

Ottimizzazione di minireti isolate ibride

Davide Fioriti, Davide Poli *Università di Pisa*
Marina Petrelli, Alberto Berizzi *Politecnico di Milano*

L'utilizzo di minireti isolate ibride per l'elettrificazione delle aree remote del mondo richiede che il ritorno degli investimenti associati sia certo, così da attrarre i capitali necessari. Tale obiettivo si ottiene anche con tecniche di ottimizzazione della taglia e dell'esercizio di questi impianti

L'accesso universale all'energia è uno degli obiettivi principali individuati dall'ONU nella sua "Agenda 2030 per lo Sviluppo Sostenibile" [1]. Disporre di energia in maniera affidabile, nel rispetto dell'ambiente e a prezzi accessibili, è unanimemente considerato non solo un fattore fondamentale per il progresso socio-economico dei Paesi in via di sviluppo, ma anche un elemento essenziale per la qualità della vita delle popolazioni coinvolte. Sebbene negli ultimi decenni siano stati compiuti progressi significativi verso il conseguimento di questo obiettivo, a livello mondiale esistono ancora oltre 800 milioni di persone senza alcun accesso all'energia elettrica, concentrate in particolare nelle aree rurali dell'Africa sub-sahariana.

Estendere la rete di trasmissione e distribuzione nazionale alle zone più remote è spesso economicamente proibitivo [2-5], quindi i sistemi isolati risultano fondamentali per innescare dal basso il processo di elettrificazione, calibrandolo sulle reali esigenze delle singole comunità e permettendo così di differire la costruzione di infrastrutture estese e costose fino a quando la crescita

della domanda non lo renderà sostenibile.

Al momento, oltre il 90% degli impianti installati vede l'impiego esclusivo di gruppi elettrogeni basati su motori a combustione interna, solitamente diesel. In alternativa, le cosiddette "minireti ibride" costituiscono una soluzione molto promettente ed efficace in quanto sfruttano risorse rinnovabili locali, le integrano con dispositivi di accumulo di energia e limitano a funzioni di riserva i generatori alimentati da fonte fossile. L'uso preferenziale della sorgente solare, eolica e ove possibile idraulica consente non solo il soddisfacimento della domanda energetica in maniera eco-compatibile, ma mitiga le problematiche logistiche ed economiche che, specialmente nelle aree più remote, sono associate al rifornimento di combustibili fossili, peraltro necessari anche per altri usi, come quelli legati alla mobilità.

La Banca Mondiale ha individuato nell'installazione di circa 200.000 minireti la soluzione più idonea per elettrificare entro il 2030 oltre 400 milioni di persone, anche grazie all'atteso calo dei costi tecnologici [6]. Tuttavia, proprio gli oneri di investimento costituiscono al momento una delle principali barriere allo sviluppo diffuso di questi sistemi, specialmente quelli ibridi, assieme alle incertezze e lacune nel quadro normativo di molti Paesi, alla scarsa prevedibilità della domanda, all'imposizione politica di tariffe che non riflettono i costi, all'accesso limitato ai finanziamenti e allo scarso coordinamento degli sforzi di elettrificazione, che espone gli investitori al rischio dell'arrivo inatteso della rete nazionale [7].

In questo quadro, è necessario un cambio di passo che, nell'oggettiva impossibilità delle istituzioni pubbliche locali di sostenere l'intero onere finanziario dell'elettrificazione, va affidato allo sviluppo di una logica industriale e di mercato che risulti attrattiva per i capitali privati. Soprattutto prima della formazione di vere economie di scala, il ritorno degli investimenti va dunque reso certo e tangibile anche mediante tecniche di ottimizzazione del dimensionamento e della gestione degli impianti. In questo modo, pur nell'applicazione di tariffe e-

que e competitive e nel rispetto di idonei livelli di continuità del servizio, potrà essere valorizzato ogni possibile margine di guadagno, minimizzando sprechi e inefficienze.

Tali tecniche sono state progressivamente affinate dalla comunità scientifica, che negli ultimi anni ha affiancato ai tradizionali approcci deterministici e di inseguimento del carico soluzioni più complesse di tipo predittivo e probabilistico, certamente più idonee a trattare l'elevata incertezza associata non solo ai profili orari di generazione rinnovabile, ma anche al comportamento della domanda, sia nel breve che nel lungo periodo.

