

Modello di normalizzazione dei dati

Descrizione ed approccio adottato

Filippo Donato e Giorgio Simbolotti (ENEA) – Gennaio 2018

1. Introduzione al modello	2
1.1. Obiettivi e approccio metodologico	2
1.2. Dal metodo <i>LCOE</i> al modello di normalizzazione	3
1.3. Caratteristiche e funzioni tecnico-economiche del modello.....	6
2. Equazioni costitutive del modello.....	9
2.1. Indicatori tecnico/ambientali.....	9
Intensità energetica lorda (UEI= Ultimate Energy Intensity).....	9
Emissioni totali di gas a effetto serra (TCE=Total Carbon Emissions).....	9
Emissioni globali di gas clima-alteranti (UECE=Ultimate Energy Carbon Emissions)	10
2.2. Indicatori economici	10
Tasso di sconto	11
Definizione dei flussi di cassa da gestione operativa (FCFO).....	12
Project financing, costi d'investimento, credito d'imposta e costi d'ammortamento.....	16
Deducibilità degl'interessi passivi.....	19
Costo livellato della produzione (<i>Levelized Production Cost</i>).....	20
Valore attualizzato dell'investimento a fine vita.....	20
Tempo scontato di ritorno dell'investimento	21
Tasso di ritorno interno sul capitale di rischio	21

1. Introduzione al modello

1.1. Obiettivi e approccio metodologico

I documenti della banca dati SIMTE sulle tecnologie energetiche contengono informazioni e dati (prestazioni, costi di investimento e costi di produzione di vettori e servizi energetici) derivati da autorevoli fonti disponibili in letteratura, ma spesso calcolati con metodi diversi e/o sulla base di diverse ipotesi di calcolo.

La realizzazione di un *modello di normalizzazione* dei dati nasce dalla duplice esigenza di:

- a. ricalcolare i dati tecnico-economici (prestazioni e costi) della banca dati SIMTE in base ad un metodo di calcolo omogeneo e ad ipotesi di calcolo trasparenti, documentate e modificabili dall'utente del modello;
- b. fornire all'utente della banca dati la possibilità di aggiornare i dati stessi per riflettere sia le mutevoli condizioni economiche e di mercato e il continuo miglioramento tecnologico, sia altre condizioni specifiche relative ad esempio a: potere calorico dei combustibili, efficienza del processo, fattore di capacità/utilizzo, vita operativa dell'impianto/dispositivo, prezzo dei vettori energetici, costi di investimento e di esercizio delle tecnologie, tassi di sconto e di interesse, etc..

Il modello si basa sostanzialmente su una estensione della tecnica di calcolo del *levelised cost of electricity* (LCOE) opportunamente modificata per essere applicata a tutte le tecnologie di offerta (produzione e trasformazione) e domanda (usi finali: residenziale, industria, trasporti) dell'energia.

Sul piano tecnico il modello permette di calcolare parametri quali l'efficienza energetica netta (o l'intensità energetica lorda) delle tecnologie in esame anche in presenza di più input energetici, le emissioni rilasciate e/o quelle evitate anche in presenza di sistemi di abbattimento, come pure l'impatto tecnico-economico di sistemi di energy storage.

Sul piano economico-finanziario il modello consente di determinare **indicatori** (proxy) rappresentativi per quanto possibile di parametri quali:

- il costo specifico di produzione del prodotto o servizio energetico fornito, scontato e livellato (in termini di valuta reale) sulla vita operativa della tecnologia (impianto/dispositivo)
- il tempo di ritorno dell'investimento iniziale (discounted payback period)
- il valore attualizzato dell'investimento a fine vita
- il tasso di ritorno interno dell'investimento sotto opportune ipotesi sulla gestione di cassa.

Nel calcolo vengono tenuti in conto aspetti quali:

- la struttura del project financing (debito, bond, equity) e gli oneri finanziari;
- il costo del denaro e i tassi di interesse, i tassi di sconto, l'inflazione
- gli interessi durante la costruzione (IDC)
- la curva di spesa in fase di costruzione e la curva di erogazione del debito
- i costi variabili nel tempo di vettori energetici ed emissioni;
- la tassazione, la fiscalità e gli incentivi derivanti da misure di policy

Si tratta in sostanza di un'analisi costi/benefici sviluppata con *ottica dell'investitore* e applicata con identica metodologia a tutte le tecnologie di produzione, trasformazione e uso finale dell'energia. Quest'ultima caratteristica consente di confrontare prestazioni, emissioni e costi di tecnologie energetiche appartenenti a diversi settori tecnologici (es: elettro-generazione, trasporti, residenziale), di confrontare investimenti in settori diversi delle tecnologie energetiche e di valutare l'effetto di misure di policy (ad es. finalizzate alla riduzione delle emissioni) applicate a tecnologie afferenti a diversi settori.

Il modello è disponibile in fase sperimentale sulla piattaforma web SIMTE, per il momento a disposizione dei soli utenti registrati come "esperti" ed è stato applicato ad una serie di tecnologie (*test case*) per valutarne le funzionalità e le prestazioni. Un *how-to-use* del modello, come pure i *test case* sono a disposizione dell'utente sul sito web SIMTE.

Il modello permette all'utente di formulare valutazioni e proxy utilizzabili esclusivamente per finalità di confronto e studio. Esso non può - né intende - sostituire l'analisi costi/benefici effettuata dall'esperto, dall'investitore o dal consumatore per valutare i costi reali delle tecnologie, dei vettori e dei servizi energetici, che sono determinabili soltanto con accurata analisi dello specifico caso in questione. I dati calcolati con il modello non impegnano quindi in alcun modo l'ENEA e il personale coinvolto nella formulazione del modello, né il MiSE, che non possono essere ritenuti responsabili dell'uso di tali dati per qualsiasi scopo e a qualsiasi titolo.

1.2. Dal metodo LCOE al modello di normalizzazione

Come è noto, l'indicatore LCOE (o *busbar-LCOE*) fornisce una valutazione del costo specifico dell'energia elettrica (€/MWh) prodotta da impianti di elettro-generazione ai morsetti di uscita dell'impianto (busbar). Si tratta di un costo scontato¹ e livellato sulla vita operativa dell'impianto, calcolato come rapporto tra la sommatoria di tutti i costi (scontati) sostenuti durante la vita dell'impianto (dalla costruzione alla dismissione) e la quantità totale di energia elettrica generata ($LCOE = \frac{\sum_i C_i}{\sum_i E_i}$)².

In altre parole, esso esprime il valore economico minimo dell'elettricità prodotta che compenserebbe (in base ad un certo tasso di sconto) i costi sostenuti dall'investitore durante tutta la vita dell'impianto e relativi in generale alle seguenti voci, variamente definite in letteratura:

- costo di investimento dell'impianto, senza oneri finanziari (overnight capital cost);
- costo ordinario di esercizio e manutenzione (fixed and variable operation and maintenance cost);
- costo dell'input energetico, ove richiesto (trattato separatamente dagli altri costi di esercizio);
- costo legato alle emissioni di CO2/GHG, ove presenti;
- costo di gestione dei rifiuti, ove presenti;
- costo di dismissione dell'impianto a fine vita;
- costi esterni legati alla produzione, ove quantificabili.

L'indicatore LCOE non include in genere voci di costo di grande rilievo quali quelle legate a:

- struttura del project financing, oneri finanziari, inflazione
- tassazione, fiscalità e profitti dell'attività produttiva
- costi di trasmissione e distribuzione dell'energia, oneri di sistema, tassazione dell'energia al consumo

Si tratta quindi di un indicatore utilizzato principalmente per finalità di confronto tra le tecnologie, che non riflette i costi reali di produzione e, tanto meno, i prezzi di mercato dell'elettricità sui quali peraltro i costi di trasmissione e distribuzione, gli oneri di sistema, la tassazione, i margini di profitto, la dinamica domanda-offerta e i meccanismi delle borse elettriche incidono complessivamente molto di più del costo di elettro-generazione³.

Tuttavia, come discusso di seguito, il metodo di calcolo LCOE si presta, con opportune modifiche e adattamenti, alle esigenze di SIMTE precedentemente richiamate nei punti a e b del paragrafo 1.1.

Infatti, tutte le tecnologie di offerta (produzione e trasformazione dell'energia) e di domanda (usi finali: trasporti, residenziale, industria e agricoltura) dell'energia possono essere considerate come impianti o dispositivi in cui (Figura 1) uno o più flussi energetici in ingresso (fonti di energia primaria fossili o

¹ Per costi (o anche ricavi) scontati si intendono costi sostenuti in tempi diversi (ti) e contabilizzati ad un certo tempo di riferimento (tr) moltiplicando il loro valore per un fattore di sconto pari a $(1+dr)^{(tr-ti)}$ dove *dr* è il tasso di sconto (discount rate). Se per tr si assume il tempo attuale, allora i costi sostenuti nel passato (*ti*<*tr*) vengono rivalutati dal fattore di sconto (>1) mentre i costi da sostenere nel futuro (*ti*>*tr*) vengono scontati dal fattore di sconto (<1). Il valore corretto da assumere per il tasso di sconto nei vari casi è spesso materia di discussione tra esperti di aspetti finanziari.

² Più esattamente, l'indicatore LCOE è ricavato uguagliando la sommatoria dei costi $\sum C_i$ scontati sostenuti durante la vita dell'impianto con il valore scontato dell'energia prodotta $\sum P_i$, valorizzata al costo LCOE. $\sum C_i (1+dr)^{(tr-ti)} = \sum P_i LCOE (1+dr)^{(tr-ti)}$

³ La differenza tra LCOE e costi reali è tale che l'indicatore, nella sua formulazione più diffusa, sembra ormai non più adeguato a rappresentare i costi di elettro-generazione, in particolare in mercati liberalizzati e regolati dai meccanismi delle borse elettriche (vedi in merito: IEA - Projected Costs of Generating Electricity 2015, Cap. 8).

rinnovabili, combustibili e vettori energetici quali elettricità e calore) danno luogo in uscita a prodotti che possono essere, nei vari casi, vettori energetici primari o secondari (combustibili, elettricità, calore), oppure servizi energetici di trasporto (misurabili ad esempio in km, passeggeri-km, tonnellate-km) o residenziali (es: riscaldamento, condizionamento, illuminazione, etc.), o anche prodotti industriali e beni di consumo la cui produzione comporta un consumo energetico.

