

POLITECNICO DI MILANO

Facoltà di Ingegneria

Dipartimento di Elettronica e Informazione

Corso di Laurea in Ingegneria dell'Automazione



ALGORITMI PER IL DIMENSIONAMENTO  
RAPIDO DI INTERVENTI DI RIQUALIFICAZIONE  
ENERGETICA

Relatore: Chiar.mo Prof Luca Ferrarini

Bernardo ZERBINI  
Matr. n. 748877

Anno Accademico 2010-2011

## INDICE

<b>Abstract</b> .....	<b>9</b>
<b>1. Introduzione</b> .....	<b>10</b>
<b>2. Descrizione tecnologie</b> .....	<b>12</b>
2.1 Cogenerazione.....	13
2.1.1 Funzionamento.....	13
2.1.1 Dimensionamento .....	17
2.1.3 Costi .....	19
2.2 Solare Termico.....	21
2.2.1 Funzionamento.....	21
2.2.2 Dimensionamento .....	26
2.2.3 Costi .....	28
2.3 Fotovoltaico .....	31
2.3.1 Funzionamento.....	31
2.3.2 Dimensionamento .....	37
2.3.3 Costi .....	39
<b>3. Descrizione analisi economica</b> .....	<b>41</b>
3.1 Introduzione alla LCCA.....	41
3.1.1 Attualizzazione dei tassi di sconto.....	42
3.2 Calcolo del LCC e degli altri indici .....	44
3.2.1 Calcolo del LCC.....	45
3.2.2 Calcolo del NS .....	45
3.2.3 Calcolo del SIR .....	46
3.2.4 Calcolo del AIRR.....	47
3.2.5 Calcolo del DPB.....	47
3.3 Calcolo sensitività del metodo .....	49
<b>4. Forme di incentivazione</b> .....	<b>52</b>
4.1 Detrazione del 55% .....	52
4.2 Conto Energia .....	55
4.3 Scambio sul Posto .....	59
<b>5. Descrizione del metodo di calcolo</b> .....	<b>65</b>
5.1 Fotovoltaico .....	67
5.1.1 Net Saving (NS).....	68
5.1.2 Savings to Investment (SIR).....	71
5.1.3 Adjusted Internal Rate of Return (AIRR).....	75
5.1.4 Discounted Payback (DPB) .....	75
5.1.5 Calcolo Affidabilità.....	79
5.2 Solare Termico.....	80
5.2.1 Net Saving (NS).....	82
5.2.2 Savings to Investment (SIR).....	86
5.2.3 Adjusted Internal Rate of Return (AIRR).....	97
5.2.4 Discounted Payback (DPB) .....	97
5.2.5 Calcolo Affidabilità.....	108
5.3 Cogenerazione.....	109

5.3.1 Net Saving (NS).....	110
5.3.2 Savings to Investment (SIR).....	117
5.3.3 Adjusted Internal Rate of Return (AIRR).....	123
5.3.4 Discounted Payback (DPB).....	123
5.3.5 Calcolo Affidabilità.....	130
<b>6. Descrizione strumento software.....</b>	<b>132</b>
6.1 Maschera.....	132
6.2 Calcolo.....	133
6.3 Soluzione.....	136
<b>7. CASO DI STUDIO.....</b>	<b>138</b>
7.1 Edificio.....	138
7.2 Caso budget “PICCOLO”.....	140
7.2.1 Fotovoltaico.....	140
7.2.2 Solare Termico.....	145
7.2.3 Cogenerazione.....	150
7.2.4 Soluzione caso “piccolo budget”.....	154
7.3 Caso budget “MEDIO”.....	155
7.3.1 Fotovoltaico.....	155
7.3.2 Solare Termico.....	160
7.3.3 Cogenerazione.....	165
7.3.4 Soluzione caso “medio budget”.....	170
7.4 Caso budget “GRANDE”.....	171
7.4.1 Fotovoltaico.....	171
7.4.2 Solare Termico.....	176
7.4.3 Cogenerazione.....	181
7.4.4 Soluzione caso “grande budget”.....	185
<b>8. CONCLUSIONI.....</b>	<b>188</b>
<b>9. BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>189</b>

## Indice delle figure

Figura 2. 1, impianto di cogenerazione a motore.....	13
Figura 2. 2, Confronto produzione caldaia tradizionale e cogenerazione.....	14
Figura 2. 3, Tipico circuito per impianto a motore.....	15
Figura 2. 4, Tipico circuito per turbina a gas.....	16
Figura 2. 5, Tipico circuito per turbina a vapore.....	17
Figura 2. 6, Spaccato d'impianto solare termico.....	21
Figura 2. 7, configurazione scambio diretto.....	23
Figura 2. 8, configurazione scambio indiretto.....	24
Figura 2. 9, circuito per circolazione forzata.....	25
Figura 2. 10, tipi di celle solari.....	31
Figura 2. 11, rappresentazione drogaggio.....	32
Figura 2. 12, rappresentazione struttura diodo.....	32
Figura 2. 13, bilanciamento di campo.....	33
Figura 2. 14, spaccato cella fotovoltaica.....	34

Figura 2. 15, caratteristica elettrica di un modulo fotovoltaico .....	35
Figura 2. 16, struttura impianto dalla cella al generatore.....	36
Figura 4. 1, situazione grafica primo esempio .....	61
Figura 4. 2, situazione grafica secondo esempio .....	62
Figura 4. 3, situazione grafica terzo esempio.....	63
Figura 4. 4, situazione grafica quarto esempio .....	64
Figura 4. 5, tempistiche di erogazione contributo.....	64
Figura 5. 1 Diagramma scelta Net Savings - Fotovoltaico .....	70
Figura 5. 2, diagramma scelta Savings to Investment - Fotovoltaico .....	74
Figura 5. 3, diagramma scelta Discounted Payback - Fotovoltaico.....	78
Figura 5. 4, grafico assorbimento Solare Termico utile annuo .....	81
Figura 5. 5, andamenti funzione Net Saving per Solare termico .....	84
Figura 5. 6, diagramma scelta Net Saving - Solare Termico .....	85
Figura 5. 7, possibili andamenti del Savings to Investment - Solare Termico .....	88
Figura 5. 8, possibili andamenti funzione Savings to Investment - Solare Termico .....	94
Figura 5. 9, Possibili andamenti funzione Savings to Investment - Solare Termico .....	94
Figura 5. 10, diagramma scelta Savings to Investment - Solare Termico .....	96
Figura 5. 11, Possibili andamenti funzione Discounted Payback - Solare Termico .....	103
Figura 5. 12, possibile andamento funzione Discounted Payback - Solare Termico.....	105
Figura 5. 13, diagramma scelta Discounted Payback - Solare Termico .....	106
Figura 5. 14, campi di funzionamento Net Saving - Cogenerazione .....	114
Figura 5. 15, diagramma scelta Net Saving - Cogenerazione.....	115
Figura 5. 16, possibile andamento funzione Savings to Investment – Cogenerazione.....	120
Figura 5. 17, zone di attuazione Savings to Investment - Cogenerazione .....	121
Figura 5. 18, diagramma scelta Savings to Investment - Cogenerazione .....	122
Figura 5. 19, campi di attuazione Discounted Payback - Cogenerazione.....	129
Figura 5. 20, diagramma scelta Discounted Payback – Cogenerazione .....	130
Figura 6. 1, descrizione maschera di compilazione .....	132
Figura 6. 2, descrizione della sezione valori comuni - Calcolo .....	134
Figura 6. 3, esempio di sezione per ogni tecnologia Valori Comuni - Calcolo.....	135
Figura 6. 4, esempio di sezione per ogni tecnologia Valori finanziamento - Calcolo.....	135
Figura 6. 5, esempio di sezione per ogni tecnologia Valori e Calcolo - Calcolo.....	135
Figura 6. 6, struttura comune Attualizzazione - Soluzione.....	136
Figura 6. 7, esempio di sezione particolare per tecnologia Finanziamento - Soluzione.....	137
Figura 6. 8, esempio di soluzione .....	137
Figura 6. 9, esempio di legenda .....	137
Figura 7. 1, andamenti elettrici da Ottobre '07 a Dic'09 .....	139
Figura 7. 2, andamento potenza da Ott '07 a Dic'09 .....	139
Figura 7. 3, andamento richiesta metano da Dic'07 a Dic'09.....	139

Figura 7. 4, Settaggio maschera caso "piccolo budget" .....	140
Figura 7. 5, soluzione iniziale caso "piccolo budget"- Fotovoltaico.....	140
Figura 7. 6, variazione soluzione “piccolo budget” rispetto caso base per Fin. 5 anni - Fotovoltaico. ....	141
Figura 7. 7, variazione soluzione “piccolo budget” rispetto caso base per Fin. 10 anni - Fotovoltaico.....	142
Figura 7. 8, variazione soluzione “piccolo budget” rispetto caso base per Fin. 15 anni - Fotovoltaico.....	143
Figura 7. 9, variazione parametri al variare della superficie disponibile “piccolo budget” - Fotovoltaico .....	144
Figura 7. 10, soluzione iniziale caso "piccolo budget"- Solare termico .....	145
Figura 7. 11, variazione soluzione “piccolo budget” rispetto caso base per Fin. 5 anni - Solare Termico .....	146
Figura 7. 12, variazione soluzione “piccolo budget” rispetto caso base per Fin. 10 anni - Solare Termico .....	147
Figura 7. 13, variazione soluzione “piccolo budget” rispetto caso base per Fin. 15 anni - Solare Termico .....	148
Figura 7. 14, variazione parametri al variare della superficie disponibile “piccolo budget” – Solare Termico .....	149
Figura 7. 15, soluzione iniziale caso "piccolo budget"- Cogenerazione.....	150
Figura 7. 16, variazione soluzione “piccolo budget” rispetto caso base per Fin. 5 anni - Cogeneratore .....	151
Figura 7. 17, variazione soluzione “piccolo budget” rispetto caso base per Fin. 10 anni - Cogeneratore .....	152
Figura 7. 18, variazione soluzione “piccolo budget” rispetto caso base per Fin. 15 anni - Cogeneratore .....	153
Figura 7. 19, Settaggio maschera caso "medio budget".....	155
Figura 7. 20, soluzione iniziale caso "medio budget"- Fotovoltaico .....	155
Figura 7. 21, variazione soluzione “medio budget” rispetto caso base per Fin. 5 anni - Fotovoltaico. ....	156
Figura 7. 22, variazione soluzione “medio budget” rispetto caso base per Fin. 10 anni - Fotovoltaico.....	157
Figura 7. 23, variazione soluzione “medio budget” rispetto caso base per Fin. 15 anni - Fotovoltaico.....	158
Figura 7. 24, variazione parametri al variare della superficie disponibile “medio budget” – Fotovoltaico .....	159
Figura 7. 25, soluzione iniziale caso "medio budget"- Solare termico .....	160
Figura 7. 26, variazione soluzione “medio budget” rispetto caso base per Fin. 5 anni - Solare Termico .....	161
Figura 7. 27, variazione soluzione “medio budget” rispetto caso base per Fin. 10 anni - Solare Termico .....	162
Figura 7. 28, variazione soluzione “medio budget” rispetto caso base per Fin. 15 anni - Solare Termico .....	163
Figura 7. 29, variazione parametri al variare della superficie disponibile “medio budget” – Solare Termico .....	164
Figura 7. 30, soluzione iniziale caso "medio budget"- Cogenerazione.....	165
Figura 7. 31, variazione soluzione “medio budget” rispetto caso base per Fin. 5 anni - Cogeneratore.....	166
Figura 7. 32, variazione soluzione “medio budget” rispetto caso base per Fin. 10 anni - Cogeneratore .....	167
Figura 7. 33, variazione soluzione “medio budget” rispetto caso base per Fin. 15 anni - Cogeneratore .....	168

Figura 7. 34, variazione parametri al variare della potenza disponibile “medio budget” – Cogeneratore .....	169
Figura 7. 35, Settaggio maschera caso "grande budget" .....	171
Figura 7. 36, soluzione iniziale caso "grande budget" - Fotovoltaico .....	171
Figura 7. 37, variazione soluzione “grande budget” rispetto caso base per Fin. 5 anni - Fotovoltaico	172
Figura 7. 38, variazione soluzione “grande budget” rispetto caso base per Fin. 10 anni - Fotovoltaico .....	173
Figura 7. 39, variazione soluzione “grande budget” rispetto caso base per Fin. 15 anni - Fotovoltaico .....	174
Figura 7. 40, variazione parametri al variare della superficie disponibile “grande budget” – Fotovoltaico .....	175
Figura 7. 41, soluzione iniziale caso "grande budget" - Solare termico .....	176
Figura 7. 42, variazione soluzione “grande budget” rispetto caso base per Fin. 5 anni - Solare Termico .....	177
Figura 7. 43, variazione soluzione “grande budget” rispetto caso base per Fin. 10 anni - Solare Termico .....	178
Figura 7. 44, variazione soluzione “grande budget” rispetto caso base per Fin. 15 anni - Solare Termico .....	179
Figura 7. 45, variazione parametri al variare della superficie disponibile “grande budget” – Solare Termico .....	180
Figura 7. 46, soluzione iniziale caso "grande budget" - Cogenerazione.....	181
Figura 7. 47, variazione soluzione “grande budget” rispetto caso base per Fin. 5 anni - Cogeneratore	182
Figura 7. 48, variazione soluzione “grande budget” rispetto caso base per Fin. 10 anni - Cogeneratore .....	183
Figura 7. 49, variazione soluzione “grande budget” rispetto caso base per Fin. 15 anni - Cogeneratore .....	184
Figura 7. 50, variazione parametri al variare della potenza disponibile “grande budget” – Cogeneratore .....	185

## Indice delle Tabelle

Tabella 2.1 Caratteristiche tipiche della tecnologia a cogenerazione .....	18
Tabella 2. 2, combustibile utilizzato nella cogenerazione .....	18
Tabella 2. 3, costi tipici d’impianto e di manutenzione.....	19
Tabella 2. 4, caratteristiche tecniche cogenerazione.....	20
Tabella 2. 5, dimensionamento "tipico" solare termico .....	27
Tabella 2. 6, dimensionamento "tipico" solare termico per richieste superiori .....	27
Tabella 2. 7, equivalenza energetica .....	29
Tabella 4. 1, limite economico detratto.....	53
Tabella 4. 2, Tariffario vigente mesi estivi 2011 .....	56
Tabella 4. 3, tariffario vigente fine 2011 .....	56
Tabella 4. 4, Tariffario vigente 2012 .....	57
Tabella 4. 5, tariffazione vigente anno 2013.....	57

Tabella 4. 6, modifiche alla tariffa negli anni successivi.....	57
Tabella 5. 1 Tavola verità Net Savings – Fotovoltaico.....	71
Tabella 5. 2 Tavola verità Savings to Investment - Fotovoltaico .....	75
Tabella 5. 3, tavola verità Discounted Payback - Fotovoltaico .....	79
Tabella 5. 4, tavola verità Net Saving - Solare Termico.....	86
Tabella 5. 5, tavola verità Savings to Investment - Solare Termico .....	97
Tabella 5. 6, tavola verità Discounted Payback - Solare Termico .....	107
Tabella 5. 7, tavola verità Net Saving - Cogenerazione.....	116
Tabella 7. 1, valori variazione “piccolo budget” per Fin. 5 anni - Fotovoltaico.....	142
Tabella 7. 2, valori variazione “piccolo budget” per Fin. 10 anni - Fotovoltaico.....	143
Tabella 7. 3, valori variazione “piccolo budget” per Fin. 15 anni - Fotovoltaico.....	144
Tabella 7. 4, valori variazione su superficie disponibile “piccolo budget” - Fotovoltaico.....	145
Tabella 7. 5, valori variazione “piccolo budget” per Fin. 5 anni - Solare Termico.....	146
Tabella 7. 6, valori variazione “piccolo budget” per Fin. 10 anni - Solare Termico .....	147
Tabella 7. 7, valori variazione “piccolo budget” per Fin. 15 anni - Solare Termico .....	148
Tabella 7. 8, valori variazione su superficie disponibile “piccolo budget” - Solare Termico .....	149
Tabella 7. 9, valori variazione “piccolo budget” per Fin. 5 anni - Cogenerazione.....	151
Tabella 7. 10, valori variazione “piccolo budget” per Fin. 10 anni - Cogeneratore .....	152
Tabella 7. 11, valori variazione “piccolo budget” per Fin. 15 anni - Cogeneratore .....	153
Tabella 7. 12, soluzioni iniziali "piccolo budget" .....	154
Tabella 7. 13, valori variazione “medio budget” per Fin. 5 anni - Fotovoltaico .....	157
Tabella 7. 14, valori variazione “medio budget” per Fin. 10 anni - Fotovoltaico .....	158
Tabella 7. 15, valori variazione “medio budget” per Fin. 15 anni - Fotovoltaico .....	159
Tabella 7. 16, valori variazione su superficie disponibile “medio budget” - Fotovoltaico.....	160
Tabella 7. 17, valori variazione “medio budget” per Fin. 5 anni - Solare Termico.....	161
Tabella 7. 18, valori variazione “medio budget” per Fin. 10 anni - Solare Termico.....	162
Tabella 7. 19, valori variazione “medio budget” per Fin. 15 anni - Solare Termico.....	163
Tabella 7. 20, valori variazione su superficie disponibile “medio budget” - Solare Termico .....	164
Tabella 7. 21, valori variazione “medio budget” per Fin. 5 anni - Cogeneratore .....	166
Tabella 7. 22, valori variazione “medio budget” per Fin. 10 anni - Cogeneratore .....	167
Tabella 7. 23, valori variazione “medio budget” per Fin. 15 anni - Cogeneratore .....	168
Tabella 7. 24, valori variazione su potenza disponibile “medio budget” - Cogeneratore.....	169
Tabella 7. 25, soluzioni iniziali "medio budget" .....	170
Tabella 7. 26, valori variazione “grande budget” per Fin. 5 anni - Fotovoltaico .....	173
Tabella 7. 27, valori variazione “grande budget” per Fin. 10 anni - Fotovoltaico .....	174
Tabella 7. 28, valori variazione “grande budget” per Fin. 15 anni - Fotovoltaico .....	175
Tabella 7. 29, valori variazione su superficie disponibile “grande budget” - Fotovoltaico.....	176
Tabella 7. 30, valori variazione “grande budget” per Fin. 5 anni - Solare Termico.....	177
Tabella 7. 31, valori variazione “grande budget” per Fin. 10 anni - Solare Termico.....	178
Tabella 7. 32, valori variazione “grande budget” per Fin. 15 anni - Solare Termico.....	179
Tabella 7. 33, valori variazione su superficie disponibile “grande budget” - Solare Termico .....	180
Tabella 7. 34, valori variazione “grande budget” per Fin. 5 anni - Cogeneratore .....	182

Tabella 7. 35, valori variazione “grande budget” per Fin. 10 anni - Cogeneratore .....	183
Tabella 7. 36, valori variazione “grande budget” per Fin. 15 anni - Cogeneratore .....	184
Tabella 7. 37, valori variazione su potenza disponibile “grande budget” - Cogeneratore.....	185
Tabella 7. 38, soluzioni iniziali "grande budget" .....	186
Tabella 7. 39, Risultati soluzione "solare" .....	186



## **Abstract**

Si propone uno strumento capace di anticipare e semplificare la proposta di una soluzione energetica per edifici. La necessità di un tale strumento è evidente nel fatto di poter fornire al cliente una soluzione di massima, che metta in risalto le eventuali cifre dell'investimento "migliore".

Le tecnologie che vengono proposte sono : Fotovoltaico, Solare Termico, Cogenerazione. Dopo una trattazione riguardante le caratteristiche dei tre tipi di soluzioni, sono analizzate le incentivazioni nazionali principali che le riguardano: Conto energia, detrazione 55%, scambio sul posto. Per cercare quindi la soluzione "ottima" da proporre è stato preso in considerazione il "LCCA"( Life Cycle Cost Analysis) strumento economico grazie al quale vengono prodotti parametri come: Net Savings, Save to Investments, Discounted Payback ..etc.. Le funzioni obiettivo vengono tratte proprio da queste formule, e gestite in maniera opportuna, vengono inserite nel foglio di calcolo per fornire una soluzione "ottima". È presente anche un'analisi di sensitività per gestire le casistiche in cui la soluzione reale possa essere diversa da quella prevista.

Infine è proposto un caso di studio, che analizza la situazione di un albergo posto nell'Italia centrale. Sono attribuiti tre situazioni generiche di budget: piccolo, medio grande.

In questo modo vengono messe in luce le potenzialità dello strumento creato.

# 1. Introduzione

Cercare un'alternativa a quelle che sono chiamate “fonti non rinnovabili” è sempre stata un'esigenza più o meno sentita. Risultando queste abbondanti e a buon mercato, la necessità di trovare “fonti alternative o rinnovabili” è stata sempre trascurata. Le principali fonti di energia che vengono utilizzate in Italia, sono di origine fossile, in particolare gas naturale e petrolio. L'energia elettrica prodotta, per circa l'82% proviene da fonti non rinnovabili, mentre il contributo rilevante ad una forma alternativa di energia, è dato dalla produzione idroelettrica, con un 12% circa. La restante percentuale è dovuta ad altre fonti, tra cui le così dette “rinnovabili”. A causa di diversi fattori, come: la previsione di un rapido prosciugamento delle “fonti non rinnovabili” e il corrispondente innalzamento dei costi per averle, la mancanza nel nostro paese di centrali nucleari, la presenza di impianti termoelettrici obsoleti e di basso rendimento, lo scarso utilizzo di fonti alternative, negli ultimi anni si sta assistendo ad un cambio di mentalità, dove l'obbiettivo finale è il risparmio energetico e l'utilizzo spinto di “fonti alternative”. La tecnologia attuale infatti permette di cercare nuove soluzioni energetiche perché passate a buon mercato. Quello che emerge però è una confusione oggettiva sulla scelta della tecnologia da utilizzare e l'effettivo risparmio. Molte esperienze lasciano intravedere una sorta di insoddisfazione tra quanto stimato dal cliente e l'effettivo risparmio ottenuto. Si rimane perplessi quindi di fronte a preventivi e rischi che rimangono alti.

È possibile dimostrare però che la maggior parte degli interventi, con il fine di ridurre i consumi, hanno portato, nel medio lungo termine, a risparmi notevoli. Questo però a fronte di investimenti iniziali abbastanza contingenti.

Un concetto che in realtà è piuttosto evidente, ma ha trovato problemi di carattere diverso:

- La difficoltà di progettisti e clienti ad adattarsi a nuove situazioni offerte dal mercato, basandosi su metodi e procedure sicuramente consolidate ma che per lo più risultano obsolete.
- Nel campo amministrativo, dove vige la necessità di risultati immediati. Questo porta a non valutare soluzioni economiche magari di maggior interesse, perché attuate in un tempo di ritorno considerato erroneamente eccessivo.

In questo discorso si inserisce anche una sorta di ottusità delle aziende, dove spesso accade che chi finanzia ed autorizza gli investimenti non sia la stessa entità che si troverà a pagare i costi gestionali. Questa situazione a volte è solo di facciata, come in un'azienda dove l'ufficio acquisti viene spinto a comprare apparecchiature "economiche" e quindi meno efficienti per non pesare sul bilancio, miopia che si riverserà sulle prevedibili inefficienze che ne conseguono. A volte questa separazione è reale, ad esempio la edificazione di strutture da parte di società di costruzioni, che però non saranno loro a pagare le bollette.

Grazie a nuove normative riguardo la certificazioni energetiche, le incentivazioni proposte dallo stato e i possibili finanziamenti a tasso agevolato, le possibilità di investire in queste nuove soluzioni energetiche è sicuramente potenziata, ma rimane ancora per molti confusa e apparentemente inaccessibile.

Questo strumento ha la pretesa di inserirsi in questo contesto, dove l'ignoranza tecnica dell'utente si scontra con la proposta del mercato e della tecnologia attuale. Uno strumento utile per realizzare una stima del miglior investimento da effettuare su un edificio, per poi poter procedere a calcoli più approfonditi. In questo modo è fornito all'utente finale, una dato riguardante le cifre e i rischi che potrà affrontare nel medio e lungo termine. Nella seguente trattazione vengono prima osservate le varie tecnologie utilizzate, tramite un'analisi tecnica ed economica. Seguirà una descrizione riguardante i metodi di valutazione d'investimento utilizzati nella ricerca della soluzione migliore. Da non dimenticare l'incentivazione presente nel nostro territorio, la quale è in continua evoluzione, forte del clima di crisi economica sentito in questi anni. Infine saranno presentati gli algoritmi di calcolo, con le relative formule utilizzate nel caso di studio finale.

## 2. Descrizione tecnologie

Il risparmio energetico è affrontabile partendo da vari presupposti e utilizzando varie tecnologie. Una riqualificazione energetica più a buon mercato (sostituzione lampadine, valutazione serramenti, elettrodomestici a basso impatto, etc..) è sicuramente a monte di un investimento che verrà descritto in seguito, e che si raccomanda di attuare prima ancora di richiedere interventi che comportano maggiori tempi ed esborsi. Le tecnologie scelte per queste trattazioni sono:

- Cogenerazione
- Solare Termico
- Fotovoltaico

La scelta per lo più è dovuta al fatto che sono tecnologie che stanno prendendo piede da diversi anni, e sulle quali però c'è ancora molto scetticismo. Nella trattazione verrà definito per ogni tecnologia:

- funzionamento
- dimensionamento
- costi

Sono questi tre argomenti semplici ed utili per poter fare una descrizione sintetica ed allo stesso tempo chiara del potenziale energetico trattato.

## 2.1 Cogenerazione



Figura 2. 1, impianto di cogenerazione a motore

Gli impianti a cogenerazione consistono in macchine (Figura 2. 1) che utilizzano un combustibile (ad esempio metano) per produrre elettricità e calore. Sono diffusi presso le utenze affinché vengano diminuite le dispersioni sia elettriche che termiche.

### 2.1.1 Funzionamento

Un impianto tradizionale di produzione di energia elettrica disperde l'energia non trasformata in calore. L'efficienza di trasformazione in energia nei bruciatori tradizionali è intorno al 35%, con il restante potenziale energetico perduto.

L'impianto di cogenerazione, invece, recupera il calore prodotto dalla combustione per altri usi. In questo modo raggiunge un'efficienza superiore al 80% (Figura 2. 2).

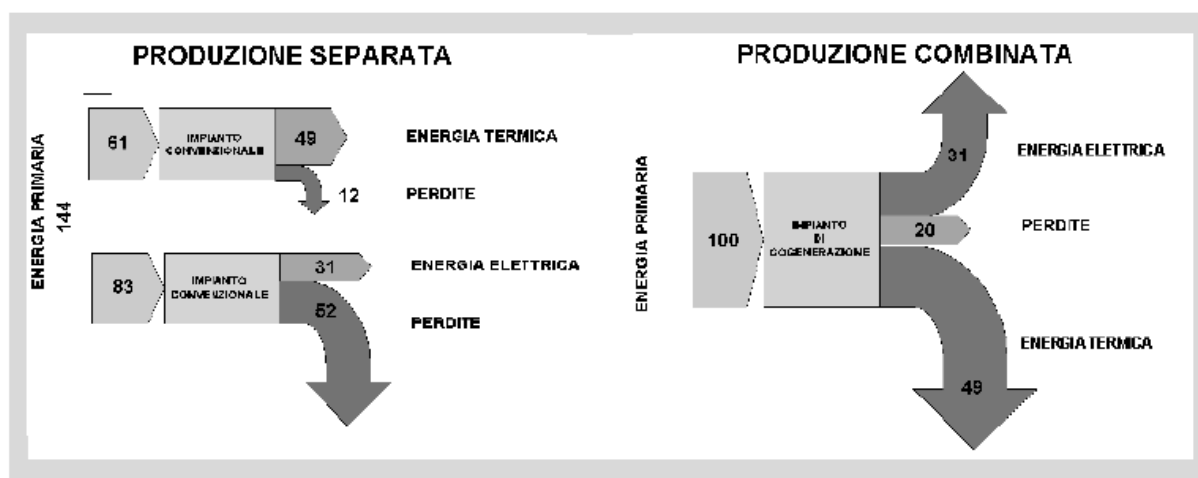


Figura 2. 2, Confronto produzione caldaia tradizionale e cogenerazione

Oltre a ciò vanno considerate le perdite per dispersione elettrica nella rete durante la distribuzione ed il trasporto. Si hanno dati statistici, secondo cui, già nel 1988, si evidenziava sulla rete nazionale che la somma dei consumi, unita alle perdite per distribuzione e trasporto, ammontava al 16,5% della produzione.

I sistemi di cogenerazione si classificano sulla base delle tecnologie adottate dalle macchine e dai motori utilizzati. Essi sono riconducibili ai seguenti tipi:

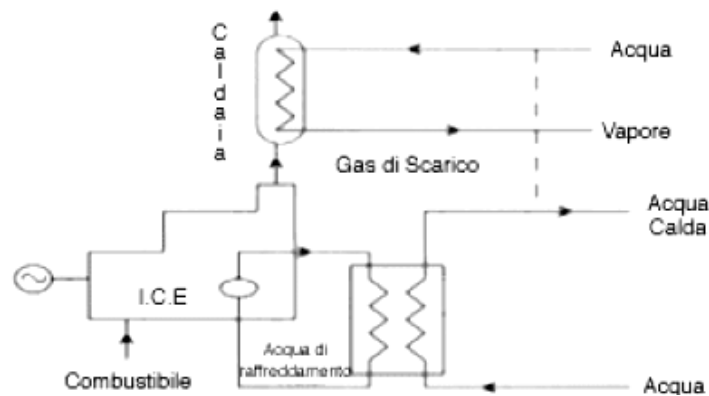
- motori alternativi, dove vengono recuperati sia il calore del circuito di raffreddamento del motore e dell'olio (da 50° a 90° C) e sia quello dei gas di scarico ad alta temperatura (circa 400-500° C).
- turbine a gas, per cui il gran volume dei gas di scarico ad alta temperatura producono il calore richiesto in una caldaia, oppure vengono utilizzati questi stessi fumi, ad esempio in alcuni processi in cui è necessario l'essiccamento.
- turbine a vapore a contropressione, sono alimentate da vapore surriscaldato, che attraversata la turbina per la generazione dell'energia elettrica, viene scaricato a bassa pressione ed è utilizzato per alimentare le utenze termiche.

Per quanto riguarda i motori alternativi, la fase di produzione dell'energia meccanica, è strettamente legata a quella della produzione dell'elettricità. Accade che il pistone muovendosi all'interno del cilindro, produce elettricità, mentre i fumi e la fase di raffreddamento, vengono gestiti a scopo termico. Poiché le esigenze di calore possono essere diverse sia per quantità che per temperatura, in questo tipo di tecnologia è possibile distinguere due flussi di calore distinti.

Nel circuito di raffreddamento del motore si raggiungono temperature tra i 90 e 120 °C, mentre i gas di scarico raggiungono temperature tra i 400 e 700 °C.

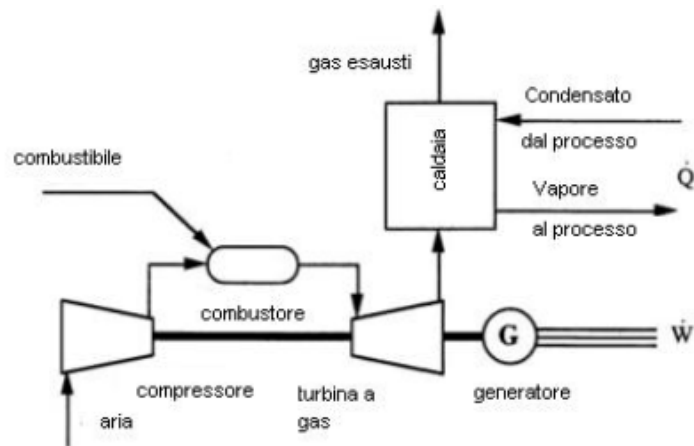
Oltre alla combustione, per cui serve il motore, sono presenti altri componenti (Figura 2. 3)

- un sistema di controllo;
- un insieme di elementi accessori (pompe, ecc.).
- una macchina ad assorbimento per il recupero del calore dal circuito di raffreddamento del motore;
- una caldaia per il recupero del calore dai fumi di combustione;



**Figura 2. 3, Tipico circuito per impianto a motore**

La tecnologia con turbina a gas invece risulta interessante per gli impianti di piccola taglia. La produzione elettrica rientra nella fase di espansione del gas di combustione che avviene in turbina. Anche qui il lavoro meccanico viene tradotto in energia elettrica, e di conseguenza la parte termica viene recuperata dai fumi di scarico (che raggiungono temperature attorno a 450-600°C).



**Figura 2. 4, Tipico circuito per turbina a gas**

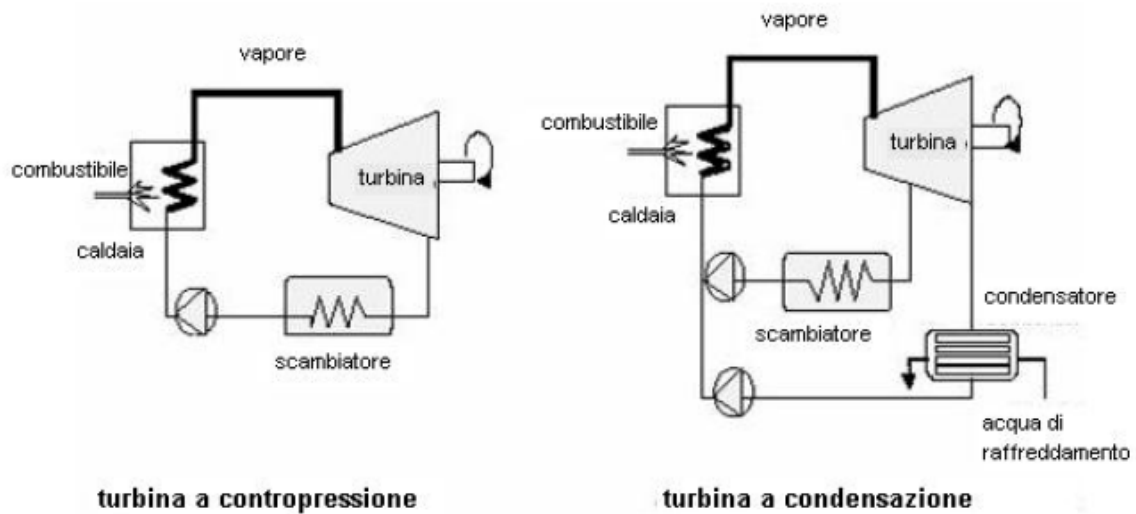
Oltre alla turbina, questo tipo di impianto necessita di altri componenti (Figura 2. 4):

- un generatore che trasforma in elettricità l'energia meccanica prodotta in turbina attraverso l'espansione dei gas di combustione;
- compressore dove viene alimentata l'aria comburente al fine di aumentarne pressione e temperatura;
- una caldaia alimentata con i gas scaricati dalla turbina che produce vapore.
- una camera di combustione in cui l'aria compressa viene prima miscelata al combustibile e poi avviene la combustione;

Quanto visto finora riguarda utenze che richiedono potenze dell'ordine del kW, se fosse necessario passare a taglie dell'ordine del MW allora potrebbe essere utile passare alle turbine a vapore.

La produzione di energia elettrica in questa turbina avviene attraverso vapore contenente un alto tasso di energia (pressione e temperatura elevate): valori di pressione compresi tra 10 e 100 bar a temperatura comprese tra 10 e 500 °C. L'energia termica per l'utenza può essere estratta dal sistema, in funzione delle specifiche esigenze, sia mediante spillamenti di vapore dalla turbina sia dal vapore esausto che viene scaricato al termine del ciclo di lavoro (attraverso uno scambiatore di calore).





**Figura 2. 5, Tipico circuito per turbina a vapore**

In relazione alle condizioni del vapore uscente dalla turbina si possono avere due sistemi diversi tra loro (Figura 2. 5):

- sistemi in contropressione, utilizzati quando la turbina scarica vapore a pressione atmosferica o superiore. In questo caso lo scambiatore di calore per il recupero termico raffredda il vapore, non fino allo stato liquido, dopodichè il vapore raffreddato viene compresso e nuovamente alimentato in caldaia;
- sistemi a condensazione, impiegati quando il vapore che esce dalla turbina ha una pressione inferiore a quella atmosferica: parte del vapore subisce un raffreddamento (dove però il calore viene recuperato) in un condensatore. Quindi invia alla caldaia il condensato.

### **2.1.1 Dimensionamento**

Quando si è di fronte alla scelta del tipo di impianto da proporre al cliente, non solo vanno valutate le potenze elettriche in gioco, ma anche parametri che riguardano la produttività del sistema. Questo per poter scegliere la tecnologia più idonea alle esigenze del cliente.

Entrando quindi nello specifico, non è più sufficiente guardare i rendimenti generali delle varie macchine in commercio, ma valutare singolarmente rendimenti elettrici e termici, tempi di utilizzo e altri valori basati sull'esperienza e proprie della tecnologia..

In (Tabella 2.1) sono riportati i dati caratteristici delle diverse tecnologie descritte:

Tecnologia	Potenza elettrica KWel	Rendimento totale %	Rendimento elettrico %	Rendimento termico %	Indice elettrico- termico Ie	T sorgenti da usare per recupero termico
Motori endotermici (*)	3-20.000 diesel 5-5.000 gas	70 - 85	25 - 50	30 - 45	0.6 - 2	Due livelli: uno ad alta T (400-700°C) e uno a bassa T (90-120°C)
Microturbine a gas	30 - 400	70 - 80	23 - 33	60 - 75	0.3 - 0.6	450-600°C
Turbine a vapore	500 - 100.000	60-85	20-38	35-50	0.4 - 0.8	Possibilità di spillare vapore surriscaldato dalla turbina in vari stadi del processo (da circa 540°C a livelli termici inferiori)

**Tabella 2.1 Caratteristiche tipiche della tecnologia a cogenerazione**

Viene anche citato un indice elettrico-termico, questo determina la caratteristica della macchina a lavorare con determinate richieste, infatti se la richiesta elettrica è maggiore di quella termica, allora si preferirà la tecnologia con indice “Ie” alto. Al contrario anche le necessità termiche possono spingere la scelta su un tipo di macchina piuttosto che un altro.

Tecnologia	Tipo di combustibile	Note
Motori endotermici	Gas naturale, gasolio, biodisel, biogas	-
Microturbine a gas	Gas naturale, distillati leggeri del petrolio, prodotti della gassificazione del carbone e di altri prodotti organici (syngas), biodiesel	In una turbina a ciclo aperto, le pale sono direttamente esposte ai gas prodotti dalla combustione e quindi vanno evitati combustibili che possono dar luogo a prodotti corrosivi. Le turbine a ciclo chiuso possono invece essere collegate anche a sistemi di incenerimento dei rifiuti.
Turbine a vapore	Qualsiasi tipo di combustibile (compresi prodotti di scarto) o alcune combinazioni di combustibili	-

**Tabella 2. 2, combustibile utilizzato nella cogenerazione**

Il combustibile utilizzato dagli impianti può rientrare negli argomenti di scelta (Tabella 2. 2) questo perché possono variare le dimensioni dell'impianto o l'impossibilità di reperire il carburante stesso, rendendone svantaggioso l'utilizzo.

L'esperienza in questo campo ha portato a considerare un parametro sperimentale fondamentale per la scelta di questa tecnologia, infatti la cogenerazione è indicata in tutte le situazioni in cui la richiesta contemporanea di energia elettrica e di calore supera le 4000 ore annue di attività.

Per mantenere gli alti livelli di rendimento relativi alla cogenerazione, occorre che vengano evitati il più possibili tempi di inutilizzo a causa di mancata richiesta da parte dell'utenza di energia elettrica o termica.

Essendo assimilabile a un sistema aperto che dialoga strettamente con la rete, non è possibile avere discontinuità frequenti ed intense nella richiesta, è quindi consigliabile utilizzare questa tecnologia su richieste per lo più costanti:

- applicazioni industriali che utilizzano calore nel processo produttivo
- utilizzo del calore recuperato per la climatizzazione degli ambienti

Un'altra soluzione di dimensionamento spesso utilizzata è quella di poter usufruire di caldaie ausiliarie per poter sottodimensionare l'impianto cogenerativo, utilizzato per gestire l'utenza costante.

### 2.1.3 Costi

In (Tabella 2. 3) sono riportati i costi che riguardano il mercato odierno:

Tecnologia	Costo di impianto €/kW	Costi di manutenzione €/kWh
Motori endotermici	200-350 diesel 250-750 gas	0,005-0,01 diesel 0,007-0,02 gas
Microturbine a gas	800-1100	0,005-0,01
Turbine a vapore	500-1300	0,006-0,008

Tabella 2. 3, costi tipici d'impianto e di manutenzione

I motori endotermici richiedono un investimento iniziale contenuto, ma con costi di manutenzione non sempre trascurabili, il vantaggio di questa tecnologia resta però l'estrema flessibilità alla variazione dei carichi, con migliore sopportazione di fermate e ripartenze. I tempi di installazione variano tra i 9 e 12 mesi.

In forte competizione però troviamo le microturbine a gas poiché presentano costi di manutenzione più bassi; i costi di investimento sono per lo più elevati.

Grazie al funzionamento a giri variabili, uno dei vantaggi di questo impianto è il mantenimento del rendimento elettrico costante al variare del carico. L'installazione varia tra i 9 e 14 mesi.

Per quanto riguarda le turbine a vapore i costi di installazione sono elevati. La variazioni di carico non ha una risposta veloce. I tempi di installazione variano tra i 12 e 18 mesi.

Tecnologia	Intervallo di manutenzione ordinaria (h)	Intervallo di manutenzione straordinaria (h)	Note	Durata
Motori endotermici	2.000-5.000 sia per motori diesel sia per motori a gas	20.000-30.000 diesel 48.000-60.000 gas	Alti costi di manutenzione e la necessità di effettuare la manutenzione straordinaria più frequentemente degli altri sistemi.	10.000-60.000 ore per le piccole unità  15-20 anni per le grandi unità (3-6 MW)
Microturbine a gas	6.000-8.000	30.000 – 60.000	in competizione con i motori endotermici per le piccole taglie grazie ai minori oneri di manutenzione	15-20 anni
Turbine a vapore	Dato n.d.	Dato n.d.	Maggiore complessità impiantistica e gestionale per la presenza del generatore di vapore e del suo circuito	Lunga durata, circa 25-35 anni

**Tabella 2. 4, caratteristiche tecniche cogenerazione**

In tabella (Tabella 2. 4) sono evidenziate le caratteristiche temporali della tecnologia. Questo per avere un dato generale anche sulla manutenzione e il tempo di vita. Per una valutazione accurata dei costi in gioco.

## 2.2 Solare Termico



Figura 2. 6, Spaccato d'impianto solare termico

La presente tecnologia sfrutta l'irraggiamento solare per accumulare calore attraverso un fluido. In figura (Figura 2. 6) è presentato un particolare tipo di pannello, detto a circolazione naturale.

Essi sfruttano la radiazione solare per produrre:

- acqua calda (utilizzata a scopo sanitario, per l'alimentazione di piscine, per esigenze di riscaldamento o anche per scopi industriali o commerciali);
- aria calda impiegabile per esigenze di riscaldamento o produzione.
- energia elettrica tramite turbina.

Nel seguito verrà trattato solo il primo utilizzo.

### 2.2.1 Funzionamento

Il funzionamento di questo tipo di pannello è differente per tipo di tecnologia sfruttata, queste si possono distinguere in due macro categorie:

- Circolazione Naturale
- Circolazione Forzata

La principale differenza tra le due stà appunto nel modo in cui avviene la circolazione del fluido. Nella prima il movimento è dovuto all'energia solare. Mentre nel secondo sono presenti elementi di tipo elettromeccanico (pompa).

Il pannello solare è composto da collettori solari, essi consistono in piastre captanti che assorbono energia e la convertono in calore, grazie alla loro composizione e geometria.

Come detto in precedenza questa energia viene trasferita a un fluido termovettore per il trasporto.

Le principali tipologie di collettori solari sono:

- piani
- sottovuoto
- a concentrazione

I primi possono essere suddivisi in due sottocategorie:

- piani vetrati
- piani scoperti.

I più diffusi sono i collettori solari piani, dove quelli vetrati hanno la piastra captante che è isolata termicamente nella parte inferiore, sono posti dentro una cassa di metallo o di plastica e la copertura è appunto in vetro. Gli scoperti, sono essenzialmente tubi di plastica esposti all'ambiente, per lo più usati per riscaldamenti estivi di grosse quantità d'acqua.

Seguono i collettori solari sottovuoto che hanno l'obbiettivo di evitare le dispersioni di calore con l'esterno. Infatti è presente una piastra di rame all'interno del tubo, il quale però è sottovuoto all'esterno, questo per renderlo il più possibile isolato cosicché il fluido disperde il calore in maniera ridotta.

Infine i collettori solari a concentrazione sono progettati per aumentare la concentrazione dell'energia solare in un punto ben preciso del collettore, il loro rendimento è migliore se disposti alla luce diretta del sole.

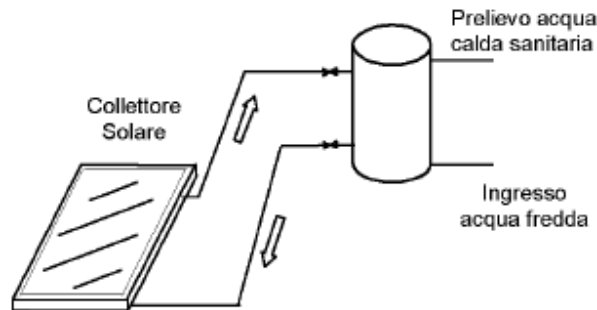
Entrando nel dettaglio del sistema a circolazione naturale, si può dire che la tecnologia utilizzata è piuttosto semplice, è richiesta poca manutenzione e i pannelli utilizzati possono avere caratteristiche molto buone.

Il principio di base è che il fluido scaldandosi, diventa più leggero a causa della diminuzione di densità dovuta al riscaldamento solare. Questo crea un movimento naturale, perché il fluido più pesante, cioè quello freddo, prenderà il posto di quello scaldato.

Proprio per questo motivo il serbatoio di accumulo del fluido verrà posto in alto al pannello.

Tra gli impianti a circolazione naturale si può fare una ulteriore distinzione fra:

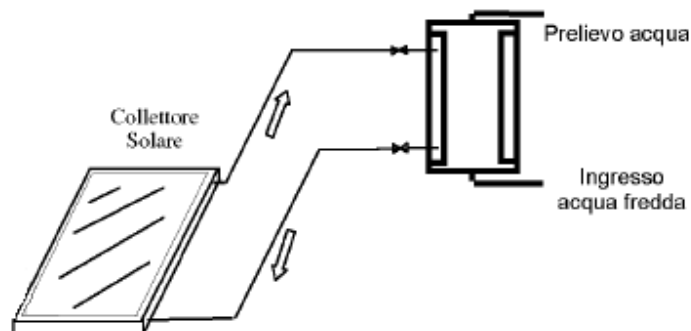
- Scambio diretto



**Figura 2. 7, configurazione scambio diretto**

Come evidenziato in (Figura 2. 7) in questa disposizione, il fluido è lo stesso che poi verrà prelevato dall'utenza, nello specifico l'acqua sanitaria, che dopo essere prelevata dalla rete, viene immessa nel serbatoio, dove per lo stesso principio della circolazione naturale, verrà prelevata dal fondo ( a bassa temperatura). Dopo essere circolata attraverso il pannello viene immessa nella parte superiore del serbatoio, pronta per essere utilizzata.

