

LA PIANIFICAZIONE ENERGETICA IN UN'AREA MARGINALE: UN MODELLO DI PROGRAMMAZIONE MATEMATICA PER LA SELEZIONE DEGLI INTERVENTI

Luisa De Simone¹

SOMMARIO

La pianificazione di sistemi energetici locali può essere molto complessa, a causa della molteplicità di obiettivi e *decision-makers* coinvolti. Il paper illustra questa complessità in riferimento, soprattutto, a territori definiti marginali, con l'obiettivo di offrire un supporto metodologico per affrontare il problema della scelta di soluzioni efficienti, considerando non solo le implicazioni di natura economica, ma anche quelle ambientali e sociali che derivano dalle scelte strategiche adottate. Nello specifico, si propone una metodologia basata sull'utilizzo integrato di strumenti di supporto alla decisione, che sia in grado di fornire tutte le informazioni di cui il decisore politico ha bisogno relativamente ad ogni singolo momento decisionale. Il processo valutativo, pertanto, consisterà, in primo luogo, nella selezione del set di interventi da inserire nel Piano di interventi, con l'ausilio di tecniche di programmazione binaria; successivamente, si procederà alla valutazione dei singoli progetti selezionati, con l'ausilio di una Analisi Costi Benefici basata sulla ricostruzione dei bilanci benefici – costi di ogni singolo soggetto coinvolto nella realizzazione di detti progetti.

¹ Dipartimento di Scienze Umane e Sociali, Università degli studi di Napoli L'Orientale, Largo S. Giovanni Maggiore 31, 80134 Napoli, ldesimone@unior.it

1. Multicriteria Decision Making Methods (MCDM) per la pianificazione energetica: review della letteratura

La rilevanza economica che l'energia ha assunto nel tempo ha fatto sì che, le problematiche caratteristiche di questo settore, e i loro effetti sull'economia costituiscano una sfida per il progresso di ogni Paese. Da qualche anno, infatti, la questione energetica è messa in primo piano nel dibattito economico e politico internazionale. In particolare, ciò che è messo in discussione è la sostenibilità (ambientale, economica e sociale) dell'attuale modello energetico, che rende necessari interventi, sia a livello di *policy*, sia di opere infrastrutturali, tali da permettere sostanziali miglioramenti in termini di sicurezza, costi e sostenibilità ambientale. Una necessità, questa, che dovrebbe tradursi in una riconversione del modello energetico, puntando sulla produzione di energia "alternativa" e, dunque, massimizzando l'uso delle fonti rinnovabili.

La rilevanza politica, sociale, economica ed ambientale del settore energetico, nonché le particolari caratteristiche delle stesse fonti rinnovabili (produzione decentralizzata, costi localizzati, benefici distribuiti, coinvolgimento di numerosi stakeholders) determinano la natura multidimensionale della pianificazione energetica, tale che negli anni, diversi autori hanno proposto specifiche tecniche di supporto alla decisione per le varie fasi del processo decisionale.

Proprio per le sue caratteristiche, il processo di *decision - making* nel settore energetico, e in particolare delle fonti rinnovabili, sembra offrire largo spazio alla applicazione di approcci valutativi di tipo multicriteriale.

L'analisi decisionale multicriteriale, è un approccio multidisciplinare sviluppatosi nell'ambito delle analisi dei sistemi, che parte dall'assunto secondo il quale "tutti i problemi decisionali sono, in genere, problemi multi obiettivo e multidimensionali, nel senso che vi interagiscono aspetti tecnici, economici, sociali, politici, ambientali etc., non facilmente riconducibili ad una comune unità di misura e talora nemmeno esprimibili in una qualunque scala cardinale" (Rostirolla, 1992). In altre parole, le analisi multicriteriali intendono prendere in considerazione gli effetti degli investimenti nelle loro più appropriate dimensioni, riconoscendone esplicitamente la multidimensionalità (Dodgson *et al.*, 2000).

Esistono in letteratura diversi modelli e strumenti basati su tecniche multicriteriali applicate ai problemi ambientali ed energetici, in particolare l'AHP (Analytical Hierarchy Process) ed ELECTRE (Elimination et Choix Traduisant la Réalité).

Georgopoulou *et al.* (1997) e Becalli *et al.* (2003), hanno proposto l'applicazione di ELECTRE III², per la selezione di impianti a fonti rinnovabili al fine di promuovere la

² I metodi ELECTRE sono stati elaborati inizialmente dal prof. Bernard Roy dell'Università di Parigi Dauphine a partire dalla fine degli anni '60. Questi metodi muovono dal presupposto che il decisore non sia perfettamente razionale e quindi possa esprimere, per ogni coppia di azioni (*a* e *b*), non solo la sua preferenza (*P*) o

diffusione di tali tecnologie a livello regionale. Gli autori ritengono che tale strumento metodologico dia al decisore un consistente aiuto nella selezione delle tecnologie più innovative nel settore energetico, secondo obiettivi fissati preliminarmente.

Nigim *et al* (2004) utilizzano, invece, l'Analisi gerarchica (AHP)³ per determinare le priorità tra cinque differenti progetti di fonti rinnovabili attraverso l'utilizzo di alcuni criteri che misurano sia gli impatti che la fattibilità dei progetti. Questa tecnica fornisce un *ranking* delle alternative e indicazioni della distanza delle posizioni dei vari gruppi di interesse coinvolti.

La numerosità delle tecniche multicriteriali comporta, tuttavia, delle considerazioni rispetto alla loro scelta nell'applicazione ad un determinato caso studio. In altri termini, consapevoli che l'analisi multi criteri, in genere, risulta più idonea di altre nell'affrontare problemi complessi di natura multidimensionale, è necessario scegliere, tra le tante tecniche, quelle che consentono di interpretare meglio il problema decisionale, superando la logica semplificatrice del ricorso ad una tecnica valutativa standard.

Talvolta il problema decisionale può riguardare non la scelta di una alternativa tra un insieme di proposte disponibili, né la definizione di una lista di priorità tra le stesse, bensì lo studio e la creazione di scenari efficienti a partire da situazioni dal contorno ancora non ben definite, ossia l'individuazione di strumenti operativi che nel loro insieme rappresentano la soluzione di miglior compromesso tra gli obiettivi rilevanti per il *decision maker*.

È questo il caso dei problemi decisionali che bisogna affrontare nel momento in cui si definiscono le caratteristiche e l'articolazione di un programma di investimenti. In casi di questo tipo, ciò che importa, non è la performance del singolo investimento compreso nel piano, bensì gli impatti globali generati dal piano nel suo complesso.

