numero di variazioni di segno presentati dai flussi di cassa annui dell'impianto in esame, secondo quanto riportato nel già citato paragrafo 5.5.2.3.1.

## 9.6 Unificazione dei programmi "calcolo"

La descrizione sommaria fatta nel Cap. 2 ha evidenziato che i due programmi *calcolo*, sviluppati in ambito Excel, differiscono solo per quanto riguarda l'eventuale concessione di un contributo a fondo perduto sul costo di costruzione dell'impianto.

Infatti nel programma "*IVA parziale*" il contributo copre anche una quota parte dell'IVA versata, che quindi potrà essere recuperata solo parzialmente nel successivo periodo di funzionamento dell'impianto. Invece in quello "*IVA totale*" il contributo copre solo parte del costo netto di costruzione, mentre l'IVA è tutta a carico del proprietario e sarà interamente recuperabile durante i primi anni di esercizio.

In FELIPE questi due programmi sono stati riuniti nell'unico sottoprogramma "Calcolo", dando all'operatore la possibilità di scegliere una delle due opzioni solo nell'eventualità che, per l'impianto in esame, si debba tener conto di un contributo a fondo perduto sul costo di costruzione.

Pertanto la maschera (o foglio) "IO Contributo fondo perduto", presente sotto la voce "Calcolo" della sezione "Gestione dati in ingresso" e riportata in Fig. 187, richiede non solo i valori necessari a quantificare l'entità del contributo e la sua distribuzione temporale, ma anche se l'IVA è compresa oppure no nel contributo.

**CONTRIBUTO A FONDO PERDUTO**

Contributi durante la costruzione						
Ripartizione contributo fondo perd.	Anno erogazione contributi da quello corrente					
	2	3	4	5	6	7
percentuale	20,0	20,0	30,0	20,0	10,0	0,0

percent. max fondo perduto	PF <sub>max</sub>	20,0	%
contributo max fondo perduto	F <sub>max</sub>	24.000	10 <sup>3</sup> €

tempo prima quota contributo	pq	0	anni
------------------------------	----	---	------

IVA compresa nel contributo	
-----------------------------	--

E S C I
------------------

Fig. 187 – Dati richiesti dal sottoprogramma "Calcolo" per un contributo a fondo perduto

Di norma la casella in cui va fatta questa scelta è vuota e ciò equivale ad aver scelto, come in Fig. 187, che il contributo è al netto dell'IVA; quindi gli importi annui, ottenuti o previsti, sono calcolati, in conformità a quanto visto in 3.1.2, tramite la 4) di pag. 32. Se invece nella casella si sceglie "SI", allora il contributo è al lordo dell'IVA e gli importi annui connessi sono calcolati tramite la 3) di pag. 31.



Con tale accorgimento quindi si rende più facile all'operatore l'opzione di scelta riguardante l'IVA sul contributo e inoltre si riduce in modo apprezzabile lo spazio occupato, all'interno della memoria del computer, dall'intero sistema di calcolo.

## 9.7 Conclusioni

La descrizione sommaria delle migliorie introdotte ha messo ben in evidenza che, nella versione attuale, il sistema di calcolo FELIPE può essere facilmente adoperato anche da utenti privi delle adeguate conoscenze tecniche sul programma Excel, facente parte del pacchetto Windows.

Pertanto con FELIPE non solo è stato esteso in modo naturale, a qualunque tipologia d'impianto per la produzione energetica, l'utilizzo degli originari programmi di calcolo sviluppati in Excel e nati per l'analisi economica degli impianti solari termodinamici. È pure stata notevolmente ampliata la fascia dei suoi potenziali utenti, dal momento che l'impiego di FELIPE per le analisi economiche di fattibilità non richiede quelle competenze, di tipo specialistico, che sarebbero invece necessarie se si dovesse intervenire sui programmi originari, per personalizzarli di volta in volta al particolare impianto in esame.

D'altra parte, attraverso la presente Guida incorporata e consultabile all'interno del sistema FELIPE, un utente con le adeguate competenze tecniche ha la possibilità di seguire passo passo le elaborazioni, svolte dai programmi sottostanti, per giungere ai risultati finali dell'analisi economica. Invece, se un utente non è interessato ai dettagli dell'analisi, deve solo fare attenzione a fornire correttamente i dati richiesti e, con un atto di fede sulla loro corretta elaborazione da parte dei programmi, accettare per buoni i risultati finali ottenuti, dopo aver fatto in ogni caso un esame critico della loro congruità.

Va comunque sottolineato che, nonostante le numerose prove effettuate, non si può escludere la presenza di errori e/o incongruenze nei programmi sottostanti, come pure nei collegamenti con le interfacce accessibili all'operatore e nelle elaborazioni fatte al loro interno. Ciò potrà essere evidenziato solo attraverso l'esteso utilizzo del sistema FELIPE, da parte degli utenti, nell'analisi di impianti con caratteristiche assai diversificate.

La fattiva collaborazione degli utenti è altresì indispensabile per migliorare il sistema di calcolo, in modo da ottenere analisi economiche preliminari sempre più realistiche e adeguate allo scenario in cui si opera.

Ad esempio un'analisi più congruente dell'impatto prodotto dall'IVA, ai fini della sostenibilità economica di un impianto, potrebbe richiedere, all'interno del sottoprogramma "Calcolo", che l'aliquota, fornita nel foglio "IO Dati contabili" sotto la voce "Calcolo" della sezione "Gestione dati in ingresso", non sia unica ma possa essere differenziata tra un'aliquota ordinaria ed una ridotta. In tal caso sarebbe necessario stabilire quale aliquota applicare a ciascuna voce d'entrata e d'uscita, a partire dalla costruzione dell'impianto fino al totale recupero dell'IVA durante il periodo iniziale del suo esercizio.

Sempre nello stesso sottoprogramma, sia il tempo di costruzione dell'impianto che il periodo d'erogazione del contributo a fondo perduto sul costo di costruzione non possono superare i sei anni. Per eliminare tale restrizione, si dovrebbe dare all'operatore la possibilità di indicare quante colonne aggiungere, nelle relative tabelle presenti nei fogli "IO Costo costruzione" e "IO Contributi a fondo perduto" della voce "Calcolo",

per inserirvi i dati mancanti. Queste modifiche andrebbero poi automaticamente trasferite nei fogli “*val. imp. var*”, “*val. imp. am. ant*” e “*Costo imp*” del sottostante programma in Excel, tenendo presente la procedura descritta in 3.1.1 .

Anche l’incentivazione alla produzione elettrica da fonti rinnovabili potrebbe richiedere un maggior livello di dettaglio, rispetto a quanto previsto dall’attuale versione di FELIPE. In particolare potrebbe essere richiesta la rimodulazione dell’incentivo alla produzione fotovoltaica, qualora questa opzione fosse stata scelta, come riportato in 4.2.1, da un consistente numero d’impianti già in esercizio. In tal caso andrebbe messo a punto un nuovo algoritmo che, per i soli impianti fotovoltaici in produzione e con tariffa rimodulata, calcoli il suo valore, in ciascuno degli anni futuri rientranti nel periodo residuo d’incentivazione, tramite le formule presenti nell’Allegato 1 di [27].

Potrebbe pure essere richiesta una differenziazione dei prezzi unitari di vendita, ad esempio su base stagionale, per l’energia termica e/o frigorifera, facendo riferimento a quanto riportato in 4.1.2 .

Inoltre, come già accennato nel Cap. 7, un ulteriore sviluppo del sistema di calcolo FELIPE potrebbe essere quello di estenderne l’utilizzo ad impianti dove, oltre alle consuete produzioni energetiche, si ottengono anche sottoprodotti che hanno un valore di mercato, quali ad esempio materiali e/o combustibili (solidi o fluidi) derivanti dai processi di trasformazione interni.

L’estensione a queste tipologie d’impianto potrebbe essere fatta mantenendo gli attuali sottoprogrammi e la loro sezione “Tipo di energia prodotta”. Una volta selezionata, in questa sezione, la tipologia “termica o combinata”, nella voce “Entrate” della sezione “Gestione dati in ingresso” si dovrebbe prevedere un’ulteriore maschera per fornire i dati richiesti, relativi ai sottoprodotti destinati alla vendita.

Se poi si volesse estendere l’impiego di FELIPE a impianti per la produzione in serie di macchinari e beni di consumo, dove la produzione energetica sarebbe marginale o totalmente assente, converrebbe mettere a punto dei nuovi programmi di calcolo sottostanti, in Excel, che mantengano la stessa impostazione degli attuali. Però ora cambierebbe la tipologia della produzione, con la conseguenza che l’energia, nelle varie forme richieste, diventerebbe di norma una voce delle uscite al pari del consumo dei combustibili.

Per accedere a questi nuovi programmi sottostanti, occorrerebbero in FELIPE ulteriori sottoprogrammi, attivabili dal suo menù iniziale tramite tasti aggiuntivi, rispetto ai tre attuali. Appare evidente che in tal caso il numero dei sottoprogrammi aumenterebbe e con esso la complessità nella gestione dell’intero sistema di calcolo.

In conclusione, i futuri sviluppi del sistema di calcolo FELIPE dipenderanno molto dalla collaborazione propositiva degli utenti, nonché dalle loro esigenze, e potrebbero portarci fino al punto che ... dovremmo cambiare il suo acronimo perché non più in grado d’identificare adeguatamente la totalità degli impianti analizzabili con esso.