- Scambio indiretto



**Figura 2. 8, configurazione scambio indiretto**

Il principio di utilizzo da parte dell'utente è lo stesso, infatti viene prelevato il fluido dalla parte superiore del serbatoio mentre viene introdotta dalla parte inferiore (Figura 2. 8). La differenza sta nel fatto che il fluido termovettore è specifico per accumulare meglio il calore, e solo attraverso uno scambiatore posto all'interno del serbatoio, esso viene a contatto con l'acqua sanitaria. Segue così un ciclo continuo all'interno del collettore.

In sintesi sono descritti in seguito i vantaggi della circolazione naturale:

- La circolazione è autoregolata
- bassi costi di installazione e rapidità di messa in opera
- Circolazione inversa negata naturalmente.
- Manutenzione ridotta.
- Assenza di elettronica o meccanica

Mentre gli svantaggi:

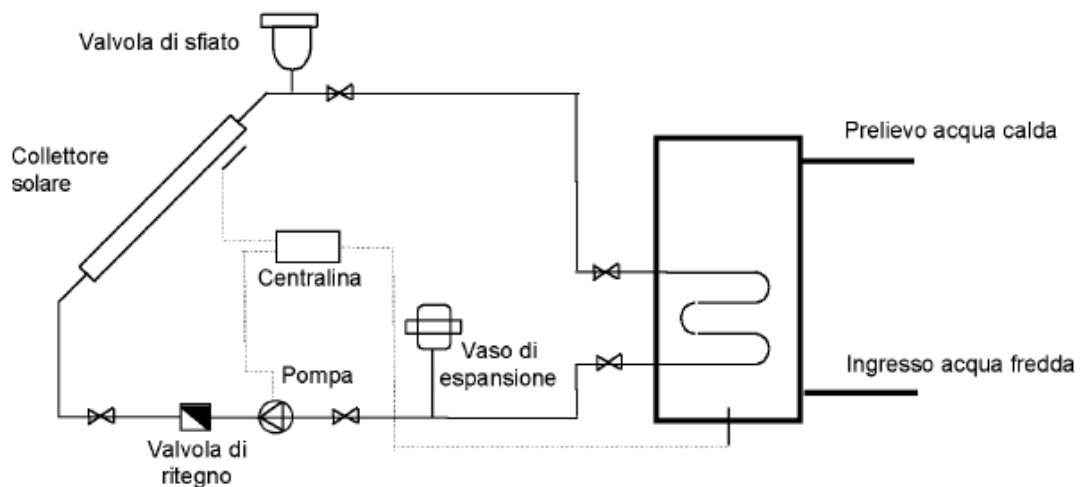
- Si è vincolati nella posizione del serbatoio e alle sue dimensioni
- Minor rendimento dato da una minore efficienza di scambio tra i fluidi
- Essendo il serbatoio posizionato all'esterno, è possibile avere maggiori dispersioni di calore



Per quanto riguarda la circolazione forzata ha la differenza di avere una pompa comandata da una centralina che fa scorrere il fluido attraverso il circuito, il tutto viene gestito attraverso sonde e termostati.

Gli elementi che caratterizzano questo tipo di impianto sono (Figura 2. 9):

- collettore/i solare/i
- serbatoio di accumulo/scambiatori
- termostato differenziale o centralina
- sonde di temperatura
- pompa di circolazione
- vaso di espansione
- scambiatore di calore
- valvole



**Figura 2. 9, circuito per circolazione forzata**

L'applicazione tipica della circolazione forzata è per quelle situazioni in cui la naturale è impossibilitata, e viene impiegata sia per uso sanitario che per riscaldamento di ambienti.

I vantaggi di questa tecnologia sono:

- Viene limitato l'impatto visivo del serbatoio che può essere posto all'interno dell'abitazione, in luogo consono.
- aumenta l'efficienza del sistema perché il serbatoio è posto in verticale, e questo riduce la miscelazione tra liquido a temperatura maggiore e minore.
- Viene incrementato l'efficienza complessiva grazie a un miglior scambio termico.

A questo però subentrano gli svantaggi per lo più economici:

- costi aggiuntivi d'impianto;
- costi aggiuntivi di elettricità, movimentazione e manutenzione.

### 2.2.2 Dimensionamento

Quando si richiede la valutazione di fattibilità per un impianto solare, è indispensabile verificare alcune informazioni fondamentali, affinché venga proposta la miglior soluzione.

Esse possono essere definite come:

- Il fabbisogno dell'utente e la fattibilità
- Orientamento e inclinazione possibile per l'installazione
- Le condizioni climatiche della zona di utilizzo

Per quanto riguarda poi il dimensionamento specifico, esistono metodi e tabelle di rapido utilizzo che permettono di definire velocemente la struttura dell'impianto.

ABITAZIONI CIVILI		
NUMERO PERSONE	ITALIA	
N	Capacità boiler	Metri quadrati pannelli
1 – 3	130 – 150	1,8 – 2,6
3 – 5	200 – 300	3,6 – 5,2

6 – 8	300 – 450	5,4 – 7,8
-------	-----------	-----------

**Tabella 2. 5, dimensionamento "tipico" solare termico**

Queste (Tabella 2. 5) per quanto riguarda un'utenza privata, mentre per strutture con richieste maggiori (Tabella 2. 6) si può far riferimento alla seguente tabella.

GRANDI IMPIANTI			
Destinazione	Utilizzo	Accumulo litri	Metri quadri pannelli
Alberghi	Ogni 7 camere	300	6
Cliniche	Ogni 20 degenti	300	6
Campeggi	Ogni 35 persone	300	6
Comunità	Ogni 20 persone	300	6
Ristorante	Ogni 150 coperti	300	6

**Tabella 2. 6, dimensionamento "tipico" solare termico per richieste superiori**

Ovviamente il tutto dipende dalla zona in cui vengono posti, i valori descritti vengono aumentati di circa il 10% se calcolati per un impianto al Nord e diminuiti del 10% se al Sud. L'orientazione prevista in questi casi è sempre a Sud.

Per ottenere migliori risultati con questa tecnologia è bene adattare anche l'impianto di riscaldamento. Quello che si presta meglio è detto a "pavimento":

- Lavora a basse temperature. Bastano temperature di fluido intorno ai 30° C per ottenere un riscaldamento dell'ambiente intorno ai 20° C.
- Una conseguenza della bassa temperatura d'esercizio è anche la minore dispersione termica, perché il differenziale è minore.

Per di più gli impianti di riscaldamento a pavimento esercitano a temperature non superiori ai 40° C. Questa è la temperatura ottenibile dai pannelli durante la stagione invernale.

Poiché la radiazione solare è soggetta a variabilità (soprattutto nei periodi non estivi), per poter disporre sempre di energia termica, è necessario attuare soluzioni parallele d'impianto, tra le altre:

- una caldaia che genera calore istantaneamente, e nella quale entra l'acqua che viene preriscaldata attraverso i pannelli
- una resistenza elettrica, situata all'interno del serbatoio, gestita da un termostato in funzione della temperatura richiesta. La resistenza va dimensionata adeguatamente
- una caldaia che fornisce anch'essa calore istantaneamente, ma che entra nel serbatoio e attraverso uno scambiatore porta la temperatura al livello desiderato.

La durata dei pannelli è di 20 anni, e la manutenzione non è eccessiva, anche se è necessario un controllo periodico. Per gli impianti a circolazione forzata è necessario il controllo del buon delle parti elettromeccaniche.

### **2.2.3 Costi**

Rispetto ai pannelli fotovoltaici, i pannelli solari termici hanno un prezzo ridotto. Anche se soggetto alla variabilità di mercato e della componentistica utilizzata, si aggira intorno ai 1000 €/m<sup>2</sup>, che diventano 500 €/m<sup>2</sup> per impianti di maggiori dimensioni.

Questo non è l'unico fattore da valutare nell'investimento, infatti la resa dipende anche da: condizioni climatiche, collettore solare, carico termico, etc..

Ad esempio in base alla quantità di energia solare presente nel periodo di utilizzo, non è detto che sia sufficiente per la quantità d'acqua prevista nel periodo.

Anche la temperatura ambiente influenza notevolmente la resa del sistema, creando differenziali di temperatura e difficoltà di scambio o dispersioni.

Per poter effettuare un calcolo preciso del risparmio ottenuto attraverso questa tecnologia, è necessario valutare la quantità di combustibile utilizzata per avere lo stesso risultato.

Di conseguenza, se si volesse valutare il periodo di ammortamento dell'impianto, sarebbe opportuno valutare l'impianto nel suo complesso, comprendendo anche la zona d'installazione.

A scopo indicativo, per dare un'idea dei risparmi ottenibili da un impianto solare termico, si forniscono i seguenti dati:

Europa Settentrionale	
Produzione solare	Risparmio Equivalente
400 kWh/m <sup>2</sup>	40 L olio combustibile
	45 m <sup>3</sup> gas naturale
	500 kWh elettricità
	105 kg emissioni CO <sub>2</sub>
Europa Centrale	
Produzione solare	Risparmio Equivalente
580 kWh/m <sup>2</sup>	60 L olio combustibile
	65 m <sup>3</sup> gas naturale
	725 kWh elettricità
	156 kg emissioni CO <sub>2</sub>
Europa Meridionale	
Produzione solare	Risparmio Equivalente
400 kWh/m <sup>2</sup>	91 L olio combustibile
	101 m <sup>3</sup> gas naturale
	940 kWh elettricità
	306 kg emissioni CO <sub>2</sub>

**Tabella 2. 7, equivalenza energetica**

E' notevole quindi il risparmio energetico apportato da questa tecnologia (Tabella 2. 7), la quale però deve essere gestita in maniera molto oculata. Perché anche se vantaggiosa, ha un costo iniziale più elevato rispetto alle normali tecniche di riscaldamento.

Questo non è uno svantaggio perché la manutenzione e il funzionamento hanno bassi costi, che compensano lo svantaggio iniziale.

Si evince che questo tipo di tecnologia è particolarmente vantaggiosa se sfruttata per:

- Ambienti dove il consumo di acqua calda è alto, poiché si ammortizza sui costi di elettricità o combustibili risparmiati sulle caldaie.
- Se il costo di combustibile ed elettricità risultano elevati.

Per quanto riguarda l'installazione dell'impianto ai fini di riscaldare l'ambiente, è considerata come soluzione meno conveniente. Infatti la richiesta di energia termica maggiore si ha nel periodo in cui l'irraggiamento solare è minore.

## 2.3 Fotovoltaico

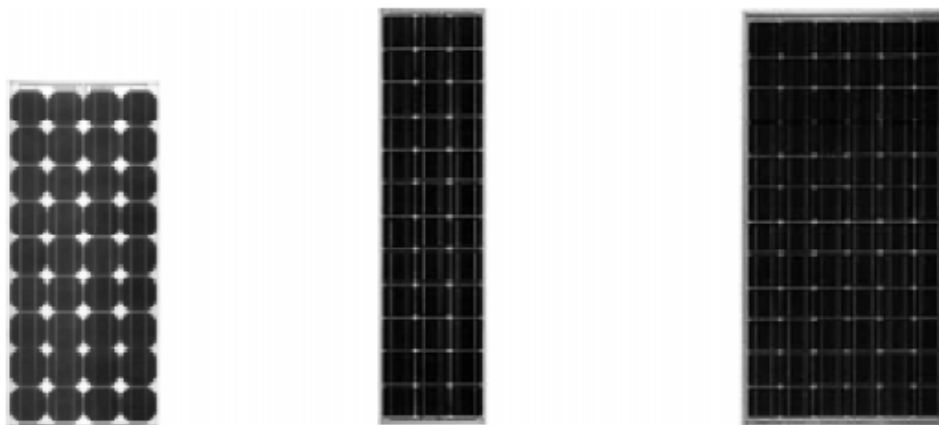


Figura 2. 10, tipi di celle solari

Gli impianti fotovoltaici convertono l'energia solare sia diretta che diffusa (cioè riflessa dall'ambiente circostante) in energia elettrica. Può essere direttamente utilizzata dall'utente oppure può essere immessa nella rete di distribuzione in base a contratti stipulati con i gestori dell'energia elettrica locale.

### 2.3.1 Funzionamento

La conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica, si basa sull'interazione tra l'irraggiamento del sole e gli elettroni presenti nei semiconduttori, questo è denominato effetto fotovoltaico.

Il tutto avviene nella cella solare, la struttura è quella di un diodo, ma diversamente da questo ha una estensione superficiale molto ampia, che raggiunge le decine di  $\text{cm}^2$ .

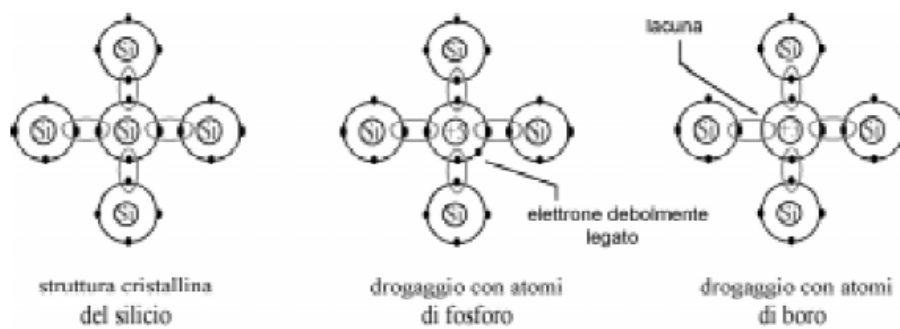
Verrà proposta in seguito una breve descrizione del funzionamento della giunzione p-n (diodo). La spiegazione verrà effettuata sul diodo al silicio, dato che è quello più usato in queste applicazioni.

Il silicio presenta 14 elettroni, 4 sono di valenza, quindi solo questi ultimi sono legabili con altri elettroni di valenza presenti nell'ambiente in cui è immerso.

Se prendiamo un cristallo puro di silicio, all'interno non vi troviamo elettroni liberi, questo perché sono tutti legati con legami covalenti.

Sostituendo alcuni atomi di silicio, con atomi di fosforo, che hanno 5 elettroni di valenza, si avrà la situazione di eccesso di elettroni liberi, infatti 4 formeranno un legame covalente, 1 rimarrà libero di muoversi soggetto a potenziali termici o elettrici.

Allo stesso modo, altri atomi di silicio possono essere sostituiti con atomi di boro, il quale presenta solo 3 atomi di valenza. A questo punto si presenta una defezione, infatti i 3 elettroni formeranno legami covalenti, mentre resterà 1 elettrone di silicio scoppiato, questa mancanza viene detta "lacuna".

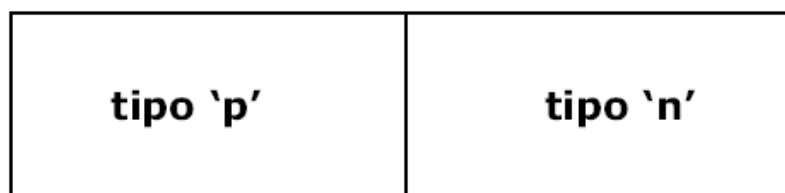


**Figura 2. 11, rappresentazione drogaggio**

La figura (Figura 2. 11) mostra quanto appena descritto in precedenza, è mostrato il reticolo cristallino del silicio, il quale subisce un "drogaggio" ( termine usato per questo tipo di operazione), di fosforo e di boro, con le relative conseguenze prima descritte.

Per definizione il materiale in cui è stato fatto il drogaggio con fosforo, avendo quindi creato dei portatori di carica negativi, si chiama di tipo n. Al contrario, dove è avvenuto il drogaggio con atomi di boro, avendo creato dei portatori di carica positivi, il materiale è chiamato di tipo p.

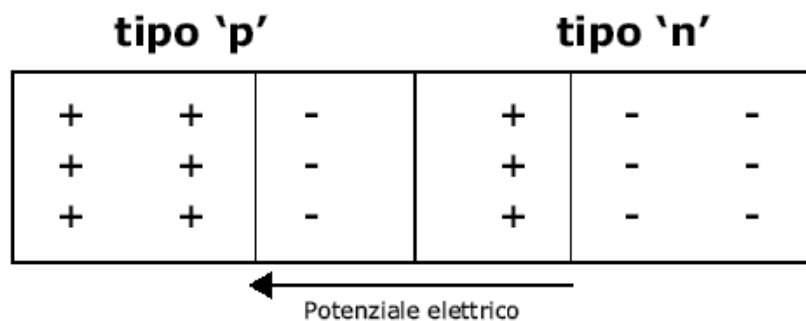
Unendo delle barrette composte singolarmente di questi materiali, si realizza un diodo (Figura 2. 12).



**Figura 2. 12, rappresentazione struttura diodo**



Gli elettroni in eccesso, nel materiale di tipo 'n', sentendo una mancanza di elettroni nella regione di tipo 'p', si sposteranno, per quanto possibile nella regione adiacente per colmare le lacune. Allo stesso modo le lacune si sposteranno dalla regione 'p' alla regione 'n', creando così un flusso di carica. Nella regione di mezzo si andrà a creare quindi una regione in cui il campo elettrico continua ad aumentare fintanto che è presente questa diffusione (Figura 2. 13). Sarà il potenziale elettrico ai capi che impedirà il proseguimento di tale diffusione, sempre mantenendo l'equilibrio e creando così un campo elettrico permanente (a meno di variazioni di potenziale imposte dall'esterno).



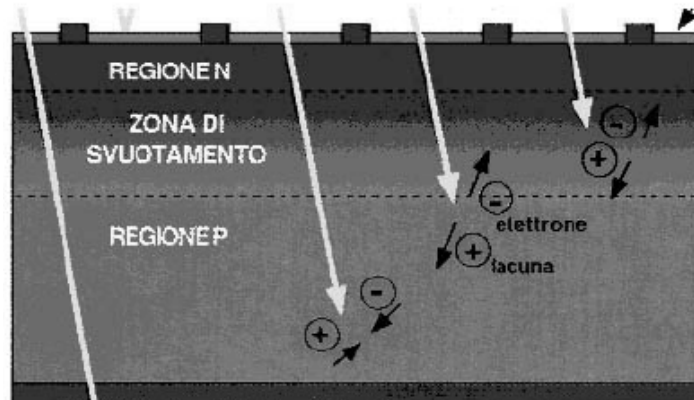
**Figura 2. 13, bilanciamento di campo**

Fatta questa introduzione, è possibile spiegare come avviene l'effetto fotovoltaico. Quando un fotone entra nella parte di tipo 'p' del materiale, e possiede l'energia sufficiente per romper il legame di silicio, questo verrà assorbito, liberando così un elettrone che andrà a disporsi sul lato destro, creando un potenziale elettrico. Stessa cosa se il fotone entra nella parte di tipo 'n', dove la lacuna creata andrà a disporsi sul lato sinistro.

Verrà quindi a crearsi un accumulo di cariche opposto a quello creato naturalmente dal meccanismo di diffusione, con relativo campo elettrico.

Questo nuovo campo verrà utilizzato attraverso elettrodi posti sul diodo, per prelevare corrente elettrica dalla giunzione stimolata dai raggi solari.

Più precisamente, per avere corrente elettrica, si passa dalla cella fotovoltaica. Dove avviene la conversione dalla radiazione solare alla corrente elettrica.



**Figura 2. 14, spaccato cella fotovoltaica**

Quella rappresentata in (Figura 2. 14) è uno spaccato di quanto avviene solitamente in una cella fotovoltaica in silicio. Le dimensioni tipiche sono dai 0,25 ai 0,35mm di spessore, e una superficie quadrata di 100 cm<sup>2</sup>.

Per la realizzazione delle celle vengono generalmente usati i seguenti materiali, con differenti rese:

- Silicio Mono-cristallino, efficienza tra il 15 - 17 %
- Silicio Poli-cristallino, efficienza tra il 12 - 14 %
- Silicio Amorfo, efficienza 10 %

Tra questi il materiale più utilizzato è il mono-cristallino, perché presenta prestazioni superiori e durata migliore rispetto agli altri.

Un'ulteriore tecnologia è quella dei film sottili, che vedono l'impiego di materiali a basso costo insieme a quantità minime di un semiconduttore ad alto costo, ad oggi è l'alternativa più promettente in risposta ai moduli cristallini. Una particolare applicazione della tecnologia dei film sottili consiste nella realizzazione di strutture create sovrapponendo in serie più strati di materiali semiconduttori diversi: grazie al fatto che ciascuno strato fornisce una risposta ottimale per intervalli diversi di lunghezze d'onda dello spettro della luce solare, con questa soluzione è possibile incrementare la conversione dell'energia solare in energia elettrica. Nell'ambito della tecnologia dei film sottili rientrano, oltre quelli in silicio sopra elencati, anche moduli realizzati con tellurio di cadmio (CdTe), il solfuro di cadmio e il diseleniuro di rame e indio (CIS, CIGS nel caso di aggiunta di gallio).

Le celle fotovoltaiche possono essere create anche con solfuro di cadmio microcristallino (tecnologia che presenta il vantaggio di costi di produzione molto contenuti ma lo svantaggio di basse efficienze e tossicità del cadmio) e arseniuro di gallio (lega che fornisce efficienze molto elevate ma dal costo molto elevato che ne limita l'impiego ad applicazioni di nicchia).

Le celle solari di per se sono di difficile utilizzo, perché fragili, non isolate elettricamente e senza supporto meccanico. Per ovviare a queste difficoltà esse vengono assemblate in modo da formare il modulo fotovoltaico.

Le dimensioni di questi moduli sono le più svariate, dipende dall'utilizzo, dalla collocazione e dal materiale con cui sono assemblate. Tipicamente vengono gestite in gruppi di 36 celle..

Anche la potenza prodotta da questi moduli varia in base al materiale con cui è composta la singola cella. Si ha così una potenza per modulo che varia tra i 50 Wp e i 150 Wp (Il Wp è l'unità di misura di riferimento di un modulo fotovoltaico ed esprime la potenza elettrica erogabile dal modulo in condizioni standard di riferimento).

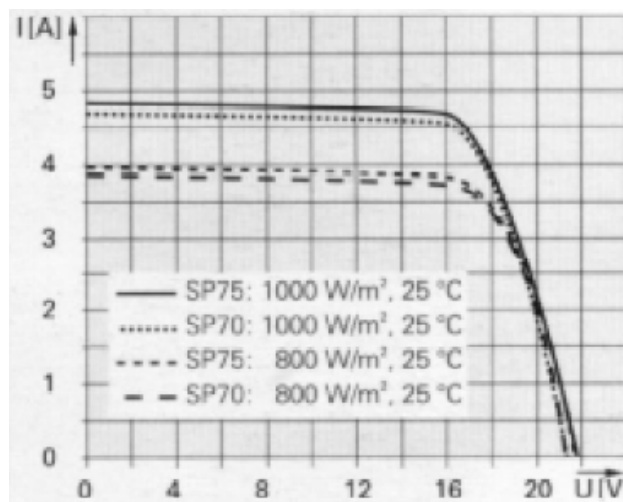
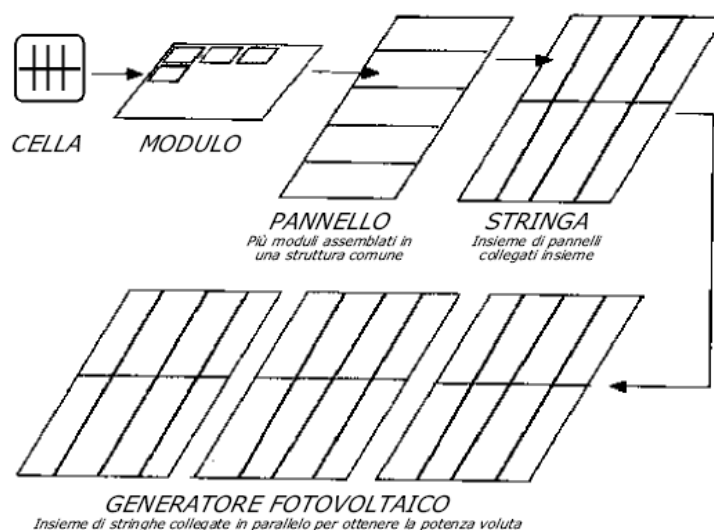


Figura 2. 15, caratteristica elettrica di un modulo fotovoltaico

In (Figura 2. 15) è rappresentata una tipica caratteristica elettrica di un modulo fotovoltaico. Le caratteristiche elettriche principali di un modulo fotovoltaico possono essere quindi riassunte:

- Potenza di Picco ( $W_p$ ): Potenza erogata dal modulo alle condizioni standard STC (Irraggiamento =  $1000 \text{ W/m}^2$ ; Temperatura =  $25 \text{ }^\circ \text{C}$ ; A.M. = 1,5)
- Corrente nominale (A): Corrente erogata dal modulo nel punto di lavoro
- Tensione nominale (V): Tensione di lavoro del modulo

A questo punto si può definire pannello fotovoltaico come insieme di moduli opportunamente affiancati, e in base alla disponibilità o potenza richiesta verranno posti più pannelli, come descritto in figura (Figura 2. 16).



**Figura 2. 16, struttura impianto dalla cella al generatore**

Gli elementi che compongono l'impianto possono essere diversi, in base all'applicazione. La possibilità di gestire l'energia come produttore, necessita di un impianto connesso in rete, mentre nel caso di utenze private, come nel settore agricolo per il pompaggio dell'acqua, si avrà un impianto isolato. Poiché non è solo l'efficienza dei pannelli a garantire l'energia elettrica può risultare necessario installare degli inseguitori solari, questi permettono una rotazione e una movimentazione tale da aiutare i raggi a cadere per un maggior tempo possibile un maniera perpendicolare sul pannello. Gli inseguitori solari possono essere mobili attorno ad uno o due assi, cioè godere di uno o due gradi di libertà:

- inseguitori che ruotano attorno all'asse est-ovest che alzano o abbassano i pannelli rispetto all'orizzonte per ottenere l'angolo ottimale rispetto al suolo in funzione della specifica stagionalità, l'incremento però è minore del 10%;
- inseguitori che ruotano attorno all'asse nord-sud seguendo il percorso quotidiano del sole non basandosi sulla stagione;
- inseguitori di azimuth che permettono di ruotare il pannello su una base rotante complanare al terreno e determinando un aumento di resa attorno al 25%;
- inseguitori che ruotano su due assi allineando ortogonalmente i pannelli fotovoltaici rispetto ai raggi solari incidenti e portando ad incrementare l'energia prodotta del 30%.

Oltre a questo metodo, esiste il sistema a concentrazione volto ad aumentare la quantità di luce incidente sulle celle fotovoltaiche: vengono qui adoperate opportune lenti che convogliano i raggi direttamente sulle celle, aumentando così l'incidenza e diminuendo l'area della cella.

### **2.3.2 Dimensionamento**

Nel dimensionamento di un impianto fotovoltaico esistono elementi che influiscono sulla resa energetica e sulla effettiva realizzabilità del progetto:

- l'efficienza delle diverse tipologie di celle
- l'ambiente in cui viene installato il pannello
- L'ampiezza disponibile per l'installazione e l'effettivo ingombro dei pannelli;

Per il dimensionamento di un impianto, possono essere seguite due metodologie:

- in funzione del fabbisogno di potenza richiesta dall'utente, da cui si ricava la potenza che deve essere garantita dall'impianto e, considerando l'efficienza delle celle, si valuta la dimensione dell'impianto.

La valutazione dell'energia richiesta dall'utenza è eseguito tramite la formula:

Energia = Potenza richiesta x Tempo utilizzo

Ad esempio se l'utenza è composta da:

- o 5 lampadine da 50 W con un utilizzo di 6 ore/giorno
- o 1 forno elettrico da 800 W con un utilizzo di 2 ore/giorno

L'energia totale giornaliera sarà di  $5 \cdot 50W \cdot 6 \frac{\text{ore}}{\text{giorno}} + 1 \cdot 800W \cdot 2 \frac{\text{ore}}{\text{giorno}} = 3100 \frac{W \cdot h}{\text{giorno}}$

I Il parametro definito come "ore equivalenti" è il periodo equivalente in cui l'irraggiamento si trova nelle condizioni standard. Considerato il sito in centro Italia, e l'inclinazione di 45°, il valore assunto mediamente durante l'anno è pari a 3.

Questo valore verrà utilizzato nel dimensionamento con il calcolo della potenza di picco:

Potenza di Picco necessaria= Richiesta Giornaliera / Ore Equivalenti

- Altra metodologia invece se il dimensionamento avviene in funzione della superficie disponibile, cioè si ricava subito la potenza erogabile del sistema, utilizzando delle stime proposte in seguito. Esse si basano sulla stima della superficie occupata a parità di potenza, in base al materiale che compone la cella.

L'impianto fotovoltaico è composto anche da altri componenti, come: Inverter, batterie, regolatori di carica, cavi di collegamento. Questi causano perdite di carica, cadute di tensione che non possono essere trascurate (intorno al 30%). Quindi, durante il dimensionamento, il valore trovato per la potenza di picco richiesta verrà aumentato della stessa percentuale.

Per quanto riguarda l'inverter esso sarà dimensionato in base alla potenza massima erogata dall'impianto.

Esistono poi altri aspetti da tenere in considerazione, come il fatto che all'aumentare della temperatura del pannello l'efficienza diminuisce. Di norma quindi i pannelli vengono montati in modo tale possano raffreddarsi, utilizzando tecniche come spaziature tra i vari moduli e la superficie su cui sono installati. Questo deve essere tenuto in conto sia per lo spazio occupato creando ombreggiamento tra i pannelli, sia per la differenza che il pannello trova nell'affrontare le intemperie. Aumentando poi l'efficienza

del materiale della cella, a potenza erogata costante, si ha una diminuzione notevole della superficie occupata. In media un impianto con potenza nominale pari a 1 kWp, realizzato con moduli fotovoltaici in silicio monocristallino o policristallino, occupa circa 8 m<sup>2</sup>, mentre usando moduli in silicio amorfo, lo spazio diventa di circa 20 m<sup>2</sup>.

Di seguito sono riportate in sintesi le componenti che influenzano il rendimento del pannello:

- ciò che determina la quantità di irraggiamento del sito, cioè latitudine e longitudine;
- l'orientamento e l'inclinazione dei pannelli
- il tipo di cella installato con relativa efficienza.

Per dare un esempio di come varia la produttività del sistema in base al luogo, si consideri un impianto di potenza nominale di 1 kWp, esso mediamente eroga:

- 1080 kWh/anno nel nord Italia;
- 1350 kWh/anno nel centro Italia;
- 1500 kWh/anno nel sud Italia.

I pannelli fotovoltaici, nel caso non venissero posti su inseguitori, hanno delle configurazioni tipiche per poter sfruttare al meglio l'insolazione:

- esporre le superfici dei pannelli il più possibile verso sud
- inclinazione dei pannelli dai 30 ai 40 gradi rispetto al piano orizzontale.

È possibile anche sovrastimare l'impianto, se connesso alla rete, perché il surplus di energia può essere venduta ai gestori.

### **2.3.3 Costi**

La caratteristica di un impianto fotovoltaico è la richiesta di un grosso investimento iniziale, ma con bassi costi di manutenzione al seguito.

Non è facile eseguire un'analisi economica relativa ad un impianto fotovoltaico, poiché vanno fatte le seguenti considerazioni:

- Ogni installazione deve essere valutata nel suo particolare contesto.
- Il giusto confronto è ottenuto, parlando di “valore dell'energia prodotta” e non di “costo dell'energia”. Questo perché la qualità dell'energia prodotta da pannelli fotovoltaici non è qualitativamente la stessa di quella delle fonti tradizionali.
- La vita di un pannello fotovoltaico, basandosi sulle garanzie rilasciate dai produttori, si aggira intorno ai 25 anni.

Ci sono casi, come edifici in costruzione, in cui l'investimento iniziale dell'impianto è già ammortizzato, poiché il costo per allacciare l'elettricità all'utenza è superiore a quello dell'installazione di un impianto solare fotovoltaico.

È evidente però che il costo energetico prodotto da pannelli solari è ancora elevato rispetto a quello attuato dai gestori di rete, quindi l'investimento risulta conveniente se seguito da agevolazioni fiscali o incentivi

Tornando invece sull'aspetto vantaggioso dato dalle scarse esigenze di manutenzione degli impianti, si può dire che:

- i moduli, finché non perdono la loro efficacia, hanno come unico intervento manutentivo, una periodica pulizia per rimuovere lo sporco che si accumula in superficie. Se non effettuato è causa in parte del calo di efficienza dell'impianto anche se normalmente gli stessi si mantengono abbastanza puliti grazie alla pioggia e al vento.
- una volta all'anno è previsto un controllo delle parti elettriche e degli isolamenti. Nel caso specifico dell'inverter, normalmente è provvisto di indicatori che manifestano problemi e la necessità di intervento;
- nel caso siano presenti gli inseguitori, occorre una più frequente manutenzione meccanica delle parti mobili perché soggette a normale usura.



### **3. Descrizione analisi economica**

Gli strumenti che verranno proposti, sono utilizzati per valutare la convenienza economica degli interventi proposti. Le funzioni di costo verranno sviluppate attorno al Life Cycle Cost Analysis (LCCA): strumento puramente economico, che verrà adattato a soluzioni energetiche.

#### **3.1 Introduzione alla LCCA**

La Life Cycle Cost Analysis è uno strumento economico per valutare appieno i costi relativi ad un determinato progetto. Vengono selezionati i costi iniziali (costi d'installazione, investimento, acquisto), poi i costi previsti (costi di manutenzione, energetici, oneri finanziari), ed infine anche i costi per lo smaltimento o il recupero. Insomma come appunto è descritto nel nome del metodo, si valutano i costi sull'intero ciclo di vita. Gli scopi per cui viene utilizzata:

- Valutare la bontà di un progetto per poterlo accettare o rifiutare.
- Nel caso le soluzioni applicabili sullo stesso sistema possano risultare multiple, poter valutare la scelta che economicamente risulti più vantaggiosa.
- Definire le caratteristiche di un determinato progetto per trarne il maggior profitto.
- Partendo da un budget limitato, poter definire varie soluzioni.

A tutto ciò va precisato che tutti i flussi monetari considerati, andranno attualizzati, questo per due ragioni:

- Potenziale; infatti un euro ricevuto domani non ha lo stesso potere d'acquisto di oggi a causa dell'inflazione.
- Utile; perché un euro ricevuto oggi, può essere reinvestito ed avere quindi un potere d'acquisto superiore domani.

Normalmente, nella valutazione dei flussi di cassa, viene usato un tasso di sconto fisso. Sommando le varie voci prima elencate, come manutenzione, costo investimento, ..etc.., anno per anno si ottiene il Life Cycle Cost. Nel confronto di più alternative, quella con LCC minore sarà quella economicamente più vantaggiosa.

Oltre al LCC, esistono altri indici che possono tornare utili nella caratterizzazione economica del progetto, come:

- Net Savings (NS)
- Savings to Investment (SIR)
- Adjusted Internal Rate of Return (AIRR)
- Discounted Payback (DPB)

Esistono anche strumenti per verificare il calcolo del rischio sull'investimento, il tutto tramite tecniche deterministiche o probabilistiche.

### 3.1.1 Attualizzazione dei tassi di sconto

Di seguito viene riportata una formula semplice per attualizzare i flussi monetari futuri:

$$VA = \frac{F_t}{(1+d)^t}$$

VA: valore attuale.

Ft: flusso di cassa futuro.

d: tasso di sconto.

t: numero di anni tra il momento in cui si manifesterà il flusso di cassa ed il momento in cui è redatta l'analisi.

Per quanto riguarda il tasso di sconto, il discorso è complicato, infatti il valore che gli viene affidato può essere diverso in base a necessità o al confronto tra più alternative. Di solito viene imposto il tasso d'inflazione annuale medio previsto, oppure il tasso di crescita dei titoli di stato. Questa scelta però può essere influenzata anche dal considerare l'analisi in moneta costante o in moneta corrente:

- Moneta corrente, se si terrà conto dell'inflazione. Poiché i costi aumenteranno nel tempo e si dovrà scontare con un tasso nominale  $D$ .
- Moneta costante, al contrario non si tiene conto dell'inflazione. I costi rimanendo fissi nel tempo dovranno essere scontati con un tasso reale  $d$ .

La moneta costante viene spesso utilizzata nella LCCA, dove si può aggiustare il tutto tramite un tasso di crescita  $e$ . In realtà per la maggior parte dei casi il risultato per entrambi i metodi è lo stesso, quindi si procede con il metodo più adatto e gestibile.

Se attualizzo un singolo flusso di cassa, ad un dato anno  $t$ , si avrà:

$$VA = F_t \times \frac{1}{(1+d)^t}$$

Mentre un flusso di cassa che resta invariato anno per anno:

$$VA = A_0 \times \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+d)^t} = A_0 \times \frac{(1+d)^n - 1}{d \cdot (1+d)^n}$$

Nel caso ci fosse la necessità di aggiungere un tasso di crescita reale  $e$ , la formula diventa:

$$VA = A_0 \times \sum_{t=1}^n \left( \frac{1+e}{1+d} \right)^t = A_0 \times \frac{(1+e)}{(d-e)} \left[ 1 - \left( \frac{1+e}{1+d} \right)^n \right]$$

Il periodo di studio utilizzato nella LCCA è quello in cui i flussi di cassa sono d'interesse per il calcolo. Mentre per quanto riguarda l'inizio, si considera il momento in cui si comincia con il primo flusso di cassa e da lì in poi vengono attualizzati tutti i costi.

La durata del periodo di studio, oltre a comprendere la progettazione e l'installazione, è bene che non superi i 25 anni, relativamente alla durata dell'impianto.

### 3.2 Calcolo del LCC e degli altri indici

Nella preparazione al calcolo della LCCA, la fase più importante e dispendiosa è la raccolta dei dati. I costi futuri sono molto difficili da stimare. Per questo l'utilizzo della moneta costante è molto alto; infatti sarà possibile gestire le variazioni sui flussi basandosi sui valori in cui è stata effettuata l'analisi. Altri dati incerti andranno reperiti da manuali o da situazioni già sperimentate, in cui esiste una descrizione fruibile del movimento economico.

La complessità invece aumenta se si parla di consumi energetici, le incertezze principale sono due:

- L'energia richiesta dall'utenza può variare lungo il periodo di studio
- Il prezzo dell'energia con relativo tasso di crescita, può variare anche in base a tariffe locali gestite a fasce orarie.

A questo servono i metodi di affidabilità che verranno utilizzati insieme alla soluzione, per comprendere il peso che queste variazioni hanno sulla soluzione trovata.

Dopo avere stimato i flussi di cassa utilizzabili lungo il periodo di studio, si passa al calcolo dei vari parametri.

### 3.2.1 Calcolo del LCC

Rappresenta il computo dei costi lungo tutto il periodo di studio, verranno quindi sommati costi e ricavi stimati anno per anno. Come detto in precedenza verranno attualizzati tutti i costi.

$$LCC = \sum_{t=0}^N \frac{C_t}{(1+d)^t}$$

LCC: Life Cycle Cost.

Ct: flusso di cassa all'anno t.

N: numero di anni nel periodo di studio.

d: tasso di sconto.

Un altro modo di stimare il LCC è dividere le varie componenti in diverse tipologie:

$$LCC = I + R_{epl} - R_{es} + E + OM \& R$$

LCC: Life Cycle Cost.

I: valore attuale degli investimenti iniziali.

Repl: valore attuale dei costi di sostituzione.

Res: valore attuale del valore residuo.

E: valore attuale delle spese energetiche.

OM&R: valore attuale dei costi operativi, di manutenzione e di riparazione.

Attraverso il calcolo del Life Cycle Cost è possibile confrontare più alternative, partendo dal caso base che consiste nel non intervento.

### 3.2.2 Calcolo del NS

Per gestire il confronto tra le varie alternativa rispetto il caso base, si utilizza l'indice NS (Net Savings) che, come mostrato in formula, è strettamente connesso al calcolo del LCC:

$$NS = LCC_{casobase} - LCC_{alternativa} = \sum_{t=0}^N \frac{S_t}{(1+d)^t} - \sum_{t=0}^N \frac{\Delta I_t}{(1+d)^t}$$

NS: Net Savings di un'alternativa rispetto al caso base.

$S_t$ : risparmi conseguiti durante l'anno t.

$I_t$ : costi d'investimento aggiuntivi associati all'alternativa.

t: anno di occorrenza.

d: tasso di sconto.

N: numero di anni nel periodo di studio.

Per determinare l'alternativa migliore è evidente che dovrò scegliere quella con NS più alto, perché garantisce il maggior risparmio totale lungo l'intero ciclo.

### 3.2.3 Calcolo del SIR

Nella LCCA è presente anche il SIR (Savings to Investment) che, valutata un'alternativa, mette in relazione i risparmi totali prodotti e l'aumento previsto nell'investimento:

$$SIR = \frac{\sum_{t=0}^N S_t / (1+d)^t}{\sum_{t=0}^N \Delta I_t / (1+d)^t}$$

SIR: Savings to Investment di un'alternativa

$S_t$ : risparmi conseguiti durante l'anno t.

$I_t$ : costi d'investimento aggiuntivi associati all'alternativa.

t: anno di occorrenza.

d: tasso di sconto.

N: numero di anni nel periodo di studio.

Il SIR rappresenta il numero di euro generati da ogni euro investito, di conseguenza se l'alternativa è conveniente, dovrà avere un SIR maggiore di 1.

### 3.2.4 Calcolo del AIRR

Strettamente collegato al calcolo del SIR, l'AIRR (Adjusted Internal Rate of Return) è una misura del guadagno proveniente dall'investimento tradotto in percentuale annua:

$$AIRR = (1 + d) \times \sqrt[N]{SIR} - 1$$

AIRR: Adjusted Internal Rate of Return di un'alternativa.

d: tasso di sconto.

SIR: Savings to Investment.

N: numero di anni nel periodo di studio.

Per poter considerare l'alternativa conveniente, il valore dell'AIRR dovrà risultare maggiore del tasso di sconto utilizzato.

### 3.2.5 Calcolo del DPB

Segue anche il DPB (Discounted Payback) , un parametro che è molto utilizzato in economia. Viene valutato il tempo rientro dall'investimento, non considerando però i risparmi ottenuti superato tale periodo. Una sua espressione matematica che non può essere direttamente utilizzata è:

$$\sum_{t=1}^y \frac{(S_t - \Delta I_t)}{(1+d)^t} \geq \Delta I_0$$

y: Discounted Payback di un'alternativa.

$S_t$ : risparmi conseguiti durante l'anno t.

$I_0$ : costi d'investimento iniziali associati all'alternativa.

$I_t$ : costi d'investimento aggiuntivi, altri rispetto agli iniziali, associati all'alternativa.

t: anno di occorrenza.

d: tasso di sconto.

In questo caso la bontà dell'investimento sta nel tempo di ritorno ammissibile dall'azienda che sta valutando l'investimento.

Per renderla gestibile e avere una formula di riferimento di partenza per le condizioni affrontate, modifico la formula DPB descritta in precedenza. Porto la formula nella situazione di ricerca del numero di anni in cui i flussi si equivalgono, mettendo in evidenza l'investimento. Con n numero minimo di anni:

$$\frac{\sum_{t=1}^n \frac{\Delta I_t}{(1+d)^t} + \Delta I_0}{\sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+d)^t}} = 1$$

Eseguo un'approssimazione da 0 a N della parte:  $\sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+d)^t} = \frac{(1+d)^n - 1}{(1+d)^n \cdot d} = a_d \cdot n^2 + b_d \cdot n + c_d$

Considerato poi che al numeratore, per costruzione dei dati, sarà posto il totale dell'investimento, sostituisco n con N (con N il numero di anni in cui viene incrementato l'investimento). Al denominatore invece sfrutto l'ipotesi di flusso di cassa costante, sostituendo diventa:



$$\frac{\sum_{t=1}^N \frac{\Delta I_t}{(1+d)^t} + \Delta I_0}{S_t \cdot (a_d \cdot n^2 + b_d \cdot n + c_d)} = 1$$

esplicito la n:

$$a_d \cdot n^2 + b_d \cdot n + c_d - \frac{\sum_{t=1}^N \frac{\Delta I_t}{(1+d)^t} + \Delta I_0}{S_t} = 0$$

Le soluzioni sono:

$$n_{1,2} = \frac{-b_d \pm \sqrt{b_d^2 - 4 \cdot a_d \cdot (c_d - \frac{\sum_{t=1}^N \frac{\Delta I_t}{(1+d)^t} + \Delta I_0}{S_t})}}{2 \cdot a_d}$$

Poichè  $a_d < 0$  e cercando una soluzione compresa tra gli 0 e i 30 anni, utilizzo:

$$n = \frac{b_d - \sqrt{b_d^2 - 4 \cdot a_d \cdot (c_d - \frac{\sum_{t=1}^N \frac{\Delta I_t}{(1+d)^t} + \Delta I_0}{S_t})}}{-2 \cdot a_d}$$

Infatti mi darà la soluzione minore positiva. Poi per ogni tecnologia verrà utilizzata solo la parte sotto radice che andrà massimizzato.

### 3.3 Calcolo sensitività del metodo

Nel calcolo del Life Cycle Cost Analysis non ci si limita al calcolo degli indici; soprattutto se viene utilizzato per il risparmio energetico.

I tempi lunghi di rientro dall'investimento, la difficoltà che si riscontra nel valutare i costi e altri ostacoli di previsione rendono l'intera soluzione carica d'incertezza.

È altrettanto vero che durante l'analisi è bene utilizzare manuali o esperienza pregresse per poter minimizzare i fattori di errore. I due metodi di solito utilizzati sono:

- L'analisi di sensibilità
- Il breakeven.

L'analisi di sensibilità consiste nel far variare i parametri critici di un progetto, valutando gli effetti conseguenti a tale disturbo. L'entità del disturbo deve essere stabilito a seconda del possibile comportamento del parametro. Per trovare i parametri critici posso far variare tutti i parametri, uno alla volta, ad una certa percentuale fissa (ad esempio del 10%) e valuto nel calcolo del LCC quale sono i parametri più influenti. Spesso si riscontra che ad esempio è la richiesta di energia elettrica ad essere molto incidente nella variazione.

È possibile anche creare situazioni tipo per poter determinare i rischi che si corrono nel caso accadesse il verificarsi di tale evento.

Il breakeven (punto di pareggio) invece è ancora un'analisi di sensibilità ma spinta all'estremo; il breakeven non è altro che il valore assunto da un determinato parametro il quale mi rende i risparmi conseguiti uguali agli investimenti, cioè un valore NS uguale a 0. Sotto questo punto di vista, si può garantire al cliente un livello di massimo di variazione entro cui le condizioni possono modificarsi. Quindi più il valore di breakeven è alto, più l'investimento risulta stabile.

Nel nostro caso verrà utilizzato una sorta di mix tra i due metodi, infatti verrà calcolato il valore di breakeven, dopodiché si valuteranno le possibili variazioni dalla soluzione ottenuta come sovrapposizione d'effetti. Anche in questo caso il modulo del parametro di breakeven dovrà essere maggiore di quello dell'analisi di sensibilità.

Di seguito viene presentata e spiegata la formula utilizzata che permette di capire, variando alcuni parametri, quanto la soluzione e i risultati trovati possano rimanere positivi a livello di rientro economico.