Per la risoluzione di problemi di questo tipo, molto utile è l'utilizzo di tecniche di programmazione matematica multi obiettivo. La finalità di tale tecnica è, in un primo momento, la ricerca delle soluzioni ammissibili del problema, efficienti nello spazio delle variabili e non dominate nello spazio dei criteri, attraverso la risoluzione di un problema di ottimizzazione mono – obiettivo. In un secondo momento, invece, l'obiettivo è individuare la soluzione di “miglior compromesso” nell'ambito del set di soluzioni non dominate individuate nel passo precedente.

indifferenza (I) verso l'una o l'altra azione, ma anche una preferenza meno marcata definita “debole” (Q) o una incomparabilità (R) (Nannariello, 2003). Accettando questo modello di ragionamento del decisore, le preferenze non saranno più necessariamente consistenti né tantomeno transitive. Pertanto dall'aggregazione delle prestazioni di ciascuna alternativa scaturiscono degli ordinamenti incompleti (alcune alternative posso non essere incluse nell'ordinamento) che hanno un significato meramente ordinale (conta solo la posizione in graduatoria).

³ È un metodo di valutazione multi criteri che rientra nel gruppo dei metodi compensatori, che permettono un trade – off tra gli attributi. Sviluppato da T.L. Saaty (1980) ed informatizzato attraverso il software Exper Choice, questa tecnica ha per obiettivo l'attribuzione a ciascuna alternativa di un punteggio che ne rappresenta la prestazione complessiva. Il principio fondamentale da cui parte il metodo dell'AHP è che ciascun problema complesso può essere suddiviso in una serie di sottoproblemi semplici, rappresentabili attraverso una gerarchia, la cui soluzione concorre alla definizione del risultato globale.

2. L’approccio proposto: tecniche di programmazione matematica multi – obiettivo per la selezione delle alternative

2.1 Il problema decisionale di riferimento

La scelta delle tecniche di aiuto alla decisione è strettamente legata alla natura e alla complessità del problema decisionale che si vuole affrontare. Nel nostro caso, il problema decisionale riguarda la pianificazione di interventi energetici da parte di un soggetto pubblico, la cui strategia funzionale consiste nell’installare in un dato territorio, impianti di conversione energetica da biomassa.

Ai fini del nostro lavoro, riteniamo che sia cruciale analizzare le potenzialità dello sfruttamento della biomassa⁴ per la produzione di energia alternativa, sia come strategia ambientale, sia per il risanamento delle aree degradate e il riuso delle aree agricole dismesse, nonché come opportunità di sviluppo economico, in quanto essa può dare un utile contributo alla soddisfazione della futura domanda energetica mondiale, in modo sostenibile, ma soprattutto può aiutare le aree marginali ad uscire dal rischio di desertificazione sociale ed ambientale.

Relativamente al territorio, si è ipotizzato di fare riferimento ad una area che presenti significativi elementi di marginalità socio economica ed infrastrutturale (Buran, 1998)⁵, e che per semplicità operativa ricade nel territorio campano, dove la Regione ha manifestato, negli ultimi anni, un forte interesse sia per quelle aree definite in letteratura come marginali sia per il settore delle biomasse (PEAR, 2009)⁶. Più nello specifico, ma comunque a titolo esemplificativo, in questo lavoro è stata presa in considerazione quella porzione di territorio campano in cui ricadono quattro Comunità Montane (CM Valle dell’Ufita, Alto Tammaro, Alta Irpinia e del Fortore), che vengono identificate come aree caratterizzate da ritardo di sviluppo (aree D2), rispetto alle quali si prevede l’attuazione di processi di riconversione produttiva in direzione di nuovi prodotti e nuovi mercati e lo sviluppo di investimenti nel settore delle bioenergie (PSR 2007 – 2013).

⁴Secondo quanto dettato dalla Direttiva 2009/28/CE, per biomassa si intende “la frazione biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui di origine biologica provenienti dall’agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali), dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, comprese la pesca e l’acquacoltura, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”.

⁵ Secondo Buran, per marginalità socioeconomica e infrastrutturale”, si intende “un depotenziamento strutturale della capacità di reazione del sistema locale prodotto da un processo di spopolamento attraverso un incrocio di effetti recessivi”, che a loro volta generano ulteriori spinte allo spopolamento, producendo una spirale perversa (la cosiddetta “spirale della marginalità”) e un ostacolo strutturale a eventuali sforzi di rivitalizzazione territoriale

⁶ “[...]sviluppare le potenzialità agro – energetiche delle biomasse derivate dai residui inutilizzati dall’agricoltura [...]. A questo si unisce anche l’esigenza di valorizzare le aree dove non sussistono attualmente le condizioni agro – ambientali per le coltivazioni (aree interessate dal cuneo salino o con status ambientale alterato) e le aree a rischio di marginalità (aree a rischio idrogeologico, abbandono colturale) per essere dedicate temporaneamente a colture energetiche”[PEAR, p.139].

2.2 La tecnica dell'ottimizzazione vincolata: una descrizione metodologica

Una volta individuato il territorio di riferimento, la strategia funzionale del soggetto pubblico si concretizza nella individuazione, esistente tra le ipotesi di progetti a disposizione di un set di progetti x_j che possano rientrare in un ipotetico piano di interventi.

In questa fase decisionale, ciò che importa non è tanto la bontà del singolo progetto da includere nel Piano, bensì l'individuazione del mix di progetti che massimizzi l'utilità per la collettività nel rispetto dei vari vincoli sulla disponibilità delle risorse finanziarie, sulla capacità organizzativa e gestionale, etc. Ciò significa che il decisore dovrebbe essere in grado di confrontare l'utilità generata rispettivamente da tutte le possibili combinazioni di interventi da includere nel Piano, per individuare, infine, quella in grado di contribuire maggiormente all'incremento di benessere della collettività. Per tali motivi, non si rende necessario costruire graduatorie tra alternative decisionali, ma occorre, invece, definire le caratteristiche che i piani stessi devono avere, al fine di perseguire gli obiettivi in modo efficace (ricerca della soluzione di miglior compromesso possibile) e di utilizzare in modo efficiente le risorse disponibili (soluzione pareto-ottimale).

Per la risoluzione di problemi decisionali di questo tipo molto utile è il ricorso ad un supporto di calcolo basato sull'utilizzo di tecniche di programmazione matematica multi criteri per problemi con variabili binarie, capace di svolgere congiuntamente la fase di aggregazione e valutazione degli interventi e di tenere conto del fatto che problemi del genere sono tipicamente multidimensionali e capaci di coinvolgere gli interessi di una molteplicità di operatori, ciascuno con propri obiettivi.

L'impostazione del problema richiede, innanzitutto, la costruzione di una matrice di valutazione in cui occorre riportare il valore dei principali effetti associati a ciascuna alternativa decisionale (ossia gli interventi candidati all'inserimento nel Piano); a ciascuna alternativa progettuale viene associata una variabile binaria di esistenza " x_j ", variabile che nell'ottimo può assumere valore 1 (se l'alternativa è da realizzare) o 0 (se l'alternativa è da non realizzare).