## Appendice 4)

### Riepilogo dei dati richiesti dalle maschere

#### SOTTOPROGRAMMI VALUTAZIONI

<b>Voce ENTRATE</b>	<b>Foglio "IO Fasce orarie"</b>						
	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note	
	Ore giornaliere per fascia oraria			Decimali tra 0 e 24.	4.3.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 36 pag. 91) per il solo sottoprogramma "Valutazioni continuo".	
	Suddivisione ore giornaliere tra fasce orarie			Decimali tra valore iniziale dell'intervallo e 24.	4.3.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 38 pag. 93) per il solo sottoprogramma "Valutazioni intermittente".	
	<b>Foglio "IO Orario di funzionamento"</b> per il solo sottoprogramma "Valutazioni intermittente"						
	Orario di funzionamento dell'impianto nei periodi caratteristici dell'anno			Decimali: iniziale tra 0 e 24; finale tra valore iniziale e 24.	4.3.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 37 pag. 92).	
	<b>Foglio "IO Produzione elettrica"</b>						
	Produzione elettrica	mensile lorda	$E_{el\ men}$	MWh	Decimali $\geq 0$ .	4.3.1.1	Va fornita una sola di queste produzioni. Se sono fornite sia la produzione annua lorda che quella netta, si considera solo la netta.
		mensile netta	$E_{en\ men}$				
		annua lorda	$E_{el}$	GWh			
	annua netta	$E_{en}$					
Produzione elettrica da combustibili commerciali	annua lorda	$E_{el\ c}$	GWh	Decimali tra 0 e $E_{el}$ .	4.4.1.1	Va fornita una delle due produzioni, solo quando si utilizzano questi combustibili.	
	annua netta	$E_{en\ c}$		Decimali tra 0 e $E_{en}$ .			
Prod. elettrica lorda annua da combustib. rinnovabile	$E_{el\ cr}$		GWh	Decimali $\geq 0$ .	4.4.1.1	Non deve superare la produzione lorda rinnovabile $E_{el\ r}$ .	
Assorbimento percentuale degli ausiliari di centrale	$pt_{e\ ac}$	%		Decimali tra 0 e 100.	4.3.1.1		

Foglio "IO Prezzi"						
Voce ENTRATE per sola produzione elettrica	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
	Costo unitario variabile riconosciuto	Ct	c€/kWh	Decimali > 0.	4.1.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 24 pag. 62) anche quando si utilizza il prezzo di vendita unico.
	Prezzo unitario della componente fissa differenziata per fasce orarie	Cf	c€/kWh	Decimali $\geq 0$ tranne in fascia F3 dove può essere < 0.	4.1.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 25 pag. 63) solo se si utilizzano prezzi di vendita differenziati.
	Prezzo unico di vendita dell'energia elettrica	p <sub>v<sub>e</sub></sub>	€/MWh	Decimali > 0.	4.1.1.1	Se si fornisce un valore, deve essere superiore al valore minimo p <sub>v<sub>min e</sub></sub> e in tal caso non si tiene conto dei prezzi differenziati. Deve essere fornito quando E <sub>en</sub> > 0 e il relativo ricavo annuo risulterebbe nullo.
	Prezzo unitario di vendita del certificato verde	p <sub>v<sub>cv</sub></sub>	c€/kWh	Decimali $\geq 0$ .	4.2.1.1	Va fornito se c'è produzione elettrica con diritto ai CV.
	Opzione per certificati verdi			Si o No.	4.2.1.1	Di norma impostata sul Si. La casella vuota è equivalente a No.
	Frazione massima di energia elettrica da combustibili commerciali imputabile a fonti rinnovabili	f <sub>co<sub>max</sub></sub>		Decimali tra 0 e 1.	4.4.1.1	È stabilita per legge. La possibilità di variarla consente però di valutare la sua incidenza sul risultato economico finale.

Foglio "IO COG Fasce orarie"						
Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note	
Ore giornaliere per fascia oraria			Decimali tra 0 e 24.	4.3.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 36 pag. 91) per il solo sottoprogramma "Valutazioni continuo".	
Suddivisione ore giornaliere tra fasce orarie			Decimali tra valore iniziale dell'intervallo e 24.	4.3.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 38 pag. 93) per il solo sottoprogramma "Valutazioni intermittente".	
Foglio "IO COG Orario di funzionamento" per il solo sottoprogramma "Valutazioni intermittente"						
Orario di funzionamento dell'impianto nei periodi caratteristici dell'anno			Decimali: iniziale tra 0 e 24; finale tra valore iniziale e 24.	4.3.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 37 pag. 92).	
Foglio "IO COG Produzione energetica"						
Produzione elettrica ceduta	mensile netta	$E_{en\ men}$	$MWh_e$	Decimali $\geq 0$ .	4.3.2.1	Deve essere fornita solo una delle due.
	annua netta	$E_{en}$				
Produzione termica ceduta	mensile netta	$E_{t\ men}$	$MWh_t$	Decimali $\geq 0$ .	4.3.2.1	Deve essere fornita solo una delle due.
	annua netta	$E_t$				
Produzione frigorifera ceduta	mensile netta	$E_{f\ men}$	$MWh_f$	Decimali $\geq 0$ .	4.3.2.1	Deve essere fornita solo una delle due.
	annua netta	$E_f$				
Energia termica annua a utenze locali		$E_{tl}$	$MWh_t$	Decimali $\geq 0$ .	4.4.2.1	Non deve superare $E_t$ .
Energia frigorifera annua a utenze locali		$E_{fl}$	$MWh_f$	Decimali $\geq 0$ .	4.4.2.1	Non deve superare $E_f$ .
Energia elettrica annua prelevata dalla rete		$E_{as}$	$MWh_e$	Decimali $\geq 0$ .	4.3.2.1	
Produzione elettrica netta annua da fonti rinnovabili		$E_{en\ r}$	$MWh_e$	Decimali $\geq 0$ .	4.4.1.1	Non deve superare $E_{en}$ , né l'energia elettrica ottenibile dalla conversione di $E_{p\ r\ equ}$ .
Energia primaria annua equivalente alle produzioni separate da fonti rinnovabili		$E_{p\ r\ equ}$	tep	Decimali $\geq 0$ .	4.4.1.1	Non può essere minore dell'energia primaria fittizia del combustibile rinnovabile e non deve superare $E_{p\ ts} + E_{p\ fs} + E_{p\ es}$ .
Potenza termica della caldaia sostitutiva		$P_{t\ cs\ nom}$	$kW_t$	Interi $> 0$ .	4.1.2.1	Va fornita obbligatoriamente per questa tipologia d'impianti.

Voce ENTRATE per impianti di produzione termica o combinata

Dato richiesto		Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
Risparmio annuo di energia primaria in regime di CAR		$RP_{car}$	tep	Decimali > 0.	4.4.2.1	Il valore, ottenuto da altro programma, va fornito solo quando l'impianto è in regime di CAR.
Potenza elettrica media in regime di CAR		$P_{e\ m\ car}$	$MW_e$	Decimali > 0.	4.4.2.1	Va fornita in presenza di un valore per $RP_{car}$ .
Riduzione dei CB al 30%				Si o No.	4.4.2.1	Di norma la cella è vuota. Il dato va fornito in presenza di un valore per $RP_{car}$ .
Incentivo conto termico				Si o No.	4.2.2.1	Di norma impostato sul No. Per impianti di sola produzione termica e/o frigorifera.
Importo annuo			$10^3 \text{ €}$	Decimali > 0.	4.2.2.1	Va fornito se l'impianto accede al conto termico.
<b>Foglio "IO COG Prezzi"</b>						
Prezzo unitario di vendita del CB	tipo I	$p_{uvCB\ I}$	€/tep	Decimali $\geq 0$ .	4.2.2.1	Va fornito se all'impianto sono riconosciuti questi CB.
	tipo II	$p_{uvCB\ II}$				Va fornito se all'impianto sono riconosciuti questi CB.
Prezzo unitario di vendita del certificato verde		$p_{uvCV}$	c€/kWh	Decimali $\geq 0$ .	4.2.1.1	Va fornito se c'è produzione elettrica con diritto ai CV.
Opzione per certificati verdi				Si o No.	4.2.1.1	Di norma impostata sul Si. La casella vuota è equivalente a No.
Prezzo unico di vendita dell'energia elettrica		$p_{uv_e}$	€/MWh <sub>e</sub>	Decimali > 0.	4.1.1.1	Se si fornisce un valore, deve essere maggiore di quello nella colonna accanto e in tal caso non si tiene conto dei prezzi differenziati. Deve essere fornito quando $E_{en} > 0$ e il relativo ricavo annuo risulterebbe nullo.
Prezzo medio di vendita dell'energia termica		$p_{uv_t}$	€/MWh <sub>t</sub>	Decimali > 0.	4.1.2.1	Va fornito se $E_t > 0$ e non può essere inferiore al prezzo nella colonna accanto.
Prezzo medio di vendita dell'energia frigorifera		$p_{uv_f}$	€/MWh <sub>f</sub>	Decimali > 0.	4.1.2.1	Va fornito se $E_f > 0$ e non può essere inferiore al prezzo nella colonna accanto.
Costo unitario variabile riconosciuto		$C_t$	c€/kWh	Decimali > 0.	4.1.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 24 pag. 62) anche quando si utilizza il prezzo di vendita unico.
Prezzo unitario della componente fissa differenziata per fasce orarie		$C_f$	c€/kWh	Decimali $\geq 0$ tranne in fascia F3 dove può essere < 0.	4.1.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 25 pag. 63) solo se si utilizzano prezzi di vendita differenziati.
Valore minimo dell'indice di risparmio energetico		$IRE_{min}$		Decimali tra 0 e 1.	4.4.2.1	Se l'impianto è di produzione combinata, va inserito il valore stabilito dall'Autorità per l'Energia.