La base da cui prende vita questa formula è il concetto di limite di convenienza che è uguale per il SIR, per NS e per il PBT, infatti imponendo l'uguaglianza a zero per il NS e il PBT, mentre imponendo

l'uguaglianza a 1 il SIR, troviamo la stessa formula:

$$\sum_{k=0}^N \frac{St(k)}{(1+d)^k} - \sum_{k=0}^N \frac{\Delta It(k)}{(1+d)^k} = 0$$

Questa viene considerata come limite di stretta convenienza. Il ragionamento che la sostiene è che, considerato l'investimento effettuato, l'unica variazione plausibile si ha in  $S_t$ . Quindi aggiungo il parametro  $\Omega$  che stimerà la variazione totale necessaria alla condizione di breakeven:

$$\sum_{k=0}^N \frac{St + \Omega}{(1+d)^k} - \sum_{k=0}^N \frac{\Delta It(k)}{(1+d)^k} = 0$$

Esplicitando il parametro, la formula diventa:

$$\Omega = \frac{\sum_{k=0}^N \frac{\Delta It(k)}{(1+d)^k} - \sum_{k=0}^N \frac{St}{(1+d)^k}}{\sum_{k=0}^N \frac{1}{(1+d)^k}}$$

Portato in forma percentuale:

$$\Omega\% = \frac{\Omega}{St} \cdot 100$$

Questo valore andrà poi confrontato con le varie statistiche e informazioni riguardanti perdite di efficienza o semplificazioni nella tecnologia utilizzata. Queste infatti verranno introdotte nei calcoli e valutate anch'esse in forma percentuale di variazione rispetto al caso considerato (analisi sensibilità). Il valore totale trovato dovrà rimanere inferiore in modulo a quello del breakeven.

## 4. Forme di incentivazione

Le forme di incentivazione estese attualmente nel territorio sono sia di carattere nazionale che locale. Per una trattazione e un utilizzo sintetico, sono state analizzate solo le principali forme incentivanti attualmente attive in Italia. Vengono trascurate le forme di incentivazione non strettamente legate alle tecnologie utilizzate. Inoltre le normative a riguardo sono in continua evoluzione, è necessario quindi conoscere gli eventuali aggiornamenti redatti annualmente per poter effettuare un'analisi completa.

### 4.1 Detrazione del 55%

L'agevolazione consiste nel riconoscimento di detrazioni d'imposta, limitate ad un tetto massimo, nella misura del 55% delle spese sostenute. Questa cifra verrà ripartita in rate annuali, dipendente dal tipo di intervento.

Si tratta di riduzioni che riguardano l'IRPEF e l'IRES, concesse quando si effettuano interventi volti all'aumento del livello di efficienza energetica degli edifici esistenti:

- installazione di pannelli solari
- miglioramento termico dell'edificio (finestre, coibentazioni, pavimenti)
- sostituzione degli impianti di climatizzazione invernale
- riduzione del fabbisogno energetico per il riscaldamento

Nello specifico:

Interventi di riqualificazione energetica (art. 1 comma 344) riguardano l'immobile nel suo complesso. La condizione per cui sia detraibile dall'Irpef il 55% delle spese è che siano migliorate le prestazioni energetiche dell'immobile. È richiesto che l'indice di prestazione energetica per la climatizzazione invernale risulti non superiore ai valori definiti dall'Allegato A al DM 11/03/2008.

Per prestazione energetica di un edificio, si intende la quantità di energia annua necessaria allo stesso, nell'ipotesi di un utilizzo standard, per i bisogni connessi alla climatizzazione (invernale ed estiva), la produzione di acqua calda sanitaria, la ventilazione e l'illuminazione.

Interventi sull'involucro edilizio (art. 1 comma 345) esigono che dopo l'intervento siano ridotte le dispersioni termiche attraverso le pareti.

I valori di trasmittanza da rispettare, in funzione della zona climatica, sono riportati nella tabella 2 del D.M. 26 gennaio 2010.

Installazione di pannelli solari (art. 1 comma 346) per la produzione di acqua calda. Le spese ammesse a detrazione riguardano la fornitura e l'installazione delle apparecchiature termiche, meccaniche, elettriche e elettroniche, delle opere idrauliche e murarie per la realizzazione di impianti solari termici, anche integrati con impianti di riscaldamento.

Interventi sugli impianti di riscaldamento (art. 1 comma 347) determina la sostituzione di impianti di riscaldamento con impianti che contengono caldaie a condensazione, pompe di calore ad alta efficienza, impianti geotermici a bassa entalpia, la messa a punto del sistema di distribuzione.

Le limitazioni vigenti ad oggi, riguardanti il tetto massimo di detrazione sono (Tabella 4. 1):

INTERVENTO	LIMITE MAX DETRAZIONE
Riqualificazione energetica	100.000 €
Involucro edificio	60.000 €
Pannelli Solari	60.000 €
Climatizzazione Invernale	30.000 €

**Tabella 4. 1, limite economico detratto**

Come già specificato in precedenza, la caratteristica essenziale per accedere a questi contributi è che l'edificio su cui vengano fatti gli interventi sia esistente. Non sono applicabili queste agevolazioni quindi in caso in cui l'edificio sia ancora in costruzione.

Entrando nello specifico, sono ammessi all'agevolazione:

- le persone fisiche, compresi gli esercenti arti e professioni
- i contribuenti che conseguono reddito d'impresa
- le associazioni tra professionisti;
- gli enti pubblici e privati che non svolgono attività commerciale.
- i titolari di un diritto reale sull'immobile;
- i condomini, per gli interventi sulle parti comuni condominiali;
- gli inquilini;
- chi detiene l'immobile in comodato.

Non sono invece ammessi all'agevolazione le imprese che effettuano ristrutturazione, costruzione edilizia e vendita, nel caso in cui l'intervento e la spesa relativa riguardino un edificio che verrà utilizzato come merce.

L'agevolazione non è cumulabile con altre forme d'incentivazione inerenti alla riqualificazione immobiliare (ad esempio detrazione del 36% per il recupero del patrimonio edilizio).

Per una più precisa trattazione si riporta comunque al testo integrale della normativa.

## 4.2 Conto Energia

Il conto energia è la forma incentivante per la produzione elettrica da impianti solari fotovoltaici. A partire dal 1° giugno 2011 è attivo il "Quarto Conto Energia" che prevede un progressivo appiattimento delle tariffe incentivanti e alcune novità illustrate di seguito. Anche se la forma d'incentivazione tende a calare, si compensa il tutto con una previsione d'introduzione di nuovi materiali a minore prezzo, mantenendo comunque la scelta di questa tecnologia competitiva.

Il Quarto Conto Energia, rimanendo per lo più fedele al precedente Conto Energia, distingue gli impianti fotovoltaici in 5 tipologie d'impianto:

- Impianti su edifici (cioè su facciate, tetti, etc.), ma non integrati negli stessi o non "innovativi"
- Impianti a terra
- Impianti su serre, pensiline, tettoie o pergole
- Impianti con caratteristiche innovative integrati negli edifici
- Impianti a concentrazione.

Viene poi fatta una precisazione sui primi tre tipi, facendo distinzione tra "piccoli" e "grandi" impianti:

- piccoli impianti sono quelli realizzati su edifici che hanno una potenza non superiore a 1 MW, mentre nel secondo e terzo tipo con potenza non superiore a 200 kW se operano in regime di "scambio sul posto" (incentivazione descritta nel prossimo capitolo). Sono compresi anche impianti di potenza qualsiasi realizzati su edifici ed aree di Amministrazioni pubbliche.
- grandi impianti sono considerati quelli che non rientrano nella categoria "piccoli impianti".

Come nei precedenti Conto Energia, le tariffe incentivanti sono riconosciute per un periodo di 20 anni, dalla data di entrata in esercizio dell'impianto, e sono costanti in moneta corrente per tutto il periodo di

incentivazione. In realtà questo nuovo decreto serve per dare gradualità al processo di ridefinizione delle tariffe incentivati.

Per quanto riguarda i facenti parte del TITOLO II (riferimento al testo della normativa)

Le tariffe riguardanti i mesi di Giugno, Luglio e Agosto 2011 (Tabella 4. 2):

	<i>GIUGNO</i>		<i>LUGLIO</i>		<i>AGOSTO</i>	
	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
1≤P≤3	0,387	0,344	0,379	0,337	0,368	0,327
3<P≤20	0,356	0,319	0,349	0,312	0,339	0,303
20<P≤200	0,338	0,306	0,331	0,300	0,321	0,291
200<P≤1000	0,325	0,291	0,315	0,276	0,303	0,263
1000<P≤5000	0,314	0,277	0,298	0,264	0,280	0,250
P>5000	0,299	0,264	0,284	0,251	0,269	0,238

**Tabella 4. 2, Tariffario vigente mesi estivi 2011**

Da Settembre a Dicembre 2011 invece, si fa riferimento alle seguenti tariffe(Tabella 4. 3):

	<i>SETTEMBRE</i>		<i>OTTOBRE</i>		<i>NOVEMBRE</i>		<i>DICEMBRE</i>	
	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
1≤P≤3	0,361	0,316	0,345	0,302	0,320	0,281	0,298	0,261
3<P≤20	0,325	0,289	0,310	0,276	0,288	0,256	0,268	0,238
20<P≤200	0,307	0,271	0,293	0,258	0,272	0,240	0,253	0,224
200<P≤1000	0,298	0,245	0,285	0,233	0,265	0,210	0,246	0,189
1000<P≤5000	0,278	0,243	0,256	0,223	0,233	0,201	0,212	0,181
P>5000	0,264	0,231	0,243	0,212	0,221	0,191	0,199	0,172

**Tabella 4. 3, tariffario vigente fine 2011**



Per tutto il 2012 invece la tariffa subisce una modifica e diventa (Tabella 4. 4):

	1° SEM. 2012		2° SEM 2012	
	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici	Impianti sugli edifici	altri impianti fotovoltaici
	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]	[€/kWh]
1≤P≤3	0,274	0,240	0,252	0,221
3<P≤20	0,247	0,219	0,227	0,202
20<P≤200	0,233	0,206	0,214	0,189
200<P≤1000	0,224	0,172	0,202	0,155
1000<P≤5000	0,182	0,156	0,164	0,140
P>5000	0,171	0,148	0,154	0,133

**Tabella 4. 4, Tariffario vigente 2012**

Infine, a decorrere dal primo semestre del 2013, si raggiunge una tariffazione standard, suddivisa solo in onnicomprensiva e autoconsumata (Tabella 4. 5).

	Impianti sugli edifici		altri impianti fotovoltaici	
	tariffa onnicomprensiva	tariffa autoconsumo	tariffa onnicomprensiva	tariffa autoconsumo
1≤P≤3	0,375	0,230	0,346	0,201
3<P≤20	0,352	0,207	0,329	0,184
20<P≤200	0,299	0,195	0,276	0,172
200<P<1000	0,281	0,183	0,239	0,141
1000<P≤5000	0,227	0,149	0,205	0,127
P>5000	0,218	0,140	0,199	0,121

**Tabella 4. 5, tariffazione vigente anno 2013**

Conseguentemente le tariffazioni verranno ancora diminuite in base alla seguente tabella(Tabella 4. 6):

	1° semestre	2° semestre
2013		9%
2014	13%	13%
2015	15%	15%
2016	30%	30%

**Tabella 4. 6, modifiche alla tariffa negli anni successivi**

Anche per gli altri tipi d'impianto descritti in precedenza, esistono tabelle che descrivono le varie tariffe in base all'anno di utilizzo. Per una visione completa si rimanda al testo completo della normativa.

### 4.3 Scambio sul Posto

Con il termine scambio sul posto si intende il servizio erogato dal GSE dal giorno 1° Gennaio 2009. Consiste nell'operare un saldo annuo tra l'energia elettrica immessa in rete dall'impianto medesimo e l'energia elettrica prelevata dalla rete.

È possibile avvalersi dello scambio sul posto solo se il punto di immissione e di prelievo dell'energia elettrica scambiata con la rete coincidono

Pervengono alla possibilità di attuare lo scambio sul posto, previa certificazione gli impianti:

- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 20 kW;
- alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 200 kW (se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007);
- di cogenerazione ad alto rendimento di potenza fino a 200 kW

Questo tipo di incentivazione è compatibile con il "Conto Energia" descritto in precedenza. È necessario però stipulare due separate convenzioni.

Rispetto al regime precedente si hanno alcune novità:

- Il GSE è l'unico soggetto attuatore ed erogatore del servizio nei confronti dell'utente.
- Il regime di scambio si basa su un regime economico
- il saldo eccedente può essere usufruito in un tempo illimitato
- l'incentivazione è stata estesa anche ad impianti di cogenerazione ad alto rendimento

Sono state così introdotte delle notevoli semplificazioni:

- La gestione è affidata ad un unico utente, il quale tiene rapporti con l'utente potendo così compensare l'energia elettrica e prelevata in termini economici. Infatti prima venivano

stipulati più contratti dovendo suddividere tra più enti la gestione dell'energia immessa e prelevata.

- Aumento dell'integrazione con il sistema elettrico, in quanto il precedente "net metering" (saldo netto annuale) seppur di facile utilizzo, incontrava diverse difficoltà nell'applicazione. Soprattutto in un contesto di mercato libero, dove i fornitori di energia non riuscivano a gestire i consumi perché alterati da tale meccanismo.
- L'erogazione del contributo è sistematica. Infatti è stato definito dal GSE che il contributo abbia cadenza trimestrale e uniforme su tutto il territorio.

Viene poi introdotto un nuovo testo, il TISP (Testo integrato dello scambio sul posto), che prevede il riconoscimento di un contributo. Tale somma serve a compensare i costi sostenuti per il prelievo dell'energia elettrica durante l'anno. Vengono così presi in considerazione:

- L'ammontare minimo tra l'energia immessa e quella prelevata dalla rete durante il periodo a cui si riferisce il calcolo.
- Il valore monetario dell'energia immessa in rete.
- Il costo dell'energia prelevata dalla rete suddiviso in "onere energia" e "onere servizi".

Il contributo erogato prevede:

- il recupero del "onere servizi"
- il riconoscimento del valore minimo tra "onere energia" e quello dell'energia immessa in rete.

A questo punto se il valore dell'energia immessa in rete fosse superiore di quello coperto dal contributo, si passerebbe ad una forma di credito energetico con la possibilità di essere riutilizzato negli anni successivi. I produttori da impianti a cogenerazione potranno richiedere la liquidazione diretta con un controvalore in euro.

Il contributo in conto scambio sarà calcolato dal GSE trimestralmente in acconto e corrisposto quando l'importo superi la soglia minima di Euro 100. Su base annuale sarà calcolato e corrisposto il conguaglio del contributo in conto scambio maturato in corso d'anno.

Vengono di seguito presentati quattro esempi, prelevati dal sito del GSE ([www.gse.it](http://www.gse.it)):

la simbologia utilizzata è la seguente

**Cei:** Controvalore energia immessa

**Oe:** Onere energia (prelevata)

**Es:** Energia scambiata

**Opr:** Onere prelievo

**CU:** Controvalore unitario servizi (parte unitaria variabile dell'onere sostenuto dall'utente dello scambio per il pagamento dei servizi di trasporto e dispacciamento)

**Ei:** Energia immessa

**Ep:** Energia prelevata

**Cs:** Contributo in conto scambio

Esempio 1 (Figura 4. 1)

La quantità di energia elettrica immessa nell'anno è maggiore della quantità di energia elettrica prelevata. Il controvalore dell'energia immessa è superiore all'onere acquisto energia.

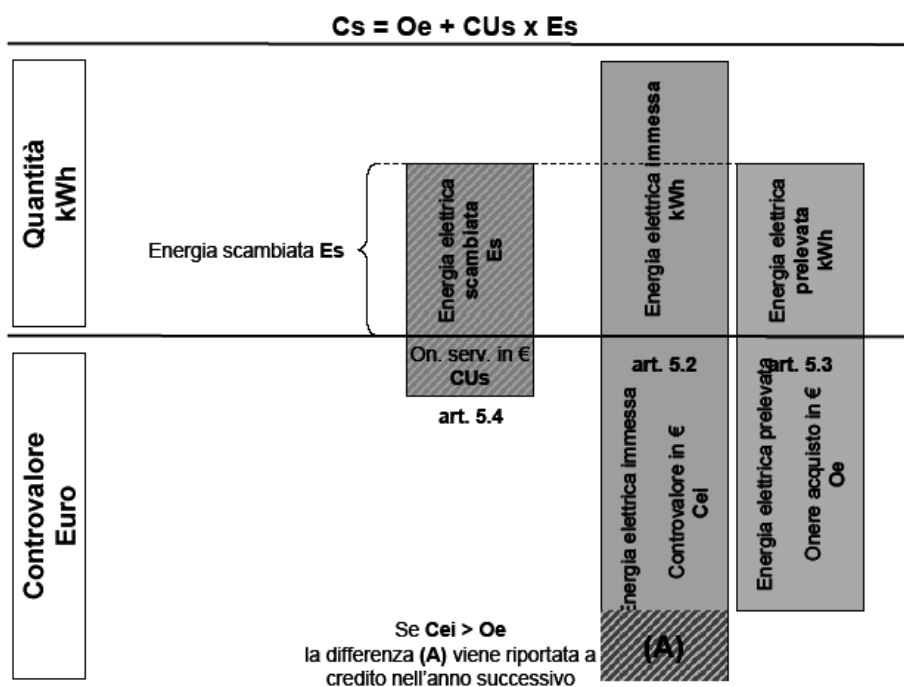


Figura 4. 1, situazione grafica primo esempio

Esempio 2 (Figura 4. 2)

La quantità di energia elettrica immessa nell'anno è minore della quantità di energia elettrica prelevata. Il controvalore dell'energia immessa è inferiore all'onere acquisto energia.

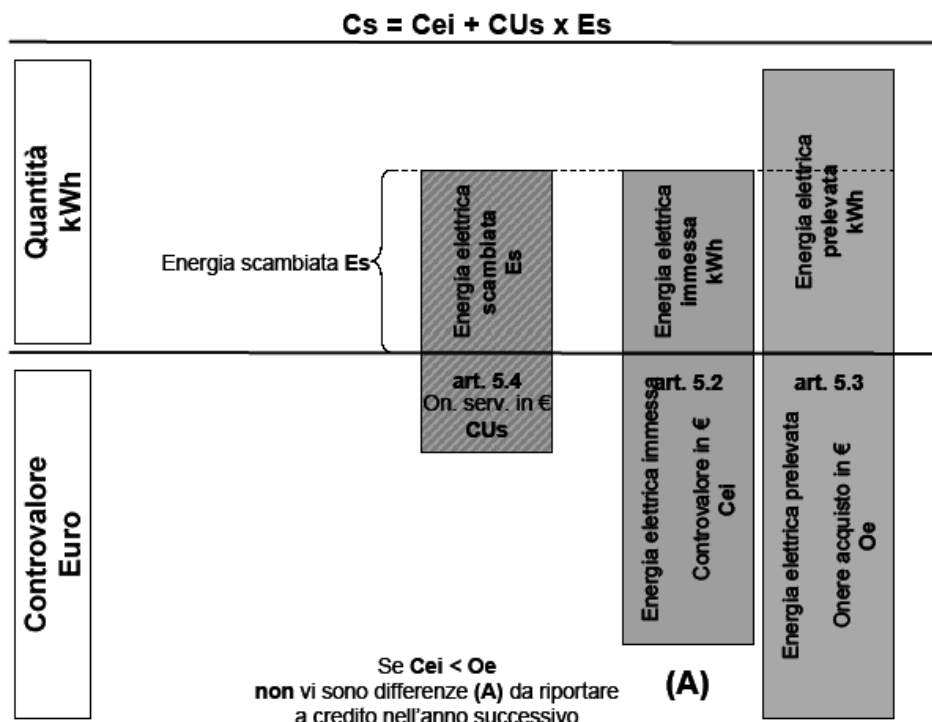


Figura 4. 2, situazione grafica secondo esempio

Esempio 3 (Figura 4. 3)

La quantità di energia elettrica immessa nell'anno è maggiore della quantità di energia elettrica prelevata. Il controvalore dell'energia immessa è inferiore all'onere acquisto energia.

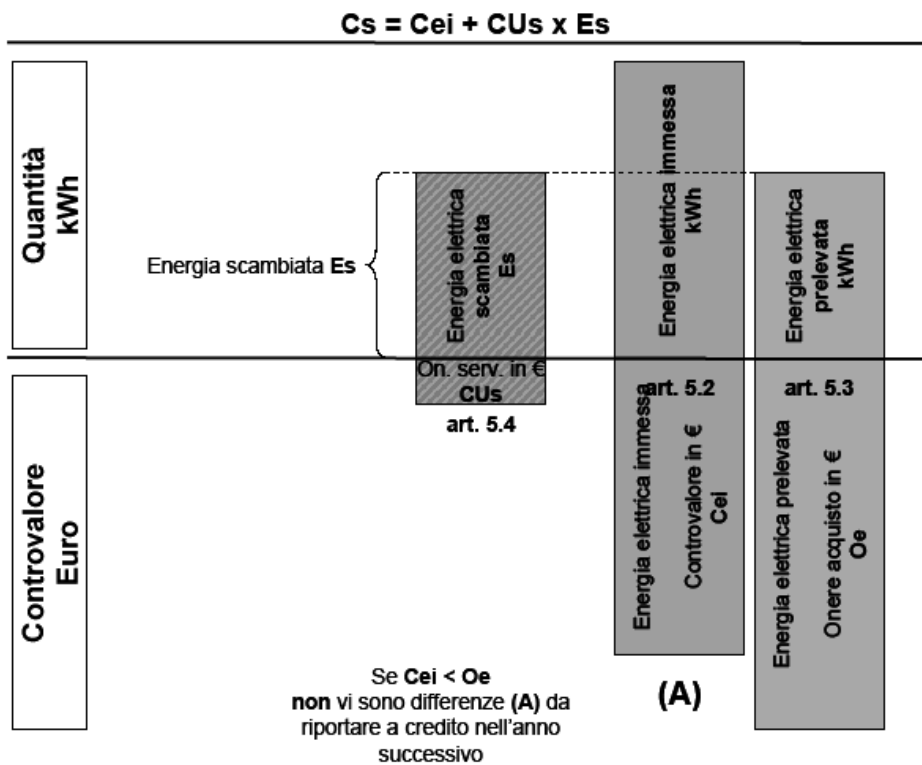


Figura 4. 3, situazione grafica terzo esempio

Esempio 4 (Figura 4. 4)

La quantità di energia elettrica immessa nell'anno è minore della quantità di energia elettrica prelevata. Il controvalore dell'energia immessa è superiore all'onere acquisto energia.

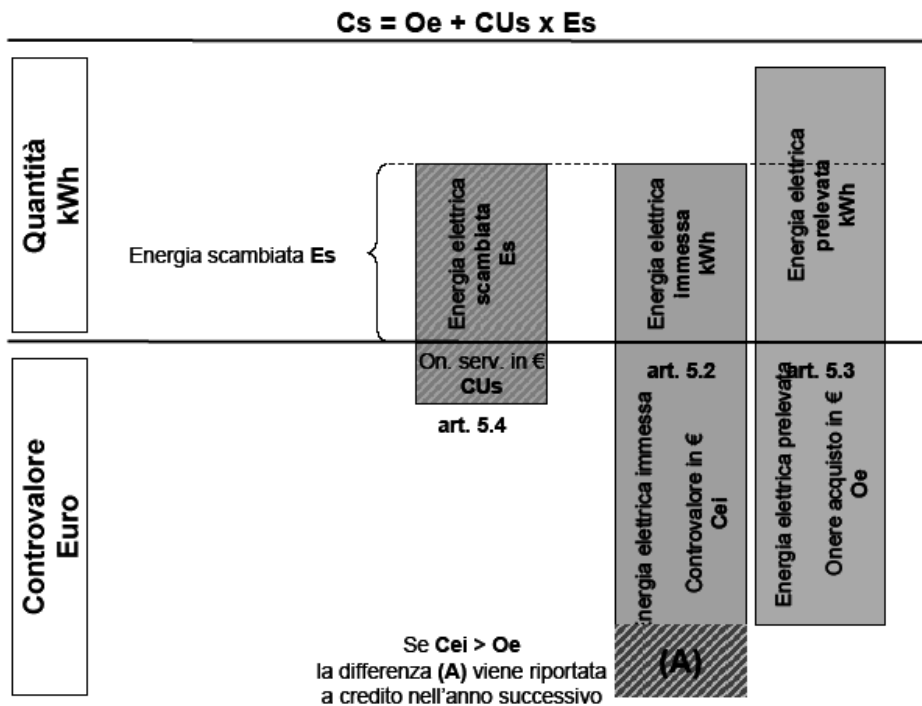


Figura 4. 4, situazione grafica quarto esempio

Il GSE eroga il contributo in conto scambio (Figura 4. 5):

- in acconto su base trimestrale
- a conguaglio su base annuale solare

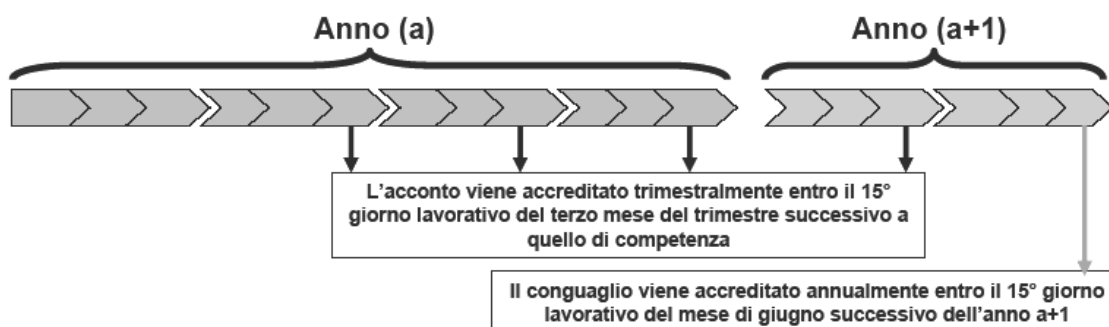


Figura 4. 5, tempistiche di erogazione contributo



## 5. Descrizione del metodo di calcolo

L'obiettivo del foglio di calcolo creato è quello di poter fornire una stima di massima, con pochi dati a disposizione, per una soluzione tecnologica energetica al fine di limitare i consumi partendo dall'impianto. E' d'obbligo considerare come necessaria una gestione dell'energia virtuosa all'interno dell'edificio.

I dati richiesti sono :

- bollette annuali luce e gas;
- potenza elettrica massima richiesta;
- Posizione geografica
- Presenza di caldaia a condensazione
- Metratura pannelli disponibile
- Investimento massimo richiesto

I dati sulle bollette mensili/annuali servono per ipotizzare un consumo previsto negli anni successivi, questo dato però è influenzato dal rendimento dell'impianto presente e quindi prima di essere utilizzato verrà moltiplicato per un fattore correttivo. Si considera infatti che l'impianto di distribuzione del calore nell'edificio rimanga lo stesso, così come l'energia richiesta per mantenere la temperatura desiderata. Per quanto riguarda la potenza elettrica massima, è utile al fine di dimensionare l'impianto in base alla domanda. Alcune tecnologie proposte richiedono l'irradiazione del sole, essa viene quindi calcolata su media regionale in base alla posizione nella penisola italiana.

A questo punto servono dei vincoli nella gestione dell'algoritmo, sono così presi in considerazione una stima di metratura disponibile e un'idea sull'investimento a cui l'utente è disposto a versare.

In base alle informazioni fornite, sono calcolate eventuali proposte "ottime" delle tecnologie implementate, utilizzando i metodi LCCA. Di seguito vengono esposte le funzioni obiettivo utilizzate per le varie tecnologie.

Premesso che per ogni tecnologia vengono prima proposte le funzioni  $S_t$  e  $\Delta I_t$ . Esse sono necessarie per la costruzione delle funzioni, vengono quindi descritte:

$$\sum_{t=0}^N \frac{S_t}{(1+d)^t} \quad \sum_{t=0}^N \frac{\Delta I_t}{(1+d)^t}$$

$S_t$ : risparmi conseguiti durante l'anno  $t$ .

$I_t$ : costi d'investimento aggiuntivi associati all'alternativa.

$t$ : anno di occorrenza.

$d$ : tasso di sconto.

$N$ : numero di anni nel periodo di studio.

## 5.1 Fotovoltaico

Nel caso fotovoltaico le funzioni utilizzate sono:

$$St = c_e \cdot E_{tot} - c_e \cdot \sum_{i=1}^{12} (E_{mens\_i} - Irr_i \cdot x) + \sum_{i=1}^{12} (c_{ce\_i} \cdot Irr_i \cdot x)$$

Dove:

- $c_e$  = costo elettricità [€/kWh]
- $E_{tot}$  = Energia elettrica annua [kWh]
- $c$  = valore attribuito scambio sul posto eventuale [€/kWh]
- $E_{mens\_i}$  = Energia elettrica mensile [kWh/mese]
- $Irr_i$  = Irraggiamento mensile utilizzato [kWh/m<sup>2</sup>]
- $x$  = metratura installata [m<sup>2</sup>]
- $c_{ce\_i}$  = valore attribuito dal conto energia [€/kWh]

$$\Delta It = (Ci - Fin) + \frac{Fin \cdot (\delta \cdot n_f + 1)}{n_f} \cdot \frac{(1+d)^{n_f} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_f}}$$

Dove:

- $Ci$  = Costo investimento [€]
- $Fin$  = Finanziamento [€]
- $\delta$  = tasso d'interesse [%/100]
- $d$  = tasso di sconto attualizzazione [%/100]
- $n_f$  = durata finanziamento [anni]

Si prosegue ora con il calcolo dei vari metodi di valutazione d'investimento:

### 5.1.1 Net Saving (NS)

$$NS = \sum_{t=0}^N \frac{S_t}{(1+d)^t} - \sum_{t=0}^N \frac{\Delta I_t}{(1+d)^t}$$

Quindi, posto N come durata dell'investimento,

$$NS = (c_e \cdot E_{tot} - c_e \cdot \sum_{i=1}^{12} (E_{mens\_i} - Irr_i \cdot x) + \sum_{i=1}^{12} (c_{ce\_i} \cdot Irr_i \cdot x)) \cdot \frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^N} + \\ - (Ci - Fin) - \frac{Fin \cdot (\delta \cdot n_f + 1)}{n_f} \cdot \frac{(1+d)^{n_f} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_f}}$$

Sostituendo

$Fin = Ci \cdot \gamma$  dove  $\gamma$  è la percentuale di finanziamento rispetto all'investimento

$$\varepsilon = \frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^N}$$

$$\beta = (1-\gamma) + \frac{\gamma \cdot (\delta \cdot n_f + 1)}{n_f} \cdot \frac{(1+d)^{n_f} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_f}}$$

$$E_{tot} - Irr_{tot} \cdot x = \sum_{i=1}^{12} (E_{mens\_i} - Irr_i \cdot x)$$

$$c_{ce\_tot} \cdot Irr_{tot} \cdot x = \sum_{i=1}^{12} (c_{ce\_i} \cdot Irr_i \cdot x)$$

$Ci = \alpha \cdot x$  dove  $\alpha$  è il costo dell'impianto in funzione dei m<sup>2</sup>

La funzione diventa

$$NS = ((c_e - c_e \cdot x_1) \cdot E_{tot} + Irr_{tot} \cdot x \cdot (c_e \cdot x_1 + c_{ce\_tot})) \cdot \varepsilon - \alpha \cdot x \cdot \beta$$

Da notare che è stata introdotta la variabile  $x_1$ , è reso necessario dalla discontinuità delle funzioni a cui si riferiscono.

Infatti  $x_1$  vale 1 se  $E_{tot} - Irr_{tot} \cdot x \leq 0$ , vale 0 lo scambio sul posto si avvale della rete come serbatoio, dove l'energia in eccesso verrà riutilizzata in futuro. In questo caso, poiché il modello è statico, l'accumulo non è non gestibile, essendo quindi un plus valore, non viene considerato.

La funzione deve essere massimizzata in funzione di  $x$ . Essendo una retta ne studio la derivata ed in base al segno proseguo nel calcolo.

$$\frac{\delta NS}{\delta x} = Irr_{tot} \cdot \varepsilon \cdot (c_e \cdot x_1 + c_{ce\_tot}) - \alpha \cdot \beta$$

Si aprono quindi due strade, studiamo prima la produzione senza scambio sul posto,  $E_{tot} - Irr_{tot} \cdot x \leq 0$ , ( $x_1=1$ ):

$$\frac{\delta NS}{\delta x} = Irr_{tot} \cdot \varepsilon \cdot (c_e + c_{ce\_tot}) - \alpha \cdot \beta$$

Se positiva indica che per massimizzare l'NS devo aumentare  $x$  fino al limite di questa condizione ( $E_{tot} - Irr_{tot} \cdot x = 0$ ).

Si valuta poi la condizione con scambio sul posto,  $E_{tot} - Irr_{tot} \cdot x > 0$ , ( $x_1=0$ ):

$$\frac{\delta NS}{\delta x} = Irr_{tot} \cdot \varepsilon \cdot c_{ce\_tot} - \alpha \cdot \beta$$

Se positiva indica che per massimizzare l'NS devo aumentare  $x$  fino al limite imposto dall'importo richiesto o dal posto disponibile (sempre che non siano già stati raggiunti con la valutazione precedente).

L'algoritmo di scelta è stato implementato attraverso il formalismo delle logiche, di seguito viene riportata la tabella (Tabella 5. 1) delle verità con il rispettivo diagramma (Figura 5. 1).

Dati:

$x_1$ = stima metri max possibili da investimento disponibile (dato prelevato da compilazione)

$x_2$ = stima metri max possibili da spazio (dato prelevato da compilazione)

$x = \min(x_1; x_2)$

$x_3$  = metri min necessari per lo scambio sul posto ( $x = \frac{E_{tot}}{Irr_{tot}}$ )

$x_{ce}$ = valore derivata NS nel caso senza scambio (da formula)

$x_{cs}$ = valore derivata NS nel caso con scambio (da formula)

NC= investimento non conveniente

Eventi:

$A = x_3 > x$

$B = x_{ce} > 0$

$C = x_{cs} > 0$

Diagramma:

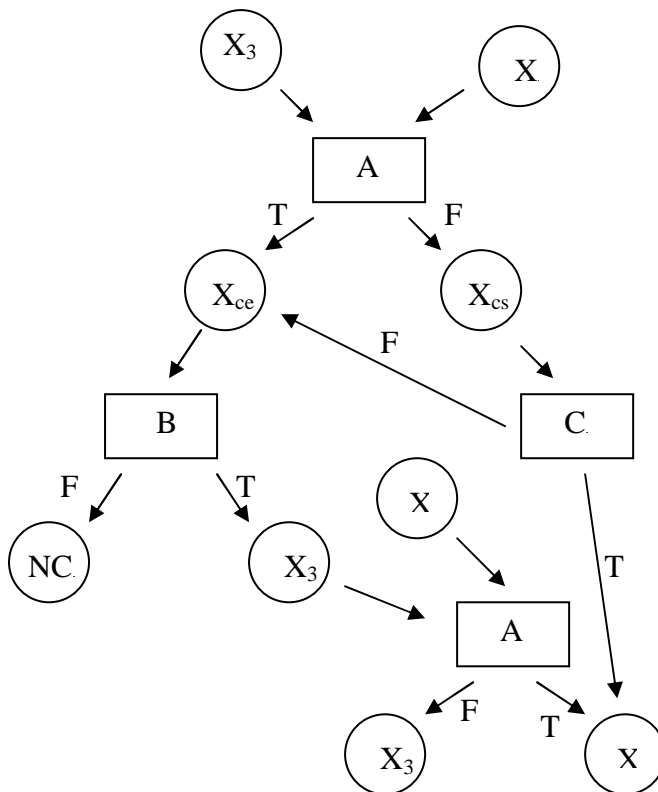


Figura 5. 1 Diagramma scelta Net Savings - Fotovoltaico

$$x = ((A \wedge B) \wedge (A \vee (\neg C \wedge \neg A))) \vee (C \wedge \neg A) = (B \wedge A) \vee (\neg A \wedge C)$$

$$x_3 = (\neg A \wedge B) \wedge (A \vee (\neg C \wedge \neg A)) = B \wedge \neg A \wedge \neg C$$

$$NC = \neg B \wedge (A \vee (\neg C \wedge \neg A)) = \neg B \wedge (A \vee \neg C)$$

A	B	C	x1	x3	NC
1	1	1	1	0	0
1	1	0	1	0	0
1	0	1	0	0	1
1	0	0	0	0	1
0	1	1	1	0	0
0	1	0	0	1	0
0	0	1	1	0	0
0	0	0	0	0	1

**Tabella 5.1 Tavola verità Net Savings – Fotovoltaico**

Dalla tabella deduco che il risultato sarà pari a x in quattro casi, mentre l'investimento non sarà consigliato in tre, e che verrà proposto solo una volta per x<sub>3</sub>.

### 5.1.2 Savings to Investment (SIR)

$$SIR = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{S_t}{(1+d)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{\Delta I_t}{(1+d)^t}}$$

Quindi, posto N come durata dell'investimento,

$$SIR = \frac{(c_e \cdot E_{tot} - c_e \cdot \sum_{i=1}^{12} (E_{mens\_i} - Irr_i \cdot x) + \sum_{i=1}^{12} (c_{ce\_i} \cdot Irr_i \cdot x)) \cdot \frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^N}}{(Ci - Fin) - \frac{Fin \cdot (\delta \cdot n_f + 1)}{n_f} \cdot \frac{(1+d)^{n_f} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_f}}}$$

Sostituendo

$Fin = Ci \cdot \gamma$  dove  $\gamma$  è la percentuale di finanziamento rispetto all'investimento

$$\varepsilon = \frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^N}$$

$$\beta = (1-\gamma) + \frac{\gamma \cdot (\delta \cdot n_f + 1)}{n_f} \cdot \frac{(1+d)^{n_f} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_f}}$$

$$E_{tot} - Irr_{tot} \cdot x = \sum_{i=1}^{12} (E_{mens\_i} - Irr_i \cdot x)$$

$$c_{ce\_tot} \cdot Irr_{tot} \cdot x = \sum_{i=1}^{12} (c_{ce\_i} \cdot Irr_i \cdot x)$$

$Ci = \alpha \cdot x$  dove  $\alpha$  è il costo dell'impianto in funzione dei m<sup>2</sup>

La funzione diventa

$$SIR = \frac{((c_e - c_e \cdot x_1) \cdot E_{tot} + Irr_{tot} \cdot x \cdot (c_e \cdot x_1 + c_{ce\_tot})) \cdot \varepsilon}{\alpha \cdot x \cdot \beta}$$

Da notare che è stata introdotta la variabile  $x_1$ , è reso necessario dalla discontinuità delle funzioni a cui si riferiscono.

Infatti  $x_1$  vale 0 se  $E_{tot} - Irr_{tot} \cdot x \leq 0$ , vale 1 al contrario. Lo scambio sul posto si avvale della rete come serbatoio, dove l'energia in eccesso verrà riutilizzata in futuro. In questo caso, poiché il modello è statico, l'accumulo non è non gestibile, essendo quindi un plus valore, non viene considerato.

Senza scambio sul posto  $x = 1$ ,



$$SIR = \frac{Irr_{tot} \cdot (c_e + c_{ce\_tot}) \cdot \mathcal{E}}{\alpha \cdot \beta}$$

Che equivale a un SIR costante, poiché questo parametro mi indica il valore di ogni euro investito, se positivo e maggiore di uno, conviene utilizzare il massimo investimento (entro la condizione di non scambio sul posto).

Con scambio sul posto  $x=0$ , con  $c_s$  prezzo stabilito nel contratto

$$SIR = \frac{(c_e \cdot E_{tot} + Irr_{tot} \cdot x \cdot c_{ce\_tot}) \cdot \mathcal{E}}{\alpha \cdot x \cdot \beta}$$

Studio funzione del tipo:

$$\frac{a \cdot x + b}{c \cdot x}$$

Sapendo che  $a, b, c$  sono sempre  $\geq 0$

Ha asintoto verticale in zero e asintoto orizzontale in  $\frac{a}{c}$ .

Pongo sulla funzione i due vincoli a mia disposizione:

$$x > \frac{E_{tot}}{Irr_{tot}} \quad (\text{condizione scambio sul posto})$$

$$x < \text{fattibilità}$$

Poiché la derivata prima, per questa funzione, è costante e minore di zero, la condizione di SIR

massimo è in  $x = \frac{E_{tot}}{Irr_{tot}}$ , perché all'aumentare di  $x$  il valore diminuisce.

Per l'algoritmo di scelta mi appoggio al formalismo della logica, con tavola della verità (Tabella 5. 2) e diagramma (Figura 5. 2):

Dati:

$x_1$ = stima metri max possibili da investimento disponibile (dato prelevato da compilazione)

$x_2$ = stima metri max possibili da spazio (dato prelevato da compilazione)

$x = \min(x_1; x_2)$

$x_3$  = metri min necessari per lo scambio sul posto  $(x = \frac{Etot}{Irr_{tot}})$

$x_{ce}$ = valore SIR nel caso senza scambio (da formula)

$x_{cs}$ = valore SIR nel caso con scambio (da formula)

NC= investimento non conveniente

Eventi:

A =  $x_3 > x$

B =  $x_{ce} > 1$

C =  $x_{cs} > 1$

Diagramma:

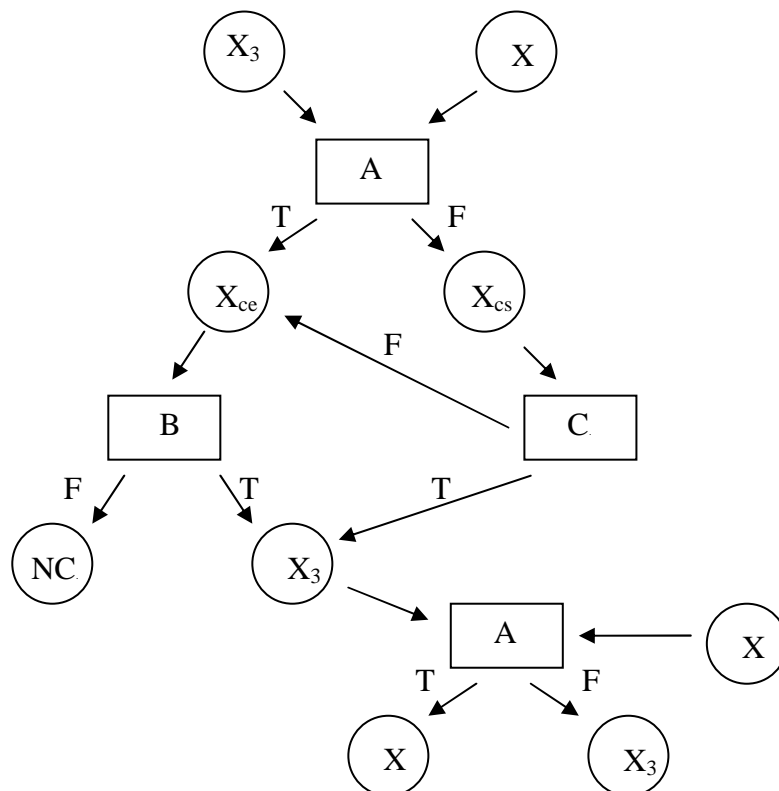


Figura 5. 2, diagramma scelta Savings to Investment - Fotovoltaico

$$x = A \wedge ((C \wedge \neg A) \vee (B \wedge (A \vee (\neg C \wedge \neg A)))) = (A \wedge B)$$

$$x_3 = \neg A \wedge ((C \wedge \neg A) \vee (B \wedge (A \vee (\neg C \wedge \neg A)))) = \neg A \wedge (C \vee B)$$

$$NC = \neg B \wedge (A \vee (\neg C \wedge \neg A)) = \neg B \wedge (A \vee \neg C)$$

A	B	C	x	X3	NC
1	1	1	1	0	0
1	1	0	1	0	0
1	0	1	0	0	1
1	0	0	0	0	1
0	1	1	0	1	0
0	1	0	0	1	0
0	0	1	0	1	0
0	0	0	0	0	1

**Tabella 5. 2 Tavola verità Savings to Investment - Fotovoltaico**

Dalla tabella deduco che il risultato sarà pari a x in due casi, mentre l'investimento non sarà consigliato in tre, e che verrà proposto per tre volte x<sub>3</sub>.

### 5.1.3 Adjusted Internal Rate of Return (AIRR)

$$AIRR = (1 + d) \cdot \sqrt[N]{(SIR)} - 1$$

Questo parametro non ha bisogno di studio perchè direttamente legato al SIR.

### 5.1.4 Discounted Payback (DPB)

$$\sum_{t=1}^y \frac{(S_t - \Delta I_t)}{(1 + d)^t} \geq \Delta I_0$$

Non essendo utilizzabile, mi riporto nella forma descritta al capitolo inerente all'argomento:

$$n = \frac{b_d - \sqrt{b_d^2 - 4 \cdot a_d \cdot \left( c_d - \frac{\sum_{t=1}^N \frac{\Delta I_t}{(1+d)^t} + \Delta I_0}{S_t} \right)}}{-2 \cdot a_d}$$

Sostituendo con i termini propri di questa tecnologia, analizzando solo la parte sotto radice, la funzione di costo diventa:

$$J = b_d^2 - 4 \cdot a_d \cdot \left( c_d - \frac{(Ci - Fin) - \frac{Fin \cdot (\delta \cdot n_f + 1) \cdot (1+d)^{n_f} - 1}{n_f} \cdot \frac{(1+d)^{n_f} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_f}}}{c_e \cdot E_{tot} - c_e \cdot \sum_{i=1}^{12} (E_{mens\_i} - Irr_i \cdot x) + \sum_{i=1}^{12} (c_{ce\_i} \cdot Irr_i \cdot x)} \right)$$

Sostituendo:

$Fin = Ci \cdot \gamma$  dove  $\gamma$  è la percentuale di finanziamento rispetto all'investimento

$$\varepsilon = \frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^N}$$

$$\beta = (1-\gamma) + \frac{\gamma \cdot (\delta \cdot n_f + 1) \cdot (1+d)^{n_f} - 1}{n_f \cdot d \cdot (1+d)^{n_f}}$$

$$E_{tot} - Irr_{tot} \cdot x = \sum_{i=1}^{12} (E_{mens\_i} - Irr_i \cdot x)$$

$$c_{ce\_tot} \cdot Irr_{tot} \cdot x = \sum_{i=1}^{12} (c_{ce\_i} \cdot Irr_i \cdot x)$$

$Ci = \alpha \cdot x$  dove  $\alpha$  è il costo dell'impianto in funzione dei m<sup>2</sup>

La funzione diventa:

$$J = b_d^2 - 4 \cdot a_d \cdot \left( c_d - \frac{\alpha \cdot \beta \cdot x}{(c_e - c_e \cdot x_1) \cdot E_{tot} + (c_e \cdot x_1 + c_{ce\_tot}) \cdot Irr_{tot} \cdot x} \right)$$

Da notare che è stata introdotta la variabile  $x_1$ , è reso necessario dalla discontinuità delle funzioni a cui si riferiscono.

Infatti  $x_1$  vale 1 se  $E_{tot} - Irr_{tot} \cdot x \leq 0$ , vale 0 lo scambio sul posto si avvale della rete come serbatoio, dove l'energia in eccesso verrà riutilizzata in futuro. In questo caso, poiché il modello è statico, l'accumulo non è non gestibile, essendo quindi un plus valore, non viene considerato.