Il passo successivo consiste, infine, nella trasformazione del problema multi obiettivo in un problema mono - obiettivo vincolato. Una operazione di trasformazione del genere può essere fatta scegliendo, tra i tanti perseguiti, uno specifico obiettivo che si intende massimizzare o minimizzare e considerando gli altri obiettivi come dei target esogenamente definiti dal "decisore" sulla base delle informazioni acquisite, il cui livello di conseguimento, minimo o massimo, debba essere rispettato nelle nuove soluzioni generate.

Rispetto al problema decisionale individuato, il primo passo della procedura proposta prevede il calcolo del "vettore ideale", ossia del valore ottimo di ciascun obiettivo, ottenuto massimizzando o minimizzando uno alla volta gli i -esimi obiettivi perseguiti, senza alcuna restrizione sul valore degli altri obiettivi, ma tenendo conto solo di eventuali vincoli esogeni.

La soluzione ideale così ottenuta è impossibile da realizzare, essendo gli obiettivi in competizione tra loro, ma rappresenta il valore di riferimento per la ricerca della soluzione di “miglior compromesso”: ottenuto il vettore ideale, scelta la funzione obiettivo da minimizzare o massimizzare (ad esempio, la numero 1), si introducono progressivamente dei vincoli sul livello di conseguimento degli altri obiettivi e si generano di volta in volta nuove soluzioni da valutare calcolandone la distanza rispetto alla soluzione ideale.

L'applicazione fornisce soluzioni pareto – ottimali, per cui la scelta finale è quella più desiderabile in base ai fattori e alle priorità di cui il decisore vuole tenere conto.

2.3 La selezione delle alternative: la soluzione di “miglior compromesso”

Il modello di ottimizzazione, impiegato nel presente lavoro, considera 18 alternative progettuali, ognuno consistente in un processo di filiera basato sul trattamento della biomassa per ottenere un biocombustibile da impiegare in un impianto di conversione energetica. In questo primo step del processo valutativo, la selezione verterà su delle schede tecniche di tali progetti, considerando che in questa fase decisionale ciò che importa non è tanto la bontà del singolo progetto da includere nel Piano, bensì l'individuazione del mix di progetti che massimizzi l'utilità per la collettività nel rispetto dei vari vincoli.

Le alternative considerate si differenziano a seconda dell'immissione o meno in rete dell'energia termica prodotta dall'impianto di conversione energetica e del tipo di biomassa impiegato a tal fine.

Ai fini del lavoro, si è ipotizzato che tutti gli impianti operino in regime cogenerativo, considerando però che qualora l'impianto sia localizzato in zone montane vi sia una ridotta possibilità di allocare l'energia termica⁷ (1), per cui in questo caso i ricavi saranno determinati solo dalla vendita dell'energia elettrica; qualora, invece, si preveda una loro localizzazione in zone vallive, i ricavi saranno determinati dalla vendita di tutta l'energia prodotta (2), tale da soddisfare le richieste energetiche, elettriche e termiche, delle aziende agricole fornitrici della materia prima.

Per quanto riguarda la modalità di approvvigionamento della biomassa, si è fatto riferimento a due tipologie di filiere bioenergetiche, consistenti nel trattamento della biomassa a fini energetici, proveniente, in alcuni casi da colture energetiche dedicate (1) (prevalentemente arboree) da impiantare su terreni abbandonati o comunque improduttivi, per produrre energia

⁷ In realtà sarebbe possibile ipotizzare di localizzare tali impianti più a valle sfruttando così il calore prodotto attraverso una rete di teleriscaldamento. Sebbene l'azienda elettrica possa ottenere maggiori ricavi, anche ipotizzando di sfruttare il calore ad una tariffa minima rispetto a quella di mercato, l'investimento potrebbe essere non conveniente per la collettività in termini di maggiori costi ambientali di trasporto, in quanto la diversa posizione dell'impianto implica una maggior distanza dal sito di produzione della biomassa, e maggiori costi economici determinati dalla necessità di sostituire le caldaie a gasolio con caldaie a biomasse. Va, inoltre, considerato, che la fornitura di calore ad utenze pubbliche e private risulta vantaggioso quando l'utenza è caratterizzata da un carico termico elevato (es. scuole, palestre, piscine, strutture sanitarie, ecc.) e forte concentrazione spaziale in cui, quindi, le reti di teleriscaldamento sono brevi. Tali requisiti sono, tuttavia, difficili da rintracciare in contesti territoriali come quelli da noi considerati.

ma soprattutto per tutelare il territorio da fenomeni di degrado e dissesto e fornire occasioni di lavoro e di reddito alla popolazione locale onde contenere il fenomeno della desertificazione sociale e ambientale. L'altra categoria di progetti di filiera, prevede la possibilità di produrre il biocombustibile (cippato) a partire dagli (2) scarti di potatura di vigneti, oliveti e frutteti. La tabella che segue descrive le principali caratteristiche degli impianti, con una vita economica di 15 anni e la conseguente costituzione di filiere locali (corte⁸) di approvvigionamento.

Tabella 1 – Parametri tecnici alternative progettuali

Voci	U.d.M	A1	A2	A3	A16	A17	A18
Potenza elettrica	Mwe	0,99	0,2	0,1	0,9	0,43	0,67
Potenza termica	Mwt	3,0525	0,78	0,39	2,8	1,7	2,1
Energia elettrica prodotta	kWhe	7.920.000	1.000.000	500.000	7.200.000	3.225.000	5.360.000
Energia termica prodotta	kWht	24.420.000	3.900.000	1.950.000	22.200.000	12.577.500	16.526.667
Manodopera	n.	45	2	2	41	2	32
Regime operativo	valore	1	2	2	1	2	1
Tipo biomassa	valore	1	2	2	1	2	1
Ettari necessari	ha	700	344	172	636	1111	474
Emissioni evitate	tonCO2/kwh	4.145	523	262	3.768	1.688	2.805

Per la risoluzione del problema decisionale si è proceduto, innanzitutto, con la ricerca del vettore ideale, ottenuto massimizzando o minimizzando, uno alla volta, gli *i*-esimi obiettivi perseguiti, (ad esempio, la numero 1) senza alcuna restrizione sul valore degli altri obiettivi, ma tenendo conto solo di eventuali vincoli esogeni (come ad esempio, nel nostro caso, la disponibilità di risorse finanziarie, la superficie massima da cui poter ottenere gli scarti agricoli o da destinare ad *energy crops*). In altri termini, individuato il set di “I” obiettivi e i coefficienti “*c_{ij}*”, che esprimono l’impatto generato dalle alternative “*x_j*” sull’obiettivo *i*-esimo, è possibile definire una generica funzione per l’obiettivo *i*-esimo, rappresentabile come combinazione lineare delle variabili decisionali “*x_j*” secondo i coefficienti di impatto “*c_{ij}*”:

$$\max f(x) = \sum c_{1j} * x_j \quad j = 1, \dots, J \quad \forall i = 2, \dots, I \quad [1]$$

Ovviamente, la soluzione⁹ così ottenuta è impossibile da realizzare, essendo gli obiettivi in contrasto tra loro: se così non fosse, mancherebbe la necessità stessa di un compromesso tra i diversi obiettivi.