Tutte le tecnologie energetiche possono quindi essere caratterizzate attraverso parametri tecnico-economici quali l'efficienza e l'intensità energetica, la vita operativa, il fattore di utilizzazione (o fattore di capacità nel settore elettrico), le emissioni eventualmente associate all'uso di fonti fossili di energia, il costo di investimento del dispositivo o dell'impianto produttivo, i costi di esercizio e il costo finale specifico del prodotto o del servizio energetico ottenuto. Il metodo LCOE può quindi essere applicato a tutte le tecnologie energetiche di domanda e offerta intese come sopra descritto.

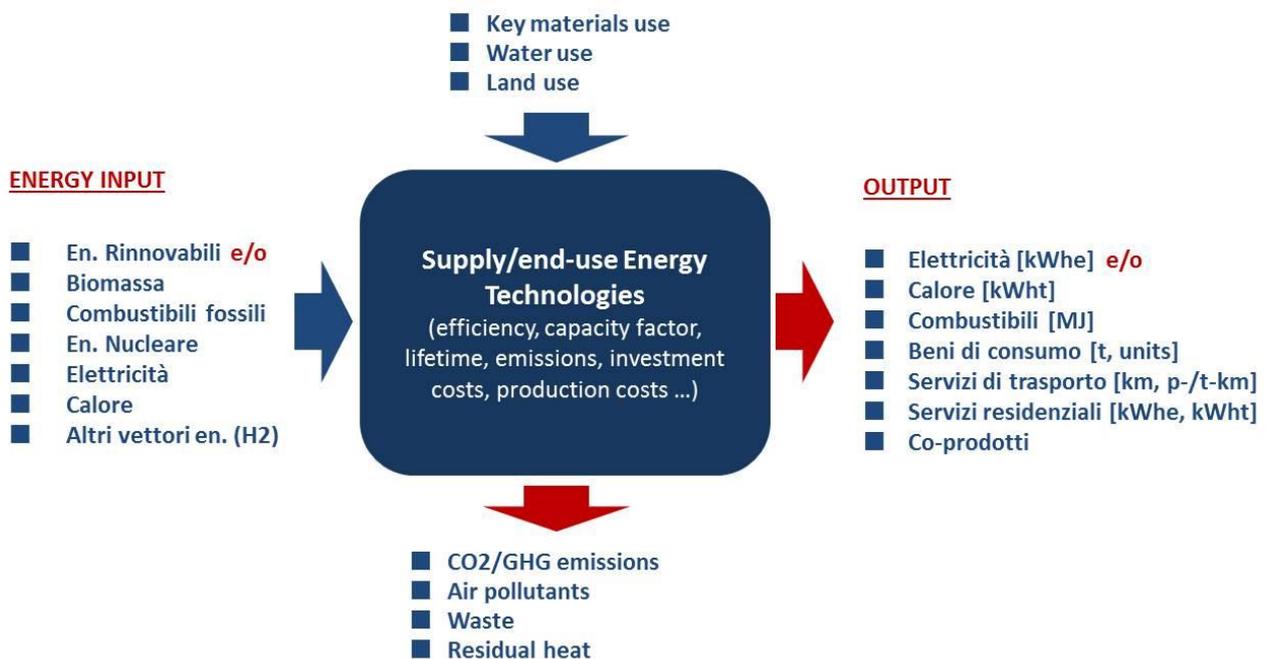


Figura 1 - Caratterizzazione delle tecnologie energetiche di domanda e offerta

Occorre notare che nell'estendere il metodo LCOE a tutte le tecnologie energetiche di domanda ed offerta il significato di alcuni parametri e le unità fisiche in cui tali parametri vengono espressi devono necessariamente subire dei cambiamenti passando da un settore tecnologico all'altro o anche da una tecnologia ad un'altra: ad esempio, mentre nel settore dell'elettro-generazione si definisce un *fattore di capacità* (%) come rapporto tra l'energia effettivamente prodotta dall'impianto in anno e quella teoricamente producibile se l'impianto funzionasse per l'intero anno alla potenza nominale, nel settore dei trasporti, per i veicoli, il parametro equivalente è definito come *fattore di utilizzazione* ed espresso in termini di percorrenza annua (km/a).

Una sintesi della trasposizione dei parametri principali nei vari settori delle tecnologie energetiche è data in Tabella 1. Oltre a tali parametri principali, i processi e le tecnologie energetiche possono essere caratterizzati dall'uso di materiali strategici, acqua, territorio, e dar luogo non solo ad emissioni di CO2 ma anche di altri gas clima-alteranti (GHG), inquinanti atmosferici e rifiuti di vario genere come illustrato in Figura 1.

Parametri	Settori Energetici			
	Elettricità e calore	Trasporti	Industria	Residenziale
Efficienza energetica netta	kWh/MJ, MJout/MJin	km/MJ, p/t-km/MJ	t/MJ, unit/MJ, goods/MJ	kWhe/MJ, kWh/MJ
Intensità energetica lorda	1/energy efficiency (energy input/unit of output)			
Coeff. di emissione energy input	gCO2/MJ			
Coeff di emissione del processo	gCO2/unit of output (kWh, km, t, units, ...), if any			
Taglia impianto/dispositivo	kW, GJ/y	kW	t/y, unit/y, ...	kW, unit/y
Vita operativa	anni	anni	anni	anni
Fattore di capacità/utilizzo	hours/y	km/y	t/y, unit/y, ...	energy use/y
Produzione annuale	kWh/y, GJ/y	km/y	t/y, unit/y, ...	energy use/y
Costi di capitale overnight	€/kW, €/GJ/y	€/kW	€/t/y, €/unit/y	€/unit
Costi di esercizio (senza energia)	€/kWh, €/MJ	€/km	€/t, €/unit	€/unit of en. use
Costo dell'input energetico	€/kWh, €/MJ	€/km	€/t, €/unit	€/unit of en. use
Costo livellato della produzione	€/kWh, €/MJ	€/km	€/t, €/unit	€/unit of en. use

Tabella 1 - Trasposizione dei principali parametri delle tecnologie energetiche nei vari settori tecnologici

Sul piano economico il modello di normalizzazione è strutturato per fornire un indicatore del costo specifico del prodotto finale (veicolo energetico, servizio energetico, bene di consumo) molto più prossimo alla realtà rispetto a quello fornito dal metodo LCOE includendo tutti gli aspetti di rilievo non inclusi nel metodo LCOE quali la struttura del project financing (debito, bond, equity), gli oneri finanziari, gli interessi durante la costruzione, l'inflazione, la tassazione e la fiscalità legate all'attività produttiva, eventuali costi legati alle emissioni di CO2 e ai rifiuti, eventuali incentivi economici legati a misure di politica energetica, eventuali margini di profitto. In tal modo il modello consente di valutare anche parametri quali il tempo di ritorno dell'investimento iniziale e il valore attualizzato dell'investimento a fine vita. Inoltre, ipotizzando una gestione di cassa standard, non necessariamente rappresentativa di una gestione reale, il modello permette di calcolare un tasso di ritorno interno dell'investimento sul capitale di equity. Mirando a fornire un indicatore di costo (non di prezzo) del prodotto franco produttore, il modello non include voci quali i costi di trasporto e distribuzione, eventuali altri oneri di sistema (vendita), la tassazione al consumo del prodotto finale (ove presente).

Dal punto di vista finanziario, il modello è basato su un approccio tipo *lifetime cash-flow* (flusso di cassa su tutta la vita operativa) analogo a quello adottato nel metodo LCOE e illustrato schematicamente in Figura 2 dove in ascisse sono riportate quattro fase temporali (costruzione CT, ove applicabile; vita operativa LT; tempo di restituzione del debito DRT, ove presente; dismissione o decommissioning, DCT) e in ordinate i relativi flussi di cassa in ingresso e in uscita.

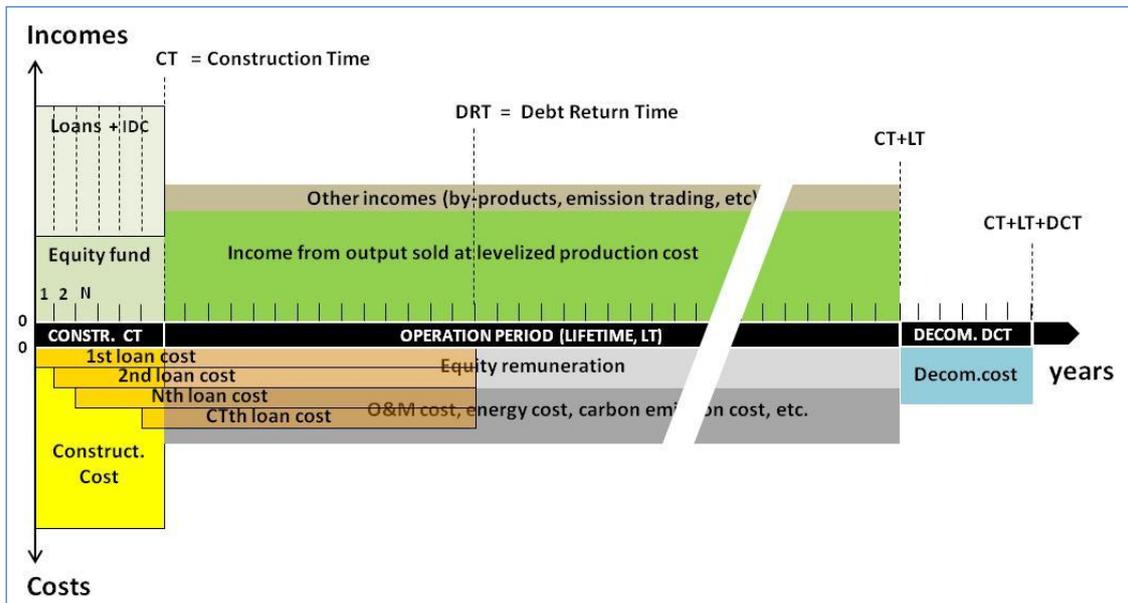


Figura 2 - Approccio economico-finanziario del modello (lifetime cash-flow)

1.3. Caratteristiche e funzioni tecnico-economiche del modello

Alcune caratteristiche tecnico-economiche e funzioni del modello sono elencate di seguito:

- I costi di investimento overnight per la costruzione o l'acquisto dell'impianto/dispositivo possono essere finanziati (project financing) da una combinazione variabile di debito, equity e obbligazioni con differenti tassi di interesse e remunerazione;
- Nel caso di finanziamento con debito e tempi di costruzione significativi, la modalità di erogazione del debito è commisurata ad una curva di spesa lineare durante la costruzione. L'attuale versione del modello assume che il capitale di equity e quello da obbligazioni siano acquisiti ad inizio progetto mentre il capitale di debito viene acquisito in quote annuali uguali durante la costruzione;
- Durante la costruzione, il debito viene erogato a inizio anno. Il capitale erogato servirà a fare fronte alle spese previste per l'anno in corso ed include la capitalizzazione degli interessi sul debito erogato l'anno precedente (interest during construction, IDC). Il debito finale contratto fino all'inizio della vita operativa viene restituito a rate annuali costanti inclusive di quota capitale e interessi
- Il tasso di interesse del debito come pure il tasso di remunerazione di equity (costo del capitale a leva nulla) e obbligazioni possono essere variati per riflettere condizioni di mercato e aspetti regolatori;
- La remunerazione dell'equity è calcolata in funzione di una gestione di cassa semplificata: l'algoritmo tende a portare a zero il capitale circolante, trasferendo tutte le eccedenze in remunerazione dell'equity, al netto degli eventuali accantonamenti per obbligazioni in scadenza o per il decommissioning;
- I costi annuali di esercizio (operation and maintenance, O&M) sono distinti in fissi e variabili; i primi non dipendono dalla produzione (decorrono anche ad impianto fermo) e sono espressi per unità di capacità produttiva o come quota (%/anno) del costo di investimento al netto di oneri finanziari (overnight); i secondi dipendono dalla produzione e sono espressi per unità di prodotto;
- I costi relativi all'input energetico (combustibili, elettricità, calore e altri input energetici⁴) sono parte dei costi O&M variabili ma vengono trattati separatamente ai fini delle analisi energetiche e il loro costo

⁴ Mediante la voce "altri input energetici" il modello tratta sia le tecnologie (es: processi industriali) che hanno input energetico costituito da più di un combustibile fossile, sia le tecnologie rinnovabili che usano un input energetico primario rinnovabile. Questa

(presunto) può essere variato nel corso della vita operativa per riflettere le attese fluttuazioni di mercato;

- Altri costi di esercizio variabili relativi (ove applicabili) a emissioni di CO₂, trattamento di rifiuti, carbon tax, emission trading, tassazione sulla produzione (es.: accise sull'autoconsumo di vettori energetici), etc. sono anche trattati separatamente dagli altri costi O&M variabili ed espressi per unità di prodotto.
- I costi relativi alle emissioni di CO₂ sono contabilizzati secondo il valore di mercato immesso, indipendentemente da eventuali permessi di emissione sia allocati gratuitamente che acquistati nelle aste eventualmente previste da meccanismi di emission trading. Come per il costo dell'input energetico, il costo/valore di mercato delle emissioni di CO₂ può essere variato nel tempo nel corso della vita operativa per riflettere fluttuazioni di mercato. Il modello distingue tra emissioni di CO₂ dovute alla combustione di fossili usati come input energetico, emissioni di processo non legate all'input energetico, ed emissioni legate alla fase di costruzione dell'impianto/dispositivo.
- Il modello permette di trattare eventuali sistemi di abbattimento delle emissioni come sistemi ausiliari che in generale hanno impatto sul costo di investimento, sull'efficienza energetica dell'impianto e sulle emissioni finali. Ove installati, il modello può calcolare le emissioni nette evitate (che in generale differiscono dalle emissioni abbattute a causa della minore efficienza energetica degli impianti dotati di sistemi di abbattimento) e attribuire ad esse un valore economico variabile nel tempo secondo l'input dell'utente.
- Analogamente, il modello consente di trattare eventuali sistemi di accumulo dell'energia come sistemi ausiliari con impatto e benefici su prestazioni e costi.
- I costi di dismissione sostenuti a fine vita per la durata della dismissione sono in genere espressi per unità di capacità o come quota % del costo di investimento overnight.
- Tutti i ricavi associati alla produzione, ivi compresi il prodotto principale valorizzato al costo di produzione, eventuali sottoprodotti ottenibili senza costi e consumi energetici aggiuntivi, incentivi derivanti da misure di policy, emissione evitate, etc., sono contabilizzati per unità di prodotto.
- Tutti i costi e ricavi annuali sono scontati e riferiti ad inizio progetto;

Nel modello di normalizzazione tutte le variabili e le ipotesi di base sono evidenziate in modo trasparente e possono essere modificate dall'utente per riflettere condizioni tecniche ed economiche specifiche. La necessità di considerare una struttura flessibile del project financing, come pure aspetti quali le modalità di erogazione del debito, gli oneri finanziari, gli interessi durante la costruzione, la tassazione, deriva dal notevole impatto che tali aspetti possono avere in particolare nel caso di tecnologie che richiedono elevati costi di investimento.

Il modello è stato realizzato in ambiente Excel-VBA ed è attualmente disponibile in 4 versioni che riflettono i 5 settori in cui sono suddivise le tecnologie della banca dati SIMTE: produzione e trasformazione dell'energia primaria, produzione di elettricità e calore, industria, trasporti e residenziale (la versione relativa al settore di produzione e trasformazione dell'energia primaria coincide di fatto con la versione industria)

- POWER.xlms per tecnologie per la produzione di elettricità e calore
- TRANSPORT.xlms per tecnologie del settore dei trasporti (veicoli e sistemi di trasporto)
- INDUSTRY.xlms per tecnologie del settore industriale (processi industriali)
- BUILDINGS.xlms per tecnologie del settore residenziale (riscaldamento, condiz., dispositivi)

I quattro modelli differiscono soltanto per le unità di misura, che pure possono differire non solo da settore a settore ma anche in base alla specifica tecnologia trattata. Per finalità di collaudo e prova il modello è

soluzione modellistica consente di trattare tutte le tecnologie di domanda e offerta dell'energia con lo stesso modello e lo stesso approccio metodologico.

stato applicato ad alcune tecnologie nei settori elettro-generazione, residenziale, trasporti e industria realizzando una serie di *test-case* a disposizione degli utenti della piattaforma web SIMTE.

Bibliografia

1. IEA-NEA - Projected Costs of Generating Electricity 2015
2. IRENA - Renewable Power Generation Costs 2012
3. IPCC - Ren. Energy Sources & Climate Change Mitigation - Special Report – 5th Assessment Report (AR5), WG III Climate Change 2014
4. US NREL & DOE - Levelized Cost Energy Calculator (nrel.gov; en.openei.org)
5. US EIA - Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014; Assessing the Economic Value of New Utility-Scale Gen. Projects
6. FRAUNHOFER (Institute for Solar Energy - Germany) - Levelized Cost of Electricity - Renewable Energy Technologies, 2013

2. Equazioni costitutive del modello

In questa sezione vengono descritte le relazioni per il calcolo degli **indicatori** che costituiscono l'**output** del modello stesso. Vengono inoltre forniti opportuni commenti a supporto delle scelte effettuate per alcuni aspetti di rilievo. Per quanto riguarda gli indicatori economici vengono descritti alcuni concetti che sono alla base del loro calcolo ed il loro legame con i dati richiesti come **input** del modello di normalizzazione.

I nomi delle variabili che intervengono nel seguito sono gli acronimi dei nomi delle stesse variabili in lingua inglese (es: UEI = Ultimate Energy Intensity)

2.1. Indicatori tecnico/ambientali

Intensità energetica lorda (UEI= Ultimate Energy Intensity)

Con riferimento alla Figura 1, l'intensità energetica lorda di un processo, impianto o dispositivo, è l'energia primaria necessaria per ottenere un'unità di prodotto, ovvero la somma delle intensità energetiche relative ai vari input energetici che alimentano il processo (es: combustibili, elettricità, calore) al lordo delle efficienze di conversione per elettricità e calore, ove questi vettori siano presenti in ingresso. La relazione che permette di calcolare UEI è data da

$$(1) \quad UEI = F1q \text{ FFI} + Feq \text{ EUEL} + Fhq \text{ EUHE} + F2q \text{ OEI}$$

dove

- FFI è l'intensità energetica del combustibile fossile;
- OEI è l'intensità energetica del vettore energetico "Other Energy";
- EUEL è l'utilizzo di energia primaria necessario a produrre l'energia elettrica in ingresso per unità di prodotto. Data l'intensità energetica del vettore energia elettrica in ingresso (ELI) e l'efficienza media del parco generante (η_{el}), risulta: $EUEL=ELI/\eta_{el}$
- EUHE è l'utilizzo di energia primaria necessario a produrre l'energia termica in ingresso per unità di prodotto. Data l'intensità energetica del vettore Energia termica in ingresso (HEI) e l'efficienza media di conversione η_{th} sarà $EUHE=HEI/\eta_{th}$
- F1q, F2q, Feq e Fhq rappresentano le quote di prodotto ascrivibili al singolo vettore energetico. Qualora più vettori energetici siano utilizzati simultaneamente per ottenere il prodotto oppure non sia possibile separare i contributi, questi valori verranno posti ad 1.

È utile precisare due aspetti:

- OEI (Other Energy Intensity) può rappresentare, a seconda dei casi, un secondo input energetico fossile che alimenta il processo, oppure un input energetico di tipo rinnovabile; l'introduzione di OEI si rende necessaria per consentire di trattare tutte le tecnologie energetiche di offerta (fossili, rinnovabili, nucleari) e di domanda (industria, trasporti, residenziale) con identico approccio modellistico.
- L'indicatore UEI rappresenta l'energia primaria di qualunque tipo (fossile, rinnovabile, nucleare) necessaria per produrre una unità di prodotto.

Emissioni totali di gas a effetto serra (TCE=Total Carbon Emissions)

Le emissioni totali di gas ad effetto serra includono le emissioni di CO₂ e di altri gas-serra (GHG), espressi in termini di emissioni CO₂ equivalente, dovute alle seguenti cause:

- combustione di fossili e altre trasformazioni energetiche utilizzate per fornire energia al processo, impianto o dispositivo (ECE),

- emissioni durante la costruzione dell'impianto o dispositivo (CCE),
- emissioni dovute al processo non riconducibili alla combustione di fossili ma dovute ad esempio alla chimica del processo (PCE)
- emissioni di altri gas clima-alteranti diversi dalla CO2 (OGHGE).