Voce ENTRATE per impianti di produzione termica o combinata

Voce ENTRATE per impianti di produzione termica o combinata		Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
		Valore minimo del limite termico	$LT_{min}$			Decimali tra 0 e 1.	4.4.2.1
Indice di prestazione medio annuo per sistema frigorifero convenzionale	$\varepsilon_{fm}$	MWh <sub>f</sub> /MWh <sub>e</sub>		Decimali > 0.	4.1.2.1	Va inserito il valore, stabilito dall'Autorità per l'Energia per la zona climatica di ubicazione dell'impianto, quando $E_f > 0$ .	
Fattore di conversione energia elettrica – energia primaria	$fc_{EP}$	tep / MWh <sub>e</sub>		Decimali tra 0 e 1.	4.1.2.1	Va inserito il valore relativo all'anno corrente, fissato dall'Autorità per l'Energia, quando $E_{en} + E_f > 0$ .	
Coefficiente di durabilità	$\tau$			Decimali tra 1 e 5.	4.4.2.1	Se l'impianto consente un risparmio energetico, va inserito il valore stabilito dall'Autorità per l'Energia, a seconda della sua tipologia.	
Consumo annuo dei combustibili	gas naturale		$10^6 \text{ Sm}^3$	Decimali $\geq 0$ .	3.3.1	I nomi per i due combustibili commerciali eventualmente utilizzati, in aggiunta al gas naturale, vanno forniti nel foglio "IO Emissioni" della voce "Uscite".  I consumi sono richiesti solo per i combustibili effettivamente utilizzati.	
	primo combustibile commerciale inserito		$10^6 \text{ Sm}^3$ o $10^3 \text{ t}$				
	secondo combustibile commerciale inserito		$10^6 \text{ Sm}^3$ o $10^3 \text{ t}$				
	combustibile rinnovabile		$10^6 \text{ Sm}^3$ o $10^3 \text{ t}$				
Prezzo unitario dei combustibili utilizzati	gas naturale		c€/Sm <sup>3</sup>	Decimali > 0.	3.3.1	I valori vanno forniti per i combustibili utilizzati e non possono differire di oltre il 50% in più o in meno, rispetto al valore riportato nella colonna "Prezzo di riferimento".	
	primo combustibile commerciale inserito		c€/(kg o Sm <sup>3</sup> )				
	secondo combustibile commerciale inserito		c€/(kg o Sm <sup>3</sup> )				
	combustibile rinnovabile		c€/(kg o Sm <sup>3</sup> )				



Foglio "IO Emissioni"					
Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
Emissione specifica di CO <sub>2</sub> dei combustibili utilizzati non totalmente rinnovabili	esp <sub>q</sub>	t/10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup> o t/t	Decimali > 0.	3.4.1	È possibile indicare i nomi (max 12 caratteri) di altri due combustibili commerciali, oltre al gas naturale. Il nome di questi combustibili va fornito solo se c'è un loro consumo annuo. I valori devono essere misurati o calcolati dalle reazioni chimiche di combustione.
Emissione annua consentita di CO <sub>2</sub> per l'impianto	ec <sub>CO<sub>2</sub></sub>	10 <sup>3</sup> t	Decimali ≥ 0.	3.4.1	Valore ottenuto dal numero di quote assegnato gratuitamente a livello nazionale.
Emissioni annue effettive di SO <sub>2</sub> e NO <sub>x</sub>	ea <sub>ef</sub>	10 <sup>3</sup> t	Decimali ≥ 0.	3.4.1	
Prezzo delle quote di emissione	tu <sub>em</sub>	€/t	Decimali > 0.	3.4.1	Deve essere fornito un prezzo per ciascun inquinante emesso. Per SO <sub>2</sub> e NO <sub>x</sub> è pari all'importo della relativa tassa.
Foglio "IO Combustibili"					
Potere calorifico inferiore del gas naturale	pc <sub>g</sub>	kcal/Sm <sup>3</sup>	Interi > 0.	3.3.1	Deve essere fornito un valore per il corretto funzionamento dei programmi.
Potere calorifico inferiore del primo combustibile commerciale inserito	pc	kcal/(kg o Sm <sup>3</sup> )	Interi > 0.	3.3.1	Va fornito se c'è un consumo annuo di questo combustibile.
Potere calorifico inferiore del secondo combustibile commerciale inserito	pc	kcal/(kg o Sm <sup>3</sup> )	Interi > 0.	3.3.1	Va fornito se c'è un consumo annuo di questo combustibile.
Potere calorifico inferiore del combustibile rinnovabile	pc <sub>cr</sub>	kcal/(kg o Sm <sup>3</sup> )	Interi > 0.	3.3.1	Va fornito se c'è un consumo annuo di combustibile rinnovabile.
Contributo percentuale dei combustibili commerciali alla produzione elettrica lorda annua	pt <sub>q</sub>	%	Decimali tra 0 e 100.	3.3.1	Per gli impianti di sola produzione elettrica.
Rendimento elettrico lordo medio dell'impianto alimentato dal singolo combustibile	η <sub>el q(cr)</sub>	%	Decimali tra 0 e 100.	3.3.1	Per gli impianti di sola produzione elettrica.
Rinnovabilità riconosciuta al combustibile rinnovabile	pt <sub>r</sub>	%	Decimali tra 0 e 100.	3.3.1	Va fornita in base alla normativa vigente.
Potenza termica nominale dell'impianto	P <sub>t nom</sub>	MW <sub>t</sub>	Decimali > 0.	3.4.1	Deve essere maggiore di P <sub>e rc</sub> se l'impianto è di sola produzione elettrica, altrimenti uguale a P <sub>nom</sub> .

Voce USCITE

Foglio "IO Costi"					
Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
Costo annuo fisso di esercizio e manutenzione	SEM	M€/anno	Decimali > 0.	3.2.1	
Costo annuo fisso di esercizio e manutenzione della parte convenzionale dell'impianto	SEMc	M€/anno	Decimali tra 0 e SEM.	3.2.1	Se è presente un valore, non può essere maggiore di SEM.
Costo annuo di esercizio e manutenzione proporzionale al funzionamento	SEMp	c€/kWh <sub>e</sub>	Decimali > 0.	3.2.1	Può essere fornito per impianti di sola produzione elettrica.
Riduzione percentuale del costo di esercizio e manutenzione nella parte innovativa dell'impianto	rpi	%	Decimali tra 0 e 50.	3.2.1	Per impianti innovativi non ancora entrati in esercizio.
Costo globale annuo di esercizio e manutenzione in percentuale del costo di costruzione	SEMP	%	Decimali tra 0 e 100.	3.2.1	Non può essere inserito contemporaneamente a SEM.
Foglio "IO Prezzo combustibili"					
Prezzo unitario d'acquisto del primo combustibile commerciale inserito	pua	c€/Mcal	Decimali > 0.	3.3.1	Va compilata l'intera tabella (analoga a quella di Fig. 13 pag. 40) solo se c'è un suo consumo annuo.
Prezzo unitario d'acquisto del gas naturale	pua <sub>g</sub>	c€/Mcal	Decimali > 0.	3.3.1	Va compilata l'intera tabella (analoga a quella di Fig. 13 pag. 40) anche se non c'è consumo di questo combustibile.
Prezzo unitario d'acquisto del secondo combustibile commerciale inserito	pua	c€/Mcal	Decimali > 0.	3.3.1	Va compilata l'intera tabella (analoga a quella di Fig. 13 pag. 40) solo se c'è un suo consumo annuo.
Prezzo unitario d'acquisto del combustibile rinnovabile	pua <sub>cr</sub>	c€/(kg o Sm <sup>3</sup> )	Decimali > 0.	3.3.1	Va fornito solo se c'è un suo consumo annuo.
Prezzo unitario medio d'acquisto dell'energia elettrica dalla rete	pua <sub>re</sub>	€/MWh	Decimali > 0.	3.3.1	Solo per gli impianti di produzione termica o combinata, quando risulta E <sub>as</sub> > 0.