⁸ Il D.M. 2/3/2010 del Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, di concerto con il Ministero dello Sviluppo Economico, ha disciplinato le modalità per l’applicabilità del coefficiente moltiplicativo 1,80. Le biomasse e i biogas che possono accedere a tale coefficiente devono rientrare in una delle seguenti tipologie: a) biomassa da intese di filiera, cioè biomasse prodotte nell’ambito di intese di filiere o contratti quadro di cui agli articoli 9 e 10 del D.Lgs. 27/7/2005 n.102; b) biomassa da filiera corta, cioè biomasse prodotte entro il raggio di 70 km dall’impianto di produzione dell’energia elettrica. [GSE, 2010].

⁹ Il software impiegato è “What’s the best” prodotto dalla Lindo System.

Tabella 2- La soluzione ideale

	U.d.M.	Soluzione ideale
Potenza elettrica	Mwe	3,54
Energia elettrica prodotta	kWhe	27.970.000,00
Manodopera	n.	136,00
Costi di investimento	€	3.125.000,00
Costi di esercizio	€	836.371,79
Ricavi operativi	€	6.249.845,0
Emissioni evitate	tonCO2/kWh	14.639,5
Ettari energy crop	ha	2.007,0
Ettari scarti	ha	3.341,0
Contributo pubblico	€	900.000,0
Filiera Energy Crops	n.	3
Filiera Scarti Agricoli	n.	3

Data la formulazione generale del problema multi obiettivo [1] e appurato che non esiste una soluzione in grado di massimizzare (o minimizzare) contemporaneamente tutti gli obiettivi perseguiti, secondo l'approccio della "Goal Programming" (GP) (Charnes et al., 1961), occorre introdurre progressivamente dei vincoli di minimo soddisfacimento (target) di alcuni impatti di rilevante interesse per il *decision maker*, per poi minimizzare le deviazioni dai vettori "ideali" (o "meta").

Secondo l'approccio GP, dunque, il problema multi obiettivo [1] è trasformato in un problema di ottimizzazione vincolata monobiettivo del tipo:

$$\min d(x) = \frac{\sum_i d_i * w_i}{w_i} * x_j \quad [2]$$

S. T.

- vincoli esogeni
- vincoli endogeni

$$x_j(1 - x_j) = 0$$

$$w_i \geq 0$$

con

$$i = 1, \dots, J; j = 1, \dots, J$$

$$d_i(x) = \frac{|f_i^*(x) - f_i(x)|}{f_i^*(x)}$$

dove:

x è il vettore delle variabili decisionali

x_j rappresenta il generico progetto da includere nel piano

d_i è lo scostamento dell' i -esimo obiettivo dal vettore "ideale", con $f_i(x)$ che rappresenta il generico obiettivo i -esimo e $f_i^*(x)$ che rappresenta il valore ideale di ogni i -esimo obiettivo calcolato considerando solo i vincoli esogeni

w_i è il peso attribuito a ciascun obiettivo

La tabella 3 riporta lo scostamento tra la soluzione di “miglior compromesso” e la soluzione ideale, così da evidenziare i termini dello scostamento.

La soluzione di “miglior compromesso” così ottenuta prevede la realizzazione di quattro progetti di filiera bioenergetica: tre con biomassa proveniente da colture energetiche dedicate, e pertanto realizzabili in zone montane, ed uno da realizzare a valle dove è possibile usufruire degli scarti delle potature, altrimenti non utilizzati.

Tabella 3 – La soluzione di miglior compromesso e il relativo scostamento dalla soluzione ideale

	U.d.M.	Soluzione compromesso	Soluzione ideale	Scostamento dalla soluzione ideale
Potenza elettrica	Mwe	2,27	3,54	-36%
Energia elettrica prodotta	kWeh	17.460.000,00	27.970.000,00	-38%
Manodopera	n.	100,00	136,00	-26%
Costi di investimento	€	11.455.000,00	3.125.000,00	267%
Costi di esercizio	€	2.887.832,53	836.371,79	245%
Ricavi operativi	€	3.473.710,00	6.249.845,00	-44%
Emissioni evitate	tonCO ₂ /kWh	9.138,56	14.639,50	-38%
Ettari energy crop	ha	1.476,00	2.007,00	-26%
Ettari scarti	ha	258,00	3.341,00	-92%
Contributo pubblico	€	1.900.000,00	900.000,00	111%
N. Filiera EC	n.	3,00	3,00	0%
N. Filiera SC	n.	1,00	3,00	-67%

3. La verifica di fattibilità delle alternative

Una volta analizzate le possibili opzioni progettuali x_j ed individuate le alternative che concorrono a formulare la soluzione di “miglior compromesso”, l’ultima fase del processo valutativo deve riguardare, solo per esse, la valutazione di fattibilità economica, incentrata prevalentemente sugli aspetti finanziari. Pertanto, si è ritenuto opportuno realizzare tale analisi, scegliendo di ricorrere all’Analisi Costi Benefici (ACB), e non tanto ad altre tecniche multicriteriali che affronterebbero aspetti già ampiamente valutati nella fase decisionale della generazione del Piano.

L’ACB, inoltre, verrà condotta secondo un approccio che potremmo definire “innovativo” rispetto a quello previsto dalle attuali procedure di finanziamento degli investimenti pubblici, tale da mettere in evidenza la convenienza di ciascun operatore coinvolto dalla realizzazione dell’investimento a partecipare per la buona riuscita dello stesso¹⁰. Per fare ciò, occorre

¹⁰¹⁰ L’analisi per operatore, in termini di analisi di progetti di investimento, è stata già sperimentata in Rostirolla, 1992; Rostirolla 1998; Di Maio e Rostirolla, 2002, mentre in termini di analisi degli incentivi e quindi applicata all’Analisi di Impatto della Regolamentazione (AIR), è stata sperimentata in Rostirolla (a cura di), 2006 : De Simone, Rostirolla, 2012.

ricostruire il bilancio benefici costi per ciascuno dei diversi gruppi interessati dal progetto, al fine sia di verificare le attese distributive discendenti dai principi di equità assunti, sia di prevedere il grado di partecipazione o di resistenza dei soggetti alla realizzazione del progetto. Solo sulla base di queste informazioni, il progetto tecnico può essere integrato con opportune azioni, affinché si possa giungere alla concertazione desiderata; in altre parole, è possibile individuare le azioni normative, istituzionali, di incentivazione reale o finanziaria, di politica tariffaria etc., che siano in grado di far realizzare il progetto in un contesto caratterizzato da economia di mercato ad elevata decentralizzazione decisionale.