Pertanto,

$$(2) \quad TCE = ECE + CCE + PCE + OGHE$$

con

$$(3) \quad ECE = F1q FFCE + F2q OECE$$

dove FFCE e OECE sono i fattori di emissione da combustibile fossile e da vettore "Other Energy" rispettivamente. Da notare che TCE non include l'effetto di eventuali sistemi di cattura e sequestro della CO2 (CCS).

Emissioni globali di gas clima-alteranti (UECE=Ultimate Energy Carbon Emissions)

È la sommatoria di tutte le emissioni imputabili al processo/dispositivo. Rispetto al TCE questo indicatore tiene conto anche delle emissioni indirette, dovute alla generazione dei vettori energetici elettrico e termico, ove questi intervengano ad alimentare il processo, secondo i fattori di emissione forniti per le varie fonti (FFCE, ELCE, HECE, OECE). La relazione utilizzata è

$$(4) \quad UECE = F1q FFCE + Feq ELCE + Fhq HECE + F2q OECE + OGHGE + PCE + CCE$$

Da notare che UECE non include l'effetto di eventuali sistemi di cattura della CO2 (CCS). È anche utile notare che UEI e UECE sono indicatori rispettivamente dell'efficienza energetica complessiva del processo/impianto o dispositivo e delle sue emissioni climalteranti complessive. Sul piano pratico sono spesso più importanti i singoli componenti di tali indicatori (ad esempio, quanta elettricità, calore o fossili sono necessari per produrre una unità di un certo prodotto o servizio energetico. Tuttavia, UEI e in particolare UECE possono essere di interesse nelle valutazioni ambientali e di Life Cycle Analysis (LCA) e la loro utilità è maggiore per i processi fanno uso di fonti energetiche non rinnovabili.

2.2. Indicatori economici

Come accennato nella sezione precedente, per la stima degli indicatori economici il modello di normalizzazione si fonda su un approccio basato sui flussi di cassa opportunamente scontati. L'approccio scelto è coerente con la valutazione dell'impresa e del valore della stessa basata sulla sommatoria dei flussi di cassa futuri derivanti da gestione operativa (FCFO), opportunamente scontati. Pertanto, il valore dell'impresa o dell'investimento considerato (W) è definito, in assenza di tassazione, da:

$$(5) \quad W = \sum_{i=0}^n \frac{FCFO_i}{(1+ds)^i}$$

ove compaiono i flussi di cassa da gestione operativa generati dall'anno 0 (inizio progetto) all'anno n (termine del progetto). La procedura di sconto (o attualizzazione) si fonda su un'opportuna definizione del tasso di sconto (ds) che è alla base di tale procedura. Quest'ultimo riflette la remunerazione attesa dagli *stakeholders* sia in base al rischio assunto sul capitale investito, sia in base all'opportunità di ottenere una remunerazione attraverso altri investimenti a parità di rischio (costo opportunità).

Tasso di sconto

Nella valutazione del valore d'impresa è frequente adottato come tasso di sconto nella (5) il Weighted Averaged Cost of Capital (WACC) definito da:

$$(6) \quad WACC = K_{EL} \frac{E}{D+B+E} + DIR \frac{D}{D+B+E} + BIR \frac{B}{D+B+E}$$

dove E, D, e B rappresentano rispettivamente il capitale di equity, debito (debt) e obbligazionario (bond) investito ($E+B+D=W$), K_{EL} è il costo del capitale per l'impresa a leva, ovvero che faccia ricorso ad indebitamento, DIR e BIR sono i tassi d'interesse per il debito ed il capitale da obbligazioni. Tuttavia, l'utilizzo del WACC definito dalla relazione (6) nella relazione (5) pone delle problematiche legate alle ipotesi sotto le quali quest'ultima relazione è ricavata: (a) struttura del capitale costante; (b) flussi di cassa perpetui. Benché tali ipotesi possano rappresentare la realtà di una società di dimensioni significative, stabilmente avviata e presente sul mercato, esse non sono soddisfatte per tutta la gamma di applicazioni del modello di normalizzazione previste nel progetto SIMTE. Si pensi ad esempio all'acquisto di un autoveicolo da parte di un privato che faccia ricorso al credito per finanziare il 100% del capitale investito. In tal caso la struttura di capitale relativa all'investimento cambia man mano che il debito viene ripagato attraverso le rate e sostanzialmente l'acquirente "acquista progressivamente" il possesso del suo autoveicolo. È importante osservare che se si utilizzasse la (6) per valutare il WACC con la struttura di capitale iniziale, e poi si applicasse tale valore per scontare i flussi di cassa si commetterebbe un errore significativo. Un tasso di sconto così calcolato rifletterebbe infatti più il costo opportunità del soggetto che eroga il prestito che quello dell'acquirente. Dall'esempio appena discusso si evince la necessità di inserire nel modello di normalizzazione un approccio focalizzato sull'investimento oltre che sull'investitore. Nel modello si è scelto quindi di restringere il campo di possibilità nella gestione del capitale; ad esempio non è prevista la sostituzione del debito contratto con nuovo debito (con l'eccezione del periodo di costruzione dell'impianto o dispositivo ove la tecnologia esaminata richieda tempi di costruzione significativi) o con l'utilizzo di capitali provenienti da altre attività quando si calcola la redditività potenziale per il capitale di equity (IRROE).

Per le ragioni sopra discusse, si è scelto di utilizzare come tasso di sconto per i flussi di cassa il costo opportunità per il soggetto investitore per investimenti non a leva, che indicheremo nel seguito con ERR (*Equity Remuneration Rate*). Si assumerà costante questo valore su tutto l'arco dell'investimento. Pertanto, ponendo $ds=ERR$ nella (5), il valore dell'investimento in assenza di tassazione dipenderà unicamente dai flussi di cassa generati e dal costo opportunità del soggetto investitore. La distribuzione del capitale nel project financing non può infatti alterare il valore di un investimento ma può alterare la distribuzione dei suoi benefici. Ed infatti, con la stessa procedura con cui viene ottenuta la (6) è possibile ottenere in analogia la seguente relazione:

$$(7) \quad ERR = K_{EL} \frac{E}{D+B+E} + DIR \frac{D}{D+B+E} + BIR \frac{B}{D+B+E}$$

Sebbene la (6) e la (7) siano praticamente identiche dal punto di vista formale, le loro implicazioni sono molto diverse: nella prima si ipotizza una struttura di capitale (fissa) ed un tasso di remunerazione del capitale che includa l'effetto leva dell'indebitamento per ottenere il tasso di sconto per i flussi di cassa; nella seconda relazione si fissa invece il tasso di sconto (ERR) da applicare ai flussi di cassa e di conseguenza è noto il valore W dell'investimento in ogni momento della sua vita. Questo permette di aggiornare in continuo la struttura del capitale e di conseguenza è possibile riorganizzare la (7) come

$$(8) \quad K_{EL} = ERR + (ERR - DIR) \frac{D}{E} + (ERR - BIR) \frac{B}{E}$$

Cambia dunque l'ottica: avendo fissato il tasso di sconto è possibile ottenere la redditività del capitale di equity in ogni fase dell'investimento, anche in funzione dell'effetto della leva finanziaria rappresentata dall'indebitamento.

Trascurando per semplicità il capitale obbligazionario (B=0) si consideri il caso in cui $ERR > DIR$, tipico per gli investimenti fatti da imprese. Maggiore il fattore d'indebitamento (D/E) maggiore sarà il tasso di remunerazione del capitale dell'investitore (K_{EL}). L'imprenditore tenderà dunque a lavorare con leva finanziaria più alta possibile fino a quando fattori non considerati nella (8), come la restrizione alla operatività manageriale dovuta all'alto indebitamento, non interverranno a ridurre l'effettiva remunerabilità. Il ricorso alla leva finanziaria permette dunque all'investitore di acquisire la proprietà di beni il cui valore è superiore alla cifra investita (da qui il termine leva). Ovviamente, una parte di questo valore aggiuntivo dovrà essere girato ai creditori ma l'investitore ne trarrà comunque un vantaggio in termini di remunerazione del proprio capitale. Di contro, nel caso in cui $ERR < DIR$, tipico dell'investimento fatto dal privato cittadino, l'indebitamento andrà a ridurre la remunerazione del capitale di rischio e potrebbe convenire all'investitore estinguere il debito nel minor tempo possibile.

Sull'evoluzione dei capitali di equity e di debito durante la vita dell'investimento torneremo più avanti. A proposito del tasso di sconto occorre tuttavia aggiungere un'osservazione connessa con la tassazione. La presenza di quest'ultima tra i costi può alterare le relazioni viste fin qui, nel senso che il valore dell'investimento non sarà più dato dalla (5) bensì dalla

$$(9) \quad W = \sum_{i=0}^n \frac{FCFO_i}{(1+ds)^i} + \sum_{i=0}^n \frac{DTS_i}{(1+dt)^i} + \sum_{i=0}^n \frac{BTS_i}{(1+dt)^i}$$

Da notare che gli effetti della tassazione come costo aggiuntivo sono già inclusi nella stima dei FCFO. La differenza sta negli ultimi due termini, che rappresentano il contributo dei vantaggi fiscali ottenuti per la deducibilità degli interessi passivi dovuti al debito (DTS) e alle obbligazioni (BTS), rispettivamente. Dunque, da questa relazione, possiamo apprezzare come in presenza di tassazione la composizione del capitale possa influire sul valore dell'investimento. Nella (9) compare un nuovo tasso di sconto (dt) necessario per l'attualizzazione dei vantaggi fiscali. È possibile trovare una lunga serie di opinioni discordanti nella comunità accademica, su quale debba essere il tasso di sconto dt. Alcuni sostengono che esso dovrebbe essere pari al tasso dell'indebitamento al quale è dovuto, altri che dovrebbe valere addirittura K_{EL} . Nello sviluppo del modello di normalizzazione qui descritto si è preferito seguire la linea di chi assume $dt=ERR$. Questo perché i flussi da sconti fiscali non alterano a nostro avviso il profilo di rischio dell'investimento, così come l'indebitamento non altera il tasso a cui scontare i FCFO per il calcolo del valore dell'investimento in assenza di tassazione. Un vantaggio derivante dall'assumere $dt=ERR$ è rappresentato anche dal mantenere semplici alcune relazioni: la (7) e la (8) ad esempio, mantengono la loro validità.