Voce USCITE

Foglio "IO Coefficienti analisi"					
Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
Coefficienti per analisi parametriche			Decimali tra 0,5 e 5.	4.6	Tutti questi coefficienti devono sempre avere un valore, di norma fissato a 1 (vedi Fig. 74 pag. 133). Servono per analizzare l'influenza di ciascuna voce sul risultato economico finale.
Coefficienti per le produzioni			Decimali tra 0,5 e 2.	4.6	Tutti questi coefficienti devono sempre avere un valore, di norma fissato a 1. Servono per analizzare l'influenza, sul risultato economico finale, delle singole produzioni, quando su queste esistono margini d'incertezza.
Foglio "IO Tassi"					
Tasso nominale annuo per l'energia elettrica	$f_e$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
Tasso nominale annuo per l'energia termica	$f_t$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
Tasso nominale annuo per l'energia frigorifera	$f_f$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
Tasso nominale annuo per i certificati verdi	$f_{cv}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
Tasso nominale annuo per i certificati bianchi	$f_{cb}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
Tasso nominale annuo per l'esercizio e manutenzione	$f_{esm}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
Tasso nominale annuo per i combustibili	$f_{rc}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
Tasso nominale annuo per le esternalità	$f_{est}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
Durata dell'incentivazione alla produzione con CV	$N_{cv}$	anni	Interi tra 8 e gli anni d'esercizio previsto ep.	4.2.1.1	Deve essere fornita se c'è un ricavo annuo da CV.
Durata dell'incentivazione alla produzione con CB	$N_{cb}$	anni	Interi non superiori a 15.	4.2.2.1	Deve essere fornita se c'è un ricavo annuo da CB.
Durata dell'incentivazione col conto termico	$N_{ct}$	anni	Interi non superiori a 5.	4.2.2.1	Deve essere fornita se c'è un incentivo annuo da CT.
Tasso d'inflazione medio annuo effettivo	$f_e$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.2.1	Valore medio relativo agli anni già trascorsi che interessano per l'analisi economica. Va fornito obbligatoriamente se risulta $(ai + co/2) < 0$ .

Voce VALUTAZIONI

Voce VALUTAZIONI	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
	Tasso d'inflazione medio annuo previsto	f	%	Decimali tra 0 e 30.	5.2.1	
	Tasso reale annuo di sconto	r	%	Decimali tra 0 e 30.	5.2.1	
	Tasso nominale annuo per ciascuna voce del costo di costruzione dell'impianto	f <sub>1, 2, 3, 4</sub>	%	Decimali tra -10 e 30.	3.1.1	Non richiesto se l'impianto è già costruito.
	<b>Foglio "IO Impianto di riferimento"</b>					
	Costo unitario dell'impianto di riferimento	CCU	€/kW <sub>e</sub>	Interi > 0.	5.6.3.1	Si riferisce all'impianto a ciclo combinato considerato dal CIP 6/92. Il valore è quello stimato dall'Autorità per l'Energia.
	Spese annue di esercizio e manutenzione in percentuale del costo di costruzione per l'impianto di riferimento	SEMP <sub>rif</sub>	%	Decimali tra 0 e 20.	5.6.3.1	Si fa riferimento al valore riportato dall'Autorità per l'Energia.
	Consumo specifico di gas per l'impianto di riferimento	CS	m <sup>3</sup> /kW <sub>h<sub>e</sub></sub>	Decimali tra 0 e 1.	5.6.3.1	Si fa riferimento al valore riportato dall'Autorità per l'Energia.
	Ore annue di funzionamento per l'impianto di riferimento	h <sub>fa rif</sub>	h/a	Interi tra 0 e 8.760.	5.6.3.1	Si fa riferimento al valore riportato dall'Autorità per l'Energia.
	Prezzo unitario medio a copertura dei costi fissi di produzione del parco nazionale	PUM <sub>sf</sub>	c€/kW <sub>h<sub>e</sub></sub>	Decimali > 0.	5.6.3.1	Si fa riferimento al valore riportato dall'Autorità per l'Energia.
Incidenza percentuale dell'esercizio e manutenzione sui costi fissi di produzione del parco nazionale	PSF	%	Decimali tra 0 e 100.	5.6.3.1	Si fa riferimento al valore riportato dall'Autorità per l'Energia.	
<b>Foglio "IO Costo costruzione"</b>						
Costo dell'impianto (stimato alla data attuale se da costruire, a consuntivo se costruito) suddiviso nelle diverse voci		10 <sup>3</sup> €	Decimali ≥ 0.	3.1.1	Le singole voci possono essere ripartite al massimo in quattro voci principali. Nella tabella il valore numerico (al netto dell'IVA) può essere inserito solo dopo aver specificato la voce di costo (max 25 caratteri).	

Foglio "IO Impianto"						
Voce VALUTAZIONI	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
	Numero dell'anno di riferimento per l'attualizzazione	ar		Interi tra 0 e il valore di ep.	5.2.1	Di norma fissato a 0, serve per attualizzare entrate ed uscite ad un anno successivo a quello corrente.
	Numero per l'anno di inizio costruzione dell'impianto	ai		Interi tra -20 e 20.	3.1.1	Di norma fissato a 0, serve per stabilire l'anno di inizio costruzione rispetto a quello corrente.
	Tempo di costruzione	co	anni	Interi tra 0 e 20.	3.1.1	
	Tempo di avviamento dell'impianto	pa	anni	Interi tra 0 e 4.	5.3.1	Di norma fissato a 0, tiene conto del tempo richiesto per il collaudo e le prove funzionali dell'impianto, prima dell'esercizio. La sua durata non può superare il tempo di costruzione.
	Durata prevista per l'esercizio dell'impianto	ep	anni	Interi tra 0 e il valore di v.	5.4.1.1	Periodo in cui un impianto funziona in modo economicamente conveniente. Deve essere sempre fornito un valore.
	Vita tecnica dell'impianto	v	anni	Interi tra 8 e 30.	5.4.1.1	Periodo in cui un impianto è tecnicamente in grado di funzionare. Deve essere sempre fornito un valore.
	Potenza nominale dell'impianto	P <sub>nom</sub>	MW	Decimali > 0.	3.1.1	Elettrica per gli impianti di sola produzione elettrica, termica per le altre tipologie produttive. Va fornita quando c'è una qualunque produzione e deve essere compatibile con questa.

Foglio "IO Consuntivo"						
il quadro da compilare compare <i>solo se l'impianto è entrato in esercizio prima dell'anno corrente</i>						
Voce CONSUNTIVO	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
	Entrata energia elettrica		10 <sup>3</sup> €	Decimali ≥ 0.	5.4.1 e 8.2.5	Deve essere sempre fornito un valore, anche se nullo.
	Entrata energia termica		10 <sup>3</sup> €	Decimali ≥ 0.	5.4.1 e 8.2.5	Per impianti di <i>produzione termica o combinata</i> deve essere sempre fornito un valore, anche se nullo.
	Entrata energia frigorifera		10 <sup>3</sup> €	Decimali ≥ 0.	5.4.1 e 8.2.5	Come sopra.
	Entrata incentivi		10 <sup>3</sup> €	Decimali ≥ 0.	5.4.1 e 8.2.5	Deve essere sempre fornito un valore, anche se nullo.
	Uscita esercizio e manutenzione		10 <sup>3</sup> €	Decimali ≥ 0.	5.4.1 e 8.2.5	Deve essere sempre fornito un valore, anche se nullo.
	Uscita combustibili		10 <sup>3</sup> €	Decimali ≥ 0.	5.4.1 e 8.2.5	Deve essere sempre fornito un valore, anche se nullo.
	Uscita esternalità		10 <sup>3</sup> €	Decimali.	5.4.1 e 8.2.5	Deve essere sempre fornito un valore, anche se nullo.

Foglio "IO Valutazione imp. variabile"						
solo quando nell'analisi interessa l' <i>attualizzazione a tasso variabile</i>						
Voce VAL. TASSO VAR.	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
	Maggiorazione per il tasso reale annuo di remunerazione	mr	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.7.1	
	Durata prevista per l'esercizio dell'impianto	ep	anni	Interi tra 0 e il valore di v.	5.4.1.1	Periodo in cui un impianto funziona in modo economicamente conveniente. Deve essere sempre fornito un valore.
	Vita tecnica dell'impianto	v	anni	Interi tra 8 e 30.	5.4.1.1	Periodo in cui un impianto è tecnicamente in grado di funzionare. Deve essere sempre fornito un valore.

Voce VALUTAZIONI TASSO VARIABILE	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
	Tasso nominale annuo per l'energia elettrica	$f_e$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
	Tasso nominale annuo per l'energia termica	$f_t$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
	Tasso nominale annuo per l'energia frigorifera	$f_f$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
	Tasso nominale annuo per i certificati verdi	$f_{cv}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
	Tasso nominale annuo per i certificati bianchi	$f_{cb}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
	Tasso nominale annuo per l'esercizio e manutenzione	$f_{esm}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
	Tasso nominale annuo per i combustibili	$f_{rc}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
	Tasso nominale annuo per le esternalità	$f_{est}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
	Durata dell'incentivazione alla produzione con CV	$N_{cv}$	anni	Interi tra 8 e gli anni d'esercizio previsto ep .	4.2.1.1	Deve essere fornita se c'è un ricavo annuo da CV.
	Durata dell'incentivazione alla produzione con CB	$N_{cb}$	anni	Interi non superiori a 15.	4.2.2.1	Deve essere fornita se c'è un ricavo annuo da CB.
	Durata dell'incentivazione col conto termico	$N_{ct}$	anni	Interi non superiori a 5.	4.2.2.1	Deve essere fornita se c'è un incentivo annuo da CT.
	Coefficienti delle voci annuali d'entrata ed uscita per analisi parametriche			Decimali tra 0,5 e 5.	4.6	Tutti questi coefficienti devono sempre avere un valore, di norma fissato a 1. I coefficienti per le voci relative al costo di costruzione e alle produzioni possono essere variati solo nel foglio "IO Coefficienti analisi" della voce "Valutazioni".