Ne studio la derivata per capirne l'andamento in funzione di  $x$ , sapendo che  $a_d$  è l'unico termine  $<0$ , e poiché la  $J$  è il termine da massimizzare, cerco di rendere minimo l'unico termine in funzione della  $x$ :

$$J1 = \frac{\alpha \cdot \beta \cdot x}{(c_e - c_e \cdot x_1) \cdot E_{tot} + (c_e \cdot x_1 + c_{ce\_tot}) \cdot Irr_{tot} \cdot x}$$

Ne studio la derivata, studiandone il segno nei due casi:

$$\frac{\delta J1}{\delta x} = \alpha \cdot \beta \cdot E_{tot} \cdot (c_e - c_e \cdot x_1)$$

Risultato da valutare nelle due condizioni, di scambio e non di scambio sul posto.

Con  $x_1 = 1$  condizione di non scambio sul posto:

$$\frac{\delta J1}{\delta x} = 0$$

Quindi non ho variazione di funzionale al variare di  $x$ . Mi conviene massimizzare l'impianto a parità di anni di rientro dall'investimento.

Con  $x_1 = 0$  condizione di non scambio sul posto:

$$\frac{\delta J}{\delta x} = \alpha \cdot \beta \cdot E_{tot} \cdot c_e > 0$$

Mentre questo risultato porta a considerare che all'aumentare di  $x$ , aumentano gli anni di rientro. Quindi la condizione utile è quella al limite.

Utilizzando le logiche per gestire la soluzione, seguono la tabella delle verità (Tabella 5. 1) e il diagramma (Figura 5. 3):

Dati:

$x_1$ = stima metri max possibili da investimento disponibile (dato prelevato da compilazione)

$x_2$ = stima metri max possibili da spazio (dato prelevato da compilazione)

$x = \min(x_1; x_2)$

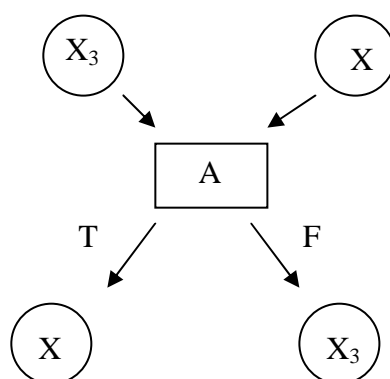
$x_3$  = metri min necessari per lo scambio sul posto  $(x = \frac{Etot}{Irr_{tot}})$

NC= investimento non conveniente

Eventi:

$A = x_3 > x$

Diagramma:



**Figura 5. 3, diagramma scelta Discounted Payback - Fotovoltaico**

$x = A$

$x_3 = \neg A$

$NC = False$

A	x1	x3	NC
1	1	0	0
0	0	1	0

**Tabella 5. 3, tavola verità Discounted Payback - Fotovoltaico**

### 5.1.5 Calcolo Affidabilità

Funzione già descritta al capitolo inerente, per calarla in questa tecnologia esprimo il parametro NS in funzione dei metri quadrati:

$$\Omega = \frac{-NS(x)}{\frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^N}}$$

Ponendo  $x = \bar{x}$ , sostituendo cioè la x con la metratura ottima trovata, il calcolo dell'affidabilità diventa:

$$\Omega = \frac{-NS(\bar{x})}{\frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^N}}$$

## 5.2 Solare Termico

Nel caso solare termico le funzioni utilizzate sono:

$$St = c_t \cdot G_{tot} - c_t \cdot \sum_{i=1}^{12} (G_{mens\_i} - Irr_i \cdot x)$$

Dove:

$c_t$	= costo combustibile	[€/m <sup>3</sup> ]
$G_{tot}$	= Energia elettrica annua	[kWh]
$c$	= valore attribuito scambio sul posto eventuale	[€/kWh]
$E_{mens\_i}$	= Energia elettrica mensile	[kWh/mese]
$Irr_i$	= Irraggiamento mensile utilizzato	[kWh/m <sup>2</sup> ]
$x$	= metratura installata	[m <sup>2</sup> ]
$c_{ce\_i}$	= valore attribuito dal conto energia	[[€/kWh]

$$\Delta It = (Ci - Fin) + \frac{Fin \cdot (\delta \cdot n_f + 1)}{n_f} \cdot \frac{(1+d)^{n_f} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_f}} - \frac{Ci \cdot 0,55}{n_t} \cdot \frac{(1+d)^{n_t} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_t}}$$

Dove:

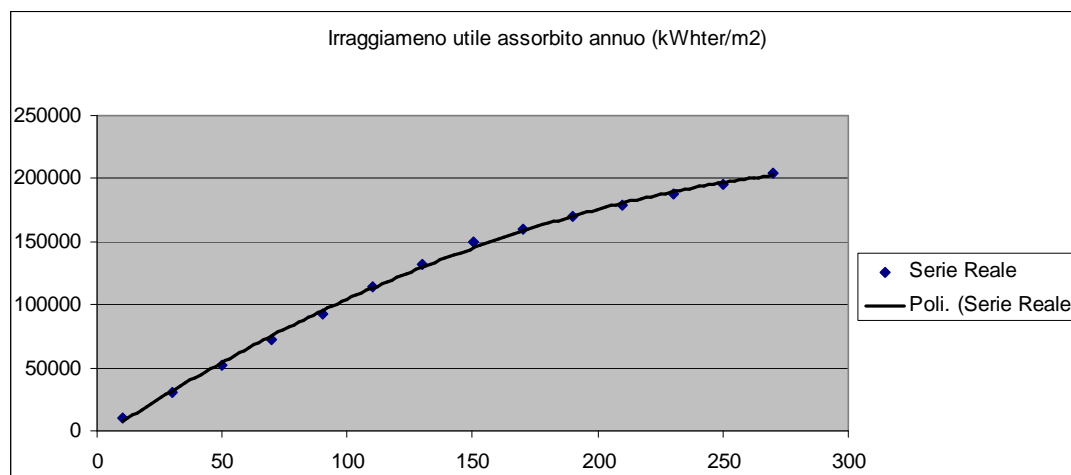
$Ci$	= Costo investimento	[€]
$Fin$	= Finanziamento	[€]
$\delta$	= tasso d'interesse	[%/100]
$d$	= tasso di sconto attualizzazione	[[%/100]
$n_f$	= durata finanziamento	[anni]
$n_t$	= durata incentivo	[anni]



Da notare che a differenza dal fotovoltaico, dove è presente il conto energia e lo scambio sul posto, qui invece si può usufruire dell'incentivo al 55% in 10 anni, fino ad un massimo di 60000€.

Prima di passare allo studio dei vari tipi d'investimento, è necessario spiegare una approssimazione apportata alla funzione St. Infatti nel caso di solare termico succede che nei periodi di maggior irraggiamento il consumo di acqua calda è nettamente inferiore rispetto al resto dell'anno. Così l'energia termica assorbita dai pannelli, in realtà non viene utilizzata. Questo porta a voler evitare di sovradimensionare i pannelli nel calcolo delle varie funzioni.

Si crea così una tabella che date varie metrature di pannelli (da 0m a 200m) indica il minimo tra l'energia assorbita dal pannello e la richiesta mensile. Sommando per ogni metratura il contributo annuale "personalizzato", si trova una funzione del tipo in figura (Figura 5. 4, grafico assorbimento Solare Termico utile annuo).



**Figura 5. 4, grafico assorbimento Solare Termico utile annuo**

Che interpolato con un polinomio di secondo grado mi permette di sostituire:

$$\sum_{i=1}^{12} (Irr_i \cdot x) \approx a \cdot x^2 + b \cdot x + c$$

Si prosegue ora con il calcolo dei vari metodi di valutazione d'investimento. Dove questa interpolazione consente un'analisi con funzioni obiettivo non lineari.

### 5.2.1 Net Saving (NS)

$$NS = \sum_{t=0}^N \frac{S_t}{(1+d)^t} - \sum_{t=0}^N \frac{\Delta I_t}{(1+d)^t}$$

Quindi, posto N come durata dell'investimento,

$$NS = (c_t \cdot G_{tot} - c_t \cdot \sum_{i=1}^{12} (G_{mens\_i}) + c_t \cdot (a \cdot x^2 + b \cdot x + c)) \cdot \frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^N} - (Ci - Fin) - \frac{Fin \cdot (\delta \cdot n_f + 1)}{n_f} \cdot \frac{(1+d)^{n_f} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_f}} + \frac{Ci \cdot 0,55}{n_t} \cdot \frac{(1+d)^{n_t} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_t}}$$

Sostituendo

$Fin = Ci \cdot \gamma$  dove  $\gamma$  è la percentuale di finanziamento rispetto all'investimento

$$\varepsilon = \frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^N} \cdot \frac{c_t}{FatConv} \text{ dove FatConv converte i m}^3 \text{ in kWh}$$

$$\beta = (1 - \gamma) + \frac{\gamma \cdot (\delta \cdot n_f + 1)}{n_f} \cdot \frac{(1+d)^{n_f} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_f}}$$

$$\kappa = \frac{0,55 \cdot (1+d)^{n_t} - 1}{n_t \cdot d \cdot (1+d)^{n_t}}$$

$$K_{rp} = \text{valore massimo incentivo} \cdot \frac{1}{n_t} \cdot \frac{(1+d)^{n_t} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_t}}$$

$$G_{tot} = \sum_{i=1}^{12} (G_{mens\_i})$$

$Ci = \alpha \cdot x + \delta$  dove  $\alpha, \delta$  è il costo dell'impianto in funzione dei m<sup>2</sup>

La funzione diventa

$$NS = (a_s \cdot x^2 + b_s \cdot x + c_s) \cdot \varepsilon - (\alpha \cdot x + \delta) \cdot \beta + Ci \cdot \kappa$$

la funzione deve essere massimizzata in funzione di  $x$ , essendo quadratica ne studio la derivata e trovo il punto stazionario, noto però che l'ultima parte mi definisce due casi di studio, uno in cui il costo dell'investimento rientra totalmente nell'investimento e uno in cui rientra in parte ( $(\alpha \cdot x + \delta) \cdot 0,55 > \text{LimiteIncentivo}$ ).

Rientro incentivo totale:

$$\frac{\delta NS}{\delta x} = 2 \cdot x \cdot a_s \cdot \varepsilon + (\varepsilon \cdot b_s - \alpha \cdot (\beta - \kappa))$$

Punto a derivata nulla in:

$$x = \frac{\alpha \cdot (\beta - \kappa) - \varepsilon \cdot b_s}{2 \cdot a_s \cdot \varepsilon}$$

Per verificare che sia punto di massimo studio la derivata seconda e la impongo minore di zero:

$$\frac{\delta^2 NS}{\delta x^2} = 2 \cdot a_s \cdot \varepsilon < 0$$

Sempre verificata perché  $a_s < 0$

Rientro incentivo parziale:

$$\frac{\delta NS}{\delta x} = 2 \cdot x \cdot a_s \cdot \varepsilon + (\varepsilon \cdot b_s - \alpha \cdot \beta)$$

Punto a derivata nulla in:

$$x = \frac{\alpha \cdot \beta - \varepsilon \cdot b_s}{2 \cdot a_s \cdot \varepsilon}$$

Per verificare che sia punto di massimo studio la derivata seconda e la impongo minore di zero:

$$\frac{\delta^2 NS}{\delta x^2} = 2 \cdot a_s \cdot \varepsilon < 0$$

Quindi in entrambi i casi la verifica è la stessa, cercherò entrambe le soluzioni e le paragonerò al massimo posto disponibile o economicamente fattibile.

Nota anche che la condizione:

$$x_1 < x_2$$

Con  $x_1, x_2$ , rispettivamente le soluzioni con incentivo totale e parziale.

La disequazione scritta non è mai verificata. Quindi nella scelta dovrò tenere conto di questo fatto.

L'idea di funzione che verrà fuori è riportata in figura (Figura 5. 5).

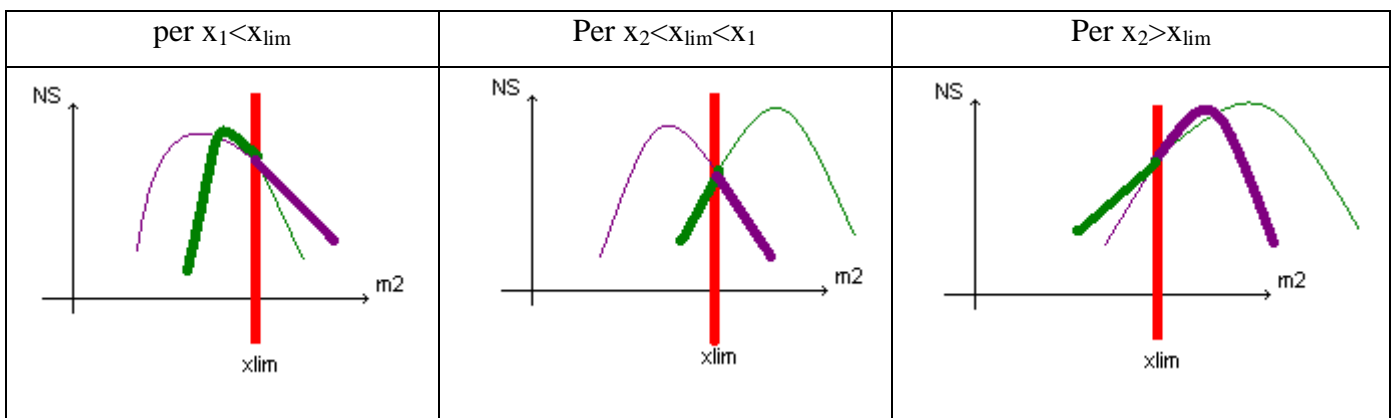


Figura 5. 5, andamenti funzione Net Saving per Solare termico

Utilizzando le logiche per gestire la soluzione, seguono la tavola delle verità (Tabella 5. 4) e il diagramma (Figura 5. 6):

Dati:

$x_1$ = stima metri max possibili da investimento disponibile (dato prelevato da compilazione)

$x_2$ = stima metri max possibili da spazio (dato prelevato da compilazione)

$x_3$ = metri limite approssimazione funzione (dato da "valori")

$$x = \min(x_1, x_2, x_3)$$

$$x_{\text{lim}} = \text{metri limite per incentivo totale} \quad ((\alpha \cdot x + \delta) \cdot 0,55 > K_{rp})$$

$$x_{\text{max1}} = \text{metri trovati come punto di max caso incentivo tot} \quad (\text{Dato calcolato in tabella})$$

$$x_{\text{max2}} = \text{metri trovati come punto di max caso incentivo par} \quad (\text{Dato calcolato in tabella})$$

$$x_a = \min(x_{\text{max1}}, x)$$

$$x_b = \min(x_{\text{max2}}, x)$$

$$x_c = \min(x_{\text{lim}}, x)$$

NC= investimento non conveniente

Eventi:

$$A = \frac{\varepsilon \cdot b_s}{\alpha \cdot (\beta - \kappa)} < 1$$

$$B = x_1 < x_{\text{lim}}$$

$$C = x_2 > x_{\text{lim}}$$

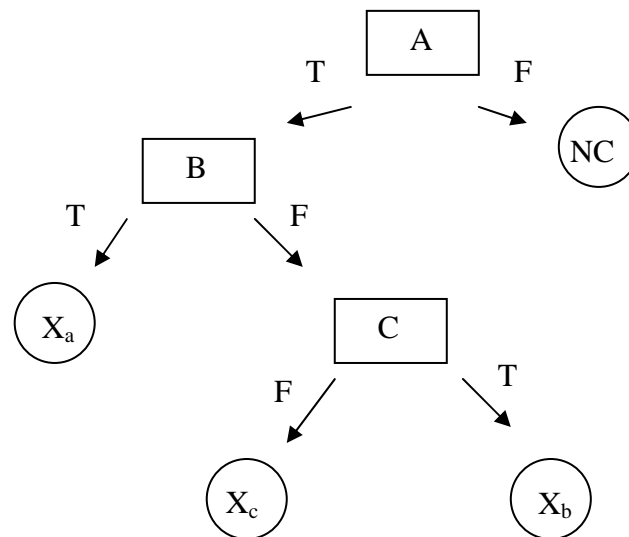


Figura 5. 6, diagramma scelta Net Saving - Solare Termico

$$x_a = B \wedge A$$

$$x_c = \neg C \wedge A \wedge \neg B$$

$$x_b = C \wedge A \wedge \neg B$$

$$NC = \neg A$$

A	B	C	xa	xb	xc	NC
1	1	1	1	0	0	0
1	1	0	1	0	0	0
1	0	1	0	1	0	0
1	0	0	0	0	1	0
0	1	1	0	0	0	1
0	1	0	0	0	0	1
0	0	1	0	0	0	1
0	0	0	0	0	0	1

Tabella 5. 4, tavola verità Net Saving - Solare Termico

Anche in questo caso, si può notare che  $x_b$  e  $x_c$  hanno solamente una soluzione possibile.

### 5.2.2 Savings to Investment (SIR)

$$SIR = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{S_t}{(1+d)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{\Delta I_t}{(1+d)^t}}$$

Quindi, posto N come durata dell'investimento,

$$SIR = \frac{c_t \cdot G_{tot} - c_t \cdot \sum_{i=1}^{12} (G_{mens\_i}) + c_t \cdot (a_s \cdot x^2 + b_s \cdot x + c_s)}{(Ci - Fin) + \frac{Fin \cdot (\delta \cdot n_f + 1)}{n_f} \cdot \frac{(1+d)^{n_f} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_f}} - \frac{Ci \cdot 0,55}{n_t} \cdot \frac{(1+d)^{n_t} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_t}}}$$

Sostituendo

$Fin = Ci \cdot \gamma$  dove  $\gamma$  è la percentuale di finanziamento rispetto all'investimento

$$\varepsilon = \frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^N} \cdot \frac{c_i}{FatConv}$$

dove  $FatConv$  converte i  $m^3$  in kWh

$$\beta = (1 - \gamma) + \frac{\gamma \cdot (\delta \cdot n_f + 1)}{n_f} \cdot \frac{(1+d)^{n_f} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_f}}$$

$$\kappa = \frac{0,55}{n_t} \cdot \frac{(1+d)^{n_t} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_t}}$$

$$K_{rp} = \text{valore massimo incentivo} \cdot \frac{1}{n_t} \cdot \frac{(1+d)^{n_t} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_t}}$$

$$G_{tot} = \sum_{i=1}^{12} (G_{mens\_i})$$

$Ci = \alpha \cdot x + \delta$  dove  $\alpha, \delta$  è il costo dell'impianto in funzione dei  $m^2$

La funzione diventa

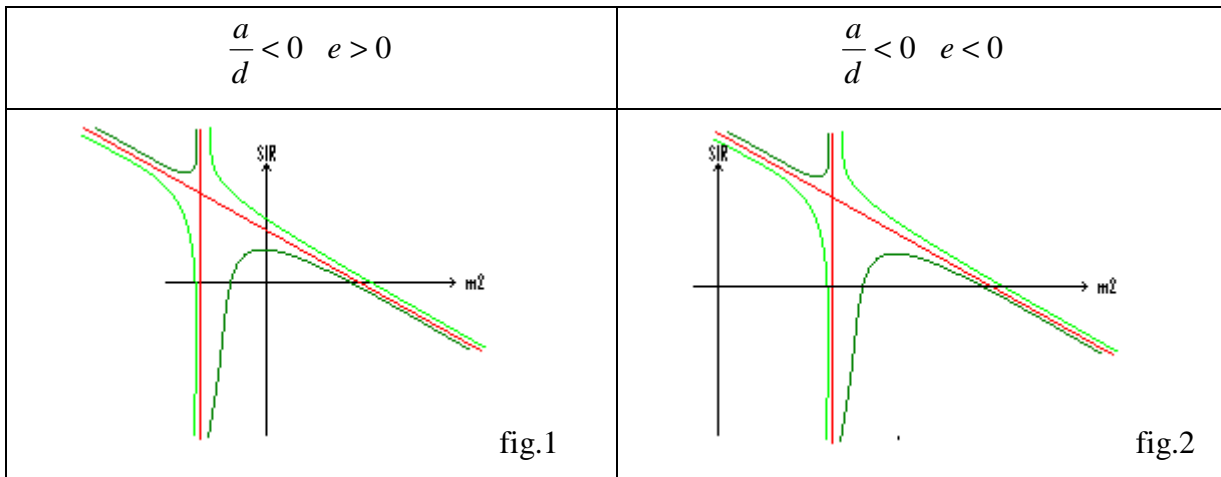
$$SIR = \frac{(a_s \cdot x^2 + b_s \cdot x + c_s) \cdot \varepsilon}{(\alpha \cdot x + \delta) \cdot \beta - Ci \cdot \kappa}$$

In questo caso lo studio di funzione in questione ci porta a considerare due casi di stato, quello in cui viene utilizzato interamente l'incentivo e dove solo in maniera parziale.

Studio innanzitutto la funzione generica, dove sapendo che  $a_s$  è negativa per costruzione della interpolazione, scriviamo:

$$SIR = \frac{-a \cdot x^2 + b \cdot x + c}{d \cdot x + e}$$

Sarà suddivisa in due casi, grazie allo studio di funzione sappiamo che gli andamenti possono essere del tipo riportati in figura (Figura 5. 7).



**Figura 5. 7, possibili andamenti del Savings to Investment - Solare Termico**

Analizziamo ora i due casi appena citati, definendo anche la condizione di esistenza.

La fig.1 (Figura 5. 7) ci descrive il caso in cui il parametro “e” della funzione generica rimane positivo.

Questo avviene sia per la condizione di utilizzo totale d’incentivo, che nel caso di utilizzo parziale

ma con  $\delta - \frac{K_{rp}}{\beta} > 0$ .

Infatti le due funzioni rispettivamente sono:

$$SIR_{IT} = \frac{(a_s \cdot x^2 + b_s \cdot x + c_s) \cdot \varepsilon}{(\alpha \cdot x + \delta) \cdot (\beta - \kappa)} \quad SIR_{IP1} = \frac{(a_s \cdot x^2 + b_s \cdot x + c_s) \cdot \varepsilon}{(\alpha \cdot x + \delta - \frac{K_{rp}}{\beta}) \cdot \beta}$$

La fig.2 (Figura 5. 7) descrive invece il caso in cui il parametro “e” della funzione generica è negativo.

Questo avviene per la condizione di utilizzo parziale dell’incentivo con  $\delta - \frac{K_{rp}}{\beta} < 0$ :

$$SIR_{IP2} = \frac{(a_s \cdot x^2 + b_s \cdot x + c_s) \cdot \varepsilon}{(\alpha \cdot x + \delta - \frac{K_{rp}}{\beta}) \cdot \beta}$$

Di seguito verrà proposto uno studio di funzione tra i grafici per definirne le proprietà.

Nel  $SIR_{it}$  sono riscontrate le seguenti proprietà, da notare che tutti i parametri utilizzati sono in modulo, anteponendo il segno negativo in caso di valore negativo. Questo sarà utile in seguito per il confronto tra le formule.



asintoto verticale

$$x = -\frac{\delta}{\alpha}$$

Asintoto obliquo

$$y = m \cdot x + q$$

Con

$$m = -\frac{a_s \cdot \varepsilon}{\alpha \cdot (\beta - \kappa)} \quad q = \frac{b_s \cdot \alpha + \delta \cdot a_s}{\alpha^2 \cdot (\beta - \kappa)} \cdot \varepsilon$$

Punto di massimo

$$x = \frac{-a_s \cdot + \sqrt{a_s^2 \cdot \delta^2 - \alpha \cdot a_s \cdot (\alpha \cdot c_s - b_s \cdot \delta)}}{\alpha \cdot a_s}$$

Scelgo la soluzione con il segno '+' perché l'altra sarebbe sicuramente negativa e quindi non di interesse.

Condizione di esistenza del punto

$$a_s \cdot \delta^2 > \alpha \cdot (\alpha \cdot c_s - b_s \cdot \delta)$$

Condizione punto in  $x > 0$

$$\alpha \cdot c_s < b_s \cdot \delta$$

Da notare che in questo caso, se verifico quest'ultima condizione, ho verificato anche l'esistenza del punto.

Nel  $SIR_{ip1}$  sono riscontrate le seguenti proprietà, da notare che tutti i parametri utilizzati sono in modulo, antepoendo il segno negativo in caso di valore negativo. Questo sarà utile in seguito per il confronto tra le formule.

asintoto verticale

$$x = -\frac{(\delta - \frac{K_{rp}}{\beta})}{\alpha}$$

Asintoto obliquo

$$y = m \cdot x + q$$

Con

$$m = -\frac{a_s \cdot \varepsilon}{\alpha \cdot \beta} \quad q = \frac{b_s \cdot \alpha + (\delta - \frac{K_{rp}}{\beta}) \cdot a_s}{\alpha^2 \cdot \beta} \cdot \varepsilon$$

Punto di massimo

$$x = \frac{-a_s \cdot (\delta - \frac{K_{rp}}{\beta}) + \sqrt{a_s^2 \cdot (\delta - \frac{K_{rp}}{\beta})^2 - \alpha \cdot a_s \cdot (\alpha \cdot c_s - b_s \cdot (\delta - \frac{K_{rp}}{\beta}))}}{\alpha \cdot a_s}$$

Scelgo la soluzione con il segno '+' perché l'altra sarebbe sicuramente negativa e quindi non di interesse.

Condizione di esistenza del punto

$$a_s \cdot \left(\delta - \frac{K_{rp}}{\beta}\right)^2 > \alpha \cdot (\alpha \cdot c_s - b_s \cdot \left(\delta - \frac{K_{rp}}{\beta}\right))$$

Condizione punto in  $x > 0$

$$\alpha \cdot c_s < b_s \cdot \left(\delta - \frac{K_{rp}}{\beta}\right)$$

Da notare che in questo caso, se verifico quest'ultima condizione, ho verificato anche l'esistenza, sia di questo punto che di quello con incentivo totale.

Infine nel SIR<sub>ip2</sub> sono riscontrate le proprietà seguenti, da notare che tutti i parametri utilizzati sono in modulo, antepoendo il segno negativo in caso di valore negativo. In particolare dato che  $\left(\delta - \frac{K_{rp}}{\beta}\right) < 0$ , verrà scritto come  $-\left(-\delta + \frac{K_{rp}}{\beta}\right)$ . Questo sarà utile in seguito per il confronto tra le formule.

asintoto verticale

$$x = \frac{\left(\frac{K_{rp}}{\beta} - \delta\right)}{\alpha}$$

Asintoto obliquo

$$y = m \cdot x + q$$

Con

$$m = -\frac{a_s \cdot \varepsilon}{\alpha \cdot \beta} \quad q = \frac{b_s \cdot \alpha - \left(\frac{K_{rp}}{\beta} - \delta\right) \cdot a_s}{\alpha^2 \cdot \beta} \cdot \varepsilon$$

Punto di massimo

$$x = \frac{a_s \cdot \left(-\delta + \frac{K_{rp}}{\beta}\right) + \sqrt{a_s^2 \cdot \left(-\delta + \frac{K_{rp}}{\beta}\right)^2 - \alpha \cdot a_s \cdot \left(b_s \cdot \left(-\delta + \frac{K_{rp}}{\beta}\right) + \alpha \cdot c_s\right)}}{\alpha \cdot a_s}$$

Scelgo la soluzione con il segno '+' perché, come verrà dimostrato più avanti, l'altra sarebbe sicuramente trascurabile, trovandosi fuori dalla condizione di esistenza (c.e.  $x > x_{lim}$ ).

Condizione di esistenza del punto

$$a_s \cdot \left(\delta - \frac{K_{rp}}{\beta}\right)^2 > \alpha \cdot \left(\alpha \cdot c_s + b_s \cdot \left(-\delta + \frac{K_{rp}}{\beta}\right)\right)$$

Condizione punto in  $x > 0$  non è necessario perché è sempre verificata.

Le funzioni sopraccitate hanno delle proprietà che vengono descritte in seguito (è compresa la verifica):

1. Verifico la pendenza degli asintoti obliqui:

$$m_{it} < m_{ip1} = m_{ip2} \rightarrow \dots \rightarrow \alpha \cdot \kappa > 0$$

2. Posizione asintoto obliquo al passaggio di  $x = 0$ ,

considerando che:  $\kappa \in \{0,0.9\}$       $\beta \in \{1,2\}$

$$q_{it} > q_{ns1} \rightarrow \dots \rightarrow 0 > (-\kappa) \cdot (b_s \cdot \alpha + a_s \cdot \delta) - (\beta - \kappa) \cdot a_s \cdot \frac{K_{rp}}{\beta}$$

$$q_{it} > q_{ns2} \rightarrow \dots \rightarrow 0 > (-\kappa) \cdot (b_s \cdot \alpha + a_s \cdot \delta) - (\beta - \kappa) \cdot a_s \cdot \frac{K_{rp}}{\beta}$$

3. Confronto asintoto verticale, sapendo che  $x_{ns2}$  è sempre positivo mentre gli altri due sono

negativi. Anche la condizione di  $x_{\text{lim}}$  ( $x_{\text{lim}} = \frac{(K_{rp}/k) - \delta}{\alpha}$ ) è sempre positiva, quindi:

$$x_{It} < x_{Ip1} \rightarrow \dots \rightarrow \frac{K_{rp}}{\beta} > 0$$

$$x_{Ip2} < x_{\text{lim}} \rightarrow \dots \rightarrow \beta > \kappa$$

4. Poiché gli asintoti obliqui hanno pendenza diversa, mi chiedo dove si incroceranno, valuto l'attraversamento in  $y = 0$ :

$$x_{It} > x_{Ip1} \rightarrow \dots \rightarrow 0 > \left(-\frac{K_{rp}}{\beta}\right) \cdot a_s$$

$$x_{It} > x_{Ip2} \rightarrow \dots \rightarrow 0 > \left(-\frac{K_{rp}}{\beta}\right) \cdot a_s$$

5. Importante anche la valutazione sui picchi di massimo (upper bound), in relazione a vari punti notevoli, molte delle seguenti relazioni sono verificate utilizzando le c.e. dei picchi:

$$x_{ub\_It} > x_{ub\_Ip1} \rightarrow \dots \rightarrow b_s^2 > -4 \cdot a_s \cdot c_s$$

$$x_{ub\_It} < x_{asVert\_Ip2} \rightarrow \dots \rightarrow \alpha \cdot (b_s \cdot \delta - \alpha \cdot c_s) < a_s \cdot \left(\frac{K_{rp}^2}{\beta^2} - \delta^2\right)$$

$$x_{asObl\_y=0\_Ip2} < x_{ub\_Ip2} \rightarrow \dots \rightarrow b_s \cdot \alpha < 2 \cdot a_s \cdot \left(\frac{K_{rp}}{\beta} - \delta\right)$$

Importante quest'ultima relazione che afferma la presenza dell'upper bound solo dopo l'attraversamento dell'asse delle x da parte dell'asintoto obliquo.

La funzione quindi da analizzare potrà essere definita su due possibili andamenti.

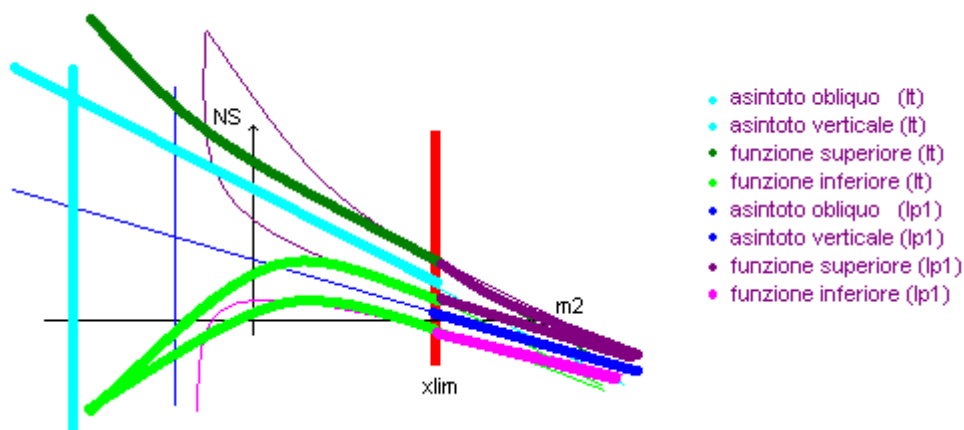


Figura 5. 8, possibili andamenti funzione Savings to Investment - Solare Termico

Questo (Figura 5. 8) è il caso in cui  $(\delta - \frac{K_{rp}}{\beta}) > 0$ , è messa in risalto la funzione finale.

Si possono fare le seguenti considerazioni, per prima cosa, la funzione al di sopra dell'asintoto obliquo 'It' è strettamente monotona decrescente, quindi se mi trovo in questa situazione, l'investimento non è conveniente.

Per quanto riguarda la parte al di sotto, da notare che il picco 'It' è sempre presente, mentre per 'Ip1', è presente solo al di sotto dell'asintoto obliquo 'Ip1'. La scelta del massimo, nel caso fosse presente solo quello 'It', ricadrà sul minimo tra  $x_{ub\_It}$  e  $x_{lim}$ . Mentre se presente anche il picco 'Ip1' allora si ripresenterà un caso tipo quello trovato nel calcolo di NS, si agirà quindi allo stesso modo.

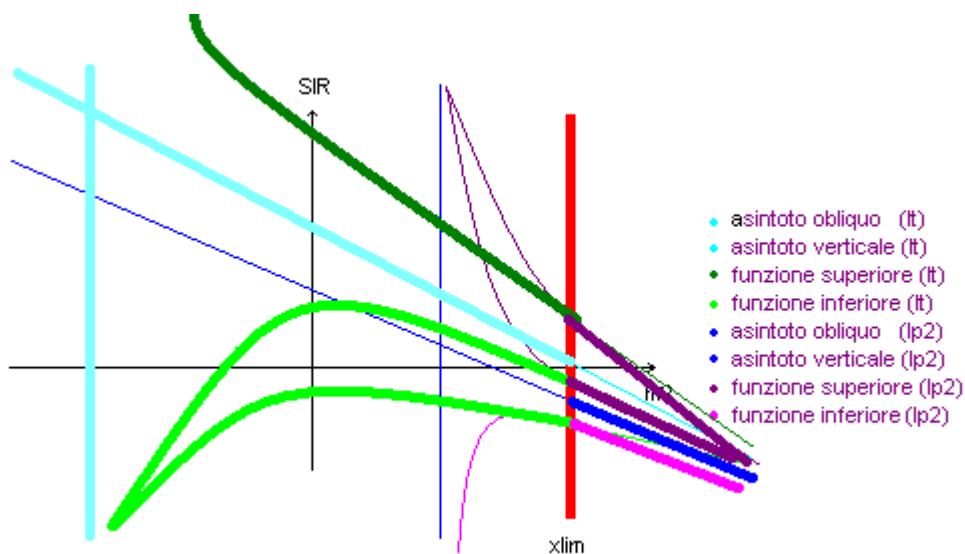


Figura 5. 9, Possibili andamenti funzione Savings to Investment - Solare Termico

Questo (Figura 5. 9) è il caso in cui  $(\delta - \frac{K_{rp}}{\beta}) < 0$ , è messa in risalto la funzione finale.

Per questa situazione è utile notare come il punto di massimo 'Ip', se esiste, è l'unico da valutare.

Di seguito, sviluppo l'algoritmo di scelta dell'ottimo, basandomi sulle valutazioni fatte in precedenza, utilizzando il formalismo delle logiche. Presento la tavola delle verità (Tabella 5. 5) e il diagramma (Figura 5. 10).

Dati:

$x_1$ = stima metri max possibili da investimento disponibile (dato prelevato da compilazione)

$x_2$ = stima metri max possibili da spazio (dato prelevato da compilazione)

$x_3$ = metri limite approssimazione funzione (dato da "valori")

$x = \min(x_1, x_2, x_3)$

$x_{lim}$ = metri limite per incentivo totale  $((\alpha \cdot x + \delta) \cdot 0,55 > K_{rp})$

$x_{max1}$ = metri trovati come punto di max caso incentivo tot (Dato calcolato in tabella)

$x_{max2}$ = metri trovati come punto di max caso incentivo par (Dato calcolato in tabella)

$x_a = \min(x_{max1}, x, x_{lim})$

$x_b = \min(x_{max2}, x)$

NC= investimento non conveniente

Eventi:

$$A = \alpha \cdot c_s < b_s \cdot \delta$$

$$B = \delta - \frac{K_{rp}}{\beta} > 0$$

$$C = \alpha \cdot c_s < b_s \cdot (\delta - \frac{K_{rp}}{\beta})$$

$$D = x_1 < x_{lim}$$

$$E = x_2 < x_{lim}$$

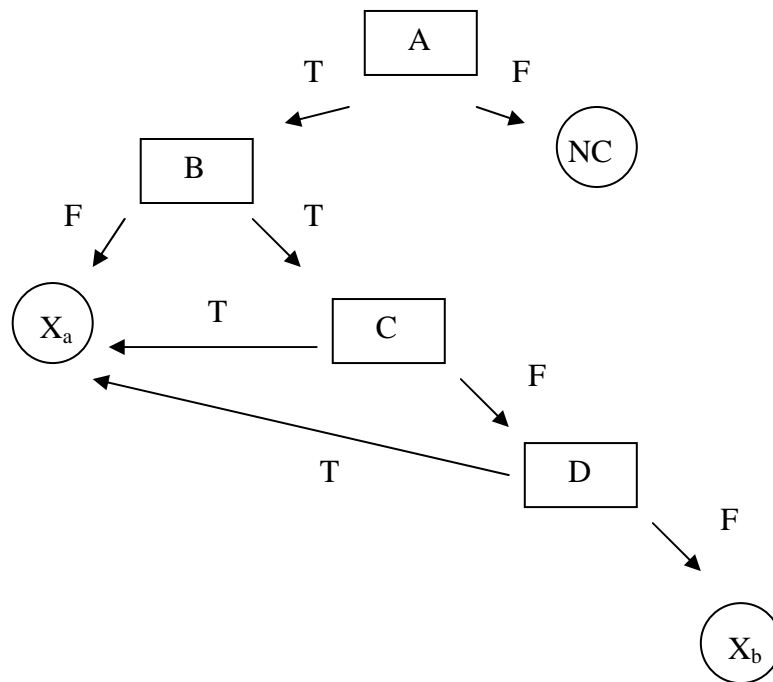


Figura 5. 10, diagramma scelta Savings to Investment - Solare Termico

$$x_a = A \wedge (\neg B \vee (\neg C \wedge B)) \vee (D \wedge C \wedge B) \vee (E \wedge \neg D \wedge C \wedge B) = A \wedge (\neg B \vee \neg C \vee D \vee E) = A \wedge (f^* \vee E)$$

$$x_b = A \wedge B \wedge C \wedge \neg D \wedge \neg E = A \wedge \neg f^* \wedge \neg E$$

$$NC = \neg A$$

$$f^* = \neg B \vee \neg C \vee D$$

B	C	D	f*
1	1	1	1
1	1	0	0
1	0	1	1
1	0	0	1
0	1	1	1
0	1	0	1
0	0	1	1
0	0	0	1



A	E	f*	a	b	NC
1	1	1	1	0	0
1	1	0	1	0	0
1	0	1	1	0	0
1	0	0	0	1	0
0	1	1	0	0	1
0	1	0	0	0	1
0	0	1	0	0	1
0	0	0	0	0	1

**Tabella 5. 5, tavola verità Savings to Investment - Solare Termico**

Vista la somiglianza delle soluzioni, per renderle più leggibili e gestibili, sono state divise in due tabelle attraverso il parametro 'f\*'.

### 5.2.3 Adjusted Internal Rate of Return (AIRR)

$$AIRR = (1 + d) \cdot \sqrt[N]{(SIR)} - 1$$

Questo parametro non ha bisogno di studio perchè direttamente legato al SIR.

### 5.2.4 Discounted Payback (DPB)

$$\sum_{t=1}^y \frac{(S_t - \Delta I_t)}{(1 + d)^t} \geq \Delta I_0$$

È una funzione non direttamente utilizzabile, quindi mi pongo nella situazione di ricerca del minimo nella funzione:

$$n = \frac{b_d - \sqrt{b_d^2 - 4 \cdot a_d \cdot \left( c_d - \frac{\sum_{t=1}^N \frac{\Delta I_t}{(1+d)^t} + \Delta I_0}{S_t} \right)}}{-2 \cdot a_d}$$

Perché mi darà la soluzione minore positiva.

Per utilizzare la minimizzazione di n, sfrutto solo la parte con la variabile x, cioè impongo che il termine sotto radice vada massimizzato.

Nel nostro caso:

$$J = b_d^2 - 4 \cdot a_d \cdot \left( c_d - \frac{(Ci - Fin) + \frac{Fin \cdot (\delta \cdot n_f + 1)}{n_f} \cdot \frac{(1+d)^{n_f} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_f}} - \frac{Ci \cdot 0,55}{n_t} \cdot \frac{(1+d)^{n_t} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_t}}}{c_t \cdot G_{tot} - c_t \cdot \sum_{i=1}^{12} (G_{mens\_i}) + c_t \cdot (a_s \cdot x^2 + b_s \cdot x + c_s)} \right)$$

Sostituendo

$Fin = Ci \cdot \gamma$  dove  $\gamma$  è la percentuale di finanziamento rispetto all'investimento

$$\beta = (1 - \gamma) + \frac{\gamma \cdot (\delta \cdot n_f + 1)}{n_f} \cdot \frac{(1+d)^{n_f} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_f}}$$

$$\kappa = \frac{0,55}{n_t} \cdot \frac{(1+d)^{n_t} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_t}}$$

$$K_{rp} = \text{valore massimo incentivo} \cdot \frac{1}{n_t} \cdot \frac{(1+d)^{n_t} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_t}}$$

$$G_{tot} = \sum_{i=1}^{12} (G_{mens\_i})$$

$Ci = \alpha \cdot x + \delta$  dove  $\alpha, \delta$  è il costo dell'impianto in funzione dei m<sup>2</sup>

La funzione diventa

$$J = b_d^2 - 4 \cdot a_d \cdot \left( c_d - \frac{(\alpha \cdot x + \delta) \cdot \beta - Ci \cdot \kappa}{c_t \cdot (a_s \cdot x^2 + b_s \cdot x + c_s)} \right)$$

Considero quindi due casi:

J valutato in condizione di rientro totale finanziamento,  $J_{it}$

$$J_{it} = b_d^2 - 4 \cdot a_d \cdot \left( c_d - \frac{(\alpha \cdot x + \delta) \cdot (\beta - \kappa)}{c_t \cdot (a_s \cdot x^2 + b_s \cdot x + c_s)} \right)$$

J valutato in condizione di rientro parziale finanziamento,  $J_{ip}$

$$J_{ip} = b_d^2 - 4 \cdot a_d \cdot \left( c_d - \frac{(\alpha \cdot x + \delta - \frac{K_{rp}}{\beta}) \cdot \beta}{c_t \cdot (a_s \cdot x^2 + b_s \cdot x + c_s)} \right)$$

Per entrambe le funzioni, devo cercare il massimo, quindi ne studio le condizioni:

Nel  $J_{it}$  sono riscontrate le seguenti proprietà, da notare che tutti i parametri utilizzati sono in modulo, antepoendo il segno negativo in caso di valore negativo. Questo sarà utile in seguito per il confronto tra le formule. Lo studio della funzione viene fatto per  $x > 0$ .

asintoto verticale

$$x = \frac{c_t \cdot (b_s + \sqrt{b_s^2 + 4 \cdot a_s \cdot c_s})}{2 \cdot a_s}$$

Punto di massimo

$$x = \frac{-a_s \cdot \delta + \sqrt{a_s^2 \cdot \delta^2 - \alpha \cdot a_s \cdot (\alpha \cdot c_s - b_s \cdot \delta)}}{\alpha \cdot a_s}$$

Scelgo la soluzione con il segno '+' perché l'altra sarebbe sicuramente negativa e quindi non di interesse.

Condizione di esistenza del punto

$$a_s \cdot \delta^2 > \alpha \cdot (\alpha \cdot c_s - b_s \cdot \delta)$$

Condizione punto in  $x > 0$

$$\alpha \cdot c_s < b_s \cdot \delta$$

Da notare che in questo caso, se verifico quest'ultima condizione, ho verificato anche l'esistenza.

Nel  $J_{ip1}$  ( $\delta - \frac{K_{rp}}{\beta} > 0$ ) sono riscontrate le seguenti proprietà, da notare che tutti i parametri utilizzati sono in modulo, antepoendo il segno negativo in caso di valore negativo. Questo sarà utile in seguito per il confronto tra le formule.

asintoto verticale

$$x = \frac{c_t \cdot (b_s + \sqrt{b^2 + 4 \cdot a_s \cdot c_s})}{2 \cdot a_s}$$

Punto di massimo

Scelgo la soluzione con il segno '+' perché l'altra sarebbe sicuramente negativa e quindi non di interesse.

$$x = \frac{-a_s \cdot (\delta - \frac{K_{rp}}{\beta}) + \sqrt{a_s^2 \cdot (\delta - \frac{K_{rp}}{\beta})^2 - \alpha \cdot a_s \cdot (\alpha \cdot c_s - b_s \cdot (\delta - \frac{K_{rp}}{\beta}))}}{\alpha \cdot a_s}$$

Condizione di esistenza del punto

$$a_s \cdot \left(\delta - \frac{K_{rp}}{\beta}\right)^2 > \alpha \cdot (\alpha \cdot c_s - b_s \cdot \left(\delta - \frac{K_{rp}}{\beta}\right))$$

Condizione punto in  $x > 0$

$$\alpha \cdot c_s < b_s \cdot \left(\delta - \frac{K_{rp}}{\beta}\right)$$

Da notare che in questo caso, se verifico quest'ultima condizione, ho verificato anche l'esistenza, sia di questo punto che di quello con incentivo totale.

Infine nel  $J_{ip2}$  sono riscontrate le seguenti proprietà, da notare che tutti i parametri utilizzati sono in modulo, antepoendo il segno negativo in caso di valore negativo. In particolare dato che  $\left(\delta - \frac{K_{rp}}{\beta}\right) < 0$ , verrà scritto come  $-\left(-\delta + \frac{K_{rp}}{\beta}\right)$ . Questo sarà utile in seguito per il confronto tra le formule.

asintoto verticale

$$x = \frac{c_t \cdot (b_s + \sqrt{b^2 + 4 \cdot a_s \cdot c_s})}{2 \cdot a_s}$$

Punto di massimo

$$x = \frac{a_s \cdot \left(-\delta + \frac{K_{rp}}{\beta}\right) + \sqrt{a_s^2 \cdot \left(-\delta + \frac{K_{rp}}{\beta}\right)^2 - \alpha \cdot a_s \cdot (b_s \cdot \left(-\delta + \frac{K_{rp}}{\beta}\right) + \alpha \cdot c_s)}}{\alpha \cdot a_s}$$

Scelgo la soluzione con il segno '+' perché, come verrà dimostrato più avanti, l'altra sarebbe sicuramente trascurabile, trovandosi fuori dalla condizione di esistenza (c.e.  $x > x_{lim}$ ).