Relativamente al nostro caso studio, si ritiene indispensabile che affinché i progetti di filiera, precedentemente individuati con l'ausilio della tecnica dell'ottimizzazione vincolata, risultino convenienti e fattibili occorre verificare che ciascuno degli operatori privati coinvolti, abbia una propria convenienza a partecipare e a collaborare con gli altri. Nello specifico, i soggetti che concorrono alla realizzazione del singolo progetto di filiera sono¹¹:

- le aziende agricole che producono la biomassa (AA).
- L'azienda elettrica (AE) che si occupa della realizzazione e gestione dell'impianto cogenerativo, nonché della fase di trattamento della biomassa al fine di trasformarla in biocombustibile.

Ai fini della convenienza economica e, quindi, fattibilità degli investimenti sono stati considerati gli incentivi attualmente esistenti a favore della produzione di energia da biomassa:

- per l'azienda elettrica:
 - Tariffa Onnicomprensiva (TO)
 - Incentivo in conto capitale; è stato preso in considerazione il contributo previsto dal Bando emanato nel 2010 dall'Ente Nazionale per la meccanizzazione agricola (ENAMA), finalizzato al finanziamento di procedure di realizzazione, completamento e miglioramento di impianti

¹¹ Nella ricostruzione dei conti economici delle due tipologie di operatori, assumeremo, invece, che:

- l'azienda elettrica voglia conseguire dal suo investimento una remunerazione almeno pari al 7% (Tasso Interno di Rendimento = 7%);
- l'investimento effettuato dalla AE riguarda sia l'impianto, con oneri accessori, per la produzione di energia che i macchinari necessari alla trasformazione della biomassa in biocombustibile e al relativo trasporto;
- l'azienda elettrica acquista dalle aziende agricole della filiera tutta la biomassa da loro prodotta ad un prezzo pari a quello medio di mercato e comprensivo del costo medio di trasporto; pertanto, le AA lucrano un beneficio sul costo di trasporto mentre l'AE è in grado di approvvigionarsi di biomassa anche sul mercato quando sia insufficiente la produzione delle aziende di filiera;
- tutti gli altri parametri, compresi gli incentivi, sono quelli di mercato;
- nel conto economico viene evidenziato l'eventuale fabbisogno (maggior/minore incentivo) necessario per equilibrare i conti dell'azienda elettrica e realizzare il TIR del 7%.

per la produzione di energia da biomasse (50% dell'investimento entro un tetto massimo di 500mila euro)¹².

- per le aziende agricole:
 - nel caso di progetti con modalità di approvvigionamento della biomassa da energy crops: sono stati presi in considerazione sia l'incentivo, a fondo perduto, previsto dalla misura 221 "Imboschimento dei terreni agricoli" del PSR 2007 – 2013 della Regione Campania, per il finanziamento di impianti costituiti allo scopo di ottenere in tempi brevi una elevata produzione di biomassa da destinare a fini energetici. Il secondo incentivo è quello previsto dal Programma di Sviluppo Rurale (PSR) 2007 – 2013 della Regione Campania, misura 211, a favore degli agricoltori delle zone montane pari a 250 €/ha¹³.
 - Per i progetti con biomassa da scarti agricoli: nessun incentivo

3.1 Il bilancio benefici/costi per operatore: le aziende elettriche

Cominciamo con l'operatore "azienda elettrica"; la tabella 4 quantifica i risultati economici nei due casi considerati.

Anzitutto viene quantificato l'investimento per l'impianto e per l'acquisto delle macchine necessarie alle operazioni di raccolta, carico e trasporto nonché di cippatura; tali macchine vengono acquistate dall'AE che poi le mette a disposizione delle AA in modo da minimizzare i costi a loro carico. Nel caso di impianti ubicati a valle (alternativa A7) è previsto anche un costo d'investimento per la realizzazione della rete di trasmissione del calore alle AA che ne fanno maggior uso e che sono localizzate in prossimità dell'impianto; il calore prodotto viene tutto venduto ad un prezzo unitario leggermente inferiore a quello di mercato (0,06 €/kWh invece che 0,07) così da incentivare la domanda.

A causa della localizzazione degli impianti, l'energia termica prodotta dagli altri impianti non trova utilizzo esterno al di là dell'autoconsumo per essiccazione della biomassa o altre funzioni interne alla AE. Questa situazione di svantaggio, come vedremo determina la causa

¹² Con il D. M. 13 dicembre 2011 del Ministero dello Sviluppo Economico, è stato approvato un bando per la concessione ed erogazione delle agevolazioni in favore di programmi di investimento riguardanti interventi di attivazione, rafforzamento e sostegno di filiere delle biomasse. Tale bando rientra nella linea di attività 1.1 del POI, Programma Operativo Interregionale "Energie rinnovabili e risparmio energetico" FESR 2007 – 2013, che è finalizzata all'attivazione di filiere delle biomasse. Gli impianti per la produzione di energia e di biocarburante devono essere alimentati, per almeno il 30 per cento, da biomasse da filiera corta, nonché, per almeno il 70 per cento, da biomasse prodotte da soggetti facenti parte della compagine sociale o consortile del soggetto proponente; devono, inoltre, prevedere a regime una potenza superiore ad 1 MWe ed inferiore a 4 MWe, per gli impianti di cogenerazione e rigenerazione oppure una potenza superiore a 3 MWt ed inferiore a 20 MWt, per gli impianti di produzione di energia termica associati ad una rete di teleriscaldamento/teleraffrescamento.

Proprio quest'ultimo aspetto, ha fatto sì che questo bando non fosse preso in considerazione nel presente lavoro, in quanto i progetti di investimento selezionati prevedono l'installazione di impianti a biomassa con potenza elettrica inferiore a 1 MWe.

¹³ La misura prevede una indennità per aziende ubicate in zone montane al fine di contribuire a risarcire gli svantaggi esistenti legati alla natura geomorfologica che caratterizza il territorio montano, con l'obiettivo di: [...limitare il fenomeno dell'abbandono delle superfici agricole e contribuire a mantenere comunità rurali vitali e garantire, attraverso la presenza delle attività agricole, la conservazione dello spazio naturale e dell'ambiente] [PSR, pag. 111].

per cui si rende necessario un'integrazione nella TO. Infatti, per remunerare l'investimento al tasso minimale del 7% lordo, occorre un Margine Operativo Lordo (MOL) più elevato di quello altrimenti fornito dal progetto e calcolato sulla base degli incentivi esistenti. Per conseguire la necessaria integrazione, tale da indurre l'operatore privato a realizzare l'investimento, occorre che la TO sia pari in media a circa 0,32 €/kWeh invece dei 0,28 previsti dalla normativa (+15%).