## SOTTOPROGRAMMA CALCOLO

Foglio "IO Produzione elettrica"							
Dato richiesto		Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note	
Produzione elettrica	mensile netta per ciascuna fascia oraria		MWh	Decimali $\geq 0$ .	4.3.1.1	Va fornita una sola di queste produzioni. Se sono fornite sia la produzione annua lorda che quella netta, si considera solo la netta.	
	annua lorda	$E_{el}$	GWh				
	annua netta	$E_{en}$					
Produzione elettrica da combustibili commerciali	annua lorda	$E_{elc}$	GWh	Decimali tra 0 e $E_{el}$ .	4.4.1.1	Va fornita una delle due produzioni, solo quando si utilizzano questi combustibili.	
	annua netta	$E_{enc}$		Decimali tra 0 e $E_{en}$ .			
Produzione elettrica lorda annua da combustibile rinnovabile		$E_{elcr}$	GWh	Decimali $\geq 0$ .	4.4.1.1	Non deve superare la produzione lorda rinnovabile $E_{elr}$ .	
Produzione elettrica netta annua da 2 <sup>a</sup> fonte rinnovabile		$E_{enfr2}$	GWh	Decimali $\geq 0$ .	4.4.1.1	Si può fornire solo se c'è produzione da 1 <sup>a</sup> fonte e deve essere compatibile con l'intera produzione rinnovabile.	
Assorbimento percentuale degli ausiliari di centrale		$pt_{eac}$	%	Decimali tra 0 e 100.	4.3.1.1		
Foglio "IO Prezzi"							
Voce ENTRATE	Costo unitario variabile riconosciuto		Ct	c€/kWh	Decimali $> 0$ .	4.1.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 24 pag. 62) anche quando si utilizza il prezzo di vendita unico.
	Prezzo unitario della componente fissa differenziata per fasce orarie		Cf	c€/kWh	Decimali $\geq 0$ tranne in fascia F4 dove può essere $< 0$ .	4.1.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 26 pag. 64) solo se si utilizzano prezzi di vendita differenziati.
	Prezzo unico di vendita dell'energia elettrica		$p_{uve}$	€/MWh	Decimali $> 0$ .	4.1.1.1	Se si fornisce un valore, deve essere superiore al valore minimo $p_{vmin}$ e in tal caso non si tiene conto dei prezzi differenziati. Deve essere fornito quando $E_{en} > 0$ e il relativo ricavo annuo risulterebbe nullo.
	Prezzo unitario di vendita del certificato verde per il combustibile rinnovabile		$p_{ucvcr}$	c€/kWh	Decimali $\geq 0$ .	4.2.1.1	Va fornito se c'è produzione elettrica con diritto ai CV da combustibile rinnovabile.
	Prezzo unitario di vendita del certificato verde per la 1 <sup>a</sup> fonte rinnovabile		$p_{ucv1}$	c€/kWh	Decimali $\geq 0$ .	4.2.1.1	Va fornito se c'è produzione elettrica con diritto ai CV da 1 <sup>a</sup> fonte rinnovabile non combustibile.



Voce ENTRATE per sola produzione elettrica	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
	Prezzo unitario di vendita del certificato verde per la 2 <sup>a</sup> fonte rinnovabile	$p_{v_{cv2}}$	c€/kWh	Decimali $\geq 0$ .	4.2.1.1	Va fornito se c'è produzione elettrica con diritto ai CV da 2 <sup>a</sup> fonte rinnovabile non combustibile.
	Coefficiente moltiplicativo per ottenere la produzione da combustibile rinnovabile con diritto ai CV	$cm_{cv\ er}$		Decimali $> 0$ .	4.2.1.1	Di norma è fissato a 1.
	Coefficiente moltiplicativo per ottenere la produzione da 1 <sup>a</sup> fonte non combustibile con diritto ai CV	$cm_{cv1}$		Decimali $> 0$ .	4.2.1.1	Di norma è fissato a 1.
	Coefficiente moltiplicativo per ottenere la produzione da 2 <sup>a</sup> fonte non combustibile con diritto ai CV	$cm_{cv2}$		Decimali $> 0$ .	4.2.1.1	Di norma è fissato a 1..
	Produzione cumulativa imputabile a fonti rinnovabili	$E_{ir\ cum}$	GWh	Decimali $> 0$ .	4.2.1.1	Solo se richiesta.
	Opzione per ciascun tipo di certificato verde			Si o No.	4.2.1.1	Di norma impostata sul Si. La casella vuota è equivalente a No.
	Frazione massima di energia elettrica da combustibili commerciali imputabile a fonti rinnovabili	$fco_{max}$		Decimali tra 0 e 1.	4.4.1.1	È stabilita per legge. La possibilità di variarla consente però di valutare la sua incidenza sul risultato economico finale.

Foglio "IO COG Produzione energetica"						
Dato richiesto		Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
Produzione elettrica ceduta	mensile netta per ciascuna fascia oraria		MWh <sub>e</sub>	Decimali ≥ 0.	4.3.2.1	Deve essere fornita solo una delle due.
	annua netta	E <sub>en</sub>				
Produzione termica ceduta	mensile netta		MWh <sub>t</sub>	Decimali ≥ 0.	4.3.2.1	Deve essere fornita solo una delle due.
	annua netta	E <sub>t</sub>				
Produzione frigorifera ceduta	mensile netta		MWh <sub>f</sub>	Decimali ≥ 0.	4.3.2.1	Deve essere fornita solo una delle due.
	annua netta	E <sub>f</sub>				
Energia termica annua a utenze locali		E <sub>tl</sub>	MWh <sub>t</sub>	Decimali ≥ 0.	4.4.2.1	Non deve superare E <sub>t</sub> .
Energia frigorifera annua a utenze locali		E <sub>fl</sub>	MWh <sub>f</sub>	Decimali ≥ 0.	4.4.2.1	Non deve superare E <sub>f</sub> .
Energia elettrica annua prelevata dalla rete		E <sub>as</sub>	MWh <sub>e</sub>	Decimali ≥ 0.	4.3.2.1	
Produzione elettrica netta annua da combustibile rinnovabile		E <sub>en cr</sub>	MWh <sub>e</sub>	Decimali ≥ 0.	4.4.1.1	Si può fornire solo se c'è consumo di questo combustibile e non deve superare la produzione netta rinnovabile E <sub>en r</sub> .
Produzione elettrica netta annua da 2 <sup>a</sup> fonte rinnovabile		E <sub>en fr 2</sub>	MWh <sub>e</sub>	Decimali ≥ 0.	4.4.1.1	Si può fornire solo se c'è produzione da 1 <sup>a</sup> fonte e deve essere compatibile con l'intera produzione rinnovabile.
Produzione elettrica netta annua da fonti rinnovabili		E <sub>en r</sub>	MWh <sub>e</sub>	Decimali ≥ 0.	4.4.1.1	Non deve superare E <sub>en</sub> , né l'energia elettrica ottenibile dalla conversione di E <sub>p r equ</sub> .
Energia primaria annua equivalente alle produzioni separate da fonti rinnovabili		E <sub>p r equ</sub>	tep	Decimali ≥ 0.	4.4.1.1	Non può essere minore dell'energia primaria fittizia del combustibile rinnovabile e non deve superare E <sub>p ts</sub> + E <sub>p fs</sub> + E <sub>p es</sub> .
Potenza termica della caldaia sostitutiva		P <sub>tes nom</sub>	kW <sub>t</sub>	Interi > 0.	4.1.2.1	Va fornita obbligatoriamente per questa tipologia d'impianti.
Ore di funzionamento annue previste per l'impianto		h <sub>fa</sub>	h/a	Decimali > 0.	5.6.1	Devono essere comprese tra il valore di controllo h <sub>fa min</sub> e 8.760.
Risparmio annuo di energia primaria in regime di CAR		RP <sub>car</sub>	tep	Decimali > 0.	4.4.2.1	Il valore, ottenuto da altro programma, va fornito solo quando l'impianto è in regime di CAR.
Potenza elettrica media in regime di CAR		P <sub>e m car</sub>	MW <sub>e</sub>	Decimali > 0.	4.4.2.1	Va fornita in presenza di un valore per RP <sub>car</sub> .
Riduzione dei CB al 30%				Si o No.	4.4.2.1	Di norma la cella è vuota. Il dato va fornito in presenza di un valore per RP <sub>car</sub> .