Condizione di esistenza del punto

$$a_s \cdot \left(\delta - \frac{K_{rp}}{\beta}\right)^2 > \alpha \cdot \left(\alpha \cdot c_s + b_s \cdot \left(-\delta + \frac{K_{rp}}{\beta}\right)\right)$$

Di seguito verrà proposto un confronto tra le funzioni, tutte le proprietà trovate sono verificate:

1. Importante la valutazione sui picchi di massimo (upper bound), in relazione a vari punti notevoli, molte delle seguenti relazioni sono verificate utilizzando le c.e. dei picchi:

$$x_{ub\_It} > x_{ub\_Ip1} \rightarrow \dots \rightarrow b_s^2 > -4 \cdot a_s \cdot c_s$$

$$x_{ub\_It} < x_{ub\_Ip2} \rightarrow \dots \rightarrow a_s \cdot 2 \cdot \left(-\delta + \frac{K_{rp}}{\beta}\right) > \alpha \cdot b_s$$

2. Altra importante notazione è valutare per quali x una funzione è maggiore dell'altra:

$$\begin{cases} f_{It} > f_{Ip1} \\ f_{It} > f_{Ip2} \end{cases} \quad \text{per} \quad x < \frac{\frac{K_{rp}}{k} - \delta}{\alpha}$$

$$\begin{cases} f_{It} < f_{Ip1} \\ f_{It} < f_{Ip2} \end{cases} \quad \text{per} \quad x > \frac{\frac{K_{rp}}{k} - \delta}{\alpha}$$

Segue che, la funzione totale avrà un andamento descritto nella figura (Figura 5. 11) che rappresenta un'analisi dei casi d'interesse :

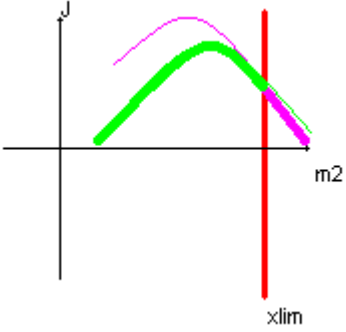
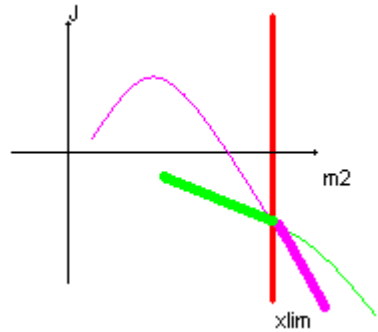
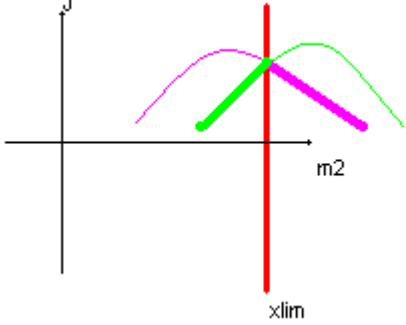
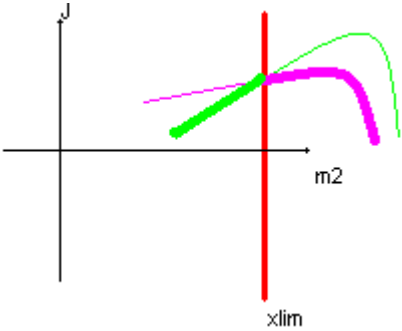
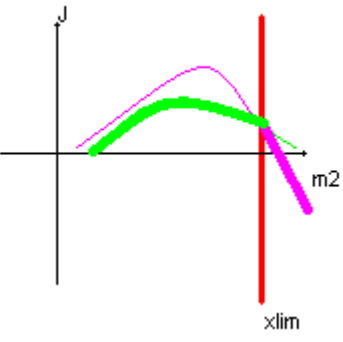
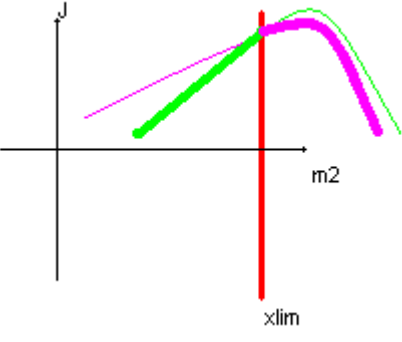
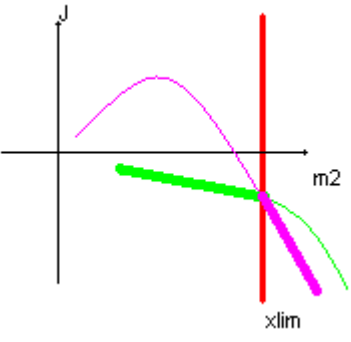
<p>Caso <math>\delta - \frac{K_{rp}}{\beta} &gt; 0</math></p>	<p>Note:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- verde la funzione incentivo totale</li> <li>- fucsia la funzione incentivo parziale</li> </ul>
	<p>Questo caso evidenzia il picco di entrambe le funzioni, prima del limite della validità di funzione.</p>
	<p>Questo caso evidenzia la mancanza di picco nell'incentivo totale, che rende sconveniente l'investimento. Infatti date le condizioni, il picco della funzione fucsia deve avvenire prima del <math>x_{lim}</math>.</p>
	<p>Questo caso evidenzia una situazione già trattata in precedenza, dove entrambi i picchi non verranno considerati perché fuori dalla loro regione di validità.</p>
	<p>Questo caso evidenzia la presenza di entrambi i picchi nella regione di validità della funzione ad incentivo parziale. L'unico caso in cui viene preso in considerazione.</p>

Figura 5. 11, Possibili andamenti funzione Discounted Payback - Solare Termico

Per quanto riguarda l'altro caso invece, la descrizione è presentata nella figura (Figura 5. 12)

<p>Caso <math>\delta - \frac{K_{rp}}{\beta} &lt; 0</math></p>	<p>Note:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- verde la funzione incentivo totale</li> <li>- fucsia la funzione incentivo parziale</li> </ul>
	<p>Questo caso evidenzia il picco di entrambe le funzioni, prima del limite della validità di funzione.</p>
	<p>Questo caso evidenzia la presenza di entrambi i picchi nella regione di validità della funzione ad incentivo parziale. L'unico caso in cui viene preso in considerazione.</p>
	<p>Questo caso evidenzia la mancanza di picco nell'incentivo totale, che rende sconveniente l'investimento. Infatti date le condizioni, il picco della funzione fucsia deve avvenire prima del <math>x_{lim}</math>.</p>



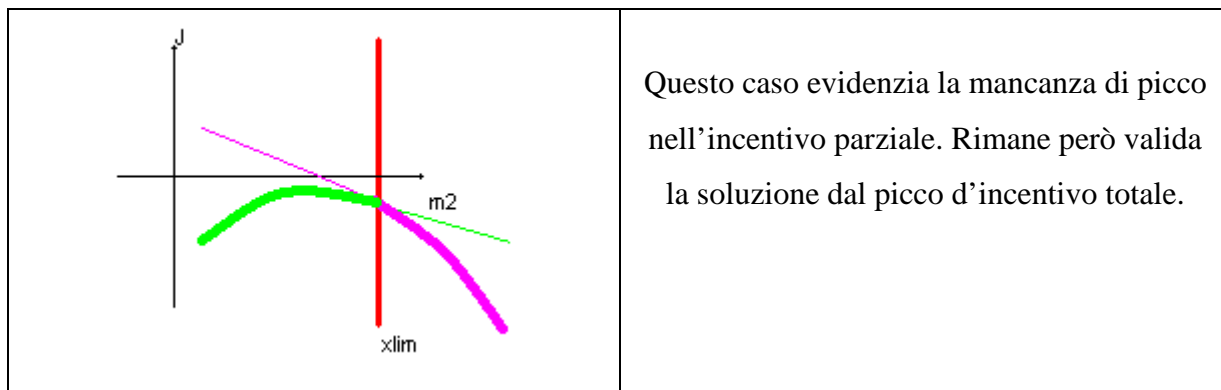


Figura 5. 12, possibile andamento funzione Discounted Payback - Solare Termico

Di seguito, sviluppo l'algoritmo di scelta dell'ottimo, basandomi sulle valutazioni fatte in precedenza, utilizzando il formalismo delle logiche. Presento la tavola delle verità (Tabella 5. 6) e il relativo diagramma (Figura 5. 13).

Dati:

$x_1$ = stima metri max possibili da investimento disponibile (dato prelevato da compilazione)

$x_2$ = stima metri max possibili da spazio (dato prelevato da compilazione)

$x_3$ = metri limite approssimazione funzione (dato da "valori")

$x = \min(x_1, x_2, x_3)$

$x_{lim}$ = metri limite per incentivo totale  $((\alpha \cdot x + \delta) \cdot 0,55 > K_{rp})$

$x_{max1}$ = metri trovati come punto di max caso incentivo tot (Dato calcolato in tabella)

$x_{max2}$ = metri trovati come punto di max caso incentivo par (Dato calcolato in tabella)

(n.b.  $x_{max2}$  viene scelto in base alla condizione d'incentivo parziale (Ip1 o Ip2))

$x_a = \min(x_{max1}, x, x_{lim})$

$x_b = \min(x_{max2}, x)$

NC= investimento non conveniente

Eventi:

$$A = \delta - \frac{K_{rp}}{\beta} < 0$$

$$B = \alpha \cdot c_s < b_s \cdot \delta$$

$$C = a_s \cdot \left(\delta - \frac{K_p}{\beta}\right)^2 < \alpha \cdot (c_s \cdot \alpha + b_s \cdot \left(\delta - \frac{K_p}{\beta}\right))$$

$$D = x_1 < x_{lim}$$

$$E = x_2 < x_{lim}$$

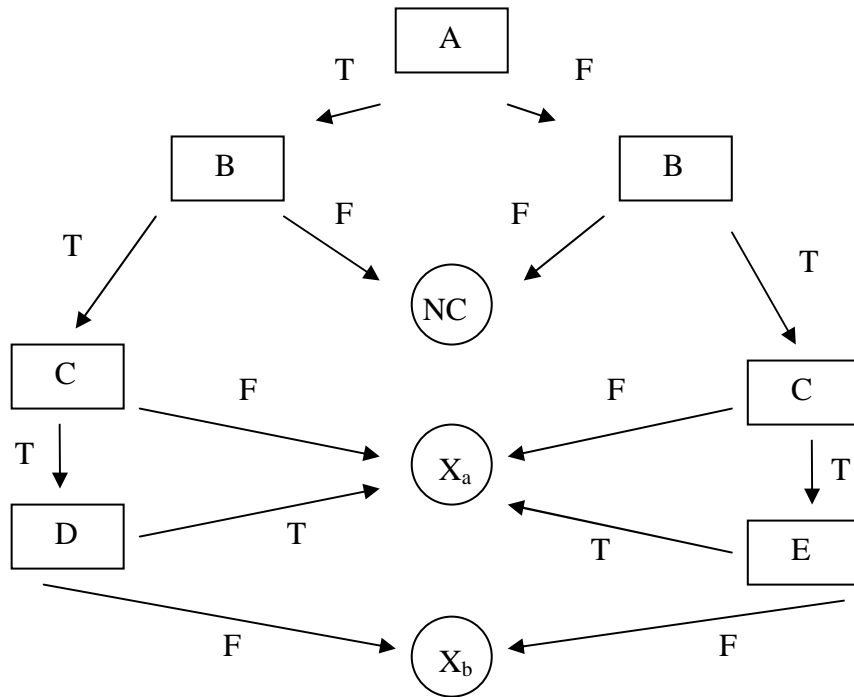


Figura 5. 13, diagramma scelta Discounted Payback - Solare Termico

$$x_a = (D \wedge A \wedge B \wedge C) \vee (A \wedge \neg C \wedge B) \vee (E \wedge \neg A \wedge C \wedge B) \vee (\neg A \wedge \neg C \wedge B) = B \wedge f^*$$

$$x_b = (C \wedge A \wedge B \wedge \neg D) \vee (\neg E \wedge \neg A \wedge C \wedge B) = B \wedge \neg f^*$$

$$NC = (\neg B \wedge A) \vee (\neg B \wedge \neg A) = \neg B$$

$$f^* = (D \wedge A) \vee (E \wedge \neg A) \vee \neg C$$

A	C	D	E	f*
1	1	1	1	1
1	1	1	0	1
1	1	0	1	0
1	1	0	0	0
1	0	1	1	1
1	0	1	0	1
1	0	0	1	1
1	0	0	0	1
0	1	1	1	1
0	1	1	0	0
0	1	0	1	1
0	1	0	0	0
0	0	1	1	1
0	0	1	0	1
0	0	0	1	1
0	0	0	0	1

B	f*	xa	Xb	NC
1	1	1	0	0
1	0	0	1	0
0	1	0	0	1
0	0	0	0	1

**Tabella 5. 6, tavola verità Discounted Payback - Solare Termico**

Vista la somiglianza delle soluzioni, per renderle più leggibili e gestibili, sono state divise in due tabelle attraverso il parametro 'f\*'.

### 5.2.5 Calcolo Affidabilità

Funzione già descritta al capitolo inerente, per calarla in questa tecnologia esprimo il parametro NS in funzione dei metri quadrati:

$$\Omega = \frac{-NS(x)}{\frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^N}}$$

Ponendo  $x = \bar{x}$ , sostituendo cioè la x con la metratura ottima trovata, il calcolo dell'affidabilità diventa:

$$\Omega = \frac{-NS(\bar{x})}{\frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^N}}$$

### 5.3 Cogenerazione

Nel caso del cogeneratore le funzioni utilizzate sono:

$$St = c_e \cdot E_{tot} + c_t \cdot G_{tot} - c_t \cdot \sum_{i=1}^{12} (G_{-i}) - c_e \cdot \sum_{i=1}^{12} (E_{-i})$$

Dove:

$c_e$	= costo elettricità	[€/kWh]
$E_{tot}$	= Energia elettrica annua	[kWh]
$c_t$	= costo combustibile	[€/m <sup>3</sup> ]
$G_{tot}$	= quantità combustibile annua	[m <sup>3</sup> ]
$E_{-i}$	= Energia elettrica utilizzata mensile	[kWh/mese]
$E_{cog_{-i}}$	= Energia elettrica prodotta da cogeneratore mensile	[kWh/mese]
$G_{-i}$	= quantità gas utilizzata mensile	[kWh/mese]

$$\Delta It = (Ci - Fin) + \frac{Fin \cdot (\delta \cdot n_f + 1)}{n_f} \cdot \frac{(1+d)^{n_f} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_f}} + K \cdot \sum_{i=1}^{12} (E_{cog_{-i}}) \cdot \frac{(1+d)^n - 1}{d \cdot (1+d)^n}$$

Dove:

$Ci$	= Costo investimento	[€]
$Fin$	= Finanziamento	[€]
$\delta$	= tasso d'interesse	[%/100]
$d$	= tasso di sconto attualizzazione	[%/100]
$n_f$	= durata finanziamento	[anni]
$K$	= costo manutenzione	[€/kWh]

Si prosegue ora con il calcolo dei vari metodi di valutazione d'investimento, in questo caso il limite imposto al quantitativo di combustibile è limitato da una funzione sperimentale lineare, In funzione della potenza massima del cogeneratore utilizzato.

### 5.3.1 Net Saving (NS)

$$NS = \sum_{t=0}^N \frac{S_t}{(1+d)^t} - \sum_{t=0}^N \frac{\Delta I_t}{(1+d)^t}$$

Quindi, posto N come durata dell'investimento,

$$NS = (c_e \cdot E_{tot} + c_t \cdot G_{tot} - c_t \cdot \sum_{i=1}^{12} (G_{-i}) - c_e \cdot \sum_{i=1}^{12} (E_{-i})) \cdot \frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^N} +$$

$$- (Ci - Fin) - \frac{Fin \cdot (\delta \cdot n_f + 1)}{n_f} \cdot \frac{(1+d)^{n_f} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_f}} - K \cdot \sum_{i=1}^{12} (E_{cog_{-i}}) \cdot \frac{(1+d)^n - 1}{d \cdot (1+d)^n}$$

Sostituendo

$Fin = Ci \cdot \gamma$  dove  $\gamma$  è la percentuale di finanziamento rispetto all'investimento

$$\varepsilon = \frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^N}$$

$$\beta = (1-\gamma) + \frac{\gamma \cdot (\delta \cdot n_f + 1)}{n_f} \cdot \frac{(1+d)^{n_f} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_f}}$$

$$\sum_{i=1}^{12} (G_{cog_{-i}} + G_{cald_{-i}}) = \sum_{i=1}^{12} (G_i)$$

$G_{cog_{-i}}$  = quantità mensile di combustibile utilizzato nel cogeneratore [m<sup>3</sup>]

$G_{cald_{-i}}$  = quantità mensile di combustibile utilizzato nella caldaia [m<sup>3</sup>]

$$\sum_{i=1}^{12} (G_{mens_{-i}} - \rho \cdot G_{cog_{-i}}) = \sum_{i=1}^{12} (G_{cald_{-i}})$$

$G_{mens_{-i}}$  = consumo mensile combustibile da bolleta [m<sup>3</sup>/mese]

$\rho$  = coefficiente conversione efficienza termica cogeneratore

$$\sum_{i=1}^{12} (E_{mens\_i} - \sigma \cdot G_{cog\_i}) = \sum_{i=1}^{12} (E_i)$$

$E_{mens\_i}$  = consumo mensile elettrico da bolletta [kWhel/mese]

$\sigma$  = coefficiente conversione efficienza elettrica cogeneratore [kWhel/m<sup>3</sup>]

$$\sum_{i=1}^{12} (\sigma \cdot G_{cog\_i}) = \sum_{i=1}^{12} (E_{cog\_i})$$

$$G_{tot} - 12 \cdot \rho \cdot \bar{G}_{cog} + 12 \cdot \bar{G}_{cog} = \sum_{i=1}^{12} (G_{cog\_i} + G_{cald\_i})$$

$$12 \cdot \sigma \cdot \bar{G}_{cog} = \sum_{i=1}^{12} (\sigma \cdot G_{cog\_i})$$

$$E_{tot} - 12 \cdot \sigma \cdot \bar{G}_{cog} = \sum_{i=1}^{12} (E_{mens\_i} - \sigma \cdot G_{cog\_i})$$

$C_i$  = in questo caso non dipende dai consumi, ma dalla potenza elettrica massima richiesta, quindi è un termine definito a monte.

La funzione diventa

$$NS = ((c_e - c \cdot E_{tot} + G_{tot} \cdot c_t + 12 \cdot \bar{G}_{cog} \cdot (\sigma \cdot (c + c_{ce\_tot}) - K - c_t)) \cdot \varepsilon + \\ - C_i \cdot \beta - c_t \cdot \varepsilon \cdot x \cdot (G_{tot} - 12 \cdot \rho \cdot \bar{G}_{cog}))$$

Da notare che sono state introdotte le variabili  $x_1$  e  $x_2$ , è reso necessario dalla discontinuità delle funzioni a cui si riferiscono.

Infatti  $x_1$  vale 0 se  $\bar{G}_{cog} < \frac{G_{tot}}{12 \cdot \rho}$ , vale 1 se maggiore. Questo perché la caldaia tradizionale, che non

viene tolta per compensare eventuali richieste non previste, non può avere un consumo negativo.

Problema simile per lo scambio sul posto che si avvale di gestire la rete come serbatoio, dove l'energia in eccesso verrà riutilizzata in futuro. In questo caso, poiché il modello è statico, l'accumulo è non gestibile, essendo quindi un plus valore, non viene considerato. Quindi  $x_2$  vale 0

se  $\bar{G}_{cog} < \frac{E_{tot}}{12 \cdot \sigma}$ , vale 1 altrimenti.

La funzione deve essere massimizzata in funzione di  $G_{cog}$ , essendo una retta ne studio la derivata in base al segno proseguo nel calcolo.

La scelta poi sarà limitata dall'investimento massimo richiesto o dalla metratura disponibile.

$$\frac{\delta NS}{\delta \bar{G}_{cog}} = c_t \cdot (x_1 \cdot \rho - 1) + \sigma \cdot (c_e \cdot x_2 - K) > 0$$

La derivata così scritta assume quattro valori diversi in base alla situazione,

per  $G_{tot} - \rho \cdot \bar{G}_{cog} > 0$  e  $E_{tot} - \sigma \cdot \bar{G}_{cog} > 0$  segue che  $x_1 = 1$  e  $x_2 = 1$

$$\frac{\sigma \cdot (c_e - K)}{(1 - \rho)} > c_t$$

per  $G_{tot} - \rho \cdot \bar{G}_{cog} > 0$  e  $E_{tot} - \sigma \cdot \bar{G}_{cog} < 0$  segue che  $x_1 = 1$  e  $x_2 = 0$

$$c_t < -\frac{\sigma \cdot K}{(1 - \rho)}$$

per  $G_{tot} - \rho \cdot \bar{G}_{cog} < 0$  e  $E_{tot} - \sigma \cdot \bar{G}_{cog} > 0$  segue che  $x_1 = 0$  e  $x_2 = 1$

$$\sigma \cdot (c_e - K) > c_t$$

per  $G_{tot} - \rho \cdot \bar{G}_{cog} < 0$  e  $E_{tot} - \sigma \cdot \bar{G}_{cog} < 0$  segue che  $x_1 = 0$  e  $x_2 = 0$

$$-\sigma \cdot K > c_t$$

Le condizioni appena trovate mi determinano se la derivata è positiva. Quindi posso valutare, partendo dal caso in cui ho la derivata maggiore, il valore più consono.



Noto innanzitutto che il secondo caso presentato e l'ultimo non si verificano mai. Gli altri sono da valutare.

Posso definire quest'ordine di derivate, dove la prima è sempre maggiore della seconda e le ultime due sono sempre negative, quindi saranno trascurate:

$$\left. \frac{\delta NS}{\delta \bar{G}_{cog}} \right|_{\substack{x_1=1 \\ x_2=1}} = c_t \cdot (\rho - 1) + \sigma \cdot (c_e - K)$$

$$\left. \frac{\delta NS}{\delta \bar{G}_{cog}} \right|_{\substack{x_1=0 \\ x_2=1}} = -c_t + \sigma \cdot (c_e - K)$$

$$\left. \frac{\delta NS}{\delta \bar{G}_{cog}} \right|_{\substack{x_1=1 \\ x_2=0}} = c_t \cdot (\rho - 1) - \sigma \cdot K$$

$$\left. \frac{\delta NS}{\delta \bar{G}_{cog}} \right|_{\substack{x_1=0 \\ x_2=0}} = -c_t - \sigma \cdot K$$

Considero:

$$x_{lim1} = \frac{G_{tot}}{12 \cdot \rho} \quad \text{e} \quad x_{lim2} = \frac{E_{tot}}{12 \cdot \sigma}$$

La soluzione da cercare sarà sempre quella con derivata positiva e maggiore quantità di combustibile utilizzato

Quindi le situazioni che si verranno a creare saranno due, in base al valore delle  $x_{lim}$ . Le zone di pertinenza del tipo della funzione sono invece riportate in figura (Figura 5. 14).

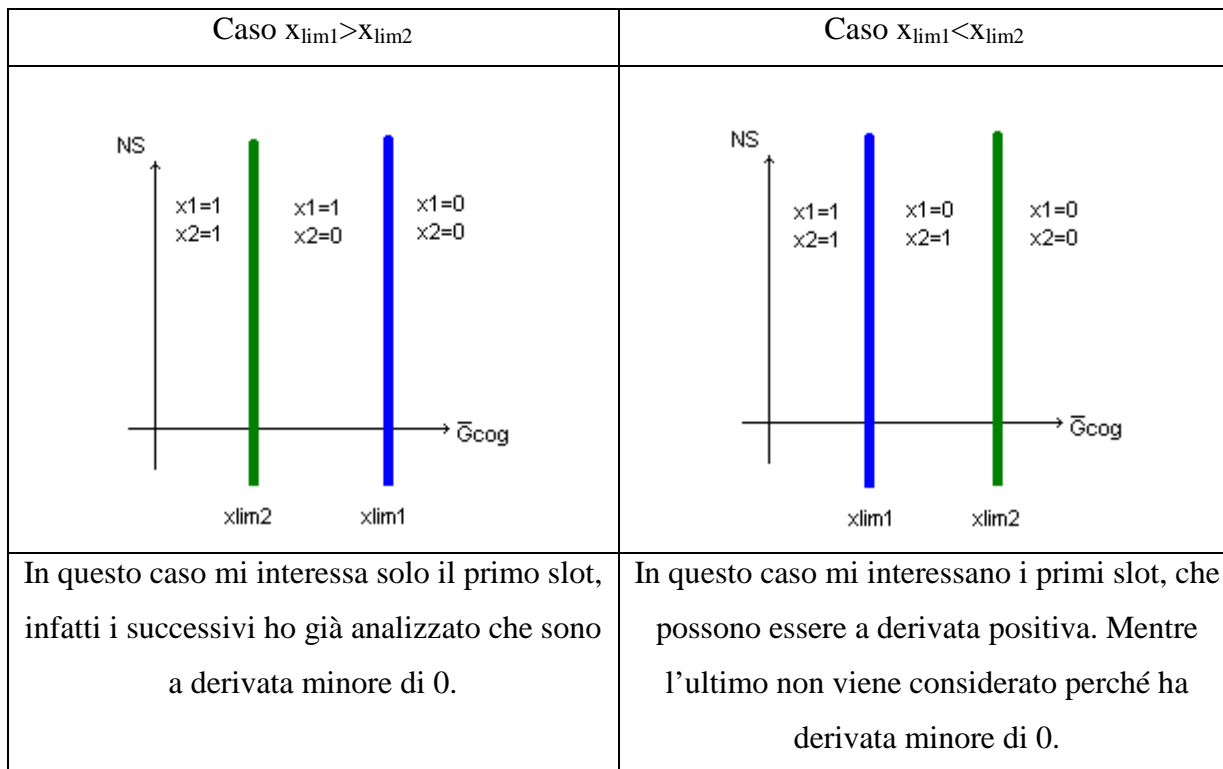


Figura 5. 14, campi di funzionamento Net Saving - Cogenerazione

Di seguito, sviluppo l'algoritmo di scelta dell'ottimo, basandomi sulle valutazioni fatte in precedenza, utilizzando il formalismo delle logiche. Descrivo quindi la tavola delle verità (Tabella 5. 7) e il rispettivo diagramma (Figura 5. 15).

Dati:

$x$  = stima  $m^3$  di combustibile ammissibili da cogeneratore max (dato calcolato in tabella)

$x_{lim1}$  = stima  $m^3$  combustibile limite per condizione  $x_1$  (dato calcolato in tabella)

$x_{lim2}$  = stima  $m^3$  combustibile limite per condizione  $x_2$  (dato calcolato in tabella)

NC= investimento non conveniente

Eventi:

$$A = x_{lim1} < x_{lim2}$$

$$B = \left. \frac{\partial NS}{\partial \bar{G}_{cog}} \right|_{\substack{x_1=1 \\ x_2=1}} > 0$$

$$C = \frac{\partial NS}{\partial \overline{G}_{cog}} \Big|_{\substack{x_1=0 \\ x_2=1}} > 0$$

$$D = x < x_{lim2}$$

$$E = x < x_{lim1}$$

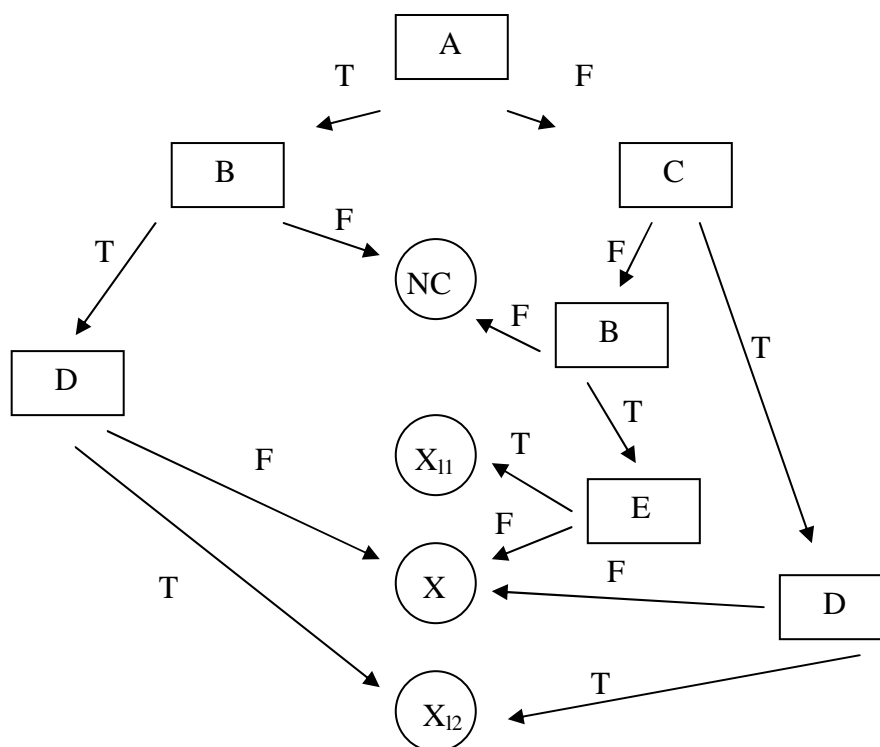


Figura 5. 15, diagramma scelta Net Saving - Cogenerazione

$$x = (\neg D \wedge A \wedge B) \vee (\neg A \wedge \neg D \wedge C) \vee (\neg E \wedge \neg A \wedge \neg C \wedge B)$$

$$x_{lim2} = (A \wedge B \wedge D) \vee (\neg A \wedge C \wedge D)$$

$$x_{lim1} = (E \wedge B \wedge \neg A \wedge \neg C)$$

$$NC = (\neg B \wedge A) \vee (\neg B \wedge \neg A \wedge \neg C)$$

A	B	C	D	E	x	xlim2	xlim1	NC
1	1	1	1	1	0	1	0	0
1	1	1	1	0	0	1	0	0
1	1	1	0	1	1	0	0	0
1	1	1	0	0	1	0	0	0
1	1	0	1	1	0	1	0	0
1	1	0	1	0	0	1	0	0
1	1	0	0	1	1	0	0	0
1	1	0	0	0	1	0	0	0
1	0	1	1	1	0	0	0	1
1	0	1	1	0	0	0	0	1
1	0	1	0	1	0	0	0	1
1	0	1	0	0	0	0	0	1
1	0	0	1	1	0	0	0	1
1	0	0	1	0	0	0	0	1
1	0	0	0	1	0	0	0	1
1	0	0	0	0	0	0	0	1
0	1	1	1	1	0	1	0	0
0	1	1	1	0	0	1	0	0
0	1	1	0	1	1	0	0	0
0	1	1	0	0	1	0	0	0
0	1	0	1	1	0	0	1	0
0	1	0	1	0	1	0	0	0
0	1	0	0	1	0	0	1	0
0	1	0	0	0	1	0	0	0
0	0	1	1	1	0	1	0	0
0	0	1	1	0	0	1	0	0
0	0	1	0	1	1	0	0	0
0	0	1	0	0	1	0	0	0
0	0	0	1	1	0	0	0	1
0	0	0	1	0	0	0	0	1
0	0	0	0	1	0	0	0	1
0	0	0	0	0	0	0	0	1

**Tabella 5. 7, tavola verità Net Saving - Cogenerazione**

Tabella evidentemente molto ampia, questo è dovuto al fatto che la cogenerazione si trova a funzionare su più campi, questo determina una moltiplicazione di soluzioni notevole.

### 5.3.2 Savings to Investment (SIR)

$$SIR = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{S_t}{(1+d)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{\Delta I_t}{(1+d)^t}}$$

Quindi, posto N come durata dell'investimento,

$$SIR = \frac{(c_e \cdot E_{tot} + c_t \cdot G_{tot} - c_t \cdot \sum_{i=1}^{12} (G_{-i}) - c_e \cdot \sum_{i=1}^{12} (E_{-i})) \cdot \frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^N}}{(Ci - Fin) - \frac{Fin \cdot (\delta \cdot n_f + 1)}{n_f} \cdot \frac{(1+d)^{n_f} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_f}} - K \cdot \sum_{i=1}^{12} (E_{cog_{-i}}) \cdot \frac{(1+d)^n - 1}{d \cdot (1+d)^n}}$$

$Fin = Ci \cdot \gamma$  dove  $\gamma$  è la percentuale di finanziamento rispetto all'investimento

$$\varepsilon = \frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^N}$$

$$\beta = (1-\gamma) + \frac{\gamma \cdot (\delta \cdot n_f + 1)}{n_f} \cdot \frac{(1+d)^{n_f} - 1}{d \cdot (1+d)^{n_f}}$$

$$\sum_{i=1}^{12} (G_{cog_{-i}} + G_{cald_{-i}}) = \sum_{i=1}^{12} (G_i)$$

$G_{cog_{-i}}$  = quantità mensile di combustibile utilizzato nel cogeneratore [m<sup>3</sup>]

$G_{cald_{-i}}$  = quantità mensile di combustibile utilizzato nella caldaia [m<sup>3</sup>]

$$\sum_{i=1}^{12} (G_{mens_{-i}} - \rho \cdot G_{cog_{-i}}) = \sum_{i=1}^{12} (G_{cald_{-i}})$$

$G_{mens_{-i}}$  = consumo mensile combustibile da bolletta [m<sup>3</sup>/mese]

$\rho$  = coefficiente conversione efficienza cogeneratore

$$\sum_{i=1}^{12} (E_{mens_{-i}} - \sigma \cdot G_{cog_{-i}}) = \sum_{i=1}^{12} (E_i)$$

$E_{mens\_i}$  = consumo mensile elettrico da bolleta [kWhel/mese]

$\sigma$  = coefficiente conversione efficienza cogeneratore [kWhel/m<sup>3</sup>]

$$\sum_{i=1}^{12} (\sigma \cdot G_{cog\_i}) = \sum_{i=1}^{12} (E_{cog\_i})$$

$$G_{tot} - 12 \cdot \rho \cdot \bar{G}_{cog} + 12 \cdot \bar{G}_{cog} = \sum_{i=1}^{12} (G_{cog\_i} + G_{cald\_i})$$

$$12 \cdot \sigma \cdot \bar{G}_{cog} = \sum_{i=1}^{12} (\sigma \cdot G_{cog\_i})$$

$$E_{tot} - \sigma \cdot \bar{G}_{cog} = \sum_{i=1}^{12} (E_{mens\_i} - \sigma \cdot G_{cog\_i})$$

$C_i$  = in questo caso non dipende dai consumi, ma dalla potenza elettrica massima richiesta, quindi è un termine definito a monte.

La funzione diventa

$$SIR = \frac{(c_e \cdot E_{tot} + G_{tot} \cdot c_t - 12 \cdot \bar{G}_{cog} \cdot c_t - x_1 \cdot c_t \cdot (G_{tot} - 12 \cdot \rho \cdot \bar{G}_{cog}) - c_e \cdot x_2 \cdot (E_{tot} - 12 \cdot \sigma \cdot \bar{G}_{cog})) \cdot \epsilon}{C_i \cdot \beta + 12 \cdot \bar{G}_{cog} \cdot K \cdot \epsilon}$$

Da notare che sono stati introdotte le varibili  $x_1$  e  $x_2$ , è reso necessario dalla discontinuità delle funzioni a cui si riferiscono.

Infatti  $x_1$  vale 0 se  $\bar{G}_{cog} < \frac{G_{tot}}{12 \cdot \rho}$ , vale 1 se maggiore. Questo perché la caldaia tradizionale, che non

viene tolta per compensare eventuali richieste non previste, non può avere un consumo negativo.

Problema simile per lo scambio sul posto che si avvale di gestire la rete come serbatoio, dove l'energia in eccesso verrà riutilizzata in futuro. In questo caso, poiché il modello è statico, l'accumulo è non gestibile, essendo quindi un plus valore, non viene considerato. Quindi  $x_2$  vale 0

se  $\bar{G}_{cog} < \frac{E_{tot}}{12 \cdot \sigma}$ , vale 1 altrimenti.

Poiché è una funzione del tipo:

$$\frac{\alpha \cdot x + \beta}{\gamma \cdot x + \delta}$$

Che non ha punto di massimo ed è strettamente monotona. Quindi si valuteranno nei vari intervalli l'andamento dei vari casi. Rimanendo con un formalismo simbolico studio i vari casi di  $x_1$  e  $x_2$ .

Considerando che:

$$\gamma = 12 \cdot K \quad \delta = \frac{Ci}{\beta \cdot \varepsilon}$$

Sono valori comuni, mentre

per  $G_{tot} - \rho \cdot \bar{G}_{cog} > 0$  e  $E_{tot} - \sigma \cdot \bar{G}_{cog} > 0$  segue che  $x_1 = 1$  e  $x_2 = 1$

$$\alpha_1 = 12 \cdot (c_t \cdot (\rho - 1) + c_e \cdot \sigma) \quad \beta_1 = 0$$

per  $G_{tot} - \rho \cdot \bar{G}_{cog} > 0$  e  $E_{tot} - \sigma \cdot \bar{G}_{cog} < 0$  segue che  $x_1 = 1$  e  $x_2 = 0$

$$\alpha_2 = 12 \cdot (c_t \cdot (\rho - 1)) \quad \beta_2 = E_{tot} \cdot c_e$$

per  $G_{tot} - \rho \cdot \bar{G}_{cog} < 0$  e  $E_{tot} - \sigma \cdot \bar{G}_{cog} > 0$  segue che  $x_1 = 0$  e  $x_2 = 1$

$$\alpha_3 = 12 \cdot (-c_t + c_e \cdot \sigma) \quad \beta_3 = G_{tot} \cdot c_t$$

per  $G_{tot} - \rho \cdot \bar{G}_{cog} < 0$  e  $E_{tot} - \sigma \cdot \bar{G}_{cog} < 0$  segue che  $x_1 = 0$  e  $x_2 = 0$

$$\alpha_4 = -12 \cdot c_t \quad \beta_4 = G_{tot} \cdot c_t + E_{tot} \cdot c_e$$

Avendo il denominatore comune, l'asintoto verticale è lo stesso, mentre quello orizzontale varia in funzione di  $\beta$  (Figura 5. 16).

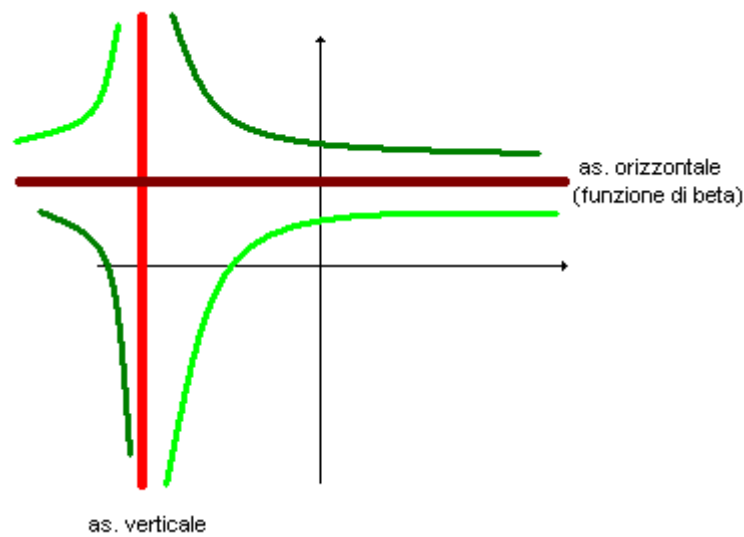


Figura 5. 16, possibile andamento funzione Savings to Investment – Cogenerazione

In particolare, dato il tipo di funzione, posso valutare se nell'intervallo è strettamente monotona crescente o decrescente. Considerando se l'attraversamento dell'asse in  $x=0$  è superiore o inferiore all'asintoto orizzontale. Quindi valutando:

$$\frac{\alpha}{\gamma} > \frac{\beta}{\delta}$$

Determino la funzione strettamente crescente.

Caso  $x_1=1$   $x_2=1$ :

$$\frac{\alpha_1}{\gamma} > \frac{\beta_1}{\delta} \quad -c_t \cdot (1-\rho) + c_e \cdot \sigma > 0 \rightarrow \dots \rightarrow c_t < \frac{c_e \cdot \sigma}{1-\rho}$$

Caso  $x_1=1$   $x_2=0$ :

$$\frac{\alpha_2}{\gamma} > \frac{\beta_2}{\delta} \quad \frac{-c_t \cdot (1-\rho)}{K} > \frac{E_{tot} \cdot c_e \cdot \varepsilon}{C_i \cdot \beta} \rightarrow \dots \rightarrow \text{mai verificata}$$

Caso  $x_1=0$   $x_2=1$ :



$$\frac{\alpha_3}{\gamma} > \frac{\beta_3}{\delta} \quad \frac{-c_t + c_e \cdot \sigma}{K} > \frac{G_{tot} \cdot c_t \cdot \varepsilon}{Ci \cdot \beta}$$

Caso  $x_1=0$   $x_2=0$ :

$$\frac{\alpha_4}{\gamma} > \frac{\beta_4}{\delta} \quad \frac{-c_t}{K} > \frac{(E_{tot} \cdot c_e + G_{tot} \cdot c_t) \cdot \varepsilon}{Ci \cdot \beta} \rightarrow \dots \rightarrow \text{mai Verificata}$$

Anche nella valutazione del SIR, si ripropone la suddivisione in zone (Figura 5. 17) d'interesse trovata nel NS.

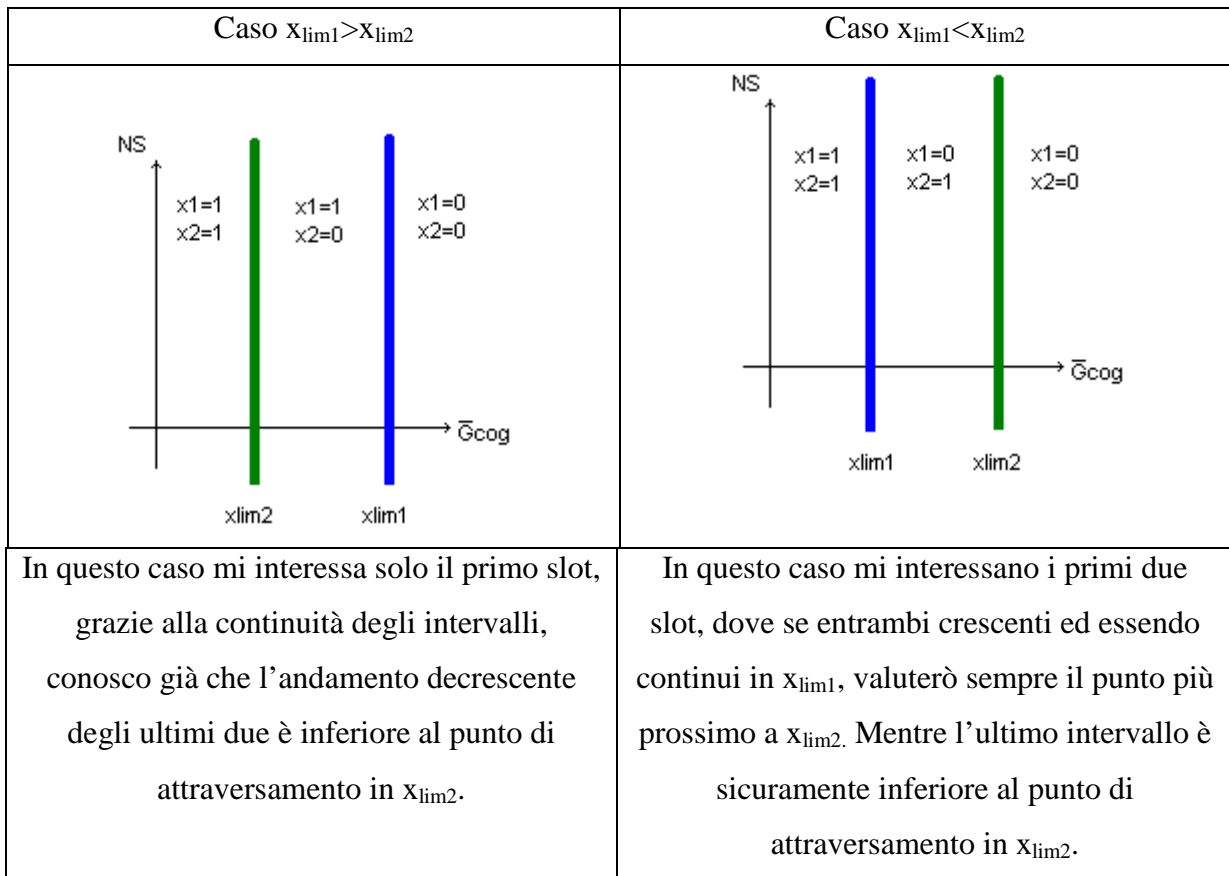


Figura 5. 17, zone di attuazione Savings to Investment - Cogenerazione

Di seguito, sviluppo l'algoritmo di scelta dell'ottimo, basandomi sulle valutazioni fatte in precedenza, utilizzando il formalismo delle logiche. E il relativo diagramma (Figura 5. 18).

Dati:

$x$  = stima  $m^3$  di combustibile ammissibili da cogeneratore max (dato calcolato in tabella)

$x_{lim1}$  = stima  $m^3$  combustibile limite per condizione  $x_1$  (dato calcolato in tabella)

$x_{lim2}$  = stima  $m^3$  combustibile limite per condizione  $x_2$  (dato calcolato in tabella)

NC= investimento non conveniente

Eventi:

$$A = x_{lim1} < x_{lim2}$$

$$B = c_t < \frac{c_e \cdot \sigma}{1 - \rho}$$

$$C = \frac{-c_t + c_e \cdot \sigma}{K} > \frac{G_{tot} \cdot c_t \cdot \varepsilon}{Ci \cdot \beta}$$

$$D = x < x_{lim2}$$

$$E = x < x_{lim1}$$

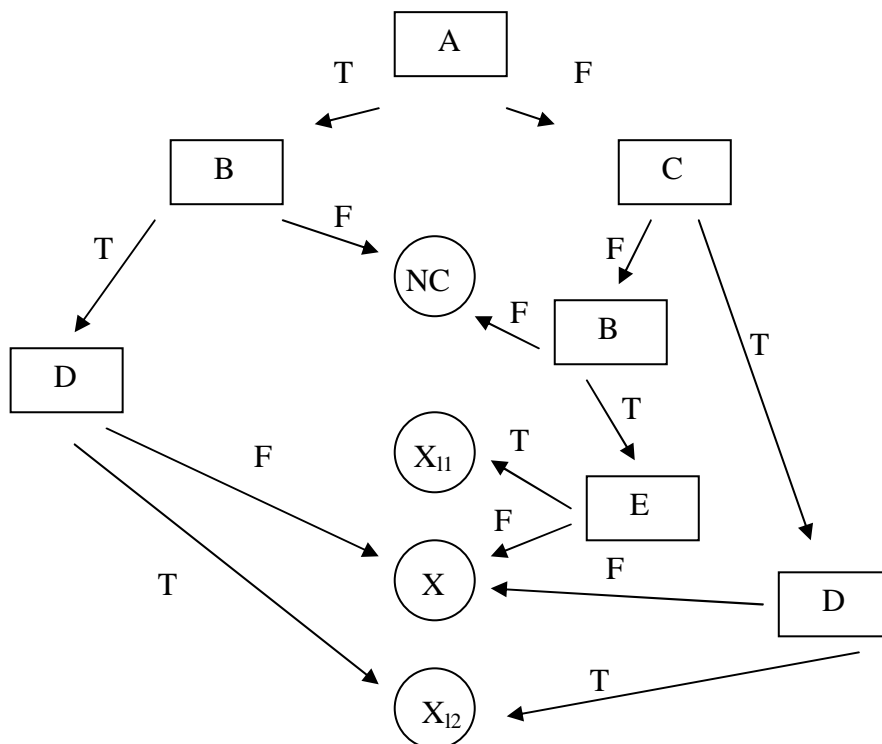


Figura 5. 18, diagramma scelta Savings to Investment - Cogenerazione

$$x = (\neg D \wedge A \wedge B) \vee (\neg A \wedge \neg D \wedge C) \vee (\neg E \wedge \neg A \wedge \neg C \wedge B)$$

$$x_{\text{lim}2} = (A \wedge B \wedge D) \vee (\neg A \wedge C \wedge D)$$

$$x_{\text{lim}1} = (E \wedge B \wedge \neg A \wedge \neg C)$$

$$NC = (\neg B \wedge A) \vee (\neg B \wedge \neg A \wedge \neg C)$$

Che è identica come struttura al caso NS.