Di contro, per l'alternativa A7, grazie anche all'apporto dei ricavi termici, si potrebbe parlare addirittura di una riduzione della TO a 0,20 €/kWeh (-28%) essendo tale valore sufficiente a remunerare l'investimento al tasso del 7% lordo.

Tabella 4 – Risultati economici aziende elettriche

Azienda elettrica	Unità di misura	A4	A7	A12	A18
INVESTIMENTO					
Costo impianto a biomassa	€	5.000.000	800.000	2.000.000	3.000.000
Rete trasmissione calore	€	-	150.000	-	-
Costo macchine agricole e cippatrice	€	215.000	60.000	115000	115000
Totale costo d'investimento	€	5.215.000	860.000	2.115.000	3.115.000
Contributo in conto capitale	€	500.000	400.000	500.000	500.000
Totale investimento netto	€	4.715.000	460.000	1.615.000	2.615.000
ESERCIZIO					
Ricavi elettrici (con incentivo)	€	1.383.200	147.000	735.000	1.050.560
Ricavi termici	€	-	157.950	-	-
Totale ricavi	€	1.383.200	304.950	735.000	1.050.560
Manodopera impianto a biomassa	n.	6	2	5	6
Operai	n.	4	1	3	4
Tecnici	n.	2	1	2	2
Costo operaio qualificato impianto a biomassa	€	46.302	46.302	46.302	46.302
Costo tecnico impianto a biomassa	€	47.454	47.454	47.454	47.454
Costo personale	€	280.117	93.756	233.815	280.117
Costo biomassa	€/ton	50	26	50	50
Costo trasporto biomassa	€/ton	8	5	8	8
Costo cippatura	€/ton	5	5	5	5
Costo acquisto e trasporto biomassa	€	389.417	24.025	192.146	274.641
Cippatura	€	33.570	3.875	16.564	23.676
Altri costi vivi	€	414.960	91.485	220.500	315.168
Totali costi vivi d'esercizio	€	1.118.064	213.142	663.025	893.602
MOL	€	265.136	91.808	71.975	156.958
MOL per TIR = 7%	€	517.682	50.506	177.318	287.113
Integrazione incentivo	€	252.545	41.303	105.344	130.155
Nuova tariffa elettrica onnicomprensiva	€/kWeh	0,331	0,201	0,320	0,315

3.2 Il bilancio benefici/costi per operatore: le aziende agricole

Al fine di garantire la partecipazione alla filiera corta delle aziende agricole, è necessario che l'attività di produzione della biomassa sia fortemente remunerativa, offrendo all'agricoltore nuove opportunità di reddito.

Anche in questo si è proceduto con la quantificazione dei risultati economici delle alternative progettuali selezionate (tabella 5). La produzione di biomassa da colture dedicate (A4, A12, A18), risulta essere maggiormente onerosa, in termini di costi, rispetto alla attività di recupero degli scarti agricoli (A7).

Tabella 5 – Risultati economici aziende agricole

Azienda agricola	Unità di misura	A4	A7	A12	A18
Costi di impianto biomassa	€/ha	5.000	-	5.000	5.000
INVESTIMENTO					
Investimento per impianto biomassa	€	3.357.040	-	1.656.434	2.367.597
Contributo a fondo perduto	€	2.685.632	-	1.325.147	1.894.077
Investimento netto per impianto biomassa	€	671.408	-	331.287	473.519
ESERCIZIO					
Ricavi da biomassa	€	389.417	24.025	192.146	274.641
Indennità di localizzazione (€ 250/ha)	€	90.176	-	47.661	65.440
Ammortamento investimento	€	44.761		22.086	31.568
Costi colturali biomassa per tonnellata	€/ton	13	0	13	13
Costi colturali biomassa	€	87.283	-	43.067	61.558
MOL	€	347.549	24.025	174.654	246.956
ore/anno per addetto	h/ULA	1.440		1.440	1.440
Fabbisogno ore/anno per ettaro	h/ha	80		80	80
Fabbisogno addetti equivalenti anno	ULA	37		18	26
Ha per addetto equivalente anno	ha/ULA	18		18	18
Remunerazione (MOL) per addetto	€/ULA	9.393		9.703	9.498
MOL per ettaro	€/ha	518	93	527	522
Remunerazione di mercato per addetto	€/ULA	15.000		15.000	15.000
Integrazione per addetto	€/ULA	5.607		5.297	5.502
Integrazione totale	€	207.451		95.346	143.044
Integrazione totale/ettaro	€/ha	309		288	302

Le aziende agricole del primo gruppo di progetti, infatti, devono sostenere ingenti costi di investimento, relativi alla fase di impianto della biomassa, a cui possono in parte rimediare ricorrendo al contributo a fondo perduto previsto dalla misura 221 del PSR campano, pari all'80% delle spese ammissibili.

Relativamente alla fase di esercizio, invece, le aziende dovrebbero ottenere dei ricavi, determinati dalla vendita e dal trasporto della biomassa, tali da poter coprire i costi di gestione e garantire un livello di remunerazione della manodopera pari almeno a quello di un operaio agricolo non qualificato che opera nei territori campani¹⁴. La tabella 5, mostra come il Margine Operativo Lordo (MOL) che le aziende ottengono non è tale da soddisfare questo criterio, anche nell'ipotesi in cui si ricorra all'indennità prevista dalla misura 211 del PSR

¹⁴ Il parametro di riferimento è il reddito medio lordo percepito da un operaio agricolo, livello *e*, in Campania pari a circa €15000. [Istat, 2008].

campano, pari a 250 €/ha. Pertanto, la partecipazione delle aziende agricole alla filiera corta potrà essere garantita solo attraverso una integrazione al MOL, che porterebbe ad aumentare il valore dell'indennità di localizzazione in media di circa 300 €/ha.

Di contro, la produzione di biomassa dagli scarti agricolo (caso A7) costituisce una possibilità di guadagno per l'azienda agricola rispetto alla situazione senza l'intervento. Difatti, l'attuale gestione delle aziende agricole non prevede il recupero energetico degli scarti agricoli, ma al contrario il loro smaltimento è spesso eseguito mediante bruciatura in campo, oppure attraverso apposite pratiche di smaltimento, costituendo un costo per l'azienda, sia in termini economici che ambientali. Il recupero energetico degli scarti delle potature, invece, costituisce una integrazione al reddito (93 €/ha), tale da incentivare gli agricoltori ad investire in questa attività.