Voce ENTRATE per impianti di produzione termica o combinata

Dato richiesto		Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
Incentivo conto termico				Si o No.	4.2.2.1	Di norma impostato sul No. Per impianti di sola produzione termica e/o frigorifera.
Importo annuo			10 <sup>3</sup> €	Decimali > 0.	4.2.2.1	Va fornito se l'impianto accede al conto termico.
<b>Foglio "IO COG Prezzi"</b>						
Prezzo unitario di vendita del CB	tipo I	p <sub>uvCB I</sub>	€/tep	Decimali ≥ 0.	4.2.2.1	Va fornito se all'impianto sono riconosciuti questi CB.
	tipo II	p <sub>uvCB II</sub>				Va fornito se all'impianto sono riconosciuti questi CB.
Prezzo unitario di vendita del certificato verde per il combustibile rinnovabile		p <sub>uvCV er</sub>	c€/kWh	Decimali ≥ 0.	4.2.1.1	Va fornito se c'è produzione elettrica con diritto ai CV da combustibile rinnovabile.
Prezzo unitario di vendita del certificato verde per la 1 <sup>a</sup> fonte rinnovabile		p <sub>uvCV 1</sub>	c€/kWh	Decimali ≥ 0.	4.2.1.1	Va fornito se c'è produzione elettrica con diritto ai CV da 1 <sup>a</sup> fonte rinnovabile non combustibile.
Prezzo unitario di vendita del certificato verde per la 2 <sup>a</sup> fonte rinnovabile		p <sub>uvCV 2</sub>	c€/kWh	Decimali ≥ 0.	4.2.1.1	Va fornito se c'è produzione elettrica con diritto ai CV da 2 <sup>a</sup> fonte rinnovabile non combustibile.
Opzione per ciascun tipo di certificato verde				Si o No.	4.2.1.1	Di norma impostata sul Si. La casella vuota è equivalente a No.
Prezzo unico di vendita dell'energia elettrica		p <sub>uv e</sub>	€/MWh <sub>e</sub>	Decimali > 0.	4.1.1.1	Se si fornisce un valore, deve essere maggiore di quello nella colonna accanto e in tal caso non si tiene conto dei prezzi differenziati. Deve essere fornito quando E <sub>en</sub> > 0 e il relativo ricavo annuo risulterebbe nullo.
Prezzo medio di vendita dell'energia termica		p <sub>uv t</sub>	€/MWh <sub>t</sub>	Decimali > 0.	4.1.2.1	Va fornito se E <sub>t</sub> > 0 e non può essere inferiore al prezzo nella colonna accanto.
Prezzo medio di vendita dell'energia frigorifera		p <sub>uv f</sub>	€/MWh <sub>f</sub>	Decimali > 0.	4.1.2.1	Va fornito se E <sub>f</sub> > 0 e non può essere inferiore al prezzo nella colonna accanto.
Costo unitario variabile riconosciuto		C <sub>t</sub>	c€/kWh	Decimali > 0.	4.1.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 24 pag. 62) anche quando si utilizza il prezzo di vendita unico.
Prezzo unitario della componente fissa differenziata per fasce orarie		C <sub>f</sub>	c€/kWh	Decimali ≥ 0 tranne in fascia F4 dove può essere < 0.	4.1.1.1	Va compilata l'intera tabella (vedi Fig. 26 pag. 64) solo se si utilizzano prezzi di vendita differenziati.
Valore minimo dell'indice di risparmio energetico		IRE <sub>min</sub>		Decimali tra 0 e 1.	4.4.2.1	Se l'impianto è di produzione combinata, va inserito il valore stabilito dall'Autorità per l'Energia.
Valore minimo del limite termico		LT <sub>min</sub>		Decimali tra 0 e 1.	4.4.2.1	Se c'è produzione termica e/o frigorifera, va inserito il valore stabilito dall'Autorità per l'Energia.

Voce ENTRATE per impianti di produzione termica o combinata

Voce ENTRATE per impianti di produzione termica o combinata		Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
		Indice di prestazione medio annuo per sistema frigorifero convenzionale	$\epsilon_{fm}$	MWh <sub>f</sub> /MWh <sub>e</sub>	Decimali > 0.	4.1.2.1	Va inserito il valore, stabilito dall'Autorità per l'Energia per la zona climatica di ubicazione dell'impianto, quando $E_f > 0$ .
Fattore di conversione energia elettrica – energia primaria	$f_{cEP}$	tep / MWh <sub>e</sub>	Decimali tra 0 e 1.	4.1.2.1	Va inserito il valore relativo all'anno corrente, fissato dall'Autorità per l'Energia, quando $E_{en} + E_f > 0$ .		
Coefficiente di durabilità	$\tau$		Decimali tra 1 e 5.	4.4.2.1	Se l'impianto consente un risparmio energetico, va inserito il valore stabilito dall'Autorità per l'Energia, a seconda della sua tipologia.		
Consumo annuo dei combustibili	gas naturale		$10^6 \text{ Sm}^3$	Decimali $\geq 0$ .	3.3.1	I nomi per i due combustibili commerciali eventualmente utilizzati, in aggiunta al gas naturale, vanno forniti nel foglio "IO Emissioni" della voce "Uscite".  I consumi sono richiesti solo per i combustibili effettivamente utilizzati.	
	primo combustibile commerciale inserito		$10^6 \text{ Sm}^3$ o $10^3 \text{ t}$				
	secondo combustibile commerciale inserito		$10^6 \text{ Sm}^3$ o $10^3 \text{ t}$				
	combustibile rinnovabile		$10^6 \text{ Sm}^3$ o $10^3 \text{ t}$				
Prezzo unitario dei combustibili utilizzati	gas naturale		c€/Sm <sup>3</sup>	Decimali > 0.	3.3.1	I valori vanno forniti per i combustibili utilizzati e non possono differire di oltre il 50% in più o in meno, rispetto al valore riportato nella colonna "Prezzo di riferimento".	
	primo combustibile commerciale inserito		c€/(kg o Sm <sup>3</sup> )				
	secondo combustibile commerciale inserito		c€/(kg o Sm <sup>3</sup> )				
	combustibile rinnovabile		c€/(kg o Sm <sup>3</sup> )				

Foglio "IO Emissioni"					
Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
Emissione specifica di CO <sub>2</sub> dei combustibili utilizzati non totalmente rinnovabili	esp <sub>q</sub>	t/10 <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup> o t/t	Decimali > 0.	3.4.1	È possibile indicare i nomi (max 12 caratteri) di altri due combustibili commerciali, oltre al gas naturale. Il nome di questi combustibili va fornito solo se c'è un loro consumo annuo. I valori devono essere misurati o calcolati dalle reazioni chimiche di combustione.
Emissione annua consentita di CO <sub>2</sub> per l'impianto	ec <sub>CO<sub>2</sub></sub>	10 <sup>3</sup> t	Decimali ≥ 0.	3.4.1	Valore ottenuto dal numero di quote assegnato gratuitamente a livello nazionale.
Emissioni annue effettive di SO <sub>2</sub> e NO <sub>x</sub>	ea <sub>ef</sub>	10 <sup>3</sup> t	Decimali ≥ 0.	3.4.1	
Prezzo delle quote di emissione	tu <sub>em</sub>	€/t	Decimali > 0.	3.4.1	Deve essere fornito un prezzo per ciascun inquinante emesso. Per SO <sub>2</sub> e NO <sub>x</sub> è pari all'importo della relativa tassa.
Foglio "IO Combustibili"					
Potere calorifico inferiore del gas naturale	pc <sub>g</sub>	kcal/Sm <sup>3</sup>	Interi > 0.	3.3.1	Deve essere fornito un valore per il corretto funzionamento dei programmi.
Potere calorifico inferiore del primo combustibile commerciale inserito	pc	kcal/(kg o Sm <sup>3</sup> )	Interi > 0.	3.3.1	Va fornito se c'è un consumo annuo di questo combustibile.
Potere calorifico inferiore del secondo combustibile commerciale inserito	pc	kcal/(kg o Sm <sup>3</sup> )	Interi > 0.	3.3.1	Va fornito se c'è un consumo annuo di questo combustibile.
Potere calorifico inferiore del combustibile rinnovabile	pc <sub>cr</sub>	kcal/(kg o Sm <sup>3</sup> )	Interi > 0.	3.3.1	Va fornito se c'è un consumo annuo di combustibile rinnovabile.
Contributo percentuale dei combustibili commerciali alla produzione elettrica lorda annua	pt <sub>q</sub>	%	Decimali tra 0 e 100.	3.3.1	Per gli impianti di sola produzione elettrica.
Rendimento elettrico lordo medio dell'impianto alimentato dal singolo combustibile	η <sub>el q(cr)</sub>	%	Decimali tra 0 e 100.	3.3.1	Per gli impianti di sola produzione elettrica.
Rinnovabilità riconosciuta al combustibile rinnovabile	pt <sub>r</sub>	%	Decimali tra 0 e 100.	3.3.1	Va fornita in base alla normativa vigente.
Potenza termica nominale dell'impianto	P <sub>t nom</sub>	MW <sub>t</sub>	Decimali > 0.	3.4.1	Deve essere maggiore di P <sub>e rc</sub> se l'impianto è di sola produzione elettrica, altrimenti uguale a P <sub>nom</sub> .