Definizione dei flussi di cassa da gestione operativa (FCFO)

All'interno del modello di normalizzazione di SIMTE i flussi di cassa da gestione operativa sono definiti dalla seguente relazione

$$(10) \quad FCFO_t = (P_t Q_t - O\&M_t - Cost_t)(1 - TXR) - I_t + TC_t + TXR dep_t$$

nella quale il pedice t rappresenta l'anno considerato, P è il prezzo di valorizzazione del bene prodotto, Q la quantità prodotta, O&M sono i costi di esercizio e manutenzione, C rappresenta gli altri costi decurtati da eventuali altre fonti di ricavo, TXR è l'aliquota fiscale, I rappresenta i costi d'investimento, TC_t e dep_t sono i crediti d'imposta rimborsati ed i costi di ammortamento deducibili per l'anno t-esimo, rispettivamente.

Di seguito vengono definite nel dettaglio le singole voci in funzione delle variabili di input del modello di normalizzazione.

Il prezzo di valorizzazione del bene prodotto P è definito in funzione del *Levelized Market Price* (LMP). Il termine livellato è qui da intendere, come per quasi tutti i dati economici in ingresso, in termini reali ad inizio progetto. Questo vuol dire che tale valore subirà nel corso degli anni una procedura di capitalizzazione secondo il tasso di crescita per i flussi di cassa (*Foreseen Growth Rate* - FGR) impostato dall'utente, secondo la relazione

$$(11) \quad P_t = LMP(1 + FGR)^{t-DT}$$

dove DT=0 avendo posto come tempo di riferimento l'inizio progetto.

La quantità prodotta Q per l'anno t sarà invece data dalla seguente relazione

$$(12) \quad Q_t = \begin{cases} NAP(1 - APR)^{(t-CT-1)} & CT < t \leq CT + LT \\ 0 & t \leq CT \quad t > CT + LT \end{cases}$$

dove NAP è la produzione nominale dell'impianto/dispositivo ad inizio vita operativa, APR è il tasso annuale di riduzione della produzione dovuto ad invecchiamento/deterioramento, CT è il tempo di costruzione dell'impianto e LT è la vita operativa dell'impianto/dispositivo. NAP dipende dal fattore di capacità CF e può dipendere dalla taglia netta (TNC) dell'impianto. Il CF viene definito diversamente a seconda del settore tecnologico considerato (si rimanda a tal proposito alla Tabella 1 all'inizio del documento "How To Use" del modello pubblicato sul sito del progetto SIMTE). Pertanto, la definizione di NAP cambia anch'essa in funzione del settore, come riportato nella tabella seguente

Produzione e trasformazione di energia primaria	Produzione e distribuzione di elettricità e calore	Tecnologie per l'industria e l'agricoltura	Tecnologie per il residenziale e i servizi	Tecnologie per i trasporti
$NAP = TNC CF$	$NAP = TNC CF (8760 \text{ h/y})$	$NAP = TNC CF$	$NAP = TNC CF$	$NAP = CF$

I costi di esercizio e manutenzione O&M sono divisi in fissi (indipendenti dalla quantità prodotta) e variabili (proporzionali alla produzione). Per quanto riguarda i costi fissi, data la stima di tali costi come aliquota (FOMC) sul costo totale Overnight richiesta in ingresso, i relativi costi per l'anno t-esimo saranno dati da

$$(13) \quad FO\&M_t = FOMC SOCC TNC (1 + FGR)^{t-DT}$$

dove SOCC è il costo d'investimento specifico *Overnight* immesso dall'utente.

Per quanto riguarda i costi variabili, fissato come dato di input il valore specifico di tali costi per unità di prodotto (SVOMC), si ottiene

$$(14) \quad VO\&M_t = SVOMC Q_t (1 + FGR)^{t-DT}$$

e quindi

$$(15) \quad O\&M_t = FO\&M_t + VO\&M_t$$

Il termine $Cost_t$ che compare nella (10) include gli altri costi ed i possibili altri ricavi dell'esercizio, ove presenti. Esso è espresso dalla

$$(16) \quad Cost_t = EC_t + WMC_t + ACEC_t + PTC_t + DC_t - RV_t - AACI_t - BPI_t - PII_t$$

dove

- EC è il costo dei vettori energetici
- WMC è il costo del trattamento delle scorie/rifiuti in uscita dal processo
- ACEC è il costo dovuto alle emissioni di gas clima-alteranti
- PTC è il costo delle imposte proporzionali alla produzione (ad esempio le accise sull'autoconsumo)
- DC sono i costi di dismissione
- RV sono gli introiti dovuti al valore residuale dell'impianto a fine vita operativa
- AACI sono gli eventuali ricavi dovuti alla mancata emissione di gas clima-alteranti a seguito dell'installazione di impianti di cattura e sequestro della CO₂
- BPI sono i ricavi dalla valorizzazione dei sottoprodotti
- PII sono i ricavi dovuti agli incentivi di policy sulla produzione (es. tariffe omnicomprensive)

Da notare che tutti i componenti di $Cost_t$ con l'eccezione dei costi di dismissione (nel caso in cui il tempo di dismissione $DCT > 0$) sono nulli al di fuori della vita operativa dell'impianto/dispositivo. Pertanto,

$$(17) \quad Cost_t = \begin{cases} 0 & t \leq CT \\ DC_t & t > CT + LT; DCT > 0 \end{cases}$$

e questo a causa del fatto che quasi tutte le spese ed i ricavi che compaiono in $Cost_t$ sono proporzionali alla produzione annua Q_t .

Il costo dei vettori energetici è la somma dei costi imputabili al consumo dei singoli vettori, ovvero

$$(18) \quad EC_t = AFFC_t + AELC_t + AHEC_t + AOEC_t$$

dove AFFC, AELC, AHEC e AOEC sono i costi annuali imputabili a combustibili fossili, energia elettrica, energia termica e vettore di altra natura (*Other Energy*), rispettivamente. Per ciascun vettore, l'utente inserisce il relativo costo (FFC_v , ELC_v , HEC_v , OEC_v) in termini reali ad inizio progetto. Tale costo può essere fisso per tutta la vita operativa o può essere variato di 5 anni in 5 anni per rappresentare le variazioni di lungo periodo del prezzo medio. In entrambi i casi i valori immessi subiranno una procedura di capitalizzazione al tasso FGR. Pertanto

$$(19) \quad AFFC_t = FFC_t (1 + FGR)^{t-DT} F1q FFI Q_t$$

$$(20) \quad AELC_t = ELC_t (1 + FGR)^{t-DT} Feq ELI Q_t$$

$$(21) \quad AHEC_t = HEC_t (1 + FGR)^{t-DT} Fhq HEI Q_t$$

$$(22) \quad AOEC_t = OEC_t (1 + FGR)^{t-DT} F2q OEI Q_t$$

Come evidente dalle relazioni precedenti, il calcolo dei costi dovuti ai vettori energetici riflette le intensità energetiche e la quota d'apporto del singolo vettore sul prodotto finale.

Le spese per la gestione delle scorie/rifiuti in uscita dal processo (WMC_t) sono trattate in maniera simile ad i costi variabili per O&M, ovvero

$$(23) \quad WMC_t = SWMC (1 + FGR)^{t-DT} Q_t$$

dove SWMC è il costo di gestione delle scorie prodotte per unità di prodotto in termini reali ad inizio progetto.

Il costo delle emissioni di gas clima-alteranti è invece trattato in maniera simile al costo dei combustibili. Anche in questo caso l'utente può specificare un costo (CEC_t) per unità emessa in termini reali, costante per tutta la vita operativa o per gruppi di 5 anni. Si avrà pertanto

$$(24) \quad ACEC_t = CEC_t (1 + FGR)^{t-DT} NCE Q_t$$

Nella relazione precedente, NCE rappresenta l'emissione netta di gas clima-alteranti per unità di prodotto. Il termine "netta" sta qui ad indicare che, nel caso sia presente un sistema di cattura e sequestro della CO2 (CCS), NCE non include le emissioni separate. Pertanto,

$$(25) \quad NCE = ECE(1 - ECA) + PCE(1 - PCA) + CCE + OGHGE$$

Nella relazione precedente, ECA e PCA rappresentano i fattori di abbattimento delle emissioni dovute ai vettori energetici ed al processo rispettivamente.

Per quanto riguarda le spese per la parte di tassazione direttamente proporzionale alla produzione (PTC_t), come ad esempio le accise sull'autoconsumo, si avrà

$$(26) \quad PTC_t = SPTC (1 + FGR)^{t-DT} Q_t$$

dove con SPTC è indicato il costo specifico per unità di prodotto di tali imposte in termini reali ad inizio progetto, immesso dall'utente.

Per i costi di dismissione DC_t il trattamento è leggermente più articolato. L'utente inserisce un costo di dismissione (in termini reali), come aliquota (%DC) sul costo totale d'investimento *Overnight*, ed un tempo di dismissione DCT in anni. Quando DCT=0, tutto il costo di dismissione viene allocato a fine vita operativa mentre in caso contrario (DCT>0) viene suddiviso nei DCT anni a valle di questa. Pertanto,

$$(27) \quad TDC = \%DC SOCC TGC$$

$$(28) \quad \left. \begin{array}{l} DC_{CT+LT} = TDC (1 + FGR)^{CT+LT-DT} \\ DC_t = 0 \quad t \neq CT + LT \end{array} \right\} DCT = 0$$

$$(29) \quad \left. \begin{array}{l} DC_t = \frac{TDC}{DCT} (1 + FGR)^{t-DT} \quad t = CT + LT + 1 \dots CT + LT + DT \\ DC_t = 0 \quad t = 1 \dots CT + LT \end{array} \right\} DCT > 0$$

Nella (27) TGC è la taglia lorda dell'impianto/dispositivo data da

$$(30) \quad TGC = TNC TGNCR$$

dove TNC è la taglia netta e TGNCR è il rapporto tra taglia lorda e netta. Entrambi questi dati sono forniti dall'utente.