3.3 Il bilancio benefici/costi per operatore: l'Operatore pubblico

L'analisi delle alternative da inserire in un Piano "pilota" di interventi di energia rinnovabile da biomassa, e degli incentivi utilizzati ha mostrato come nei casi più diffusi di possibile valorizzazione sia dell'energia elettrica che di quella termica (A7) il vigente valore della TO sia più che sufficiente a stimolare iniziative imprenditoriali remunerative anzi vi è un qualche spazio per una sua riduzione. Lo stesso valore di TO non risulta, invece, adeguato là dove il contesto localizzativo non consenta la piena valorizzazione degli output produttivi e comporti anche maggiori oneri sull'acquisto e impiego degli input; in questo caso risulta necessario aggiungere un ulteriore incentivo specifico per rendere fattibile e conveniente la partecipazione del soggetto allo specifico progetto di investimento, nonché al fine di rendere efficace la stessa manovra regolatoria.

Così pure per le aziende agricole si rende necessaria una differenziazione degli incentivi in funzione del contesto localizzativo per compensare i divari di produttività che le diverse aree comportano. Soprattutto nelle aree marginali ove sono pressoché nulle le possibilità alternative d'intervento produttivo, l'incentivo deve arrivare alla soglia minima di efficacia che nel nostro esempio, alternative A4, A12 e A18, comporta il sostanziale raddoppio dell'incentivo legato alla localizzazione.

Una volta verificate le condizioni per rendere possibile e conveniente la partecipazione alla filiera corta sia delle aziende elettriche che di quelle agricole, rimane da verificare l'opportunità di impiegare ulteriori risorse finanziarie pubbliche per ottenere tali risultati.

Come già evidenziato, nel caso A7 le finalità sono soprattutto energetiche anche se non sono trascurabili, trattandosi di aree rurali, gli impatti sui redditi delle aziende agricole e la riduzione di eventuali comportamenti inquinanti legati allo smaltimento degli scarti agricoli. Più complessa la valutazione dei benefici negli altri casi, dove le finalità dell'intervento

pubblico sono più articolate e investono l'ambiente, la disoccupazione, la desertificazione sociale delle aree marginali di collina e montagna.

Come riportato nella tabella 6, si è proceduto anzitutto a quantificare l'ammontare del sostegno pubblico sulla base degli incentivi esistenti; di questi non occorre quantificare la convenienza perché altrimenti non sarebbero stati decisi. Per gli incentivi esistenti si può allora assumere che i benefici siano almeno pari al costo degli incentivi stessi; ad esempio, i benefici elettrici legati alla TO sono pari all'incentivo (differenza tra TO e tariffa elettrica di mercato, cioè circa 0,12 €/kWh). Per le altre voci di beneficio si è cercato di quantificare il loro valore minimale tale da eguagliare il costo totale degli incentivi, al netto dei benefici elettrici calcolati come sopra. Per il risparmio nello smaltimento degli scarti agricoli delle aziende del caso A7, si è potuto fare riferimento a conti colturali analitici che indicavano il costo in 28,4 €/ton; il risparmio in sussidi di disoccupazione è stato calcolato sulla base di circa € 500/mese per nuovo occupato, assumendo che tutti i nuovi occupati sarebbero disoccupati in assenza del progetto di filiera. Altre voci sono state calcolate come complemento a 100 per raggiungere l'equilibrio con gli incentivi; tali importi risultano tutti essere un'evidente sottostima dei benefici che gli interventi potranno effettivamente generare. In particolare, nel caso A7 dove risulta possibile una variazione di segno negativo nell'ammontare degli incentivi, abbiamo che i benefici complessivi netti risultano positivi.

Tabella 6 - Calcolo dei benefici minimi per equilibrare il costo finanziario degli incentivi

Operatore Pubblico	Unità di misura	Progetti Energy Crops (A4, A12, A18)	Progetti con scarti agricoli (A7)
Incentivi ad Aziende agricole			
Incentivi attuali	€	369.054	-
integrazione incentivi	€	445.841	-
Incentivi totali efficienti ed efficaci	€	814.895	-
Incentivi ad Aziende elettriche			
Incentivi attuali	€	7.414.400	110.250
integrazione incentivi	€	488.044	- 41.303
Incentivi totali efficienti ed efficaci	€	7.902.444	68.947
Totale incentivi			
Incentivi attuali	€	7.783.454	110.250
integrazione incentivi	€	933.885	- 41.303
Incentivi totali efficienti ed efficaci	€	8.717.339	68.947
Costi evitati ambientali			
smaltimento residui	€	7.845.605	132.260
Benefici elettrici	€	-	22.010
incendi, frane, smottamenti in loco	€	7.414.400	110.250
dissesti a valle	€	129.361	-
Benefici sociali			
Nuovi occupati equivalenti	N.	301.843	-
Incremento redditi occupati attuali	€	871.734	24.025
Minori sussidi disoccupazione	€	98	2
maggiori entrate fiscali	€	-	24.025
Totale benefici			
	€	523.040	-
	€	348.694	-
	€	8.717.339	156.286
Totale benefici - totale incentivi	€	-	87.338

4. Considerazioni conclusive

Nel corso del presente lavoro si è voluto mettere in evidenza come sia fondamentale, in qualsiasi processo decisionale, la piena comprensione del problema decisionale che si deve affrontare, ed una strutturazione dello stesso che non perda mai di vista il rapporto tra obiettivi e strumenti utilizzati per realizzarli e che possa supportare le attività di pianificazione strategica ed operativa attraverso la generazione guidata di soluzioni efficienti, efficaci e fattibili.

In particolare, si è cercato di mostrare come sia possibile realizzare il suddetto obiettivo ricorrendo a degli strumenti che, utilizzati in maniera integrata, siano in grado di fornire tutte le informazioni di cui il *decision maker* ha bisogno relativamente a quel determinato momento decisionale.

Il processo valutativo di un Piano di interventi descritto in questo lavoro, prevede, infatti, una prima fase in cui è necessario individuare le possibili alternative progettuali candidate all'inserimento nel Piano e, successivamente, selezionare, all'interno di tale paniere, il sottoinsieme di progetti da realizzare in un orizzonte temporale di riferimento.

Lo scopo di queste prime analisi non è tanto la bontà del singolo progetto da includere nel Piano, bensì l'individuazione di quel mix di progetti che sia in grado di contribuire maggiormente all'incremento di benessere della collettività. Il raggiungimento di un tale obiettivo è reso alquanto difficile, laddove il processo di pianificazione risulti fortemente articolato e complesso: è questo il caso della pianificazione energetica dal momento che coinvolge aspetti tecnici, economici, ambientali e sociali, che non possono non essere presi in considerazione in uno studio che sia volto alla definizione di scelte strategiche da applicare ad un preciso contesto territoriale.