### 5.3.3 Adjusted Internal Rate of Return (AIRR)

$$AIRR = (1 + d) \cdot \sqrt[N]{(SIR)} - 1$$

Questo parametro non ha bisogno di studio perchè direttamente legato al SIR.

### 5.3.4 Discounted Payback (DPB)

$$\sum_{t=1}^y \frac{(S_t - \Delta I_t)}{(1 + d)^t} \geq \Delta I_0$$

È una funzione non direttamente utilizzabile, quindi mi pongo nella situazione di ricerca del numero di anni che , con n numero minimo di anni:

$$\frac{\sum_{t=1}^n \frac{\Delta I_t}{(1 + d)^t} + \Delta I_0}{\sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1 + d)^t}} = 1$$

Eseguo un'approssimazione da 0 a N di  $\sum_{t=1}^n \frac{1}{(1 + d)^t} = \frac{(1 + d)^n - 1}{(1 + d)^n \cdot d} = a_d \cdot n^2 + b_d \cdot n + c_d$

Considerato poi che al numeratore è posto il totale dell'investimento e il costo della manutenzione, pongo solo il primo  $n=N$ . Per gli altri termini sfrutto l'ipotesi di flusso di cassa costante, sostituendo quindi diventa:

$$\frac{\sum_{t=1}^N \frac{\Delta I_t}{(1+d)^t} + \Delta I_0 + K_t \cdot (a_d \cdot n^2 + b_d \cdot n + c_d)}{S_t \cdot (a_d \cdot n^2 + b_d \cdot n + c_d)} = 1$$

Con

$K_t$  = costi di manutenzione annuali.

esplicito la  $n$ :

$$(a_d \cdot n^2 + b_d \cdot n + c_d) \cdot (K_t - S_t) + \sum_{t=1}^N \frac{\Delta I_t}{(1+d)^t} + \Delta I_0 = 0$$

Le soluzioni sono:

$$n_{1,2} = \frac{-b_d \pm \sqrt{b_d^2 - 4 \cdot a_d \cdot \left( c_d - \frac{\sum_{t=1}^N \frac{\Delta I_t}{(1+d)^t} + \Delta I_0}{(S_t - K_t)} \right)}}{2 \cdot a_d}$$

Poichè  $a_d < 0$  e che mi serve una soluzione da 0 a 20 anni, utilizzo:

$$n = \frac{b_d - \sqrt{b_d^2 - 4 \cdot a_d \cdot \left( c_d - \frac{\sum_{t=1}^N \frac{\Delta I_t}{(1+d)^t} + \Delta I_0}{(S_t - K_t)} \right)}}{-2 \cdot a_d}$$

Perché mi darà la soluzione minore positiva.

Per utilizzare la minimizzazione di  $n$ , sfrutto solo la parte con la variabile, cioè impongo che il

termine sotto radice vada massimizzato.

Nel nostro caso:

$$J = b_d^2 - 4 \cdot a_d \cdot \left( c_d - \frac{(Ci - Fin) + \frac{Fin \cdot (\delta \cdot n_f + 1) \cdot (1 + d)^{n_f} - 1}{n_f}}{d \cdot (1 + d)^{n_f}} \right) \\ c_e \cdot E_{tot} + c_t \cdot G_{tot} - c_t \cdot \sum_{i=1}^{12} (G_{-i}) - c_e \cdot \sum_{i=1}^{12} (E_{-i}) - K \cdot \sum_{i=1}^{12} (E_{cog_{-i}})$$

Sostituendo

$Fin = Ci \cdot \gamma$  dove  $\gamma$  è la percentuale di finanziamento rispetto all'investimento

$$\varepsilon = \frac{(1 + d)^N - 1}{d \cdot (1 + d)^N}$$

$$\beta = (1 - \gamma) + \frac{\gamma \cdot (\delta \cdot n_f + 1) \cdot (1 + d)^{n_f} - 1}{n_f \cdot d \cdot (1 + d)^{n_f}}$$

$$\sum_{i=1}^{12} (G_{cog_{-i}} + G_{cald_{-i}}) = \sum_{i=1}^{12} (G_i)$$

$G_{cog_{-i}}$  = quantità mensile di combustibile utilizzato nel cogeneratore [m<sup>3</sup>]

$G_{cald_{-i}}$  = quantità mensile di combustibile utilizzato nella caldaia [m<sup>3</sup>]

$$\sum_{i=1}^{12} (G_{mens_{-i}} - \rho \cdot G_{cog_{-i}}) = \sum_{i=1}^{12} (G_{cald_{-i}})$$

$G_{mens_{-i}}$  = consumo mensile combustibile da bolleta [m<sup>3</sup>/mese]

$\rho$  = coefficiente conversione efficienza termica cogeneratore

$$\sum_{i=1}^{12} (E_{mens_{-i}} - \sigma \cdot G_{cog_{-i}}) = \sum_{i=1}^{12} (E_i)$$

$E_{mens_{-i}}$  = consumo mensile elettrico da bolleta [kWhel/mese]

$\sigma$  = coefficiente conversione efficienza elettrica cogeneratore [kWhel/m<sup>3</sup>]

$$\sum_{i=1}^{12} (\sigma \cdot G_{cog_{-i}}) = \sum_{i=1}^{12} (E_{cog_{-i}})$$

$$G_{tot} - 12 \cdot \rho \cdot \bar{G}_{cog} + 12 \cdot \bar{G}_{cog} = \sum_{i=1}^{12} (G_{cog_{-i}} + G_{cald_{-i}})$$

$$12 \cdot \sigma \cdot \overline{G}_{cog} = \sum_{i=1}^{12} (\sigma \cdot G_{cog\_i})$$

$$E_{tot} - 12 \cdot \sigma \cdot \overline{G}_{cog} = \sum_{i=1}^{12} (E_{mens\_i} - \sigma \cdot G_{cog\_i})$$

Ci = in questo caso non dipende dai consumi, ma dalla potenza elettrica massima richiesta, quindi è un termine definito a monte.

$$J = b_d^2 - 4 \cdot a_d \cdot \left( c_d - \frac{Ci \cdot \beta}{c_e \cdot E_{tot} \cdot (1 - x_2) + c_t \cdot G_{tot} \cdot (1 - x_1) + 12 \cdot \overline{G}_{cog} \cdot (c_t \cdot (x_1 \cdot \rho - 1) + c_e \cdot x_2 \cdot \sigma - K)} \right)$$

Da notare che sono state introdotte le variabili  $x_1$  e  $x_2$ , ciò è reso necessario dalla discontinuità delle funzioni a cui si riferiscono.

Infatti  $x_1$  vale 0 se  $\overline{G}_{cog} < \frac{G_{tot}}{12 \cdot \rho}$ , vale 1 se maggiore. Questo perché la caldaia tradizionale, che non

viene tolta per compensare eventuali richieste non previste, non può avere un consumo negativo.

Problema simile per lo scambio sul posto che si avvale di gestire la rete come serbatoio, dove l'energia in eccesso verrà riutilizzata in futuro. In questo caso, poiché il modello è statico, l'accumulo è non gestibile, essendo quindi un plus valore, non viene considerato. Quindi  $x_2$  vale 0

se  $\overline{G}_{cog} < \frac{E_{tot}}{12 \cdot \sigma}$ , vale 1 altrimenti.

Mi accorgo che il termine  $a_d$  è sempre negativo, quindi dover massimizzare la J vuol dire minimizzare l'unica parte variabile perché negativa:

$$J1 = \frac{Ci \cdot \beta}{c_e \cdot E_{tot} \cdot (1 - x_2) + c_t \cdot G_{tot} \cdot (1 - x_1) + 12 \cdot \overline{G}_{cog} \cdot (c_t \cdot (x_1 \cdot \rho - 1) + c_e \cdot x_2 \cdot \sigma - K)}$$

Poiché è una funzione del tipo:

$$\frac{\alpha}{\gamma \cdot x + \delta}$$

Dovrò massimizzare il denominatore, che è una retta.

Rimanendo con un formalismo simbolico studio i vari casi di  $x_1$  e  $x_2$ .

Considerando che:

$$a = Ci \cdot \beta$$

Che è comune, mentre

per  $G_{tot} - \rho \cdot \bar{G}_{cog} > 0$  e  $E_{tot} - \sigma \cdot \bar{G}_{cog} > 0$  segue che  $x_1 = 1$  e  $x_2 = 1$

$$\gamma_1 = 12 \cdot (c_t \cdot (\rho - 1) + c_e \sigma - K) \quad \delta_1 = 0$$

per  $G_{tot} - \rho \cdot \bar{G}_{cog} > 0$  e  $E_{tot} - \sigma \cdot \bar{G}_{cog} < 0$  segue che  $x_1 = 1$  e  $x_2 = 0$

$$\gamma_2 = 12 \cdot (c_t \cdot (\rho - 1) - K) \quad \delta_2 = E_{tot} \cdot c_e$$

per  $G_{tot} - \rho \cdot \bar{G}_{cog} < 0$  e  $E_{tot} - \sigma \cdot \bar{G}_{cog} > 0$  segue che  $x_1 = 0$  e  $x_2 = 1$

$$\gamma_3 = 12 \cdot (-c_t + c_e \cdot \sigma - K) \quad \delta_3 = G_{tot} \cdot c_t$$

per  $G_{tot} - \rho \cdot \bar{G}_{cog} < 0$  e  $E_{tot} - \sigma \cdot \bar{G}_{cog} < 0$  segue che  $x_1 = 0$  e  $x_2 = 0$

$$\gamma_4 = 12 \cdot (-c_t - K) \quad \delta_4 = G_{tot} \cdot c_t + E_{tot} \cdot c_e$$

In particolare, dato il tipo di funzione, posso valutare se nell'intervallo è strettamente monotona crescente o decrescente. Considerando se la pendenza della retta che si trova al denominatore è negativa o positiva. Quindi valutando:

$$\gamma > 0$$

Determino la funzione strettamente decrescente.

Caso  $x_1=1$   $x_2=1$ :

$$0 < \gamma_1 \quad 12 \cdot (-c_t \cdot (1 - \rho) + c_e \sigma - K) > 0 \rightarrow \dots \rightarrow c_t < \frac{c_e \cdot \sigma - K}{1 - \rho}$$

Caso  $x_1=1$   $x_2=0$ :

$$0 < \gamma_2 \quad 12 \cdot (-c_t \cdot (1 - \rho) - K) > 0 \rightarrow \dots \rightarrow \text{maiVerificata}$$

Caso  $x_1=0$   $x_2=1$ :

$$0 < \gamma_3 \quad 12 \cdot (-c_t + c_e \cdot \sigma - K) > 0 \rightarrow \dots \rightarrow c_t < c_e \cdot \sigma - K$$

Caso  $x_1=0$   $x_2=0$ :

$$0 < \gamma_4 \quad 12 \cdot (-c_t - K) > 0 \rightarrow \dots \rightarrow \text{maiVerificata}$$

Come ci si poteva immaginare, anche per il DPB si propone la suddivisione in zone di funzionamento (Figura 5. 19).



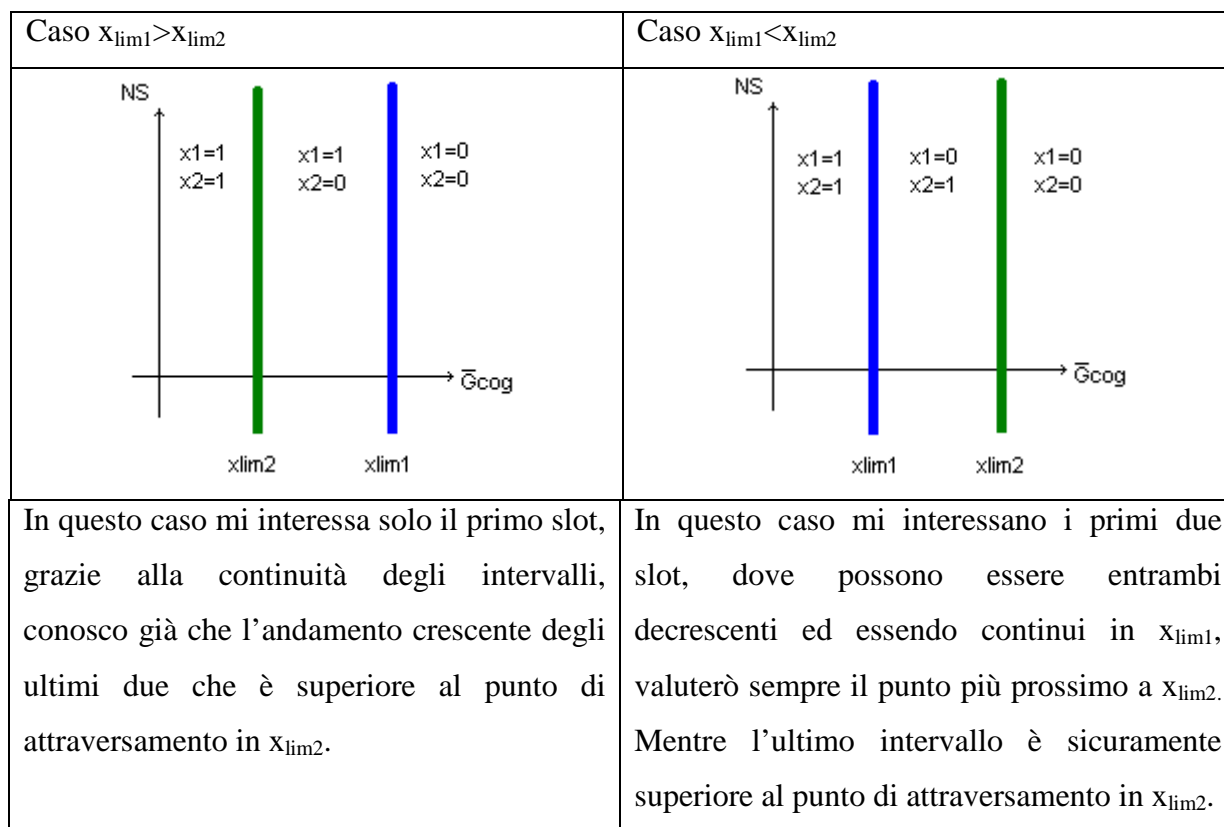


Figura 5. 19, campi di attuazione Discounted Payback - Cogenerazione

Di seguito, sviluppo l'algoritmo di scelta dell'ottimo, basandomi sulle valutazioni fatte in precedenza, utilizzando il formalismo delle logiche. Viene esposto il diagramma (Figura 5. 20).

Dati:

$x$  = stima  $m^3$  di combustibile ammissibili da cogeneratore max (dato calcolato in tabella)

$x_{lim1}$  = stima  $m^3$  combustibile limite per condizione  $x_1$  (dato calcolato in tabella)

$x_{lim2}$  = stima  $m^3$  combustibile limite per condizione  $x_2$  (dato calcolato in tabella)

NC= investimento non conveniente

Eventi:

$$A = x_{lim1} < x_{lim2}$$

$$B = c_t < \frac{c_e \cdot \sigma - K}{1 - \rho}$$

$$C = c_t < c_e \cdot \sigma - K$$

$$D = x < x_{lim2}$$

$$E = x < x_{lim1}$$

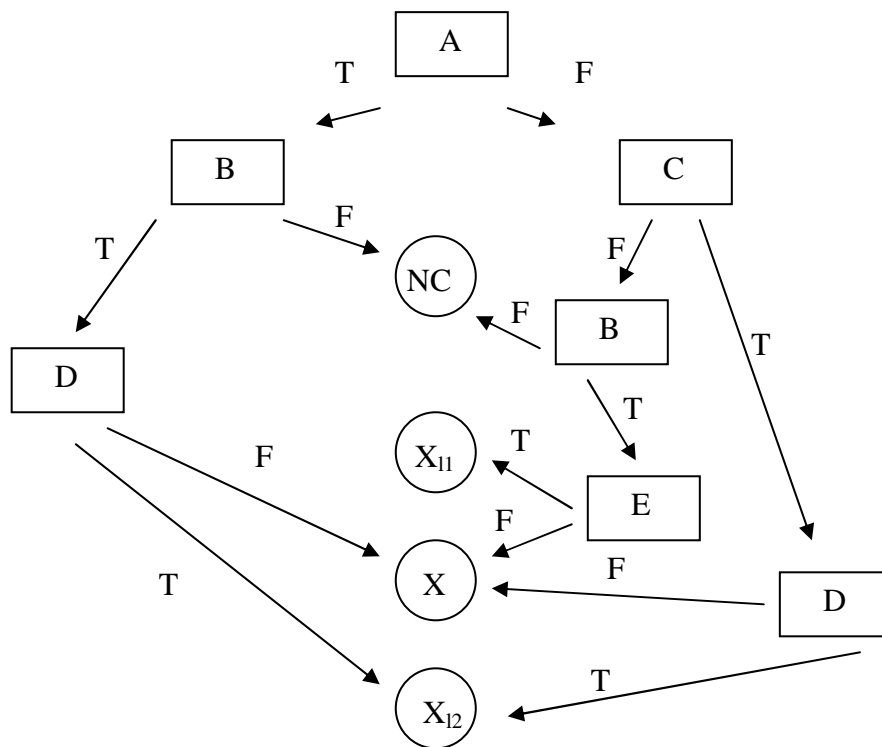


Figura 5. 20, diagramma scelta Discounted Payback – Cogenerazione

Che è identica al caso SIR e al caso NS sia per gli eventi che per la struttura.

### 5.3.5 Calcolo Affidabilità

Funzione già descritta al capitolo inerente, per calarla in questa tecnologia esprimo il parametro NS in funzione dei metri quadrati:

$$\Omega = \frac{-NS(x)}{\frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^N}}$$

Ponendo  $x = \bar{x}$ , sostituendo cioè la  $x$  con la metratura ottima trovata, il calcolo dell'affidabilità diventa:

$$\Omega = \frac{-NS(\bar{x})}{\frac{(1+d)^N - 1}{d \cdot (1+d)^N}}$$

## 6. Descrizione strumento software

Quanto descritto in precedenza, è stato inserito in un foglio di calcolo, strutturato su tre sotto pagine:

- la “maschera” dove l’utente inserisce i dati richiesti ai fini del calcolo.
- il “calcolo” dove sono inseriti i vari parametri e le varie formule vengono compilate.
- la “soluzione” dove sono proposte le soluzioni ottime trovate al caso proposto.

Di seguito verranno illustrate anche graficamente.

### 6.1 Maschera

La prima pagina del foglio di calcolo presenta l’immissione dati.

Maschera di compilazione			
Dati struttura			
Bolletta			Zona edificazione (nord-centro-sud)
	GAS (m3)	Elettricità(kWh)	<input type="text" value="c"/> (n/c/s)
Gennaio	2873,5	33902,5	
Febbraio	9843	22147,4	
Marzo	6313,5	24518,5	
Aprile	4486	23162,5	
Maggio	1968	37043,5	
Giugno	2128,5	42207	
Luglio	1654	49657,5	
Agosto	1867,5	50199	
Settembre	1964	37835,5	
Ottobre	3444	27446,5	
Novembre	5933	23017,5	
Dicembre	8909	22946	
			Potenza elettrica MAX richiesta (kW)
			<input type="text" value="120"/> kW
			presente una caldaia a condensazione? (s/n)
			<input type="text" value="n"/>
			Investimento richiesto max
			€ <input type="text" value="80.000,00"/>
			Metratura disponibile pannelli m2
			<input type="text" value="50"/> m2

Figura 6. 1, descrizione maschera di compilazione

Nella figura (Figura 6. 1) sono messe in evidenza tre tipi di informazioni fornite:

- Sotto la lettera “A” vengono inseriti i dati relativi ai consumi energetici della struttura. Possono

essere reperiti dalle bollette passate. Questi valori determinano un consumo “tipico” da parte della struttura, poiché questi valori verranno utilizzati nell’intero arco delle tecnologie studiate.

- Con la lettera “B” sono evidenziati i dati strutturali, la zona di edificazione è necessaria per sapere l’irraggiamento medio sul territorio (quindi per tutte le tecnologie che utilizzano il sole come fonte energetica). Mentre conoscere il tipo di caldaia presente nell’edificio è necessario per trattare i dati termici. Infatti a parità di impianto di distribuzione dell’energia termica nella struttura, si può differire, anche in maniera evidente sul tipo di caldaia presente. Quest’ultima può anche essere mantenuta come fonte ausiliaria di energia termica.

- Per quanto riguarda la lettera “C”, si riportano in questo caso i dati di necessità riguardante l’edificio o il cliente. Sono tutti valori che rientreranno nei calcoli, ma questi possono essere modificati più volte, a discrezione dell’utente, per valutare come varia l’investimento in funzione di questi tre termini. Ad esempio può essere proposta una potenza elettrica inferiore, rispetto a quella necessaria massima perché forse conviene prenderla dalla rete (caso cogeneratore). Questi sono i dati ritenuti essenziali per effettuare la ricerca di una soluzione.

## **6.2 Calcolo**

La seconda pagina del foglio presenta una suddivisione per categorie d’interesse e di nome. Questo serve per poter modificare i vari parametri di calcolo in maniera più diretta.

La prima parte presenta i valori comuni a tutte le tecnologie, valori che sono riportati in figura (Figura 6. 2).

Valori Comuni			Termico	Elettrico
Rendimento caldaia tradizionale	0,8			
Rendimento caldaia Condensazi	0,9			
Rendimento Cogenerazione	0,5		0,3	
fattore Conversione m3->kWh	9,587			
Costo gas (€/m3)	0,45	Costo elettricità (€/kWhel)	0,142	costo conto energia (€/kWhel)
				0,3
detrazione del 55% in 10 anni	0,55			

Figura 6. 2, descrizione della sezione valori comuni - Calcolo

Dove :

- “A” sono inseriti i valori tecnici medi dei prodotti proposti dal mercato. In più è presente un termine di conversione standard di conversione da Nm<sup>3</sup> a kWh di metano.
- “B” sono dati riguardanti gli incentivi. In particolare per il conto energia viene proposta una tariffa unica, media di tutte le tariffe proposte nel capitolo a riguardo.
- “C” sono costi attuali del mercato riguardane energia e combustibile (in questo caso metano).

Seguono poi altri tre sezioni considerate “comuni”, la prima dove vengono riportati i valori energetici di consumo necessari all’edificio (sono infatti trattati attraverso l’efficienza della caldaia presente).

Segue poi il calcolo dell’irraggiamento diviso per zona, con relativa legenda.

Infine viene presentato il tasso di attualizzazione (modificabile dalla pagina “soluzione”) e la regressione lineare del secondo ordine:

$$a \cdot x^2 + b \cdot x + c$$

Per utilizzarla nel calcolo del PBT (come descritto nel capito inerente).

La seconda parte della pagina presenta, divisi per tecnologia, i vari calcoli effettuati. La struttura è

uguale per tutti, verrà presa in considerazione la prima, nonché il solare fotovoltaico.

Dopo una serie di valori (i dati) che vengono calcolati appositamente o reperiti da manuali, si trova un'altra voce "Valori comuni".

Valori Comuni										
				c						
	Etot	lrr_tot	epsilon	ce	c_ce_tot	alfa	beta		metratura limite senza scambio	
	384085,5	157,077	15,62208	0,142	0,3	520,833	1,297743		305,6514	

**Figura 6. 3, esempio di sezione per ogni tecnologia Valori Comuni - Calcolo**

Qui (Figura 6. 3) sono raccolti tutti i valori che verranno utilizzati nelle formule valide per questa tecnologia. Essenzialmente si riferiscono ad altre celle, quindi non sono da modificare direttamente. Segue il tipo di finanziamento che si vuole attuare nell'investimento.

Valori finanziamento									
tasso d'interesse [%/100]		anni rientro max(20)		Percentuale di copertura Costo Impianto [%/100]		moltiplicatore			
0,06		10		1		0,16			

**Figura 6. 4, esempio di sezione per ogni tecnologia Valori finanziamento - Calcolo**

Questo tipo di dato (Figura 6. 4) viene gestito dalla pagina "soluzione", qui viene solo riportato a titolo informativo. Soprattutto il valore "moltiplicatore" che è solo di carattere semplificativo dei calcoli successivi.

Successivamente sono riportati tutti i metodi di ottimizzazione previsti per le tre tecnologie, riportati in slot. Ognuno con una struttura simile come in figura (Figura 6. 5), dividendolo per zone, si può

Il miglior risultato sarà quello con il più alto, ossia quello che garantisce più risparmi totali durante l'intero ciclo di vita.

	valore derivata	metratura consigliata		Tavola loggia
scambio	<b>A</b> 60,2511	50	<b>B</b> NS	<b>C</b>
scambio	408,7		20434,989	1

**Figura 6. 5, esempio di sezione per ogni tecnologia Valori e Calcolo - Calcolo**

dire che:

- Zona "A", valori utili al calcolo. Spesso sono pezzi di formula o valori che vengono utilizzati

come discriminanti nella scelta dell'ottimo. Inoltre vengono anche riportati parti di calcolo utili alla pagina soluzione, nel caso del PBT o dell'AFFIDABILITA', dove è necessario valutare la soluzione con le condizioni proposte dalla pagina "Soluzione".

- Zona "B", soluzione trovata e relativo valore economico ottenuto.

- Zona "C", è la zona dove è posta la tavola logica descritta in ogni paragrafo relativa alla tecnologia utilizzata.

I valori trovati in questa pagina vengono riportati e valutati nella successiva pagina chiamata "Soluzione".

### 6.3 Soluzione

Ultima pagina del foglio di calcolo. In essa sono state inserite le proposte per essere analizzate in maniera chiara, e con la possibilità di variare alcuni parametri generali.

Nella parte detta "valori comuni", è presentata la possibilità di decidere l'attualizzazione dei flussi di cassa. Come si vede in figura (Figura 6. 6) sono presenti anche delle proposte tipiche.

Valore comune	
tasso di sconto	<input type="text" value="0,04"/> % (p)
NB.	
Valori tipici	
	0,02% (inflazione)
	0,04% (percentuale titoli di stato)

Figura 6. 6, struttura comune Attualizzazione - Soluzione

Seguono poi le varie soluzioni divise per categorie. Anch'esse hanno tutte la medesima struttura. La quale si compone di tre parti:

- "Il finanziamento" (Figura 6. 7) dove è possibile inserire la necessità di copertura del finanziamento, con in più il tasso e la durata.



finanziamento		
copertura(0-1)	tasso d'interesse	anni rientro
0,7	0,06 %	10 anni

Figura 6. 7, esempio di sezione particolare per tecnologia Finanziamento - Soluzione

- “la proposta” (Figura 6. 8) che riassume per ogni colonna le ottimizzazioni effettuate. Per ogni soluzione trovata vengono calcolati i termini adattati alla soluzione specifica.

NS Ottimo		SIR Ottimo		PBT Ottimo	
costo impianto		costo impianto		costo impianto	
46875	€	46875	€	46875	€
investimento iniziale		investimento iniziale		investimento iniziale	
14062,5	€	14062,5	€	14062,5	€
metratura consigliata		metratura consigliata		metratura consigliata	
90	m2	90	m2	90	m2
NS	40969,995 €	NS	40969,99 €	NS	40969,99 €
SIR	1,7232802 €	SIR	1,72328 €	SIR	1,72328 €
AIRR	0,0628882 %	AIRR	0,062888 %	AIRR	0,062888 %
PBT	11,580869 anni	PBT	11,58087 anni	PBT	11,58087 anni
SAFE	-41,97113 %	SAFE	-41,9711 %	SAFE	-41,9711 %

Figura 6. 8, esempio di soluzione

- “Legenda” (Figura 6. 9) che ricorda il significato di ogni termine economico. Per quanto riguarda l’affidabilità è riportato il SAFE, dove per ogni colonna viene riportata l’influenza che determina un particolare disturbo (descritto nel riquadro lilla), come variazioni nei consumi o inefficienze. Questo termine verrà confrontato con il valore trovato nell’affidabilità.

Legenda:				
NS	sono i risparmi totali dell'intero ciclo di vita.L'alternativa migliore sarà quella con NS più alto e maggiore di zero.			
SIR	rappresenta quanti euro vengono generati per ogni euro investito inizialmente.L'alternativa migliore sarà quella con SIR più alto e maggiore di uno.			
AIRR	misura il guadagno proveniente dall'investimento, in termini di percentuale annua. L'alternativa migliore sarà quella con AIRR più alto e maggiore			
PBT	anni di ritorno dall'intero investimento, compresi la percentuale sul finanziamento. L'alternativa migliore sarà quella con un PBT basso.			
SAFE	stima di affidabilità su variazione delle condizioni di partenza del modello utilizzato, per non compromettere la positività dell'investimento.			
	L'alternativa migliore sarà quella con SAFE più basso e minore della somma di:			(possibilità di modifica)
	-20 %	-20 %	-20 %	-20 % Pos
	-5 %	-5 %	-5 %	-5 %
	-10 %	-10 %	-10 %	-10 %
	0 %	0 %	0 %	-10 %

Figura 6. 9, esempio di legenda

## 7. CASO DI STUDIO

Viene di seguito proposta un'applicazione del foglio di calcolo fin qui presentato. La categoria di edificio analizzata fa parte del settore alberghiero.

Lo studio verrà effettuato basandosi su tre budget a disposizione: piccolo, medio, grande (in relazione alle cifre di mercato per costruire un impianto adatto allo stabile).

In seguito per ogni cifra messa a disposizione si agirà sui parametri metratura e potenza per la pagina "maschera". Per quanto riguarda l'attualizzazione verrà definito un valore iniziale uguale per tutti i casi. Mentre il finanziamento verrà gestito ad hoc in ogni soluzione. Infine verranno uniti i risultati e analizzati, pronti per la proposta.

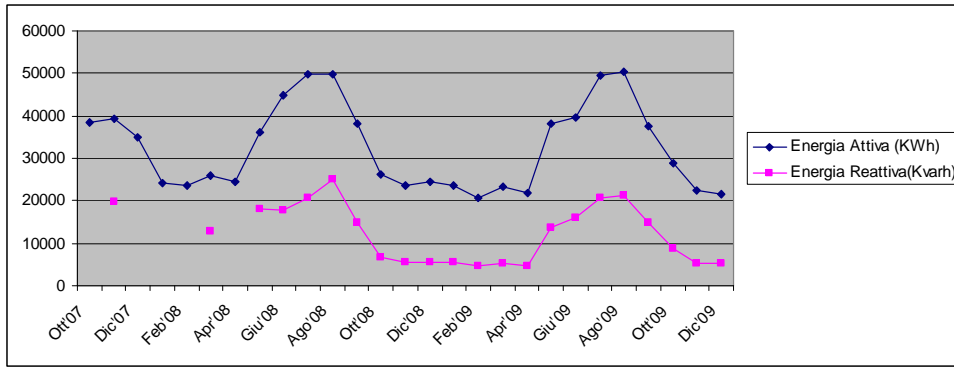
### 7.1 Edificio

L'albergo in oggetto è situato nel centro storico di Bologna, con i seguenti servizi:

- bar
- ristorante
- ascensore
- aria condizionata
- lavanderia
- parcheggio interno

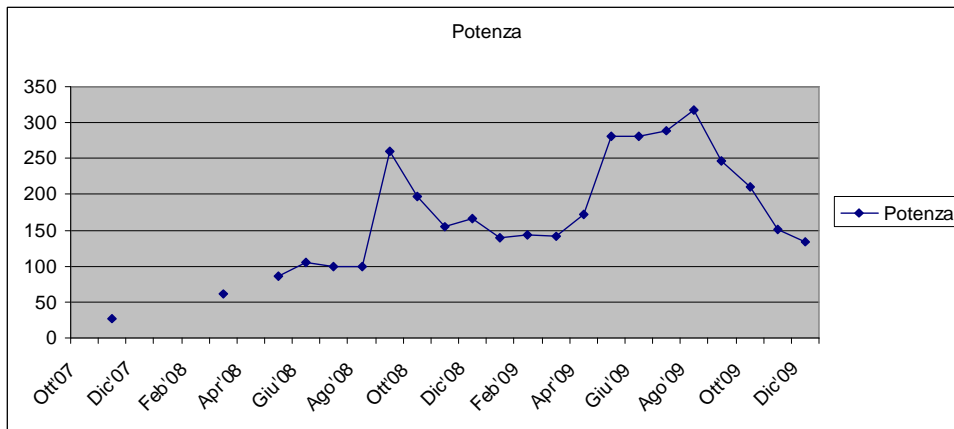
Per supportare il condizionamento invernale e per le necessità di acqua sanitaria sono presenti due caldaie a metano di potenza totale 1440 kW.

I consumi elettrici annuali seguono l'andamento descritto in figura (Figura 7. 1).



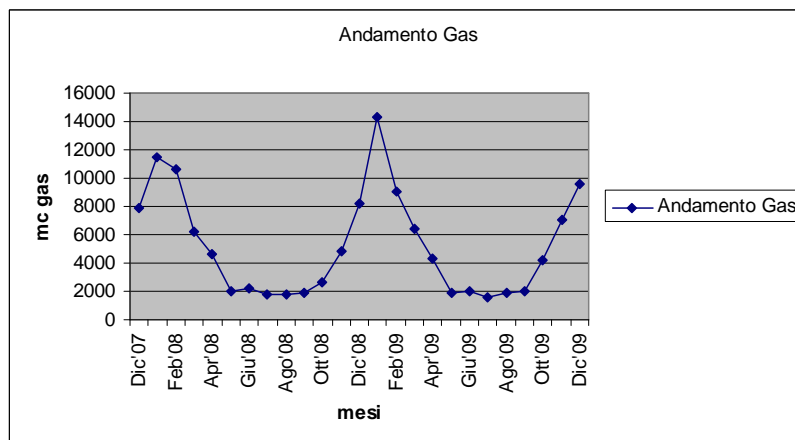
**Figura 7. 1, andamenti elettrici da Ottobre '07 a Dic'09**

Le potenze elettriche invece vengono riportate in figura (Figura 7. 2).



**Figura 7. 2, andamento potenza da Ott '07 a Dic'09**

Mentre i consumi termici sono descritti in figura (Figura 7. 3)



**Figura 7. 3, andamento richiesta metano da Dic'07 a Dic'09**

Si è valutata poi una metratura disponibile per eventuali pannelli pari a 100m<sup>2</sup>.

Mentre il tasso di attualizzazione richiesto è di 0,04%.

Per quanto riguarda il tasso di finanziamento vengono considerate tre tempistiche di rientro : 5, 10, 15 anni. Dove rispettivamente il tasso sarà 0,065%, 0,06%, 0,055%.

## 7.2 Caso budget "PICCOLO"

Si considera un budget di 30.000 €, la "maschera" viene settata come in figura (Figura 7. 4).

Maschera di compilazione			
Dati struttura			
Bolletta			Zona edificazione (nord-centro-sud)
	GAS (Nm3)	Elettricità(kWh)	c (n/c/s)
Gennaio	12873,5	23902,5	
Febbraio	9843	22147,5	
Marzo	6313,5	24518,5	
Aprile	4486	23162,5	
Maggio	1968	37043,5	Potenza elettrica MAX richiesta (kW)
Giugno	2128,5	42207	kW 120
Luglio	1654	49657,5	
Agosto	1867,5	50199	
Settembre	1964	37835,5	presente una caladaia a condensazione? (s/n)
Ottobre	3444	27446,5	n
Novembre	5933	23017,5	
Dicembre	8909	22948	
			Investimento richiesto max
			€ 30.000,00
			Metratura disponibile pannelli m2
			m2 100

Figura 7. 4, Settaggio maschera caso "piccolo budget"

I valori che vengono riportati sono analizzati per tecnologia. Il caso base considerato, con cui verranno fatti i confronti, è quello senza finanziamento

### 7.2.1 Fotovoltaico

La prima soluzione proposta è in figura (Figura 7. 5)

NS Ottimo		SIR Ottimo		PBT Ottimo	
costo impianto		costo impianto		costo impianto	
30000	€	30000	€	30000	€
investimento iniziale		investimento iniziale		investimento iniziale	
30000	€	30000	€	30000	€
metratura consigliata		metratura consigliata		metratura consigliata	
57,6	m2	57,6	m2	57,6	m2
NS	32473,407 €	NS	32473,41 €	NS	32473,41 €
SIR	2,0824469 €	SIR	2,082447 €	SIR	2,082447 €
AIRR	0,0709675 %	AIRR	0,070968 %	AIRR	0,070968 %
PBT	9,2136959 anni	PBT	9,213696 anni	PBT	9,213696 anni
SAFE	-51,97957 %	SAFE	-51,9796 %	SAFE	-51,9796 %

Figura 7. 5, soluzione iniziale caso "piccolo budget"- Fotovoltaico

Con una somma di variabilità del -35%.

Le variabile su cui posso agire per valutare le variazioni sono:

- finanziamento
- potenza elettrica
- metratura disponibile

Per quanto riguarda il finanziamento, a parità di condizioni di partenza, vengono fatte variare le percentuali di copertura e gli anni di rientro. Vengono riportati i dati, normalizzati al caso base (senza finanziamento).

I risultati sono:

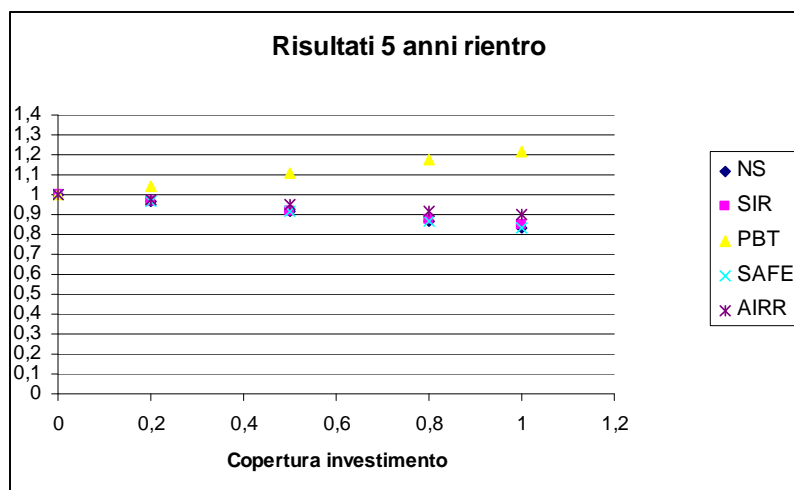


Figura 7. 6, variazione soluzione “piccolo budget” rispetto caso base per Fin. 5 anni - Fotovoltaico

In figura (Figura 7. 6) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula) lineari, mentre crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR non lineari.

Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-3,3%	-5,0%	-5,0%	-3,3%	-16,6%
SIR	-3,5%	-4,8%	-4,3%	-2,7%	-15,2%
AIRR	-2,1%	-3,1%	-2,9%	-1,9%	-9,9%
PBT	4,3%	6,5%	6,7%	4,5%	22,0%
SAFE	-3,3%	-5,0%	-5,0%	-3,3%	-16,6%

Tabella 7. 1, valori variazione “piccolo budget” per Fin. 5 anni - Fotovoltaico

Come previsto, il finanziamento, seppur di breve durata, comporta notevoli variazioni (Tabella 7. 1). Ad esempio il SAFE ha raggiunto una quota tale da essere a solo +9% dal limite considerato redditizio. Quindi sarebbe utile un investimento parziale.

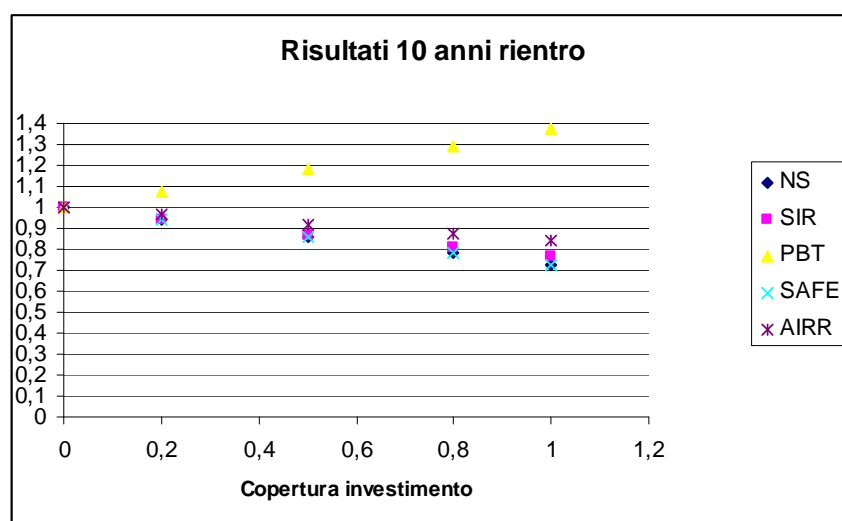


Figura 7. 7, variazione soluzione “piccolo budget” rispetto caso base per Fin. 10 anni - Fotovoltaico

In figura (Figura 7. 7) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula), crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR. Non sono pendenze lineari.

Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-5,5%	-8,3%	-8,3%	-5,5%	-27,5%
SIR	-5,6%	-7,3%	-6,3%	-3,7%	-22,9%
AIRR	-3,5%	-4,9%	-4,5%	-2,8%	-15,7%
PBT	7,1%	11,0%	11,4%	7,9%	37,4%
SAFE	-5,5%	-8,3%	-8,3%	-5,5%	-27,5%

Tabella 7. 2, valori variazione “piccolo budget” per Fin. 10 anni - Fotovoltaico

Il finanziamento così considerato ha già raggiunto una notevole difficoltà di attuazione (Tabella 7. 2). Infatti il SAFE è a solo un +3% dal limite, e il PBT è quasi la metà del tempo di vita dell’impianto. Anche per questa soluzione è consigliabile un investimento parziale.

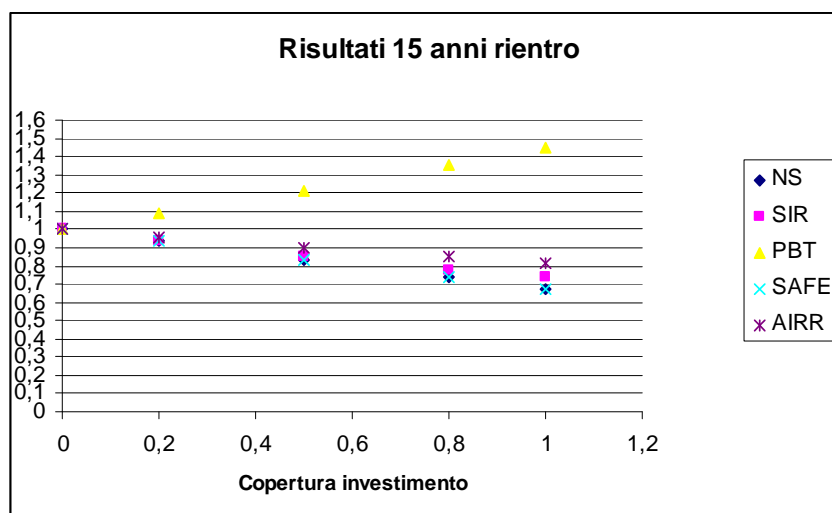


Figura 7. 8, variazione soluzione “piccolo budget” rispetto caso base per Fin. 15 anni - Fotovoltaico

In figura (Figura 7. 8) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula), crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR. Non sono pendenze lineari.

Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-6,5%	-9,8%	-9,8%	-6,5%	-32,6%
SIR	-6,6%	-8,4%	-7,0%	-4,1%	-26,1%
AIRR	-4,1%	-5,7%	-5,2%	-3,2%	-18,1%
PBT	8,5%	13,1%	13,8%	9,6%	44,9%
SAFE	-6,5%	-9,8%	-9,8%	-6,5%	-32,6%

Tabella 7. 3, valori variazione “piccolo budget” per Fin. 15 anni - Fotovoltaico

Questa soluzione (Tabella 7. 3) è invece sconsigliabile, il SAFE è al limite. Il PBT ha superato la metà del tempo di vita dell’impianto. Anche una soluzione parziale non converrebbe perché comunque a parità di importo versato, danno più garanzie le soluzioni precedenti.

Passo alla variazione della potenza elettrica richiesta dall’edificio, ma non cambia nulla perché il limite è imposto dal valore del budget basso.

Infine provo a variare la metratura disponibile, considerando la massima a 100m<sup>2</sup> e tenendolo come caso base (Figura 7. 9). Seguendo la normalizzazione utilizzata in precedenza

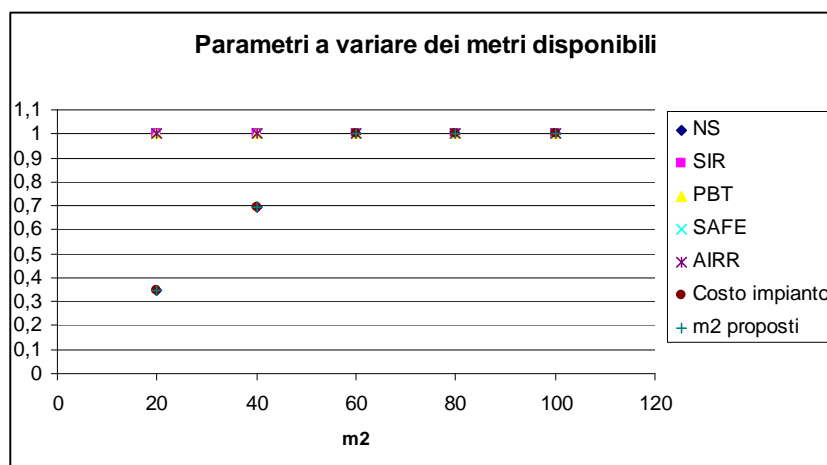


Figura 7. 9, variazione parametri al variare della superficie disponibile “piccolo budget” - Fotovoltaico

È evidente che non si hanno variazioni dopo i 60 m<sup>2</sup>, in quel punto è presente sicuramente un limite.



Poiché i dati sono sovrapposti, riporto i dati in tabella (Tabella 7. 4):

	80	60	40	20	Var. tot
Costo impianto	0%	0%	-30,56%	-34,72%	-65,28%
M2 proposti	0%	0%	-30,56%	-34,72%	-65,28%
NS	0%	0%	-30,56%	-34,72%	-65,28%
SIR	0%	0%	0%	0%	0%
AIRR	0%	0%	0%	0%	0%
PBT	0%	0%	0%	0%	0%
SAFE	0%	0%	0%	0%	0%

**Tabella 7. 4, valori variazione su superficie disponibile "piccolo budget" - Fotovoltaico**

Una cosa particolare è che dal SIR al SAFE non subisco variazioni, mentre com'era prevedibile, il costo dell'impianto varia con i m<sup>2</sup> proposti ed anche per NS. Allora potrebbe essere una soluzione anche diminuire la metratura utilizzata, considerando però che il rientro è inferiore alla metà del caso base.

Il fatto che la variazione avvenga solo oltre i 60m<sup>2</sup> è dovuta al fatto che il fattore limitante è il budget a disposizione.

## 7.2.2 Solare Termico

La prima soluzione proposta è in figura (Figura 7. 10).