Il valore residuale dell'impianto/dispositivo a fine vita RV è, nella versione attuale del codice, calcolato attraverso la relazione

$$(31) \quad RV = SOCC TGC \left(1 - \frac{2.3}{LT}\right)^{LT-1}$$

e pertanto

$$(32) \quad RV_t = \begin{cases} RV (1 + FGR)^{t-DT} & t = CT + LT \\ 0 & t \neq CT + LT \end{cases}$$

Gli eventuali introiti dovuti alle emissioni evitate grazie all'installazione di un sistema CCS ($AACI_t$)

$$(33) \quad AACI_t = ACI_t (1 + FGR)^{t-DT} ACE Q_t$$

dove ACI_t è la valorizzazione in termini reali immessa dall'utente per l'anno t-esimo e ACE è l'ammontare delle emissioni evitate per unità di prodotto a seguito dell'installazione del sistema CCS. Tale grandezza è ottenuta calcolando prima le emissioni in assenza di CCS ($CENOCSS$) e sottraendo in seguito da queste le emissioni nette

$$(34) \quad CENOCSS = \frac{ECE}{EIIF} + CCE + PCE + OGHGE$$

$$(35) \quad ACE = CENOCSS - NCE$$

Nella (34) compare il fattore di aumento d'intensità energetica (EIIF) a parità di prodotto. Questa grandezza tiene conto del fatto che l'installazione di un sistema CCS porta in generale ad una diminuzione dell'efficienza complessiva del processo e pertanto ad un aumento dell'intensità energetica. Nel caso in cui sia presente un sistema CCS l'utente dovrà quindi inserire le intensità energetiche per i vari vettori, includendo l'aumento dovuto al sistema di cattura della CO₂.

Per quanto riguarda i ricavi dovuti alla produzione di sottoprodotti, data la valorizzazione specifica in termini reali ad inizio progetto (SBPP) immessa dall'utente, sarà

$$(36) \quad BPI_t = SBPP (1 + FGR)^{t-DT} BPP Q_t$$

dove BPP è la produzione di sottoprodotti per unità di prodotto principale.

Quanto ai ricavi dovuti ad incentivi, come per esempio da tariffe omnicomprensive, essendo queste grandezze definite ad inizio della vita operativa per legge o disposizione dell'autorità erogante, esse non subiranno alcuna capitalizzazione secondo FGR e saranno date da

$$(37) \quad PII_t = SPIV Q_t$$

dove SPIV è la tariffa incentivante per unità di prodotto.

Passando alla definizione dei costi d'ammortamento deducibili dep_t , questi sono dati in funzione della base ammortizzabile del bene (DPBIC), del tempo di ammortamento (DPT) e dei costi d'investimento. Quando il tempo di costruzione non è nullo, questi ultimi dipendono a loro volta dal project financing. Anche la valutazione dei crediti d'imposta maturati è funzione dei costi d'investimento sostenuti. Nella sezione seguente verrà dunque data la definizione dei costi d'investimento sulla base della quale verranno a loro volta definiti i costi di ammortamento ed i crediti d'imposta recuperati. A questo punto, la definizione dei flussi di cassa da gestione operativa sarà completa.

Project financing, costi d'investimento, credito d'imposta e costi d'ammortamento

Il punto di partenza per definire il project financing, ovvero il reperimento dei capitali per l'investimento e la sua ripartizione tra le varie fonti di finanziamento, è la stima del costo d'investimento *Overnight* (TOCC). Questo è il costo che andrebbe sostenuto se tutta la spesa fosse fatta in un unico istante, senza la rivalutazione a causa dell'inflazione (FGR) o il maturare di interessi sul debito. È questa la condizione che effettivamente si presenta quando $CT=0$, ovvero quando si acquista un dispositivo già pronto, oppure il tempo di costruzione è trascurabile.

Il costo d'investimento *Overnight* è definito in termini di costo specifico (SOCC), taglia netta (TNC) e rapporto tra taglia lorda e netta (TGNCR) come dalla seguente relazione

$$(38) \quad TOCC = SOCC TNC TGNCR$$

È opportuno ricordare che il SOCC deve essere fornito in termini reali riferiti al tempo DT che nella versione attuale del modello è stato posto ad inizio progetto (DT=0).

Noto il TOCC, l'investitore può decidere come ripartire la spesa tra capitale proprio o debito (di tipo bancario o obbligazionario). Egli deve tener presente che, nel caso in cui il tempo di costruzione sia prossimo o maggiore di un anno, gli interessi sul debito contratto matureranno senza che in quel periodo siano a disposizione dei ricavi per poter ripagare gli stessi e/o una parte del capitale ricevuto. In queste condizioni, gli interessi durante la costruzione (IDC) vanno di fatto ad aumentare il costo d'investimento. Consapevole di questa problematica, il legislatore permette in generale di capitalizzare gli IDC e di portarli pertanto all'interno della base per il calcolo dei costi d'ammortamento.

Occorre a questo punto richiamare le ipotesi fatte nel presente modello di normalizzazione, circa la tempistica con cui i fondi afferiscono al progetto e quella con cui vengono spesi, nel caso di $CT \geq 1$. Partendo dalla seconda, nella versione attuale del modello si ipotizza una curva cumulata di spesa lineare in termini reali. Questo vuol dire che i costi d'investimento in asset (al netto degli oneri finanziari capitalizzabili) saranno dati da

$$(39) \quad I_t^{Asset} = \frac{TOCC}{CT} (1 + FGR)^{t-DT} \quad CT > 0; \quad 1 \leq t \leq CT$$

$$(40) \quad I_t^{Asset} = TOCC (1 + FGR)^{t-DT} \quad CT = 0; \quad t = 0$$

Detto questo, la ripartizione delle spese tra le varie forme di finanziamento viene ripartita dall'utente attraverso la quota di spesa a carico delle obbligazioni emesse (BCQ) e del debito bancario (DCQ). La quota a carico del capitale proprio dell'investitore (ECQ) sarà data dal complemento ad 1, ovvero

$$(41) \quad ECQ = 1 - BCQ - DCQ$$

Tali quote sono da intendersi sulla spesa complessiva in asset I^{Asset} , data da

$$(42) \quad I^{Asset} = \sum_{t=0}^{CT} I_t^{Asset}$$

Ciascuna fonte di finanziamento dovrà poi farsi carico di fornire i capitali aggiuntivi, necessari a coprire gli oneri finanziari durante la costruzione per la parte di propria competenza.

I capitali afferiscono al progetto in forma e tempi differenziati, a seconda del canale di provenienza: il capitale di equity e da obbligazioni si assume venga reso disponibile interamente ad inizio progetto, mentre il capitale da debito bancario viene erogato in *tranche* annuali.

Per quanto detto fin qui, l'investitore erogherà al tempo $t=0$ verso il progetto una somma (EFC) pari a

$$(43) \quad EFC = ECQ I^{Asset}$$

Per quanto riguarda il capitale da obbligazioni, il capitale da finanziare (BFC) sarà

$$(44) \quad BFC = BCQ I^{Asset}$$

ma l'ammontare nominale dell'emissione obbligazionaria sarà superiore, a causa dei costi del collocamento, del premio all'ingresso dato ai sottoscrittori e degli eventuali interessi durante la costruzione. Innanzi tutto, l'investitore dovrà scegliere se emettere titoli che prevedano l'erogazione annuale degli interessi ai sottoscrittori (*Annual Coupon* -> $TiB=2$) oppure no (*Zero Coupon* -> $TiB=1$). Nel secondo caso, gli interessi maturati verranno versati a scadenza, insieme al capitale, dopo un numero di anni pari al tempo di restituzione (BTTM). Per quest'ultimo dato occorre rispettare il vincolo $CT < BTTM \leq CT + LT$.

Per tener conto del costo del collocamento e del premio in ingresso per i sottoscrittori, l'utente può inserire un prezzo nominale (BNP) ed un prezzo di emissione (BEP) al collocamento. BNP rappresenterà il valore del titolo, corrispondente al capitale da restituire a scadenza e sulla base del quale verranno calcolati gl'interessi. BEP rappresenterà invece il valore per l'emittente, ovvero quanto effettivamente incassato dall'investitore ad inizio progetto. Pertanto, se ad esempio si stima che i costi del collocamento ed il premio all'ingresso possano costare il 2% del valore nominale, l'utente immetterà BNP=100 e BEV=98.

Dato quindi il tasso d'interesse nominale sulle obbligazioni (BIR), il capitale totale fornito al progetto tramite questo strumento (BEV) sarà dato da

$$(45) \quad BEV = \begin{cases} BFC & TiB = 1 \\ \frac{BFC}{1 - \frac{BNP}{BEP} CT BIR} & TiB = 2 \end{cases}$$

Mentre il capitale nominale totale dell'emissione (BNC) sarà dato da

$$(46) \quad BNC = BEV \frac{BNP}{BEP}$$

Nota il capitale nominale dell'emissione è possibile calcolare l'esborso annuale per interessi o *coupon* (ABC) dato da

$$(47) \quad ABC = \begin{cases} 0 & TiB = 1 \\ BNC BIR & TiB = 2 \end{cases}$$

A questo punto è possibile stimare gli esborsi annuali per il pagamento delle obbligazioni (AICB)

$$(48) \quad AICB_t = ABC \quad 1 \leq t < BTTM$$

$$(49) \quad AICB_{BTTM} = \begin{cases} BNC (1 + BIR)^{BTTM} & TiB = 1 \\ ABC + BNC & TiB = 2 \end{cases}$$