Voce USCITE

Foglio "IO Costi"					
Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
Costo annuo fisso di esercizio e manutenzione	SEM	M€/anno	Decimali > 0.	3.2.1	
Costo annuo fisso di esercizio e manutenzione della parte convenzionale dell'impianto	SEMc	M€/anno	Decimali tra 0 e SEM.	3.2.1	Se è presente un valore, non può essere maggiore di SEM.
Costo annuo di esercizio e manutenzione proporzionale al funzionamento	SEMp	c€/kWh <sub>e</sub>	Decimali > 0.	3.2.1	Può essere fornito per impianti di sola produzione elettrica.
Riduzione percentuale del costo di esercizio e manutenzione nella parte innovativa dell'impianto	rpi	%	Decimali tra 0 e 50.	3.2.1	Per impianti innovativi non ancora entrati in esercizio.
Costo globale annuo di esercizio e manutenzione in percentuale del costo di costruzione	SEMP	%	Decimali tra 0 e 100.	3.2.1	Non può essere inserito contemporaneamente a SEM.
Foglio "IO Prezzo combustibili"					
Prezzo unitario d'acquisto del primo combustibile commerciale inserito	pua	c€/Mcal	Decimali > 0.	3.3.1	Va compilata l'intera tabella (analoga a quella di Fig. 13 pag. 40) solo se c'è un suo consumo annuo.
Prezzo unitario d'acquisto del gas naturale	pua <sub>g</sub>	c€/Mcal	Decimali > 0.	3.3.1	Va compilata l'intera tabella (analoga a quella di Fig. 13 pag. 40) anche se non c'è consumo di questo combustibile.
Prezzo unitario d'acquisto del secondo combustibile commerciale inserito	pua	c€/Mcal	Decimali > 0.	3.3.1	Va compilata l'intera tabella (analoga a quella di Fig. 13 pag. 40) solo se c'è un suo consumo annuo.
Prezzo unitario d'acquisto del combustibile rinnovabile	pua <sub>cr</sub>	c€/(kg o Sm <sup>3</sup> )	Decimali > 0.	3.3.1	Va fornito solo se c'è un suo consumo annuo.
Prezzo unitario medio d'acquisto dell'energia elettrica dalla rete	pua <sub>re</sub>	€/MWh	Decimali > 0.	3.3.1	Solo per gli impianti di produzione termica o combinata, quando risulta E <sub>as</sub> > 0.

Voce USCITE

Foglio "IO Coefficienti analisi"					
Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
Coefficiente per modulazione della produzione annuale			Decimali tra 0 e 1.	5.4.1.1	Deve essere sempre presente un valore, di norma fissato a 1. Serve per ridurre proporzionalmente le produzioni energetiche annue calcolate a regime.
Coefficienti per analisi parametriche			Decimali tra 0,5 e 5.	4.6	Tutti questi coefficienti devono sempre avere un valore, di norma fissato a 1. Servono per analizzare l'influenza di ciascuna voce sul risultato economico finale.
Coefficienti per le produzioni			Decimali tra 0,5 e 2.	4.6	Tutti questi coefficienti devono sempre avere un valore, di norma fissato a 1 (vedi Fig. 72 pag. 131). Servono per analizzare l'influenza, sul risultato economico finale, delle singole produzioni, inclusa quella elettrica per fasce orarie, quando su queste esistono margini d'incertezza.
Foglio "IO Tassi"					
Tasso nominale annuo per l'energia elettrica	$f_e$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
Tasso nominale annuo per l'energia termica	$f_t$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
Tasso nominale annuo per l'energia frigorifera	$f_f$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
Tasso nominale annuo per i certificati verdi da combustibile rinnovabile	$f_{CVcr}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
Tasso nominale annuo per i certificati verdi da 1 <sup>a</sup> fonte rinnovabile	$f_{CV1}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
Tasso nominale annuo per i certificati verdi da 2 <sup>a</sup> fonte rinnovabile	$f_{CV2}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
Tasso nominale annuo per i certificati bianchi	$f_{CB}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
Tasso nominale annuo per l'esercizio e manutenzione	$f_{esm}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
Tasso nominale annuo per i combustibili	$f_{rc}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	
Tasso nominale annuo per le esternalità	$f_{est}$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.1.1	

Voce CALCOLO

Voce CALCOLO	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
	Durata dell'incentivazione alla produzione con CB	$N_{CB}$	anni	Interi non superiori a 15.	4.2.2.1	Deve essere fornita se c'è un ricavo annuo da CB.
	Durata dell'incentivazione col conto termico	$N_{CT}$	anni	Interi non superiori a 5.	4.2.2.1	Deve essere fornita se c'è un incentivo annuo da CT.
	Durata massima dell'incentivazione alla produzione con CV da combustibile rinnovabile	$N_{CV\ er\ max}$	anni	Interi tra 8 e gli anni d'esercizio previsto ep.	4.2.1.1	Deve essere fornita se c'è un ricavo annuo da questi CV.
	Durata massima dell'incentivazione alla produzione con CV da 1 <sup>a</sup> fonte rinnovabile	$N_{CV\ 1\ max}$	anni	Interi tra 8 e gli anni d'esercizio previsto ep.	4.2.1.1	Deve essere fornita se c'è un ricavo annuo da questi CV.
	Durata massima dell'incentivazione alla produzione con CV da 2 <sup>a</sup> fonte rinnovabile	$N_{CV\ 2\ max}$	anni	Interi tra 8 e gli anni d'esercizio previsto ep.	4.2.1.1	Deve essere fornita se c'è un ricavo annuo da questi CV.
	Tasso d'inflazione medio annuo effettivo	$f_e$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.2.1	Valore medio relativo agli anni già trascorsi che interessano per l'analisi economica. Va fornito obbligatoriamente se la costruzione dell'impianto è iniziata ( $a_i < 0$ ).
	Tasso d'inflazione medio annuo previsto	$f$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.2.1	
	Tasso reale annuo di sconto	$r$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.2.1	
	Maggiorazione per il tasso reale annuo di remunerazione	$mr$	%	Decimali tra 0 e 30.	5.4.7.1	
Tasso nominale annuo per ciascuna voce del costo di costruzione dell'impianto	$f_{1,2,3,4}$	%	Decimali tra -10 e 30.	3.1.1	Non richiesto se l'impianto è già costruito.	
<b>Foglio "IO Impianto di riferimento"</b>						
Costo unitario dell'impianto di riferimento	$CCU$	€/kW <sub>e</sub>	Interi > 0.	5.6.3.1	Si riferisce all'impianto a ciclo combinato considerato dal CIP 6/92. Il valore è quello stimato dall'Autorità per l'Energia.	
Spese annue di esercizio e manutenzione in percentuale del costo di costruzione per l'impianto di riferimento	$SEMP_{rif}$	%	Decimali tra 0 e 20.	5.6.3.1	Si fa riferimento al valore riportato dall'Autorità per l'Energia.	
Consumo specifico di gas per l'impianto di riferimento	$CS$	m <sup>3</sup> /kW <sub>h<sub>e</sub></sub>	Decimali tra 0 e 1.	5.6.3.1	Si fa riferimento al valore riportato dall'Autorità per l'Energia.	



Voce CALCOLO	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
	Ore annue di funzionamento per l'impianto di riferimento	$h_{fa\ rif}$	h/a	Interi tra 0 e 8.760.	5.6.3.1	Si fa riferimento al valore riportato dall'Autorità per l'Energia.
	Prezzo unitario medio a copertura dei costi fissi di produzione del parco nazionale	$PUM_{sf}$	c€/kWh <sub>e</sub>	Decimali > 0.	5.6.3.1	Si fa riferimento al valore riportato dall'Autorità per l'Energia.
	Incidenza percentuale dell'esercizio e manutenzione sui costi fissi di produzione del parco nazionale	PSF	%	Decimali tra 0 e 100.	5.6.3.1	Si fa riferimento al valore riportato dall'Autorità per l'Energia.
<b>Foglio "IO Costo costruzione"</b>						
Costo dell'impianto (stimato alla data attuale se da costruire, a consuntivo se costruito) suddiviso nelle diverse voci			10 <sup>3</sup> €	Decimali ≥ 0.	3.1.1	Le singole voci possono essere ripartite al massimo in quattro voci principali. Nella tabella il valore numerico (al netto dell'IVA) può essere inserito solo dopo aver specificato la voce di costo (max 25 caratteri).
Esborso percentuale annuo per ciascuna voce durante il periodo di costruzione (non superiore a sei anni)	pe	%		Decimali tra 0 e 100.	3.1.1	Le percentuali vanno inserite per tutti gli anni tranne l'ultimo, come mostrato in Fig. 3 pag. 26. Se mancano, la costruzione si considera completata entro il primo anno. Quando l'impianto è da costruire, sono riferite al costo originale di ciascuna voce $I_{ok}$ .
<b>Foglio "IO Contributo a fondo perduto"</b> solo quando è concesso un contributo sul costo di costruzione						
Contributo percentuale annuo durante la costruzione (per non più di sei anni)	pf	%		Decimali tra 0 e 100.	3.1.1	Le percentuali sono riferite al contributo massimo, calcolato in base alla percentuale $PF_{max}$ (vedi Fig. 7 pag. 32). Se l'impianto è già costruito, le percentuali sono quelle corrispondenti agli effettivi contributi erogati.
Percentuale massima per il contributo a fondo perduto	$PF_{max}$	%		Decimali tra 0 e 100.	3.1.1	Di norma fissata a 0, la percentuale è riferita al costo di costruzione originale $I_o$ , maggiorato dell'IVA se con l'eventuale contributo si può pagare anche tale imposta.
Contributo massimo a fondo perduto	$F_{max}$		10 <sup>3</sup> €	Decimali ≥ 0.	3.1.1	Indipendentemente da $PF_{max}$ , il contributo concesso non può superare tale importo complessivo.