NS Ottimo		SIR Ottimo		PBT Ottimo	
costo impianto		costo impianto		costo impianto	
30000	€	30000	€	30000	€
investimento iniziale		investimento iniziale		investimento iniziale	
30000	€	30000	€	30000	€
metratura consigliata		metratura consigliata		metratura consigliata	
46,7	m2	46,7	m2	46,7	m2
NS	27244,761 €	NS	27244,76 €	NS	27244,76 €
SIR	2.6395694 €	SIR	2.639569 €	SIR	2.639569 €
AIRR	0,0811717 %	AIRR	0,081172 %	AIRR	0,081172 %
PBT	6,9979738 anni	PBT	6,997974 anni	PBT	6,997974 anni
SAFE	-62,11503 %	SAFE	-62,115 %	SAFE	-62,115 %

**Figura 7. 10, soluzione iniziale caso "piccolo budget"- Solare termico**

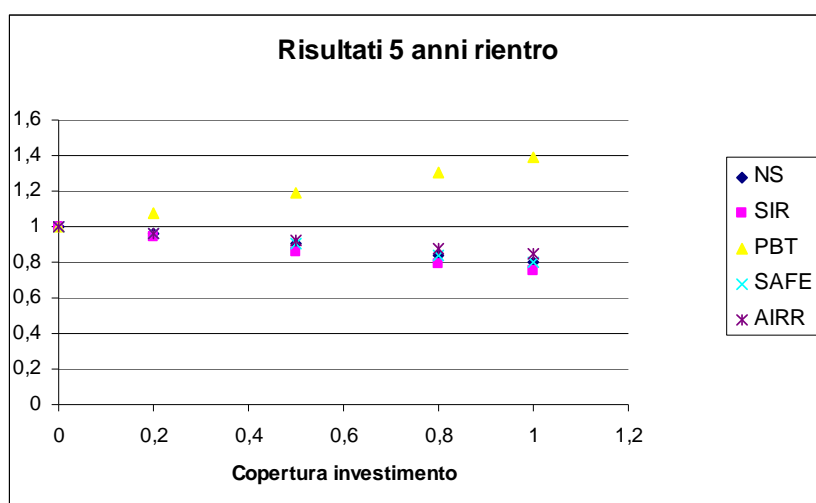
Con una somma di variabilità del -35%.

Le variabile su cui posso agire per valutare le variazioni sono:

- finanziamento
- metratura disponibile

Per quanto riguarda il finanziamento, a parità di condizioni di partenza, vengono fatte variare le percentuali di copertura e gli anni di rientro. Vengono riportati i dati, normalizzati al caso base (senza finanziamento).

I risultati sono:



**Figura 7. 11, variazione soluzione “piccolo budget” rispetto caso base per Fin. 5 anni - Solare Termico**

In figura (Figura 7. 11) si possono notare gli andamenti, decrescenti lineari per SAFE e NS (fanno riferimento alla stessa formula) ,mentre crescente per il PBT e decrescente per SIR e AIRR non lineari. Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-4,0%	-5,9%	-5,9%	-4,0%	-19,8%
SIR	-6,1%	-7,9%	-6,6%	-3,9%	-24,5%
AIRR	-3,3%	-4,6%	-4,3%	-2,6%	-14,9%
PBT	7,5%	11,5%	11,8%	8,0%	38,7%
SAFE	-4,0%	-5,9%	-5,9%	-4,0%	-19,8%

**Tabella 7. 5, valori variazione “piccolo budget” per Fin. 5 anni - Solare Termico**

Con un finanziamento di questo tipo il PBT si vede quasi raddoppiato (Tabella 7. 5). Mentre gli altri parametri rimangono ancora accettabili. Si calcoli che già a questo punto il ricavo,diviso il tempo di vita sarebbe inferiore a 1000€ annuo. Possibilità d finanziamento parziale.

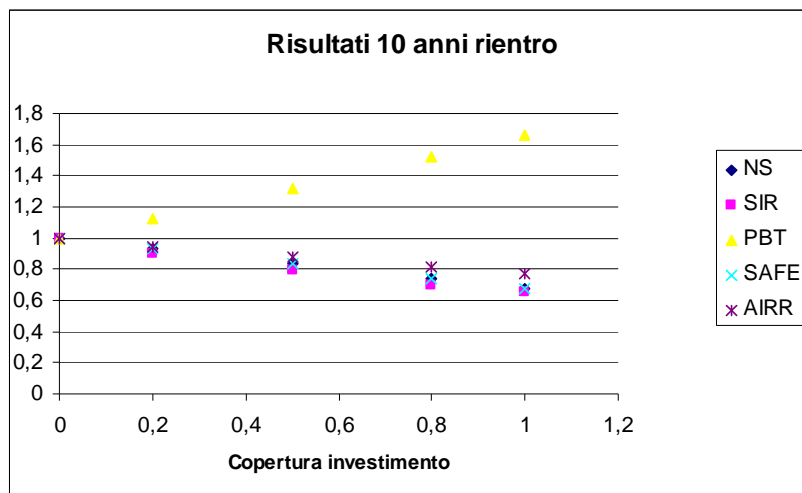


Figura 7. 12, variazione soluzione “piccolo budget” rispetto caso base per Fin. 10 anni - Solare Termico

In figura (Figura 7. 12) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula), crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR. Non sono pendenze lineari. Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-6,6%	-9,8%	-9,8%	-6,6%	-32,8%
SIR	-9,7%	-11,5%	-8,9%	-4,9%	-35,0%
AIRR	-5,4%	-7,2%	-6,3%	-3,8%	-22,7%
PBT	12,4%	19,4%	20,3%	14,1%	66,3%
SAFE	-6,6%	-9,8%	-9,8%	-6,6%	-32,8%

Tabella 7. 6, valori variazione “piccolo budget” per Fin. 10 anni - Solare Termico

Il finanziamento così composto porta pesanti limitazioni ad NS (Tabella 7. 6), questo perché già in partenza era basso. In più il parametro SAFE è portato a solo + 7% dal limite. Anche qui sarebbe meglio un finanziamento parziale.

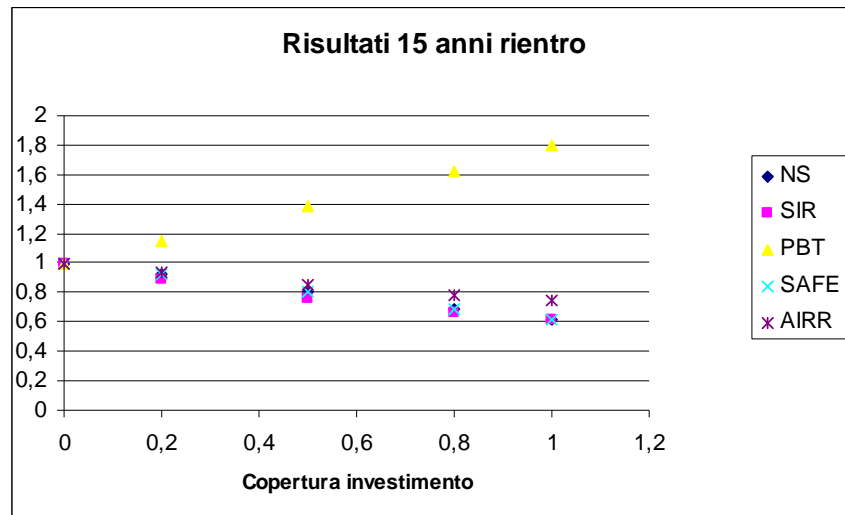


Figura 7. 13, variazione soluzione “piccolo budget” rispetto caso base per Fin. 15 anni - Solare Termico

In figura (Figura 7. 13) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula), crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR. Non sono pendenze lineari.

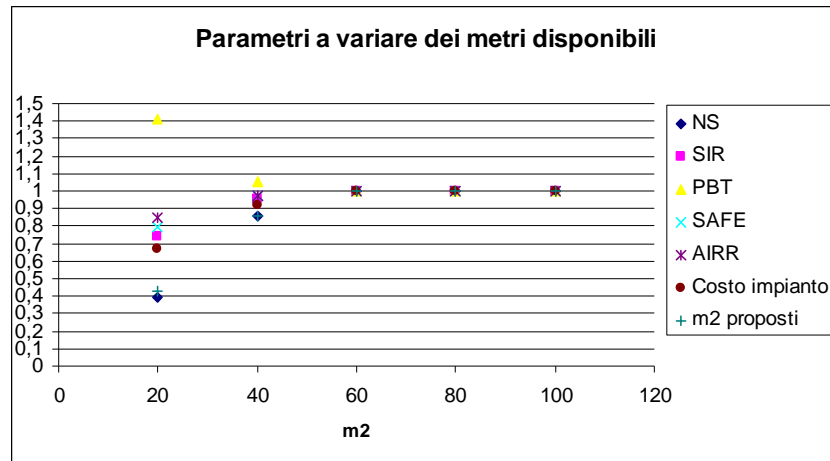
Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-7,8%	-11,7%	-11,7%	-7,8%	-38,8%
SIR	-11,3%	-12,9%	-9,6%	-5,2%	-38,9%
AIRR	-6,4%	-8,3%	-7,1%	-4,2%	-26,0%
PBT	14,8%	23,2%	24,6%	17,3%	79,8%
SAFE	-7,8%	-11,7%	-11,7%	-7,8%	-38,8%

Tabella 7. 7, valori variazione “piccolo budget” per Fin. 15 anni - Solare Termico

Caso sconsigliato (Tabella 7. 7), dove il PBT ha raggiunto la metà della vita dell’impianto, il SAFE è a solo + 3%. Anche NS è ormai molto basso, con un ricavo annuale che è intorno ai 600€.

Proseguo variando la metratura disponibile, considerando la massima a 100m<sup>2</sup> e tenendolo come caso base (Figura 7. 14). Seguendo la normalizzazione utilizzata in precedenza.



**Figura 7. 14, variazione parametri al variare della superficie disponibile “piccolo budget” – Solare Termico**

È evidente come è posto un limite dai 60 m<sup>2</sup> in poi. Mentre per valutare quanto avviene prima, segue la tabella delle variazioni (Tabella 7. 8).

	80	60	40	20	Var. tot
Costo impianto	0%	0%	-8,33%	-25,00%	-33,33%
m2 proposti	0%	0%	-14,35%	-42,83%	-57,17%
NS	0%	0%	-14,53%	-46,12%	-60,65%
SIR	0%	0%	-4,20%	-21,25%	-25,45%
AIRR	0%	0%	-2,28%	-13,27%	-15,56%
PBT	0%	0%	5,03%	35,81%	40,84%
SAFE	0%	0%	-2,67%	-18,15%	-20,82%

**Tabella 7. 8, valori variazione su superficie disponibile “piccolo budget” - Solare Termico**

Pare che una variazione a 40m<sup>2</sup>, rispetto a quelli proposti, sia accettabile. Ma un ulteriore diminuzione porterebbe ad avere risultati inconsistenti.

Il fatto che la variazione avvenga solo oltre i 60m<sup>2</sup> è dovuta al fatto che il fattore limitante è il budget a disposizione.

## 7.2.3 Cogenerazione

La prima soluzione proposta è in figura (Figura 7. 15).

NS Ottimo		SIR Ottimo		PBT Ottimo	
costo impianto		costo impianto		costo impianto	
30000		30000		30000	
potenza el. installata		potenza el. installata		potenza el. installata	
20	kW	20	kW	20	kW
investimento iniziale		investimento iniziale		investimento iniziale	
30000	€	30000	€	30000	€
consigliato mensile		consumo consigliato mensile		consumo consigliato mensile	
3420	m3	3420	m3	3420	m3
NS	87626,164 €	NS	87626,16 €	NS	87626,16 €
SIR	2,9032053 €	SIR	2,903205 €	SIR	2,903205 €
AIRR	0,0969257 %	AIRR	0,096926 %	AIRR	0,096926 %
PBT	3,8458622 anni	PBT	3,845862 anni	PBT	3,845862 anni
SAFE	-43,04035 %	SAFE	-43,0403 %	SAFE	-43,0403 %

**Figura 7. 15, soluzione iniziale caso "piccolo budget"- Cogenerazione**

È evidente come la limitazione nell'investimento, abbia apportato una forte limitazione sulla potenza elettrica erogabile.

Con una somma di variabilità del -10%.

Le variabile su cui posso agire per valutare le variazioni sono:

- finanziamento
- potenza erogabile

Per quanto riguarda il finanziamento, a parità di condizioni di partenza, vengono fatte variare le percentuali di copertura e gli anni di rientro. Vengono riportati i dati, normalizzati al caso base (senza finanziamento).

I risultati sono:

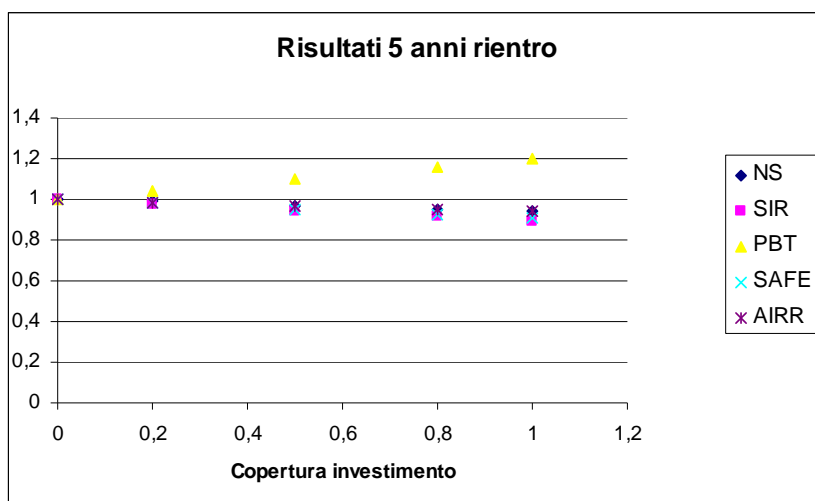


Figura 7. 16, variazione soluzione “piccolo budget” rispetto caso base per Fin. 5 anni - Cogeneratore

In figura (Figura 7. 16) si possono notare gli andamenti, decrescenti lineari per SAFE e NS (fanno riferimento alla stessa formula) ,mentre crescente per il PBT e decrescente per SIR e AIRR non lineari.

Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-1,2%	-1,8%	-1,8%	-1,2%	-6,2%
SIR	-2,3%	-3,2%	-3,0%	-1,9%	-10,5%
AIRR	-1,3%	-1,9%	-1,8%	-1,2%	-6,2%
PBT	4,0%	6,0%	6,0%	4,1%	20,1%
SAFE	-1,9%	-2,8%	-2,8%	-1,9%	-9,4%

Tabella 7. 9, valori variazione “piccolo budget” per Fin. 5 anni - Cogenerazione

Soluzione del tutto buona, infatti le variazioni sono molto basse (Tabella 7. 9). Anche il valore di SAFE continua a garantire un buon livello di risultati.

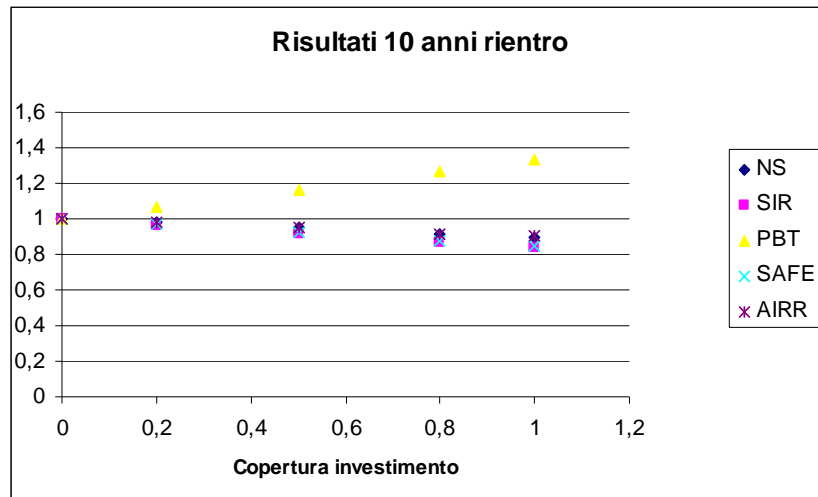


Figura 7. 17, variazione soluzione “piccolo budget” rispetto caso base per Fin. 10 anni - Cogeneratore

In figura (Figura 7. 17) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula), crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR. Non sono pendenze lineari.

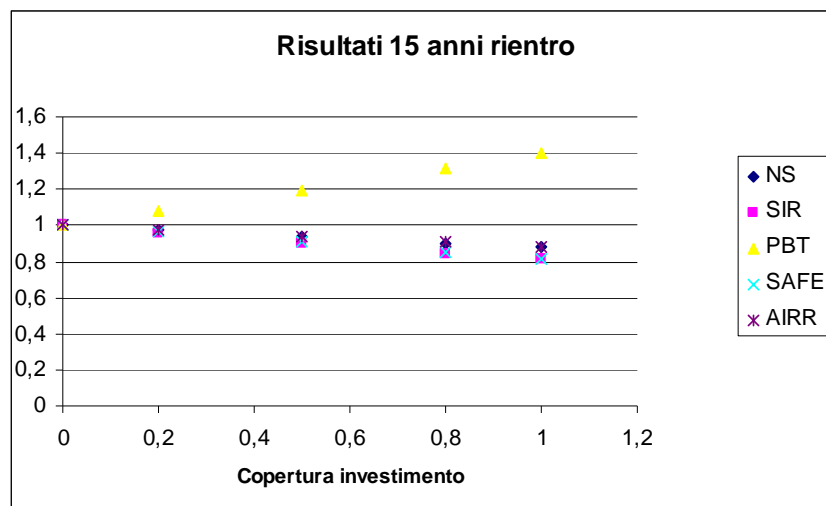
Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-2,0%	-3,1%	-3,1%	-2,0%	-10,2%
SIR	-3,7%	-5,1%	-4,6%	-2,8%	-16,2%
AIRR	-2,2%	-3,1%	-2,9%	-1,9%	-10,0%
PBT	6,6%	10,0%	10,1%	6,8%	33,5%
SAFE	-3,1%	-4,7%	-4,7%	-3,1%	-15,5%

Tabella 7. 10, valori variazione “piccolo budget” per Fin. 10 anni - Cogeneratore

Anche questa situazione non produce limitazioni rilevanti (Tabella 7. 10). La variazione massima è nel PBT che da 4 passa a 5 anni. L’NS diminuisce di circa di 10000€.





**Figura 7. 18, variazione soluzione “piccolo budget” rispetto caso base per Fin. 15 anni - Cogeneratore**

In figura (Figura 7. 18) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula), crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR. Non sono pendenze lineari.

Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-2,4%	-3,6%	-3,6%	-2,4%	-12,1%
SIR	-4,4%	-5,9%	-5,2%	-3,2%	-18,7%
AIRR	-2,5%	-3,6%	-3,4%	-2,1%	-11,6%
PBT	7,8%	11,9%	12,0%	8,1%	39,9%
SAFE	-3,7%	-5,5%	-5,5%	-3,7%	-18,4%

**Tabella 7. 11, valori variazione “piccolo budget” per Fin. 15 anni - Cogeneratore**

Il salto da 10 anni a 15 anni non ha variato di molto la tabella (Tabella 7. 11). Sono mantenute le considerazioni fatte a 10 anni.

Non viene analizzata la variazione sulla potenza, quella trovata è al limite delle potenze considerate nel range di test (20 – 100 kW). Anche in questo caso il fattore limitante è il budget a disposizione.

## 7.2.4 Soluzione caso “piccolo budget”

Vengono riportati (Tabella 7. 12) i parametri che abbiamo riscontrato con investimento senza finanziamento.

	Fotovoltaico	Solare Termico	Cogenerazione
Costo impianto	30000€	30000€	30000€
installazione	57,6 m <sup>2</sup>	46,7 m <sup>2</sup>	20 kWel
NS	32473 €	27244 €	87626€
SIR	2,08 €	2,64 €	2,9 €
AIRR	0,07	0,08	0,09
PBT	9 anni	7 anni	4 anni
SAFE	-52%	-62%	-43%
Variazioni	-35%	-35%	-10%

**Tabella 7. 12, soluzioni iniziali "piccolo budget"**

La soluzione predominante sia per variabilità di parametri sia per ricavo maggiore è il cogeneratore.

Per non avere flussi di cassa negativi, è consigliato un finanziamento totale a 5 anni.

Per quanto riguarda le soluzioni a energia solare, i risultati sono positivi, però ben lontani dalla cogenerazione. Anche per quanto riguarda le varie modifiche sull'investimento, portano ulteriori peggioramenti che renderebbero quasi nullo il vantaggio (il valore di SAFE diventa simile al valore soglia).

### 7.3 Caso budget "MEDIO"

Si considera un budget di 60.000 €, la "maschera" viene settata come in figura (Figura 7. 19).

Maschera di compilazione					
Dati struttura					
Bolletta	GAS (Nm3)		Elettricità(kWh)		Zona edificazione (nord-centro-sud)
					c (n/c/s)
Gennaio	12873,5		23902,5		
Febbraio	9843		22147,5		
Marzo	6313,5		24518,5		
Aprile	4486		23162,5		
Maggio	1968		37043,5		Potenza elettrica MAX richiesta (kW)
Giugno	2128,5		42207		kW 110
Luglio	1654		49657,5		
Agosto	1867,5		50199		
Settembre	1964		37835,5		presente una caladaia a condensazione? (s/n)
Ottobre	3444		27446,5		n
Novembre	5933		23017,5		
Dicembre	8909		22948		
					Investimento richiesto max
					€ 60.000,00
					Metratura disponibile pannelli m2
					m2 100

Figura 7. 19, Settaggio maschera caso "medio budget"

I valori che vengono riportati sono analizzati per tecnologia. Il caso base considerato, con cui verranno fatti i confronti, è quello senza finanziamento

#### 7.3.1 Fotovoltaico

La prima soluzione proposta è in figura (Figura 7. 20).

NS Ottimo		SIR Ottimo		PBT Ottimo	
costo impianto		costo impianto		costo impianto	
52083	€	52083	€	52083	€
investimento iniziale		investimento iniziale		investimento iniziale	
52083	€	52083	€	52083	€
metratura consigliata		metratura consigliata		metratura consigliata	
100	m2	100	m2	100	m2
NS	56377 €	NS	56377 €	NS	56377 €
SIR	2,08 €	SIR	2,08 €	SIR	2,08 €
AIRR	0,071 %	AIRR	0,071 %	AIRR	0,071 %
PBT	9 anni	PBT	9 anni	PBT	9 anni
SAFE	-52 %	SAFE	-52 %	SAFE	-52 %

Figura 7. 20, soluzione iniziale caso "medio budget"- Fotovoltaico

Con una somma di variabilità del -35%.

Le variabile su cui posso agire per valutare le variazioni sono:

- finanziamento
- potenza elettrica
- metratura disponibile

Per quanto riguarda il finanziamento, a parità di condizioni di partenza, vengono fatte variare le percentuali di copertura e gli anni di rientro. Vengono riportati i dati, normalizzati al caso base (senza finanziamento).

I risultati sono:

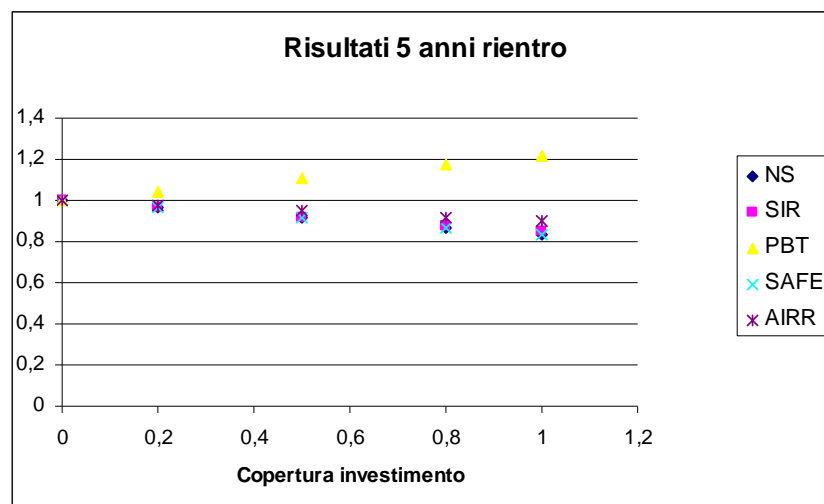


Figura 7. 21, variazione soluzione “medio budget” rispetto caso base per Fin. 5 anni - Fotovoltaico

In figura (Figura 7. 21) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula) lineari, mentre crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR non lineari.

Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-3,3%	-5,0%	-5,0%	-3,3%	-16,6%
SIR	-3,5%	-4,8%	-4,3%	-2,7%	-15,2%
AIRR	-2,1%	-3,1%	-2,9%	-1,9%	-9,9%
PBT	4,3%	6,5%	6,7%	4,5%	22,0%
SAFE	-3,3%	-5,0%	-5,0%	-3,3%	-16,6%

Tabella 7. 13, valori variazione “medio budget” per Fin. 5 anni - Fotovoltaico

Come previsto (Tabella 7. 13), il finanziamento, seppur di breve durata, comporta notevoli variazioni. Ad esempio il SAFE ha raggiunto una quota tale da essere a solo +9% dal limite considerato redditizio. Quindi sarebbe utile un investimento parziale.

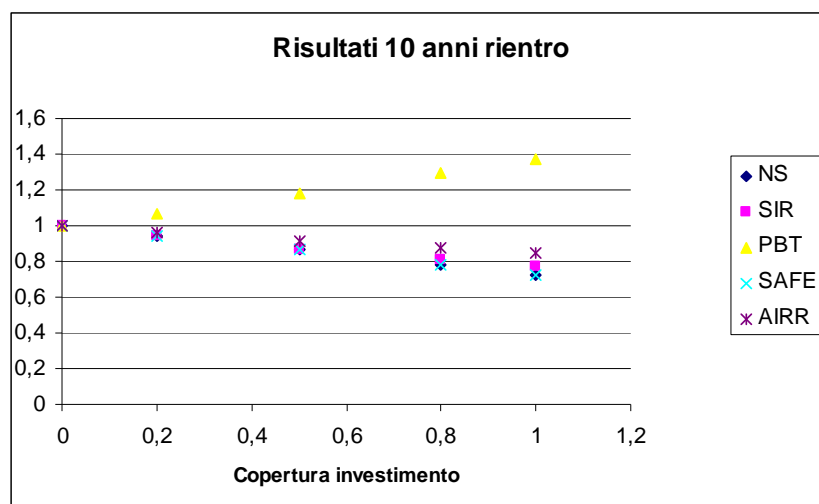


Figura 7. 22, variazione soluzione “medio budget” rispetto caso base per Fin. 10 anni - Fotovoltaico

In figura (Figura 7. 22) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula), crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR. Non sono pendenze lineari.

Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-5,5%	-8,3%	-8,3%	-5,5%	-27,5%
SIR	-5,6%	-7,3%	-6,3%	-3,7%	-22,9%
AIRR	-3,5%	-4,9%	-4,5%	-2,8%	-15,7%
PBT	7,1%	11,0%	11,4%	7,9%	37,4%
SAFE	-5,5%	-8,3%	-8,3%	-5,5%	-27,5%

Tabella 7. 14, valori variazione “medio budget” per Fin. 10 anni - Fotovoltaico

Il finanziamento così considerato ha già raggiunto una notevole difficoltà di attuazione (Tabella 7. 14). Infatti il SAFE è a solo un +3% dal limite, e il PBT è quasi la metà del tempo di vita dell’impianto. Anche per questa soluzione è consigliabile un investimento parziale.

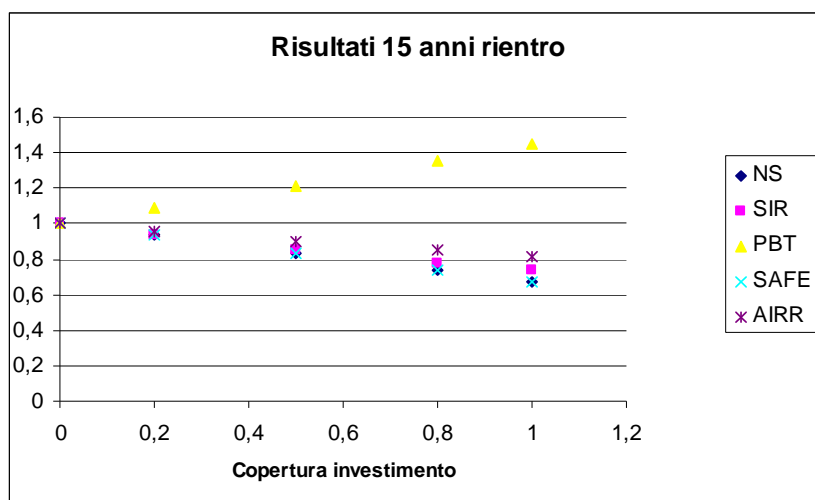


Figura 7. 23, variazione soluzione “medio budget” rispetto caso base per Fin. 15 anni - Fotovoltaico

In figura (Figura 7. 23) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula), crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR. Non sono pendenze lineari.

Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-6,5%	-9,8%	-9,8%	-6,5%	-32,6%
SIR	-6,6%	-8,4%	-7,0%	-4,1%	-26,1%
AIRR	-4,1%	-5,7%	-5,2%	-3,2%	-18,1%
PBT	8,5%	13,1%	13,8%	9,6%	44,9%
SAFE	-6,5%	-9,8%	-9,8%	-6,5%	-32,6%

Tabella 7. 15, valori variazione “medio budget” per Fin. 15 anni - Fotovoltaico

Questa soluzione è invece sconsigliabile, il SAFE è al limite (Tabella 7. 15). Il PBT ha superato la metà del tempo di vita dell’impianto. Anche una soluzione parziale non converrebbe perché comunque a parità di importo versato, danno più garanzie le soluzioni precedenti.

Passo alla variazione della potenza elettrica da coprire. Avendo inserito la potenza minima, posso solo aumentare, ma non cambia nulla perché il limite è imposto dal valore del budget basso. Anche installando una potenza più bassa del minimo dell’utenza, il limite è imposto dalla metratura disponibile.

Infine provo a variare la metratura disponibile, considerandola massima a 100m<sup>2</sup> e tenendolo come caso base (Figura 7. 24). Seguendo la normalizzazione precedente, risulta:

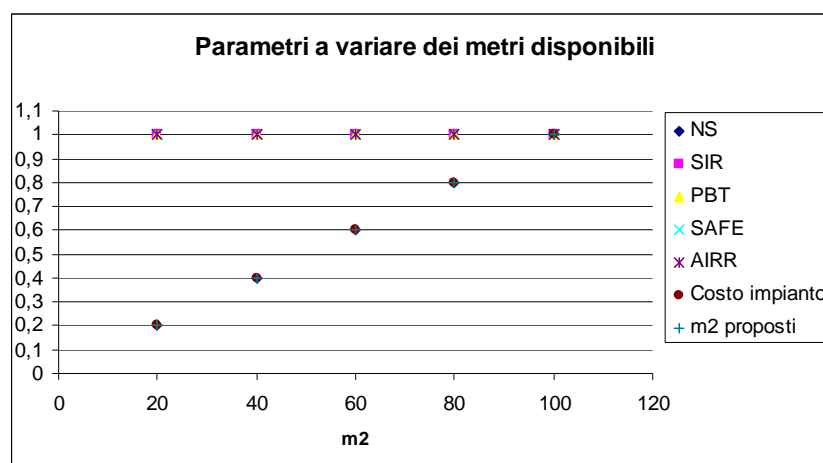


Figura 7. 24, variazione parametri al variare della superficie disponibile “medio budget” – Fotovoltaico

Il limite non c'è, se non al massimo disponibile. Poiché i dati sono sovrapposti, riporto le variazioni rispetto il caso base in tabella (Tabella 7. 16):

	80	60	40	20	Var. tot
Costo impianto	-20%	-20%	-20%	-20%	-80%
m2 proposti	-20%	-20%	-20%	-20%	-80%
NS	-20%	-20%	-20%	-20%	-80%
SIR	0%	0%	0%	0%	0%
AIRR	0%	0%	0%	0%	0%
PBT	0%	0%	0%	0%	0%
SAFE	0%	0%	0%	0%	0%

**Tabella 7. 16, valori variazione su superficie disponibile "medio budget" - Fotovoltaico**

Una cosa particolare è che dal SIR al SAFE non subisco variazioni, mentre come era prevedibile, il costo dell'impianto varia con i m<sup>2</sup> proposti come per NS.

In questo caso è limitante la disponibilità di metratura.

### 7.3.2 Solare Termico

La prima soluzione proposta è in figura (Figura 7. 25).

NS Ottimo		SIR Ottimo		PBT Ottimo	
costo impianto		costo impianto		costo impianto	
50000	€	50000	€	50000	€
investimento iniziale		investimento iniziale		investimento iniziale	
50000	€	50000	€	50000	€
metratura consigliata		metratura consigliata		metratura consigliata	
100,0	m2	100,0	m2	100,0	m2
NS	54795 €	NS	54795 €	NS	54795 €
SIR	2,98 €	SIR	2,98 €	SIR	2,98 €
AIRR	0,086 %	AIRR	0,086 %	AIRR	0,086 %
PBT	6 anni	PBT	6 anni	PBT	6 anni
SAFE	-66 %	SAFE	-66 %	SAFE	-66 %

**Figura 7. 25, soluzione iniziale caso "medio budget"- Solare termico**

Con una somma di variabilità del -35%.

Le variabile su cui posso agire per valutare le variazioni sono:

- finanziamento



- metratura disponibile

Per quanto riguarda il finanziamento, a parità di condizioni di partenza, vengono fatte variare le percentuali di copertura e gli anni di rientro. Vengono riportati i dati, normalizzati al caso base (senza finanziamento).

I risultati sono:

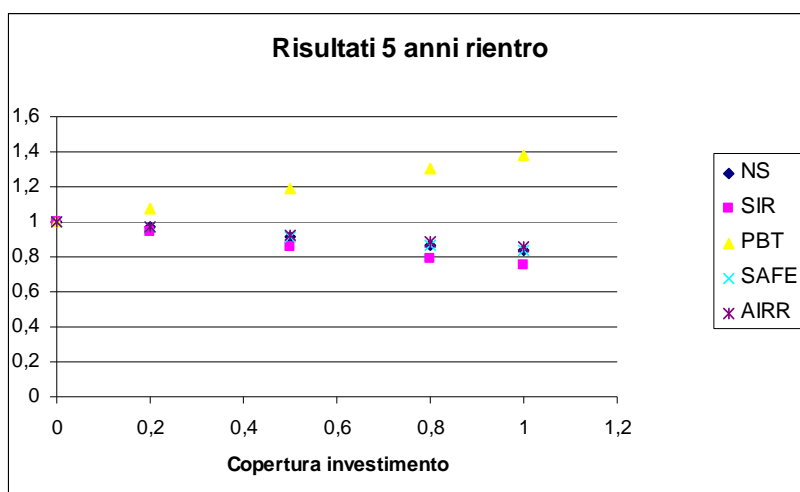


Figura 7. 26, variazione soluzione “medio budget” rispetto caso base per Fin. 5 anni - Solare Termico

In figura (Figura 7. 26) si possono notare gli andamenti, decrescenti lineari per SAFE e NS (fanno riferimento alla stessa formula), mentre crescente per il PBT e decrescente per SIR e AIRR non lineari. Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-3,3%	-4,9%	-4,9%	-3,3%	-16,4%
SIR	-6,1%	-7,9%	-6,6%	-3,9%	-24,5%
AIRR	-3,2%	-4,4%	-4,0%	-2,5%	-14,1%
PBT	7,4%	11,3%	11,5%	7,8%	38,0%
SAFE	-3,3%	-4,9%	-4,9%	-3,3%	-16,4%

Tabella 7. 17, valori variazione “medio budget” per Fin. 5 anni - Solare Termico

L'unico termine che varia in maniera notevole è il PBT che passa da 6 a 8 anni (Tabella 7. 17). Per il resto sono valori contenuti, che mantengono buona la soluzione.

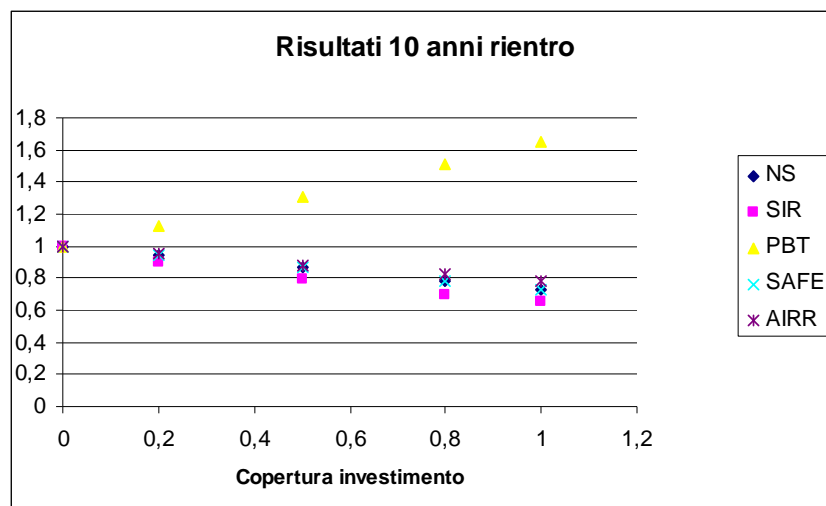


Figura 7. 27, variazione soluzione “medio budget” rispetto caso base per Fin. 10 anni - Solare Termico

In figura (Figura 7. 27) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula), crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR. Non sono pendenze lineari. Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-5,4%	-8,2%	-8,2%	-5,4%	-27,2%
SIR	-9,7%	-11,5%	-8,9%	-4,9%	-35,0%
AIRR	-5,1%	-6,8%	-5,9%	-3,6%	-21,4%
PBT	12,3%	19,0%	19,7%	13,6%	64,6%
SAFE	-5,4%	-8,2%	-8,2%	-5,4%	-27,2%

Tabella 7. 18, valori variazione “medio budget” per Fin. 10 anni - Solare Termico

Peggiorando di almeno un 10% rispetto alla soluzione precedente, si iniziano a vedere le prime difficoltà di attuazione (Tabella 7. 18). Ancora il PBT che da 6 passa a 10 anni. Gli altri parametri rimangono ancora accettabili.

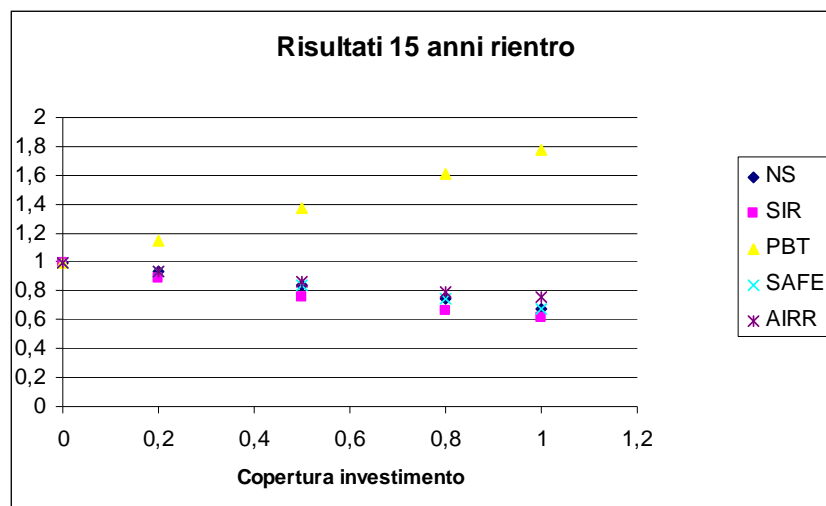


Figura 7. 28, variazione soluzione “medio budget” rispetto caso base per Fin. 15 anni - Solare Termico

In figura (Figura 7. 28) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula), crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR. Non sono pendenze lineari. Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-6,4%	-9,7%	-9,7%	-6,4%	-32,2%
SIR	-11,3%	-12,9%	-9,6%	-5,2%	-38,9%
AIRR	-6,0%	-7,8%	-6,7%	-4,0%	-24,5%
PBT	14,6%	22,7%	23,8%	16,5%	77,5%
SAFE	-6,4%	-9,7%	-9,7%	-6,4%	-32,2%

Tabella 7. 19, valori variazione “medio budget” per Fin. 15 anni - Solare Termico

A parte il PBT che continua a rimanere alto (11 anni), gli altri parametri hanno aggiunto solo un 5% rispetto al precedente risultato (Tabella 7. 19). Il SAFE rimane ancora buono, avendo un +10% dal limite.

Proseguo variando la metratura disponibile, considerandola massima a 100m<sup>2</sup> e tenendolo come caso base (Figura 7. 29).

Seguendo la normalizzazione precedente, risulta:

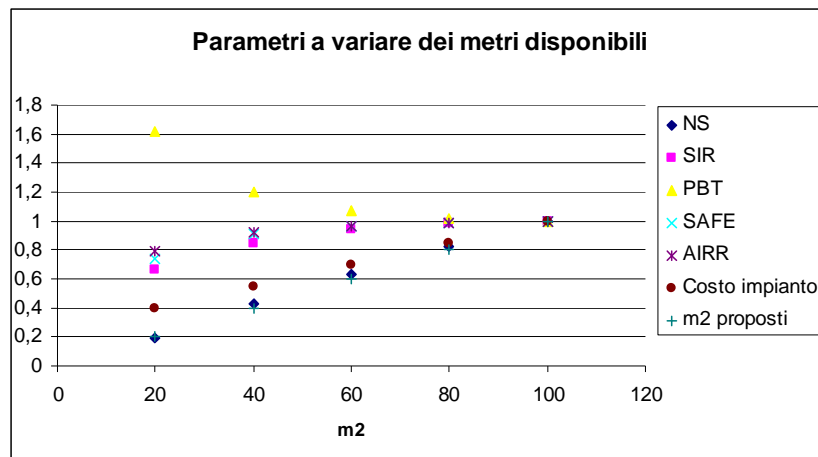


Figura 7. 29, variazione parametri al variare della superficie disponibile “medio budget” – Solare Termico

La non linearità per la maggior parte dei parametri, è evidente. Segue la tabella delle variazioni (Tabella 7. 20).

	80	60	40	20	Var. tot
Costo impianto	-15%	-15%	-15%	-15%	-60%
m2 proposti	-20%	-20%	-20%	-20%	-80%
NS	-17%	-19%	-21,05%	-22,93%	-80,44%
SIR	-2%	-4%	-8,98%	-18,83%	-33,94%
AIRR	-1%	-2%	-5,03%	-12,47%	-20,68%
PBT	2%	5%	13,05%	41,07%	61,53%
SAFE	-1%	-2%	-5,69%	-16,97%	-25,96%

Tabella 7. 20, valori variazione su superficie disponibile “medio budget” - Solare Termico

Il passaggio ad 80m<sup>2</sup> non porta notevoli variazioni, i ricavi poi rimangono proporzionati in tutta la scalata di metratura. Si può considerare limite i 40m<sup>2</sup> perché se a questo venisse aggiunto il finanziamento non si avrebbero più vantaggi.

### 7.3.3 Cogenerazione

La prima soluzione proposta è in figura (Figura 7. 30).

NS Ottimo		SIR Ottimo		PBT Ottimo	
costo impianto		costo impianto		costo impianto	
60000		60000		60000	
potenza el. installata		potenza el. installata		potenza el. installata	
40	kW	40	kW	40	kW
investimento iniziale		investimento iniziale		investimento iniziale	
60000	€	60000	€	60000	€
consigliato mensile		consumo consigliato mensile		consumo consigliato mensile	
5580	m3	5580	m3	5580	m3
NS	131916 €	NS	131916 €	NS	131916 €
SIR	2,53 €	SIR	2,53 €	SIR	2,53 €
AIRR	0,089 %	AIRR	0,089 %	AIRR	0,089 %
PBT	5 anni	PBT	5 anni	PBT	5 anni
SAFE	-38 %	SAFE	-38 %	SAFE	-38 %

**Figura 7. 30, soluzione iniziale caso "medio budget"- Cogenerazione**

È evidente come la limitazione nell'investimento, abbia apportato una forte limitazione sulla potenza elettrica erogabile.

Con una somma di variabilità del -10%.

Le variabile su cui posso agire per valutare le variazioni sono:

- finanziamento
- potenza erogabile

Per quanto riguarda il finanziamento, a parità di condizioni di partenza, vengono fatte variare le percentuali di copertura e gli anni di rientro. Vengono riportati i dati, normalizzati al caso base (senza finanziamento).

I risultati sono:

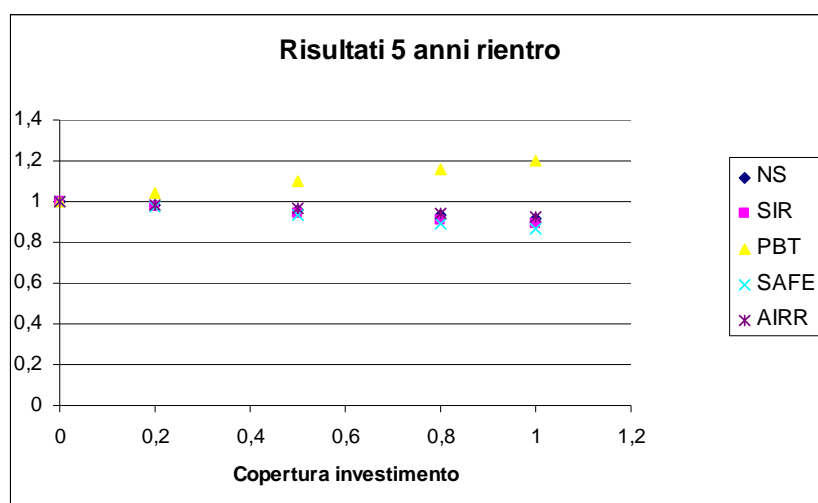


Figura 7. 31, variazione soluzione “medio budget” rispetto caso base per Fin. 5 anni - Cogeneratore

In figura (Figura 7. 31) si possono notare gli andamenti, decrescenti lineari per SAFE e NS (fanno riferimento alla stessa formula), mentre crescente per il PBT e decrescente per SIR e AIRR non lineari. Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-1,6%	-2,5%	-2,5%	-1,6%	-8,2%
SIR	-2,4%	-3,4%	-3,2%	-2,0%	-11,1%
AIRR	-1,5%	-2,2%	-2,1%	-1,4%	-7,2%
PBT	4,0%	6,1%	6,1%	4,1%	20,3%
SAFE	-2,6%	-3,9%	-3,9%	-2,6%	-13,0%

Tabella 7. 21, valori variazione “medio budget” per Fin. 5 anni - Cogeneratore

Con una soluzione di questo tipo, non si hanno problemi, anche il SAFE rimane distante (Tabella 7. 21).

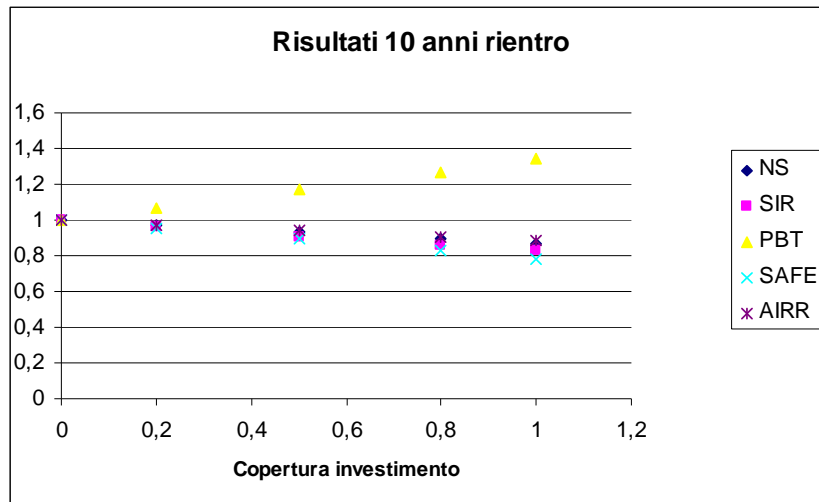


Figura 7. 32, variazione soluzione “medio budget” rispetto caso base per Fin. 10 anni - Cogeneratore

In figura (Figura 7. 32) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula), crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR. Non sono pendenze lineari.

Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-2,7%	-4,1%	-4,1%	-2,7%	-13,5%
SIR	-4,0%	-5,4%	-4,8%	-2,9%	-17,2%
AIRR	-2,5%	-3,5%	-3,3%	-2,1%	-11,4%
PBT	6,7%	10,1%	10,3%	6,9%	34,0%
SAFE	-4,3%	-6,5%	-6,5%	-4,3%	-21,6%

Tabella 7. 22, valori variazione “medio budget” per Fin. 10 anni - Cogeneratore

L'unica nota evidente è il passaggio del PBT da 5 a 7 anni (Tabella 7. 22). Partendo da un risultato così ampio, queste variazioni sono ininfluenti.

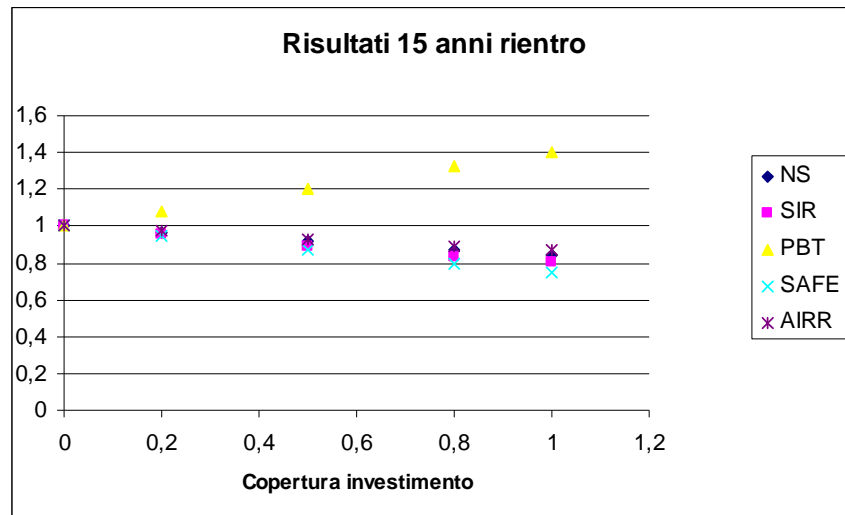


Figura 7. 33, variazione soluzione “medio budget” rispetto caso base per Fin. 15 anni - Cogeneratore

In figura (Figura 7. 33) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula), crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR. Non sono pendenze lineari.

Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-3,2%	-4,8%	-4,8%	-3,2%	-16,0%
SIR	-4,7%	-6,3%	-5,5%	-3,3%	-19,7%
AIRR	-2,9%	-4,1%	-3,8%	-2,4%	-13,3%
PBT	7,9%	12,0%	12,2%	8,3%	40,4%
SAFE	-5,1%	-7,7%	-7,7%	-5,1%	-25,6%

Tabella 7. 23, valori variazione “medio budget” per Fin. 15 anni - Cogeneratore

Le considerazioni fatte prima permangono, infatti l’incremento delle variazioni è stato solamente del 3% (Tabella 7. 23).

Per quanto riguarda la potenza, posso provare a valutare una diminuzione di potenza (Figura 7. 34).



I risultati sono:

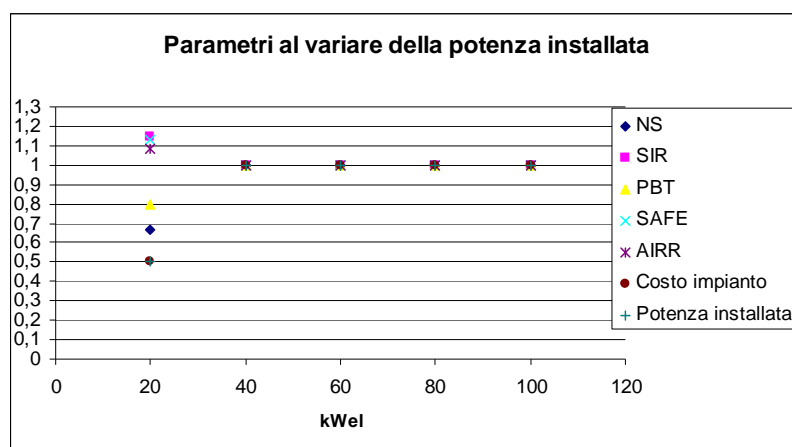


Figura 7. 34, variazione parametri al variare della potenza disponibile “medio budget” – Cogeneratore

Si nota subito come la potenza massima erogabile, limitata dal budget, è al limite di quella minima necessaria alla struttura.

	80	60	40	20	Var. totale
Costo Imp.	0%	0%	0%	-50%	-50%
Pot. installata	0%	0%	0%	-50%	-50%
NS	0%	0%	0%	-34%	-34%
SIR	0%	0%	0%	15%	15%
AIRR	0%	0%	0%	8%	8%
PBT	0%	0%	0%	-20%	-20%
SAFE	0%	0%	0%	13%	13%

Tabella 7. 24, valori variazione su potenza disponibile “medio budget” - Cogeneratore

Passando ad una potenza più bassa, si ha come miglioramento il SIR e il SAFE (Tabella 7. 24).

### 7.3.4 Soluzione caso “medio budget”

Vengono di seguito riportati i valori calcolati nella soluzione senza finanziamento (Tabella 7. 25).

	Fotovoltaico	Solare Termico	Cogenerazione
Costo impianto	53000€	50000€	60000€
Installazione	100 m <sup>2</sup>	100 m <sup>2</sup>	40 kWel
NS	56377 €	54795 €	131916 €
SIR	2,08 €	2,98 €	2,53 €
AIRR	0,071	0,0865	0,089
PBT	9 anni	6 anni	5 anni
SAFE	-52%	-66%	-38%
Variazioni	-35%	-35%	-10%

**Tabella 7. 25, soluzioni iniziali "medio budget"**

Anche in questo caso il cogeneratore è la soluzione migliore, osservando un NS che è quasi tre volte gli altri. Anche per il fatto che modificando alcuni parametri, non sono state evidenziate percentuali significative di variazione. Rimane quindi la soluzione consigliata anche attraverso finanziamento totale per avere un flusso di cassa sempre positivo.

Per quanto riguarda le soluzioni a energia solare, sono stati rilevati risultati positivi e migliori del caso “piccolo budget”, considerando poi che a causa della limitazione di superficie, si risparmierebbero 10000€ sull’investimento.

## 7.4 Caso budget “GRANDE”

Si considera un budget di 120.000 €, la “maschera” viene settata come in figura (Figura 7. 35).

Maschera di compilazione				
Dati struttura				
Bolletta			Zona edificazione (nord-centro-sud)	
	GAS (Nm3)	Elettricità(kWh)	c	(n/c/s)
Gennaio	12873,5	23902,5		
Febbraio	9843	22147,5		
Marzo	6313,5	24518,5		
Aprile	4486	23162,5		
Maggio	1968	37043,5	Potenza elettrica MAX richiesta (kW)	
Giugno	2128,5	42207	kW	110
Luglio	1654	49657,5		
Agosto	1867,5	50199	presente una caldaia a condensazione? (s/n)	
Settembre	1964	37835,5	n	
Ottobre	3444	27446,5		
Novembre	5933	23017,5		
Dicembre	8909	22948		
			Investimento richiesto max	
			€	120.000,00
			Metratura disponibile pannelli m2	
			m2	100

Figura 7. 35, Settaggio maschera caso "grande budget"

I valori che vengono riportati sono analizzati per tecnologia. Il caso base considerato, con cui verranno fatti i confronti, è quello senza finanziamento. Si nota subito che avendo raggiunto già nel caso precedente il limite di superficie, i casi “fotovoltaico” e “solare termico” avranno le stesse soluzioni del caso precedente.

### 7.4.1 Fotovoltaico

La prima soluzione proposta è in figura (Figura 7. 36).

NS Ottimo		SIR Ottimo		PBT Ottimo	
costo impianto		costo impianto		costo impianto	
52083	€	52083	€	52083	€
investimento iniziale		investimento iniziale		investimento iniziale	
52083	€	52083	€	52083	€
metratura consigliata		metratura consigliata		metratura consigliata	
100	m2	100	m2	100	m2
NS	56377 €	NS	56377 €	NS	56377 €
SIR	2,08 €	SIR	2,08 €	SIR	2,08 €
AIRR	0,071 %	AIRR	0,071 %	AIRR	0,071 %
PBT	9 anni	PBT	9 anni	PBT	9 anni
SAFE	-52 %	SAFE	-52 %	SAFE	-52 %

Figura 7. 36, soluzione iniziale caso "grande budget" - Fotovoltaico

Con una somma di variabilità del -35%.

Le variabile su cui posso agire per valutare le variazioni sono:

- finanziamento
- potenza elettrica
- metratura disponibile

Per quanto riguarda il finanziamento, a parità di condizioni di partenza, vengono fatte variare le percentuali di copertura e gli anni di rientro. Vengono riportati i dati, normalizzati al caso base (senza finanziamento).

I risultati sono:

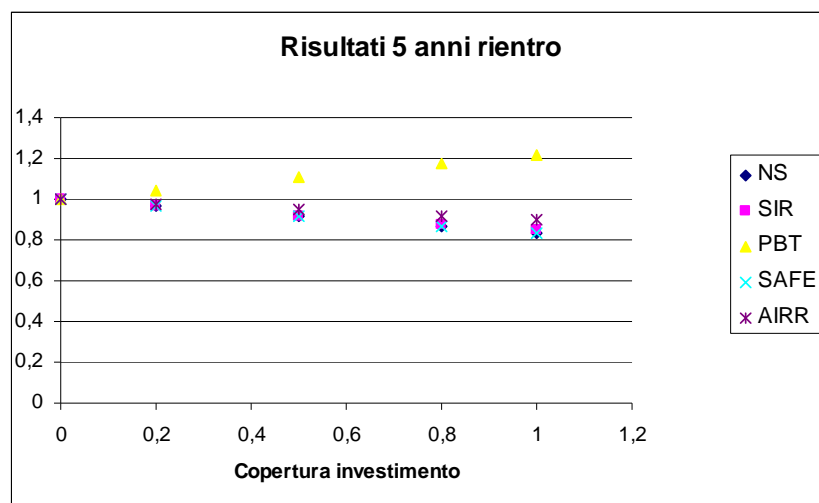


Figura 7. 37, variazione soluzione “grande budget” rispetto caso base per Fin. 5 anni - Fotovoltaico

In figura (Figura 7. 37) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula) lineari, mentre crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR non lineari.

Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-3,3%	-5,0%	-5,0%	-3,3%	-16,6%
SIR	-3,5%	-4,8%	-4,3%	-2,7%	-15,2%
AIRR	-2,1%	-3,1%	-2,9%	-1,9%	-9,9%
PBT	4,3%	6,5%	6,7%	4,5%	22,0%
SAFE	-3,3%	-5,0%	-5,0%	-3,3%	-16,6%

Tabella 7. 26, valori variazione “grande budget” per Fin. 5 anni - Fotovoltaico

Come previsto, il finanziamento, seppur di breve durata, comporta notevoli variazioni (Tabella 7. 26). Ad esempio il SAFE ha raggiunto una quota tale da essere a solo +9% dal limite considerato redditizio. Quindi sarebbe utile un investimento parziale.

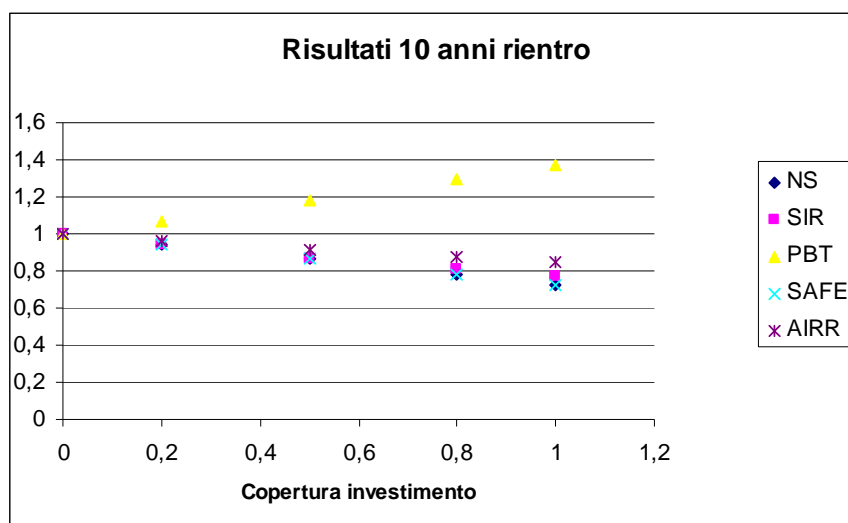


Figura 7. 38, variazione soluzione “grande budget” rispetto caso base per Fin. 10 anni - Fotovoltaico

In figura (Figura 7. 38) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula), crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR. Non sono pendenze lineari.

Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-5,5%	-8,3%	-8,3%	-5,5%	-27,5%
SIR	-5,6%	-7,3%	-6,3%	-3,7%	-22,9%
AIRR	-3,5%	-4,9%	-4,5%	-2,8%	-15,7%
PBT	7,1%	11,0%	11,4%	7,9%	37,4%
SAFE	-5,5%	-8,3%	-8,3%	-5,5%	-27,5%

Tabella 7. 27, valori variazione “grande budget” per Fin. 10 anni - Fotovoltaico

Il finanziamento così considerato ha già raggiunto una notevole difficoltà di attuazione (Tabella 7. 27). Infatti il SAFE è a solo un +3% dal limite, e il PBT è quasi la metà del tempo di vita dell’impianto. Anche per questa soluzione è consigliabile un investimento parziale.

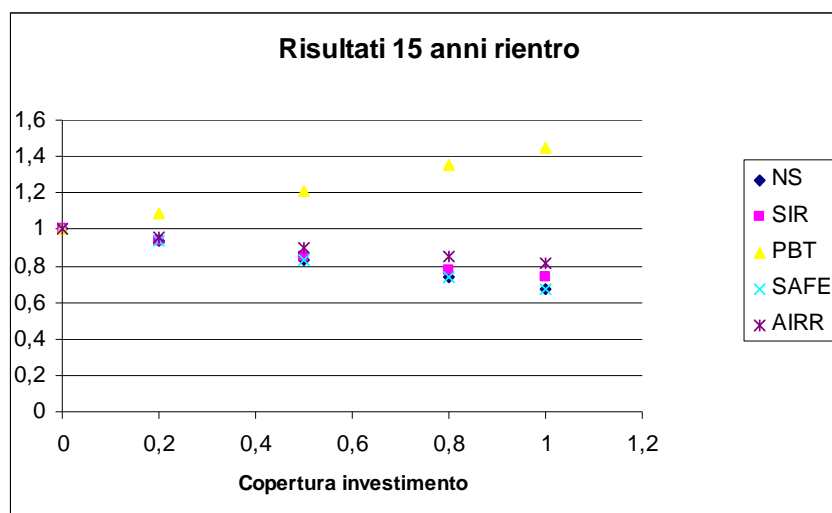


Figura 7. 39, variazione soluzione “grande budget” rispetto caso base per Fin. 15 anni - Fotovoltaico

In figura (Figura 7. 39) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula), crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR. Non sono pendenze lineari.

Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-6,5%	-9,8%	-9,8%	-6,5%	-32,6%
SIR	-6,6%	-8,4%	-7,0%	-4,1%	-26,1%
AIRR	-4,1%	-5,7%	-5,2%	-3,2%	-18,1%
PBT	8,5%	13,1%	13,8%	9,6%	44,9%
SAFE	-6,5%	-9,8%	-9,8%	-6,5%	-32,6%

Tabella 7. 28, valori variazione “grande budget” per Fin. 15 anni - Fotovoltaico

Questa soluzione è invece sconsigliabile, il SAFE è al limite (Tabella 7. 28). Il PBT ha superato la metà del tempo di vita dell’impianto. Anche una soluzione parziale non converrebbe perché comunque a parità di importo versato, danno più garanzie le soluzioni precedenti.

Passo alla variazione della potenza elettrica da coprire. Avendo inserito la potenza minima, posso solo aumentare, ma non cambia nulla perché il limite è imposto dal valore del budget basso. Anche installando una potenza più bassa del minimo dell’utenza, il limite è imposto dalla metratura disponibile.

Infine provo a variare la metratura disponibile, considerandola massima a 100m<sup>2</sup> e tenendolo come caso base (Figura 7. 40). Seguendo la normalizzazione utilizzata in precedenza.

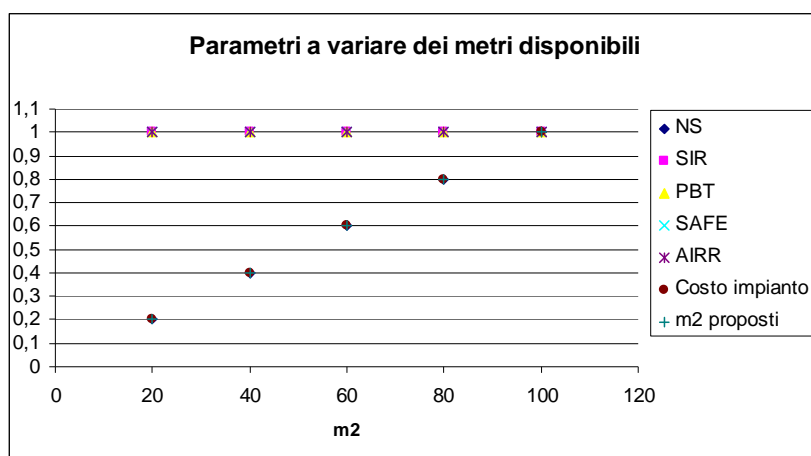


Figura 7. 40, variazione parametri al variare della superficie disponibile “grande budget” – Fotovoltaico

Poiché sovrapposti, riporto i dati delle variazioni rispetto il caso base in tabella (Tabella 7. 29).

	80	60	40	20	Var. tot
Costo impianto	-20%	-20%	-20%	-20%	-80%
m2 proposti	-20%	-20%	-20%	-20%	-80%
NS	-20%	-20%	-20%	-20%	-80%
SIR	0%	0%	0%	0%	0%
AIRR	0%	0%	0%	0%	0%
PBT	0%	0%	0%	0%	0%
SAFE	0%	0%	0%	0%	0%

Tabella 7. 29, valori variazione su superficie disponibile “grande budget” - Fotovoltaico

Una cosa particolare è che dal SIR al SAFE non subisco variazioni, mentre come era prevedibile, il costo dell’impianto varia con i m<sup>2</sup> proposti come per NS.

In questo caso è limitante la disponibilità di metratura.

## 7.4.2 Solare Termico

La prima soluzione proposta è in figura (Figura 7. 41).

NS Ottimo		SIR Ottimo		PBT Ottimo	
costo impianto		costo impianto		costo impianto	
50000	€	50000	€	50000	€
investimento iniziale		investimento iniziale		investimento iniziale	
50000	€	50000	€	50000	€
metratura consigliata		metratura consigliata		metratura consigliata	
100,0	m2	100,0	m2	100,0	m2
NS	54795 €	NS	54795 €	NS	54795 €
SIR	2,98 €	SIR	2,98 €	SIR	2,98 €
AIRR	0,086 %	AIRR	0,086 %	AIRR	0,086 %
PBT	6 anni	PBT	6 anni	PBT	6 anni
SAFE	-66 %	SAFE	-66 %	SAFE	-66 %

Figura 7. 41, soluzione iniziale caso "grande budget" - Solare termico

Con una somma di variabilità del -35%.

Le variabile su cui posso agire per valutare le variazioni sono:

- finanziamento
- metratura disponibile



Per quanto riguarda il finanziamento, a parità di condizioni di partenza, vengono fatte variare le percentuali di copertura e gli anni di rientro. Vengono riportati i dati, normalizzati al caso base (senza finanziamento).

I risultati sono:

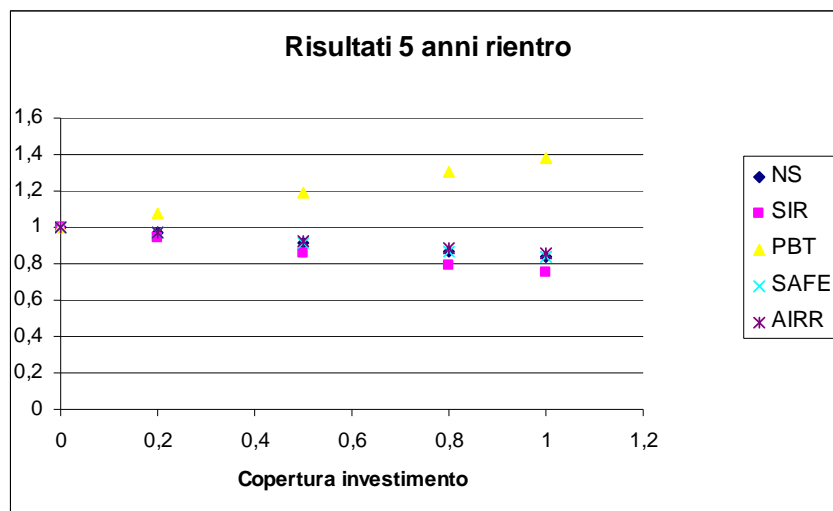


Figura 7. 42, variazione soluzione “grande budget” rispetto caso base per Fin. 5 anni - Solare Termico

In figura (Figura 7. 42) si possono notare gli andamenti, decrescenti lineari per SAFE e NS (fanno riferimento alla stessa formula), mentre crescente per il PBT e decrescente per SIR e AIRR non lineari. Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-3,3%	-4,9%	-4,9%	-3,3%	-16,4%
SIR	-6,1%	-7,9%	-6,6%	-3,9%	-24,5%
AIRR	-3,2%	-4,4%	-4,0%	-2,5%	-14,1%
PBT	7,4%	11,3%	11,5%	7,8%	38,0%
SAFE	-3,3%	-4,9%	-4,9%	-3,3%	-16,4%

Tabella 7. 30, valori variazione “grande budget” per Fin. 5 anni - Solare Termico

L'unico termine che varia in maniera notevole è il PBT che passa da 6 a 8 anni (Tabella 7. 30). Per il resto sono valori contenuti, che mantengono buona la soluzione.

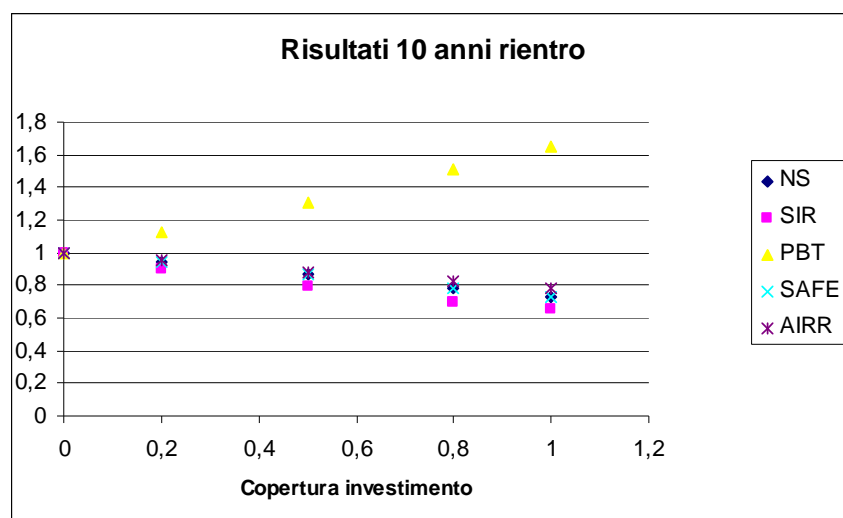


Figura 7. 43, variazione soluzione “grande budget” rispetto caso base per Fin. 10 anni - Solare Termico

In figura (Figura 7. 43) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula), crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR. Non sono pendenze lineari. Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-5,4%	-8,2%	-8,2%	-5,4%	-27,2%
SIR	-9,7%	-11,5%	-8,9%	-4,9%	-35,0%
AIRR	-5,1%	-6,8%	-5,9%	-3,6%	-21,4%
PBT	12,3%	19,0%	19,7%	13,6%	64,6%
SAFE	-5,4%	-8,2%	-8,2%	-5,4%	-27,2%

Tabella 7. 31, valori variazione “grande budget” per Fin. 10 anni - Solare Termico

Peggiorando di almeno un 10% rispetto alla soluzione precedente, si iniziano a vedere le prime difficoltà di attuazione (Tabella 7. 31). Ancora il PBT che da 6 passa a 10 anni. Gli altri parametri rimangono ancora accettabili.

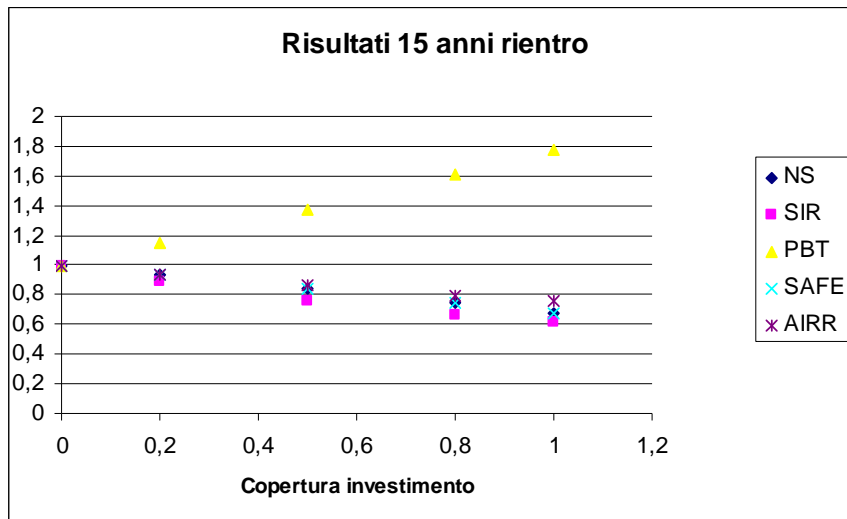


Figura 7. 44, variazione soluzione “grande budget” rispetto caso base per Fin. 15 anni - Solare Termico

In figura (Figura 7. 44) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula), crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR. Non sono pendenze lineari. Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-6,4%	-9,7%	-9,7%	-6,4%	-32,2%
SIR	-11,3%	-12,9%	-9,6%	-5,2%	-38,9%
AIRR	-6,0%	-7,8%	-6,7%	-4,0%	-24,5%
PBT	14,6%	22,7%	23,8%	16,5%	77,5%
SAFE	-6,4%	-9,7%	-9,7%	-6,4%	-32,2%

Tabella 7. 32, valori variazione “grande budget” per Fin. 15 anni - Solare Termico

A parte il PBT che continua a rimanere alto (11 anni), gli altri parametri hanno aggiunto solo un 5% rispetto al precedente risultato (Tabella 7. 32). Il SAFE rimane ancora buono, avendo un +10% dal limite.

Proseguo variando la metratura disponibile, considerandola massima a 100m<sup>2</sup> e tenendolo come caso base (Figura 7. 45).

Seguendo la normalizzazione precedenti.

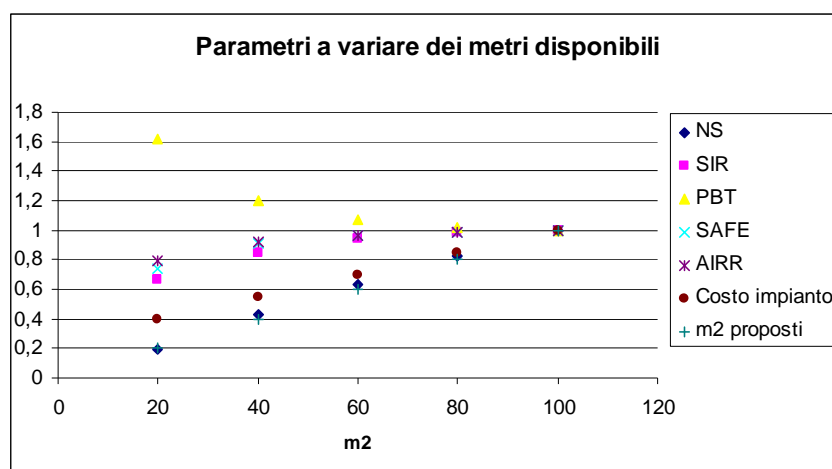


Figura 7. 45, variazione parametri al variare della superficie disponibile “grande budget” – Solare Termico

Segue la tabelle delle variazioni (Tabella 7. 33).

	80	60	40	20	Var. tot
Costo impianto	-15%	-15%	-15%	-15%	-60%
m2 proposti	-20%	-20%	-20%	-20%	-80%
NS	-17%	-19%	-21,05%	-22,93%	-80,44%
SIR	-2%	-4%	-8,98%	-18,83%	-33,94%
AIRR	-1%	-2%	-5,03%	-12,47%	-20,68%
PBT	2%	5%	13,05%	41,07%	61,53%
SAFE	-1%	-2%	-5,69%	-16,97%	-25,96%

Tabella 7. 33, valori variazione su superficie disponibile “grande budget” - Solare Termico

Il passaggio ad 80m<sup>2</sup> non porta notevoli variazioni, i ricavi poi rimangono proporzionati in tutta la scalata di metratura. Si può considerare limite i 40m<sup>2</sup> perché se a questo venisse aggiunto il finanziamento non si avrebbero più vantaggi.

### 7.4.3 Cogenerazione

La prima soluzione proposta è in figura (Figura 7. 46).

NS Ottimo		SIR Ottimo		PBT Ottimo	
costo impianto		costo impianto		costo impianto	
120000		120000		120000	
potenza el. installata		potenza el. installata		potenza el. installata	
80	kW	80	kW	80	kW
investimento iniziale		investimento iniziale		investimento iniziale	
120000	€	120000	€	120000	€
consigliato mensile		consumo consigliato mensile		consumo consigliato mensile	
8185	m3	8185	m3	8185	m3
NS	161496 €	NS	161496 €	NS	161496 €
SIR	2,02 €	SIR	2,02 €	SIR	2,02 €
AIRR	0,077 %	AIRR	0,077 %	AIRR	0,077 %
PBT	7 anni	PBT	7 anni	PBT	7 anni
SAFE	-28 %	SAFE	-28 %	SAFE	-28 %

**Figura 7. 46, soluzione iniziale caso "grande budget" - Cogenerazione**

Con una somma di variabilità del -30%.

Le variabile su cui posso agire per valutare le variazioni sono:

- finanziamento
- potenza erogabile

Per quanto riguarda il finanziamento, a parità di condizioni di partenza, vengono fatte variare le percentuali di copertura e gli anni di rientro. Vengono riportati i dati, normalizzati al caso base (senza finanziamento).

I risultati sono:

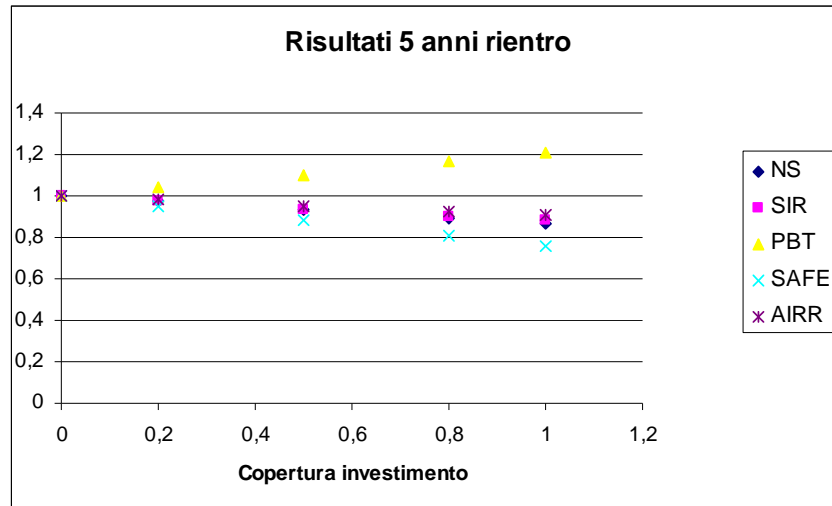


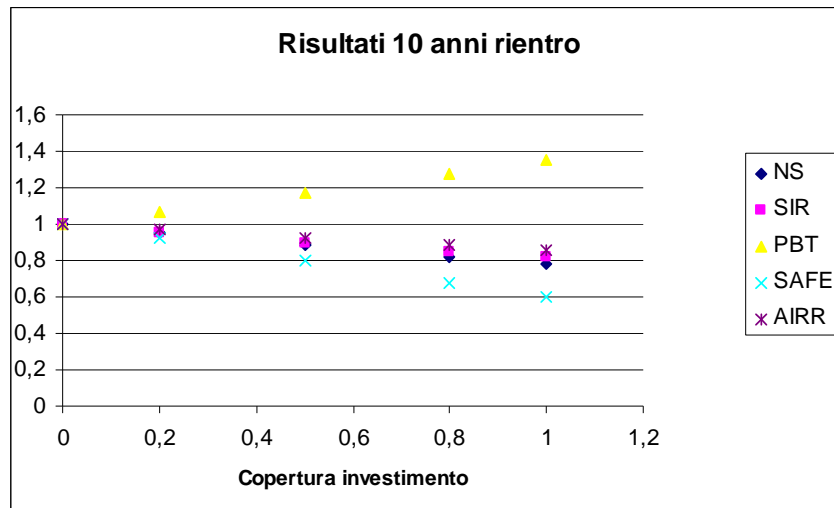
Figura 7. 47, variazione soluzione “grande budget” rispetto caso base per Fin. 5 anni - Cogeneratore

In figura (Figura 7. 47) si possono notare gli andamenti, decrescenti lineari per SAFE e NS (fanno riferimento alla stessa formula) ,mentre crescente per il PBT e decrescente per SIR e AIRR non lineari. Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-2,7%	-4,0%	-4,0%	-2,7%	-13,4%
SIR	-2,7%	-3,7%	-3,4%	-2,2%	-12,0%
AIRR	-1,9%	-2,7%	-2,6%	-1,7%	-8,9%
PBT	4,1%	6,2%	6,3%	4,3%	20,9%
SAFE	-4,8%	-7,2%	-7,2%	-4,8%	-24,1%

Tabella 7. 34, valori variazione “grande budget” per Fin. 5 anni - Cogeneratore

Il SAFE ha superato il limite già in partenza (Tabella 7. 34). Soluzione che per il resto rimane accettabile.



**Figura 7. 48, variazione soluzione “grande budget” rispetto caso base per Fin. 10 anni - Cogeneratore**

In figura (Figura 7. 48) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula), crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR. Non sono pendenze lineari.

Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-4,4%	-6,6%	-6,6%	-4,4%	-22,1%
SIR	-4,3%	-5,8%	-5,2%	-3,1%	-18,4%
AIRR	-3,1%	-4,4%	-4,1%	-2,6%	-14,1%
PBT	6,8%	10,4%	10,7%	7,3%	35,3%
SAFE	-8,0%	-12,0%	-12,0%	-8,0%	-39,9%

**Tabella 7. 35, valori variazione “grande budget” per Fin. 10 anni - Cogeneratore**

Il SAFE si porta ancora più lontano dal limite (Tabella 7. 35). Anche questa soluzione permane accettabile.

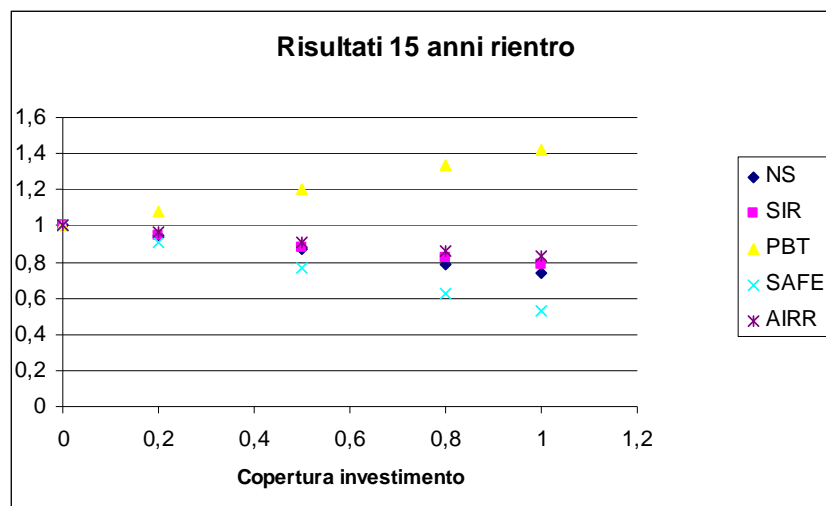


Figura 7. 49, variazione soluzione “grande budget” rispetto caso base per Fin. 15 anni - Cogeneratore

In figura (Figura 7. 49) si possono notare gli andamenti, identici per SAFE e NS (perché derivano dalla stessa formula), crescente per il PBT, e decrescente per SIR e AIRR. Non sono pendenze lineari. Tabella variazioni per passi:

	0,2	0,5	0,8	1	Var. totale
NS	-5,2%	-7,9%	-7,9%	-5,2%	-26,2%
SIR	-5,1%	-6,7%	-5,8%	-3,5%	-21,1%
AIRR	-3,6%	-5,1%	-4,7%	-3,0%	-16,4%
PBT	8,1%	12,4%	12,8%	8,8%	42,1%
SAFE	-9,5%	-14,2%	-14,2%	-9,5%	-47,3%

Tabella 7. 36, valori variazione “grande budget” per Fin. 15 anni - Cogeneratore

Rimangono valide le considerazioni precedenti. Con un PBT che da 7 si porta a 10 anni (Tabella 7. 36).

Per quanto riguarda la potenza, posso provare a valutare una diminuzione di potenza. I risultati sono riportati in figura (Figura 7. 50).



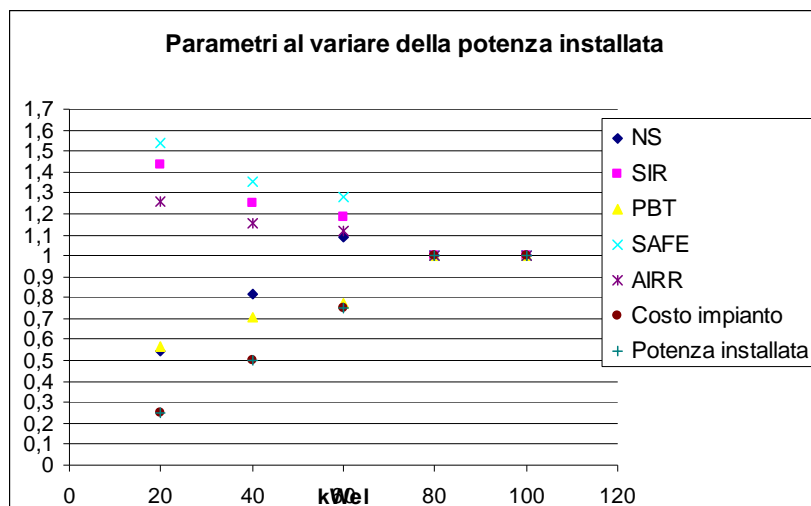


Figura 7. 50, variazione parametri al variare della potenza disponibile “grande budget” – Cogeneratore

La potenza minima, sufficiente per soddisfare le necessità dell'albergo, non sono state raggiunte. La limitazione è presente e notevole. I dati delle variazioni, vengono riportati in tabella (Tabella 7. 37).

	80	60	40	20	Var. totale
Costo Imp.	0%	-25%	-25%	-25%	-75%
Pot. Installata	0%	-25%	-25%	-25%	-75%
NS	0%	9%	-27%	-27%	-46%
SIR	0%	19%	7%	18%	44%
AIRR	0%	12%	4%	10%	26%
PBT	0%	-23%	-6%	-14%	-44%
SAFE	0%	28%	8%	18%	54%
Variabilità	0%	-10%	-15%	0%	-25%

Tabella 7. 37, valori variazione su potenza disponibile “grande budget” - Cogeneratore

Passando ad una potenza più bassa, si ha come miglioramento il SIR. A questo però si aggiunge l'aumento di variabilità sottoposto alla soluzione.

#### 7.4.4 Soluzione caso “grande budget”

Vengono di seguito riportati i valori prelevati dalla soluzione base, cioè senza finanziamento (Tabella 7. 38).

	Fotovoltaico	Solare Termico	Cogenerazione
Costo impianto	53000€	50000€	120000€
installazione	100 m <sup>2</sup>	100 m <sup>2</sup>	80 kWel
NS	56377 €	54795 €	161496 €
SIR	2,08 €	2,98 €	2,02 €
AIRR	0,071	0,086	0,077
PBT	9 anni	6 anni	7 anni
SAFE	-52%	-66%	-28%
Variazioni	-35%	-35%	-30%

**Tabella 7. 38, soluzioni iniziali "grande budget"**

A questo punto il cogeneratore non è più affidabile, la variabilità del risultato è troppo grande e si rischia addirittura di andare in perdita. Quindi si potrebbe optare alle soluzioni “solari”, le quali però sono rimaste bloccate dalla superficie disponibile, quindi non danno risultati migliori rispetto al caso “medio”. A questo punto si potrebbe proporre un matching di soluzioni, utilizzando le percentuali sulla variazione di metratura e potenza.

Una soluzione tutta “solare”, notando che il fotovoltaico mantiene le proprie caratteristiche, e che il solare termico, fino a 40m<sup>2</sup> adotta una variazione simile al fotovoltaico, ha una soluzione pari a quella riportata in tabella (Tabella 7. 39).

	Fotovoltaico	Solare Termico
Costo impianto	31250€	27500€
Installazione	60 m <sup>2</sup>	40 m <sup>2</sup>
NS	33826 €	23286 €
SIR	2,08 €	2,53 €
AIRR	0,071	0,079
PBT	9 anni	7 anni
SAFE	-52%	-60%
Variazioni	-35%	-35%

**Tabella 7. 39, Risultati soluzione "solare"**

Buona soluzione, potrebbe essere proposta anche nel caso “medio”. Inserendo il finanziamento, rimane una soluzione accettabile, alla quale verranno attribuiti minori ricavi rispetto a quelli presentati sopra.

Un'altro possibile abbinamento è quello tra cogeneratore e fotovoltaico, infatti l'energia elettrica consumata dallo stabile non viene esaurita totalmente dai pannelli. Si sfrutta così una copertura parziale grazie alla cogenerazione.

Non è possibile effettuare un abbinamento così conveniente nel caso di cogenerazione e solare termico. Questo perchè dove nei mesi estivi, si verrebbe a perdere energia termica, a causa della copertura totale data dal cogeneratore.

## 8. CONCLUSIONI

Analizzate le varie tecnologie proposte, si sono osservate sia le prestazioni, sia gli incentivi che promuovono le soluzioni impiantistiche a basso impatto ambientale. Da qui è stato analizzato un caso di studio per poter valutare le potenzialità del programma creato, e allo stesso tempo, l'effettiva convenienza delle tecnologie proposte.

Nel caso del fotovoltaico, la forte linearizzazione delle caratteristiche tecnico-economiche, ha condotto ad un modello molto semplice, il quale però riesce a definire valori di ottimo locali in maniera piuttosto netta. Le soluzioni trovate lasciano intravedere una bassa convenienza ad attuare questa tecnologia. Infatti se non fossero proposte agevolazioni o finanziamenti, i tempi di rientro all'esborso economico, sarebbero uguali o superiori al tempo di vita dell'impianto. Si attende che il costo della tecnologia diminuisca, grazie anche ad innovazioni apportate ai pannelli.

Il modello proposto per il solare termico risulta efficiente per quanto riguarda la soluzione, ma poco flessibile. Questo è dovuto alla linearizzazione di secondo grado, applicata direttamente ai consumi che rende difficile soprattutto l'analisi di criticità. Anche in questo caso non convince la convenienza di questa tecnologia, che solo grazie ad incentivi nazionali o locali, può essere presa in considerazione. Anche in questo caso sono in attesa nuove tecniche, e costi inferiori.

La cogenerazione infine ha un modello che ne semplifica le reali potenzialità. Questo porta ad avere possibili sovra dimensionamenti durante periodi estivi, contrariamente ai periodi invernali dove parallelamente si possono avere sottodimensionamenti. Il tutto perché la valutazione viene effettuato con medie annuali. I risultati sono molto convincenti, anche per il fatto che il cogeneratore, seppur poco incentivato, porta a risultati che sono più del doppio rispetto alle altre tecnologie analizzate. Questo però avviene dove l'utilizzo dell'energia termica è elevato, perché utilizzare il cogeneratore solo per produrre energia elettrica, oltre a essere sprecato, non è conveniente. Il problema di questa tecnologia è l'alto costo iniziale, oltre allo spazio occupato ed i tempi d'installazione elevati.

L'utilizzo di parametri strettamente economici (LCCA) ha creato una soluzione attendibile. La continua innovazione tecnico-economica e la possibilità di fruire di nuove incentivazioni, rende questo strumento sempre più adatto ad aggiornamento. Non è scontata la possibilità di creare delle proposte di soluzione direttamente combinate, o l'aggiunta di altre tecnologie può rendere il programma valido su più fronti.

## 9. BIBLIOGRAFIA

- [1] ENEA, RSE, “Promozione delle elettrotecnologie innovative negli usi finali”, 2009
- [2] ACCOMANDITA, M.Prosperi, A.Croci, “Solare Termico”
- [3] ACCOMANDITA, M.Prosperi, C.Minelli, “Solare Fotovoltaico”
- [4] ENEA, RSE, “Supporto allo sviluppo di modelli per la simulazione di impianti di microcogenerazione per applicazione residenziale e terziaria: principali indicatori energetici definiti dalla normativa vigente e prestazioni a regime parziale delle principali tecnologie disponibili in commercio”, 2009
- [5] LA TERMOTECNICA, E.Metelli, “cogenerazione”, 2009
- [6] OIC, E.Ghiani, “Microcogenerazione”, 2008
- [7] SAVE, “RISCHI E OPPORTUNITÀ PER LA COGENERAZIONE A PICCOLA SCALA NEL MERCATO LIBERALIZZATO DELL’ENERGIA”, 2001
- [8] ENEA, Domsapiens, “Detrazione IRPEF del 55% per interventi di risparmio energetico sugli edifici”, 2010
- [9] AEG, “MANUALE OPERATIVO DEL SERVIZIO DI SCAMBIO SUL POSTO“, 2006
- [10] Ministero Sviluppo Economico, “Quarto Conto Energia”, 2011
- [11] FIRE, D.Forni, “Cogenerazione, fiscalità, incentivi”, 2008
- [12] Università “La Sapienza”, L. De Santoli, “Relazione Tecnica Impianto di Cogenerazione”, 2006
- [13] DOMOTECNICA, R. Cremonesi, G. Pilati, G. Bergamini, “Microcogenerazione”
- [14] CNA Energia, “impianti microcogenerazione”
- [15] CNA Energia, “pannelli fotovoltaici”
- [16] CNA Energia, “pannelli solari termici”
- [17] Agenzia Entrate, “Le agevolazioni fiscali per il risparmio energetico”, 2011

Siti web consultati:

[www.gse.it](http://www.gse.it)

[www.enea.it](http://www.enea.it)

[www.fire-italia.it](http://www.fire-italia.it)