In perfetta analogia con quanto fatto per il capitale proprio e per le obbligazioni, il capitale da finanziare tramite debito bancario (BFC) sarà dato, per ogni anno durante la costruzione, da

$$(50) \quad DFC_t = DCQ I_t^{Asset} \quad t = 1 \dots CT; \quad CT > 0$$

Nel modello di normalizzazione si è assunto che tali somme vengano erogate, dall'istituto finanziatore, all'inizio di ogni anno insieme al capitale erogato negli anni precedenti ed alla cifra necessaria a pagare gl'interessi maturati su di esso. Pertanto, detto $DEBT_t$ il debito erogato all'inizio dell'anno t-esimo, si avrà:

$$(51) \quad DEBT_0 = 0$$

$$(52) \quad DEBT_t = DEBT_{t-1} (1 + DIR) + DFC_t \quad t = 1 \dots CT$$

$$(53) \quad DEBT_{CT+1} = DEBT_{CT} (1 + DIR)$$

Nel caso di tempo di costruzione nullo (CT=0), si avrà invece

$$(54) \quad DEBT_1 = DFC = DCQ I^{Asset}$$

Dunque, durante gli anni di costruzione, l'investitore avrà pagato solo gl'interessi sul capitale di debito erogato, reperendo i fondi necessari grazie alla sottoscrizione di nuovo debito. All'inizio della vita operativa avrà contratto un debito totale TDEB pari a $DEBT_{CT+1}$. Da questo momento in poi si assume cominci il periodo di restituzione, di durata pari a DPT, a rate costanti, alla fine di ogni anno. Ciascuna rata RD_t , pagata al termine dell'anno t-esimo, sarà composta da una quota di capitale $CAPD_t$ ed una d'interessi $INTD_t$. Sarà pertanto,

$$\begin{aligned}
(55) \quad RD_t &= \frac{TDEBT \cdot DIR}{1 - (1+DIR)^{-DPT}} & t = CT + 1 .. CT + DPT \\
(56) \quad INTD_t &= DEBT_t \cdot DIR & t = 1 .. CT + DPT \\
(57) \quad CAPD_t &= RD_t - INTD_t & t = CT + 1 .. CT + DPT \\
(58) \quad DEBT_{t+1} &= TDEBT \left[1 - \frac{(1+DIR)^{t-CT} - 1}{(1+DIR)^{DPT} - 1} \right] & t = CT + 1 .. CT + DPT
\end{aligned}$$

Una volta definito il costo d'investimento ed il project financing, è possibile definire le grandezze che da essi dipendono: primi tra tutti, il credito d'imposta ed i costi d'ammortamento.

Per il credito d'imposta, la sua definizione è data da parte dell'utente in termini di aliquota sul costo d'investimento (*Tax Credit Base* - TCB) e tempo di restituzione (TTCR). Il credito maturato nell'anno t-esimo (YGTC_t) sarà dato da

$$(59) \quad YGTC_t = TCB I_t^{Asset} \quad t = 0 .. CT$$

e di conseguenza, l'ammontare del credito maturato nell'anno t-esimo e recuperato nell'anno i-esimo ARTC_{ti} sarà dato da

$$(60) \quad ARTC_{ti} = \frac{YGTC_t}{TTCR} \quad i = t + 1 .. t + TTCR; \quad t = 0 .. CT$$

e pertanto il totale del credito recuperato nell'anno i-esimo TC_i sarà dato da

$$(61) \quad TC_i = \sum_{t=0}^{CT} ARTC_{ti}$$

Da notare che nella definizione di ARTC_{ti} non compare l'aliquota fiscale, pertanto questo strumento di presta bene a tenere conto di incentivi là dove non sia prevista la tassazione degli utili.

A differenza che per la definizione del credito d'imposta, nella definizione dei costi d'ammortamento si è tenuto conto nel presente modello anche degl'interessi durante la costruzione che sono stati portati nella base ammortizzabile (DPB). Questa sarà pertanto data da

$$(62) \quad DPB = TDEBT + BFC + ABC \cdot CT + EFC$$

ed i costi deducibili per l'anno t-esimo derivanti dall'ammortamento di tale investimento saranno dati dalla seguente relazione

$$(63) \quad dep_t = DPBIC \frac{DPB}{DPT} \quad t = CT + 1 .. CT + DPT$$

dove DPBIC è l'aliquota ammortizzabile del costo d'investimento e DPT è il tempo d'ammortamento. Da notare l'importanza del parametro DPBIC in un contesto in cui si voglia valutare l'effetto di incentivi del tipo super-ammortamento. Porre DPBIC=1,4 permetterà di valutare, con un ragionevole grado di approssimazione, l'effetto di un ammortamento al 140% quale quello in vigore in Italia per molti tipi d'investimento, al momento della stesura del presente documento.

Da notare infine che la (62) è in perfetta analogia con la definizione dei costi d'investimento I_t utilizzata nella (10) e data da

$$(64) \quad I_t = I_t^{Asset} + ABC + INTD_t$$

Deducibilità degl'interessi passivi

Si è già introdotto il tema della deducibilità degl'interessi passivi commentando la relazione (9) che definisce il valore dell'investimento. È a questo punto possibile dare una definizione di tali termini in funzione delle grandezze fin qui introdotte. Sarà infatti:

$$(65) \quad DTS_t = TXR INTD_{t-1} \quad t = 2 .. CT + DPT + 1$$

$$(66) \quad BTS_t = \begin{cases} TXR ABC & t = 2 \dots BTTM + 1; \quad TiB = 2 \\ TXR BNC [(1 + BIR)^{BTTM} - 1] & t = BTTM + 1; \quad TiB = 1 \end{cases}$$

Una volta completata la definizione delle grandezze di base è ora possibile andare a definire i parametri che il modello di normalizzazione calcola e restituisce in uscita.

Costo livellato della produzione (Levelized Production Cost)

Il costo livellato della produzione (LPC) è la valorizzazione, in termini reali al tempo d'inizio progetto, che se assegnata all'unità di prodotto fa sì che i ricavi bilancino esattamente i costi, includendo in questi ultimi anche le tasse e gli oneri finanziari in favore di debitori ed investitori. Per dirla in altri termini, è il prezzo costante (in termini reali) applicato al prodotto che permette di remunerare l'investimento iniziale esattamente al tasso nominale $ds=ERR$ auspicato. Questo risulta chiaro osservando la definizione di LPC in termini matematici data da

$$(67) \quad \sum_{t=1}^{LT} \frac{LPC Q_t (1-TXR) (1+FGR)^{t-DT}}{(1+ERR)^{t-DT}} + \sum_{t=0}^{CT+LT+DCT} \frac{FCFO_t^*}{(1+ERR)^{t-DT}} + \sum_{t=0}^{CT+LT+DCT} \frac{DTS_t}{(1+ERR)^{t-DT}} + \sum_{t=0}^{CT+LT+DCT} \frac{BTS_t}{(1+ERR)^{t-DT}} = 0$$

nella quale il flusso di cassa $FCFO_t^*$ è dato dal flusso di cassa da gestione operativa $FCFO_t$ definito dalla (10) avendo posto in quest'ultima $LMP=0$. È evidente che se si pone nella (67) $LPC=LMP$ tale relazione risulta identica alla (9), dopo opportuna procedura di sconto al tasso ERR , nella quale sia stato posto $W=0$. Questo non vuole, ovviamente, dire che l'investimento non vale nulla. Vuole al contrario dire che gli investimenti sostenuti all'inizio del progetto, inclusi in $FCFO_t^*$, sono stati interamente remunerati secondo il tasso di sconto scelto.

Portando $LPC(1-TXR)$ fuori dalla sommatoria del primo termine, definendo la grandezza "produzione scontata sulla vita operativa" (LTDP) come

$$(68) \quad LTDP = \sum_{t=1}^{LT} \frac{Q_t (1+FGR)^{t-DT}}{(1+ERR)^{t-DT}}$$

e riarrangiando la (67), sarà possibile calcolare il costo livellato secondo la relazione

$$(69) \quad LPC = \frac{1}{LTDP (1-TXR)} \left[\sum_{t=0}^{CT+LT+DCT} \frac{FCFO_t^*}{(1+ERR)^{t-DT}} + \sum_{t=0}^{CT+LT+DCT} \frac{DTS_t}{(1+ERR)^{t-DT}} + \sum_{t=0}^{CT+LT+DCT} \frac{BTS_t}{(1+ERR)^{t-DT}} \right]$$

È opportuno sottolineare che essendo LPC assunto costante in termini reali, il suo valore nominale aumenterà col tempo al tasso FGR introdotto. Questo è il motivo della presenza di tale tasso nelle relazioni (67) e (68).

Valore attualizzato dell'investimento a fine vita

Il valore attualizzato dell'investimento all'anno n -esimo (APV_n) è dato da

$$(70) \quad APV_n = \sum_{i=0}^n \frac{FCFO_i}{(1+ds)^i} + \sum_{i=0}^n \frac{DTS_i}{(1+dt)^i} + \sum_{i=0}^n \frac{BTS_i}{(1+dt)^i}$$

che è formalmente identica alla (9), con l'unica differenza rappresentata dal fatto che, nella (70), n può essere un anno qualunque nella vita dell'investimento. Pertanto, il valore attualizzato dell'investimento a fine vita (*End Of Life Adjusted Present Value* - EOLAPV) si ottiene ponendo nella (70) $n=CT+LT+DCT$. Confrontando le relazioni (10), (67) e (70) si comprende come ponendo $LMP=LPC$ si otterrà $EOLAPV=0$. Per quanto spiegato a commento della definizione di LPC , si comprende come $EOLAPV=0$ non voglia dire che

l'investimento non ha prodotto valore. Al contrario, questa condizione vuol dire che l'investimento ha prodotto una remunerazione esattamente pari a quella di investimenti concorrenti, espressa dal costo opportunità del capitale ERR. Qualora EOLAPV si discosti dallo zero, questo è un indice di quanto l'investimento abbia prodotto in più o in meno, in termini di valuta attualizzata ad inizio progetto, rispetto a questo rendimento di base.

Rispetto agli altri indicatori in uscita, questo è un parametro integrale che riflette direttamente tanto il volume degli investimenti quanto il volume della produzione. Pertanto, esso è espresso in valuta e non sotto forma di tasso o di valore normalizzato per unità di prodotto.

Tempo scontato di ritorno dell'investimento

Questo indicatore (*Discounted Payback Period* - DPP) esprime il tempo al quale il valore attuale dell'investimento, inizialmente negativo per definizione, si annulla. Per quanto detto in merito alla definizione di APV_n , questo non è l'istante in cui si comincia a guadagnare in senso assoluto, bensì il tempo dal quale l'investimento comincia a generare una remunerazione superiore rispetto al livello di base stabilito da ERR.

È possibile osservare che, nel caso in cui $LMP=LPC$ ed il tempo di dismissione è nullo ($DCT=0$), $DPP=CT+LT+DCT$, ovvero il tempo di ritorno scontato è esattamente la vita complessiva dell'investimento.