Voce CALCOLO	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
	Tempo per l'erogazione della prima quota di contributo	pq	anni	Interi tra 0 e 10.	3.1.1	Di norma fissato a 0, tiene conto dell'eventuale sfasamento temporale tra inizio costruzione e accredito della prima quota di contributo.
	IVA compresa nel contributo			Si o No.	3.1.2	Di norma la cella è vuota e ciò equivale ad aver scelto No. Il contributo sul costo di costruzione è calcolato con la 3) di pag. 31, se copre anche l'IVA, altrimenti con la 4) di pag. 32.
	<b>Foglio "IO Prestito"</b> <i>solo quando il prestito copre tutto o parte del costo di costruzione</i>					
	Numero dell'anno di concessione del prestito (non deve comportare un numero nc di <i>rate non coperte</i> da entrate <i>maggiore di sette</i> )	cp		Interi $\geq -20$ .	5.1.1.1 e 5.3.2	Obbligatorio solo se si ricorre al prestito, serve a stabilire quando questo viene erogato. Deve essere compreso tra il valore di ai e quello limite calcolato.
	Coefficiente decimale del prestito	cdp		Decimali tra 0 e 1.	5.1.1.1	Riferito al costo lordo di costruzione rimasto a carico ( $I_1 - F_1$ ). Fissato di norma a zero, va fornito se c'è ricorso al prestito.
	Tasso d'interesse annuo sul prestito	t	%	Decimali tra 0 e 30.	5.1.1.1	Differisce in genere dai tassi nominali R e D.
	Durata del prestito	n	anni	Interi tra 1 e il valore di ep.	5.1.1.1	Deve essere fornita se c'è ricorso al prestito.
	<b>Foglio "IO Impianto"</b>					
	Numero dell'anno di riferimento per l'attualizzazione	ar		Interi tra 0 e il valore di ep.	5.2.1	Di norma fissato a 0, serve per attualizzare entrate ed uscite ad un anno successivo a quello corrente.
Numero per l'anno di inizio costruzione dell'impianto	ai		Interi tra -20 e 20.	3.1.1	Di norma fissato a 0, serve per stabilire l'anno di inizio costruzione rispetto a quello corrente.	
Tempo di avviamento dell'impianto	pa	anni	Interi tra 0 e 4.	5.3.1	Di norma fissato a 0, tiene conto del tempo richiesto per il collaudo e le prove funzionali dell'impianto, prima dell'esercizio. La sua durata non può superare il tempo di costruzione.	
Durata prevista per l'esercizio dell'impianto	ep	anni	Interi tra 0 e il valore di v.	5.4.1.1	Periodo in cui un impianto funziona in modo economicamente conveniente. Deve essere sempre fornito un valore.	

Voce CALCOLO	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
	Vita tecnica dell'impianto	v	anni	Interi tra 8 e 30.	5.4.1.1	Periodo in cui un impianto è tecnicamente in grado di funzionare. Deve essere sempre fornito un valore.
	Potenza nominale dell'impianto	P <sub>nom</sub>	MW	Decimali > 0.	3.1.1	Elettrica per gli impianti di sola produzione elettrica, termica per le altre tipologie produttive. Va fornita quando c'è una qualunque produzione e deve essere compatibile con questa.
<b>Foglio "IO Dati contabili"</b>						
Tempo d'ammortamento	Na	anni	Interi tra 0 e il valore di ep.	5.6.1	Facoltativo.	
Tasso reale annuo di sconto durante l'ammortamento	a	%	Decimali tra 0 e 30.	5.6.1	Facoltativo. In genere è diverso dal tasso reale annuo di remunerazione d.	
Aliquota fiscale sul reddito annuo imponibile	af	%	Decimali tra 0 e 100.	5.4.4.1	È stabilita per legge a seconda della tipologia di reddito imponibile.	
Aliquota annua per l'ammortamento fiscale	aaf	%	Decimali tra 0 e 100.	5.4.3.1.1	È stabilita per legge e differenziata per categorie omogenee di beni deperibili.	
Aliquota IVA	IVA	%	Decimali tra 0 e 100.	3.1.1	È fissata per legge e differenziata a seconda della tipologia di bene e/o servizio fatturato.	

Voce CONSUNTIVO	<b>Foglio "IO Consuntivo"</b>					
	il quadro da compilare compare <i>solo se l'impianto</i> è entrato <i>in esercizio</i> prima dell'anno corrente					
	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
	Entrata energia elettrica		10 <sup>3</sup> €	Decimali ≥ 0.	5.4.1 e 8.2.5	Deve essere sempre fornito un valore, anche se nullo.
Entrata energia termica		10 <sup>3</sup> €	Decimali ≥ 0.	5.4.1 e 8.2.5	Per impianti di <i>produzione termica o combinata</i> deve essere sempre fornito un valore, anche se nullo.	
Entrata energia frigorifera		10 <sup>3</sup> €	Decimali ≥ 0.	5.4.1 e 8.2.5	Come sopra.	

Voce CONSUNTIVO	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
	Entrata incentivi		10 <sup>3</sup> €	Decimali ≥ 0.	5.4.1 e 8.2.5	Deve essere sempre fornito un valore, anche se nullo.
	Uscita esercizio e manutenzione		10 <sup>3</sup> €	Decimali ≥ 0.	5.4.1 e 8.2.5	Deve essere sempre fornito un valore, anche se nullo.
	Uscita combustibili		10 <sup>3</sup> €	Decimali ≥ 0.	5.4.1 e 8.2.5	Deve essere sempre fornito un valore, anche se nullo.
	Uscita esternalità		10 <sup>3</sup> €	Decimali.	5.4.1 e 8.2.5	Deve essere sempre fornito un valore, anche se nullo.
	Flusso cassa netto		10 <sup>3</sup> €	Decimali.	5.4.6 e 8.2.5	Deve essere sempre fornito un valore, anche se nullo.
	Ammortamento annuo		%	Decimali tra 0 e 100.	5.4.3.1.1 e 8.2.5	Per tutti gli anni d'esercizio trascorsi, l'aliquota è impostata al valore per l' <i>ammortamento</i> fiscale a rate costanti, fornito in "IO Dati contabili" della voce "Calcolo", oppure, in sua mancanza, a zero. Il valore va inserito solo per gli <i>anni</i> in cui l' <i>aliquota</i> è stata diversa da quella impostata. La somma delle aliquote non deve essere superiore a 100.
	Imposta reddito imponibile	IF	10 <sup>3</sup> €	Decimali ≥ 0.	5.4.4.2 e 8.2.5	Nel <i>primo anno</i> d'esercizio trascorso deve essere fornito un valore, anche se nullo, <i>solo</i> per il <i>credito fiscale</i> . Per ciascuno degli <i>anni successivi</i> d'esercizio è richiesto <i>uno solo</i> di questi due dati, poiché nello stesso anno non può esserci contemporaneamente una imposta e un credito. Il valore va fornito anche se nullo.
	Credito fiscale	CR	10 <sup>3</sup> €	Decimali ≥ 0.	5.4.4.2 e 8.2.5	
	Rimborso IVA cumulativo finale		10 <sup>3</sup> €	Decimali ≥ 0.	5.4.2 e 8.2.5	Va fornito solo se, al termine degli anni trascorsi, è diverso da quello calcolato in base all'aliquota fissata. Il valore va inserito anche se nullo e non può essere maggiore dell'IVA da rimborsare.
Produzione cumulativa imputabile a fonti rinnovabili finale		GWh	Decimali tra 0 e E <sub>ir cum</sub> .	5.4.1.2 e 8.2.5	Il valore è richiesto solo quando l'impianto è di <i>sola produzione elettrica</i> ed è stato fissato un tetto per E <sub>ir cum</sub> , nel foglio "IO Prezzi" della voce "Entrate". In tal caso è presente la cella verde e il valore va fornito anche se nullo; ovviamente non può essere maggiore di E <sub>ir cum</sub> .	

Foglio “IO Ammortamento anticipato” solo quando l’ammortamento fiscale non viene fatto a quote costanti						
Voce CALCOLO AMMORTAMENTO ANTICIPATO	Dato richiesto	Simbolo adottato	Unità di misura	Valori accettati	Paragr. di riferimento	Note
	Coefficiente per modulazione della produzione annuale			Decimali tra 0 e 1.	5.4.1.1	Deve essere sempre presente un valore, di norma fissato a 1. Serve per ridurre proporzionalmente le produzioni energetiche annue calcolate a regime.
	Coefficienti delle voci annuali d’entrata ed uscita per analisi parametriche			Decimali tra 0,5 e 5.	4.6	Tutti questi coefficienti devono sempre avere un valore, di norma fissato a 1. I coefficienti per le voci relative al costo di costruzione e alle produzioni possono essere variati solo nel foglio “IO Coefficienti analisi” della voce “Calcolo”.
	Aliquota annua di ammortamento fiscale		%	Decimali tra 0 e 100.	5.4.3.1.1 e 9.4	Deve essere sempre presente un valore per i <i>primi cinque anni d’esercizio</i> , se l’impianto <i>non</i> ha ancora <i>iniziato la produzione</i> . Se questa invece è <i>già iniziata</i> , le <i>caselle</i> relative agli <i>anni trascorsi</i> diventano <i>bianche</i> e in ciascuna è riportata l’aliquota d’ammortamento inserita nel foglio “IO Consuntivo”. I valori vanno forniti <i>solo</i> per gli eventuali <i>anni rimanenti</i> , per i quali compare la <i>casella verde</i> . Se si inseriscono valori incongruenti, devono essere corretti.

Edito dall'ENEA  
Servizio Promozione e Comunicazione  
Lungotevere Thaon di Revel, 76 - 00196 Roma

*www.enea.it*

Pervenuto il 25.2.2016

Stampato presso il Laboratorio Tecnografico ENEA - C.R. Frascati

Finito di stampare nel mese di febbraio 2016