A nostro avviso, al fine di risolvere problemi decisionali di questo tipo molto utile è il ricorso ad un supporto di calcolo basato sull'utilizzo di tecniche di programmazione matematica multi criteri per problemi con variabili binarie, capace di svolgere congiuntamente la fase di aggregazione e valutazione degli interventi e di tenere conto del fatto che problemi del genere sono tipicamente multidimensionali e capaci di coinvolgere gli interessi di una molteplicità di operatori, ciascuno con propri obiettivi.

Tuttavia, una volta individuato il set di interventi da includere nel Piano, il processo valutativo non può dirsi concluso: un ultimo ed importantissimo momento è la fase della "verifica della fattibilità" delle singole opere selezionate, volta ad assicurare che vi siano le condizioni per l'effettiva partecipazione dei diversi operatori interessati dagli effetti della decisione di investimento. Le analisi svolte in questa fase sono tanto più importanti se si riflette sul fatto che gli stessi progetti di filiera bioenergetica, come quelli a cui si è fatto riferimento nel lavoro, prevedono il coinvolgimento di più soggetti pubblici e privati (aziende elettriche, aziende agricole e operatore pubblico), i cui comportamenti sono fondamentali per

determinare la realizzabilità o meno dell'investimento stesso (ad esempio, la non convenienza a partecipare delle aziende agricole minerebbe l'esistenza stessa della filiera corta, e quindi dei significativi impatti che questa forma organizzativa di produzione di energia "pulita" comporta).

La verifica di tale condizione richiede che ciascun operatore percepisca un beneficio netto positivo come risultato di tale partecipazione.

L'analisi per operatore, effettuata attraverso il ricorso ad una ACB "disaggregata", ha permesso, così, di analizzare non solo la convenienza economica di ogni operatore, ma anche di giungere ad una riflessione circa le azioni normative, istituzionali, di incentivazione reale o finanziaria, di politica tariffaria etc., che siano in grado di far realizzare progetti di investimento, relativi alla produzione di energia da biomassa, in un contesto caratterizzato da economia di mercato ad elevata decentralizzazione decisionale. Consapevoli, che normalmente gli incentivi vengono definiti guardando alle condizioni medie di operatività delle aziende all'interno di un certo settore (e ciò è pienamente corretto sia in termini di efficienza che di efficacia all'interno di quel settore), qualora le problematiche di settore si intrecciano fortemente con quelle dell'area di localizzazione e con obiettivi che riguardano tematiche completamente diverse ma altrettanto rilevanti, le condizioni medie di operatività non sono più verificate e risulta opportuno un ricorso a sistemi integrati di incentivi, ove agli incentivi mediamente validi (nel nostro caso, la TO) si aggiungono ulteriori incentivi (integrazione della TO, incentivi di localizzazione, ...) differenziati per le specifiche situazioni socialmente rilevanti.

Il lavoro ha, dunque, inteso fornire un supporto di riflessione e di metodo all'amministrazione pubblica, impegnata sulle tematiche della pianificazione energetica, proponendo un nuovo approccio valutativo, che si potrebbe definire "integrato", dei piani di intervento basato, da un lato, sul ricorso a tecniche di programmazione lineare multi obiettivo, che a nostro avviso, sembrano essere quelle attraverso cui è possibile ottenere soluzioni attendibili sia in fase di generazione che di valutazione di un piano; e dall'altro, sulla ricostruzione del bilancio finanziario degli operatori coinvolti nella realizzazione dei progetti di investimento selezionati.

5. Bibliografia

- Beccali M, Cellura M, Mistretta M. (2003). *Decision-making in energy planning. Application of the Electre method at regional level for the diffusion of renewable energy technology*. Renewable Energy. 2003; 28: 2063–2087.
- Buran P., (1998) *Le misure della marginalità. I fattori del disagio territoriale delle aree montane piemontesi*. Workshop n.121, IRES Piemonte, Torino

- Charnes A., Cooper W., (1961) *Management Model and industrial application of linear programming*, Wiley, New York
- De Simone L., Rostirolla P., (2012), *Regulatory Impact Analysis (RIA) of incentives for the production of biomass energy*, in *International Journal of Dynamics of Social and Economic Systems*, Vol.3, n. 1
- Di Maio A., Rostirolla P., (2002) *Caso studio: sviluppo della risorsa idrica ad uso irriguo*, Progetto NUVAL, Formez
- Dodgson T., Spackman M., Pearman A., Philips L., (2000) *Multicriteria Manual. Guidance for Government*, Report
- Georgopoulou E, Lalas D, Papagiannakis L. (1997). *A Multicriteria Decision Aid approach for energy planning problems: The case of renewable energy option*. *European Journal of Operational Research*. 103: 38-54
- GSE, *Rapporto statistico impianti a fonti rinnovabili*, 2010
- Nannariello G., (2003) *Tecniche per la selezione dei progetti di investimento: guida all'uso del modello Electre III*, Progetto NUVAL, Primo corso sulle tecniche per la selezione dei progetti, Napoli, 7 e 8 maggio 2003
- Nigim K, Munier N, Green J. (2004). *Pre-feasibility MCDM tools to aid communities in prioritizing local viable renewable energy sources*. *Renewable Energy*. 2004; 29: 1775–1791
- Regione Campania, (2009) *Piano Energetico e Ambientale Regionale*, Napoli
- Regione Campania, *Piano di Sviluppo Rurale 2007 – 2013*
- Rostirolla P., (1992), *Ottimo economico: processi di valutazione e di decisione*, Napoli, Liguori Editore
- Rostirolla P., (1998), *La fattibilità economico – finanziaria. Metodi e applicazioni*, Napoli, Liguori Editore
- Rostirolla P., (a cura di) (2006), *Analisi di impatto della regolamentazione degli incentivi per la conservazione integrata del patrimonio edilizio*, Napoli, Dipartimento di Scienze Sociali L'Orientale;
- Roy B., (1990) *The outranking approach and the foundations of ELECTRE methods*. In: Bana e Costa. (Ed.), *Readings in Multiple Criteria Decision Aid*, Springer, Berlin.
- Saaty T.L., (1980) *The Analytic Hierarchy Process*, McGraw – Hill, New York, 1980

ABSTRACT

Planning of local energy system can be very complex, because of multiple objectives and decision makers involved. This paper describes this complexity, with focus on identification of the planning problem in marginal areas, with the aim of providing a methodological support to tackle the problem of choosing efficient solutions, taking into account both economic and environmental and social effects arising from the strategic choices. Then, we propose a methodology based on the integrated decision support tools, that is able to give all the information the policy maker needs to respect every single moment decision. So, the evaluation process, at the first, will help decision maker to identify the set of action that will make up an hypothetical Plan of action, with the aid of a linear programming technique; then, we will proceed to the assessment of each marginal project, with the aid of a Cost Benefit Analysis based on the rebuilding of cost – benefit balance of each operator involved in the realization of investment project previously identified.