Diversamente, nel caso in cui i costi di dismissione siano diversi da zero ($DC \neq 0$) e $DCT \neq 0$, $LMP=LPC$ implicherà $DPP < CT+LT$ poiché sarà necessario accantonare liquidità per poter coprire i costi di dismissione nei DCT anni successivi alla fine della produzione, quando i flussi di cassa torneranno ad essere negativi.

Ovviamente il tempo di ritorno dell'investimento si andrà riducendo tanto più quanto LMP sarà maggiore di LPC. Tempi di ritorno corti sono spesso richiesti dagli investitori perché questi riducono i rischi di variazioni repentine del mercato di riferimento che potrebbero annullare la redditività dell'investimento.

Tasso di ritorno interno sul capitale di rischio

Il tasso di ritorno interno sul capitale di rischio (*Internal Rate of Return On Equity* - IRROE) è un indicatore della redditività dell'investimento dal punto di vista dell'investitore. A differenza del tasso ERR utilizzato per scontare i flussi di cassa e dare così un valore all'investimento in sé, questo parametro tiene conto dell'eventuale effetto leva generato dalla composizione del project financing. Maggiore l'indebitamento, maggiore il rischio per l'investitore di non veder remunerato il suo investimento. Infatti, qualora questo dovesse rendere meno del previsto, le aspettative dell'investitore passeranno in secondo piano rispetto a quelle dei creditori. In linea di principio, solo dopo aver pagato i creditori l'investitore può accedere agli utili, anche se nella pratica questo può non verificarsi generando contenziosi. L'aumento del rischio con l'indebitamento è compensato dall'effetto leva che questo genera sulla remunerazione del capitale dell'investitore. Il tasso a cui questo viene remunerato è dato dal K_{EL} introdotto nella (8). In quella relazione si vede chiaramente che in presenza di indebitamento ($D/E > 0$ oppure $B/E > 0$) e se il costo opportunità dell'investitore è superiore al tasso d'indebitamento ($ERR > DIR$), allora $K_{EL} > ERR$, ovvero il tasso a cui sarà remunerato il capitale di rischio sarà superiore. È importante sottolineare come il capitale di debito D, quello di equity E e quello da emissione obbligazionaria B da utilizzare nella (8) non siano i valori iscritti nei libri contabili, bensì quelli di "mercato" determinati dai flussi di cassa futuri, a partire dall'istante temporale al quale si voglia valutare il costo del capitale di equity a leva K_{EL} . Poiché, in generale, la composizione del capitale cambierà durante la vita dell'investimento, anche il K_{EL} subirà delle variazioni durante la vita dell'investimento. Si pensi ad esempio all'acquisto di un bene finanziato inizialmente interamente a debito. All'inizio dell'investimento il capitale sarà interamente di debito ma durante la vita dell'investimento tale debito sarà progressivamente ripagato secondo il piano d'ammortamento stabilito. Al termine di quest'ultimo la composizione del capitale sarà interamente in termini di equity. Da questo momento in poi l'effetto leva terminerà e, coerentemente con le rispettive definizioni, sarà $K_{EL} = ERR$.

Una volta chiariti questi aspetti, è possibile tornare alla definizione dell'indicatore IRROE. Sia definito il flusso di cassa da o verso l'equity $FCFE_t$ per l'anno t-esimo. Questo sarà negativo nel momento in cui l'investitore mette i suoi capitali a disposizione dell'investimento e positivo quando egli riceve in

pagamento i dividendi. Stabilito questo, IRROE è definito come il tasso di sconto in grado di soddisfare la seguente relazione

$$(71) \quad \sum_{t=0}^{CT+LT+DCT} \frac{FCFE_t}{(1+IRROE)^t} = 0$$

Per completare la definizione di IRROE è dunque necessario definire gli $FCFE_t$ per tutta la vita dell'investimento. Come chiarito nella sezione relativa al project financing, la versione attuale del modello assume che il capitale di equity sia versato interamente all'inizio dell'investimento, cioè a $t=0$. Pertanto sarà

$$(72) \quad FCFE_0 = -EFC$$

Occorre qui sottolineare come questa sia una caratteristica fortemente limitante del modello. Da una parte questo requisito impedisce di valutare esattamente l'IRROE nel caso in cui l'investimento preveda per sua natura una nuova iniezione di capitali in una fase successiva all'entrata in servizio: si pensi a tal proposito all'investimento in un veicolo elettrico che richieda, ad un certo punto della sua vita operativa, la sostituzione delle batterie. In secondo luogo, qualora si considerino investimenti particolarmente complessi, è inverosimile che l'investitore immobilizzi interamente il capitale ad inizio progetto: egli tenderà quanto più possibile a seguire la curva di spesa; il considerare il capitale di equity interamente versato ad inizio progetto, a parità di flussi di cassa futuri, porterà ad una sottostima dell'IRROE. Il rilassamento di questo vincolo, insieme alla definizione più accurata di curve di spesa per progetti complessi, saranno pertanto oggetto degli sviluppi futuri del presente modello.

Resta a questo punto da definire gli $FCFE_t$ per i $CT+LT+DCT$ anni di vita dell'investimento. Per fare ciò è necessario definire una strategia di gestione della liquidità. Questa può ovviamente essere molto diversa a seconda del soggetto che opera l'investimento ed è pertanto difficile, se non impossibile, definirne una a priori che sia adatta per tutte le casistiche d'interesse per il progetto SIMTE. Si è pertanto scelto di applicare una strategia piuttosto semplice, che sarà in generale più prossima a rappresentare l'attività di consumatori e piccole imprese, piuttosto che di grandi gruppi industriali, capaci di gestioni di cassa molto articolate. Anche questo punto sarà dunque oggetto di sviluppi futuri.

L'IRROE ottenuto è focalizzato sull'investimento, pertanto si è posto come vincolo al calcolo di questo indicatore la condizione che la liquidità a disposizione dell'investimento non scenda mai al di sotto dello zero. Questa condizione implicherebbe infatti la contrazione di nuovo debito o l'apporto di nuovo capitale di equity. Come detto, questa condizione è al momento esclusa dalle casistiche valide per il calcolo dell'IRROE.

Fatte le dovute premesse, la strategia di gestione di cassa implementata consiste nell'assumere nullo il capitale circolante (*Working Capital* - WC_t) relativo all'investimento. L'algoritmo tenderà pertanto a portare a zero la liquidità disponibile, fatti salvi gli accantonamenti necessari a pagare le obbligazioni in scadenza e la dismissione. Questo avverrà inviando in pagamento all'equity tutta la liquidità generata al netto di spese e tasse. Il calcolo è fatto a ritroso sulla liquidità di primo tentativo disponibile alla fine dell'anno t -esimo $CASH^*_t$, partendo dall'assunto che essa sia nulla alla fine dell'investimento. Pertanto, sottolineando che l'asterisco indica proprio il fatto che si tratta di una stima di primo tentativo,

$$(73) \quad CASH^*_{CT+LT+DCT} = 0$$

$$(74) \quad FCFE_t = Pos\{-[CASH^*_t + (APV_{t-1} - APV_t)(1 + ds)^{t-DT} + AICB_t + RD_t - WC_t]\}$$

$$t = CT + LT + DCT \dots CT + 1$$

$$(75) \quad CASH^*_{t-1} = CASH^*_t + (APV_{t-1} - APV_t)(1 + ds)^{t-DT} + AICB_t + RD_t + FCFE_t$$

$$t = CT + LT + DCT \dots CT + 1$$

L'operatore Pos presente nella (74) indica la parte positiva dell'argomento posto tra parentesi graffe. Questo permette di assicurare che la liquidità generata nell'anno verrà inviata in pagamento all'equity solo nella parte non necessaria al pagamento delle spese dell'anno t -esimo o di quelli successivi. Questo fintanto che la stima di primo tentativo della liquidità $CASH^*_t$ coincide con il suo valore finale $CASH_t$. Infatti,

una volta stimati i flussi di cassa verso l'equity con questa procedura, occorrerà ripercorrere la storia dell'investimento avanzando nel tempo per ottenere i $CASH_t$ finali.

Da notare che la (74) consente di stimare i flussi in pagamento verso l'equity solo a partire dall'inizio della vita operativa ($t > CT$). L'algoritmo prevede tuttavia la possibilità che i vantaggi fiscali generino un pagamento verso l'equity anche durante la costruzione. Si avrà di conseguenza

$$(76) \quad FCFE_t = (TC_t + DTS_t + BTS_t) (1 + ds)^{t-DT} \quad t = 1 \dots CT$$

È a questo punto possibile calcolare l'effettiva evoluzione della liquidità a fine anno per tutta la vita dell'investimento. Occorre a tal fine definire la liquidità iniziale ($CASH_0$). Essa sarà definita da

$$(77) \quad \begin{cases} CASH_0 = 0 & CT = 0 \\ CASH_0 = EFC + BEV + DEBT_1 & CT > 0 \end{cases}$$

La relazione (77) esprime il fatto che se il tempo di costruzione è nullo, la liquidità reperita attraverso il project financing sarà stata già spesa al tempo $t=0$; se invece $CT > 0$ la liquidità reperita ad inizio progetto potrà essere spesa negli anni a seguire. Dalla (77) è possibile ricostruire l'intera serie secondo la

$$(78) \quad CASH_t = CASH_{t-1} - [(APV_{t-1} - APV_t) (1 + ds)^{t-DT} + FCFE_t] + DEBT_{t+1} - DEBT_t \quad t = 1 \dots CT$$

$$(79) \quad CASH_t = CASH_{t-1} - [(APV_{t-1} - APV_t) (1 + ds)^{t-DT} + FCFE_t + AICB_t + RD_t] \quad t = CT + 1 \dots CT + LT + DCT$$

Occorre sottolineare come la (78) solo apparentemente non tenga conto degli interessi pagati su debito e capitale obbligazionario. Come più volte sottolineato, gli interessi durante la costruzione vengono capitalizzati ed inclusi nei costi d'investimento. Pertanto, essi figurano già nella costruzione di APV_t .

Una volta completata la serie dei $CASH_t$, l'algoritmo verifica che essi siano tutti non negativi. Solo in questo caso si procede al calcolo dell'IRROE risolvendo la (71).

Da notare infine che l'IRROE non viene calcolato nemmeno per $EFC=0$ o se il tempo scontato di ritorno dell'investimento supera la vita dello stesso ($DPP > CT + LT + DCT$).