Questo articolo passa in rassegna le principali metodologie di ottimizzazione della taglia e delle modalità di conduzione di minireti isolate ibride per l'elettificazione delle aree remote dei Paesi in via di sviluppo, con particolare riferimento alle attività svolte negli ultimi anni presso l'Università di Pisa e il Politecnico di Milano.

Impostazione del problema

Da un punto di vista topologico, le minireti isolate possono prevedere vari schemi, generalmente improntati alla semplicità e alla compattezza. Sono possibili soluzioni con distribuzione in corrente alternata, in corrente continua e miste, la cui scelta è legata a considerazioni tecniche, geografiche e sociali, che devono conciliare i profili orari e stagionali di consumo con la disponibilità di fonti d'energia rinnovabile e la disposizione territoriale dei cari-

rinnovabile e di stoccaggio dell'energia; in figura è mostrato un esempio contenente un impianto fotovoltaico (PV) e un accumulo elettrochimico (*Battery Energy Storage System* - BESS). È spesso presente anche un gruppo elettrogeno, solitamente mosso da un motore diesel (*Internal Combustion Engine* - ICE), con funzioni di riserva e per un utilizzo non prioritario. Nella letteratura più recente vengono adeguatamente modellati anche i cicli di rifornimento del serbatoio di combustibile [2, 10-11].

Una volta definita la topologia del sistema, la principale scelta di progettazione consiste nell'individuare la taglia più idonea di ciascun componente; nel caso delle batterie, oltre alla potenza nominale, va ovviamente definita anche l'energia corrispondente alla capacità dell'accumulo, mentre il serbatoio del combustibile è dimensionato in litri. Prerequisito essenziale di questa attività è la definizione di uno o più scenari di profilo orario di carico e di producibilità da fonte rinnovabile. Sulla base di questi dati, si ricerca la configurazione di dimensionamento che si prevede minimizzi, nell'arco della vita della minirete, una funzione di costo totale (ad es., *Net Present Cost* - NPC) comprendente gli oneri di investimento ed esercizio del sistema e una penalizzazione dei possibili distacchi di carico [2, 10, 12]. Va detto che alcuni autori non inseriscono quest'ultimo addendo e fissano a priori una soglia massima di Energia Non Fornita [3,13]; altri ricercatori aggiungono infine un quarto addendo di costo che penalizza in ottica ambien-

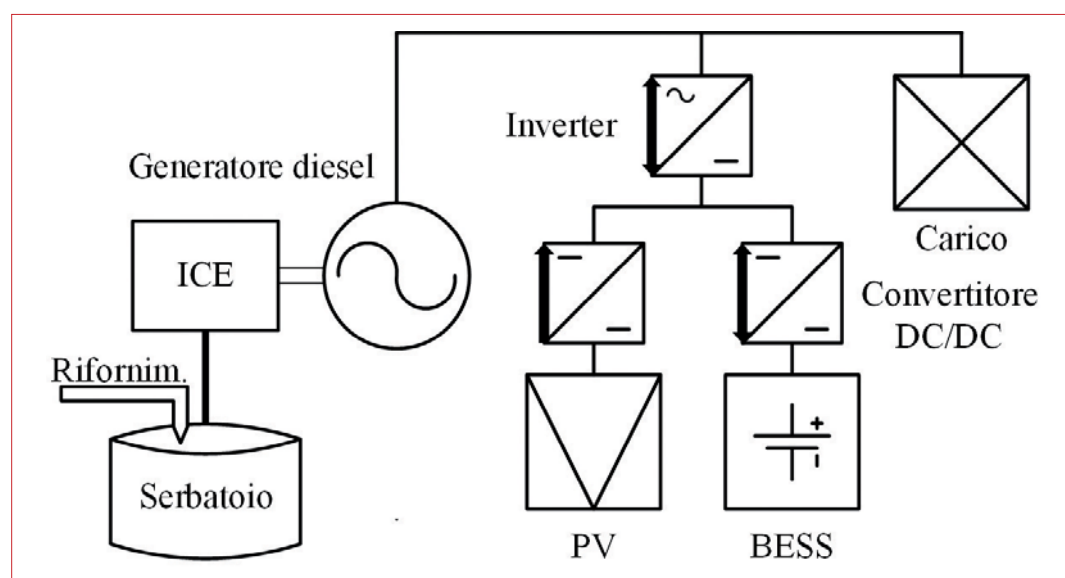


Figura 1
Minirete di riferimento

chi [8-9]. Uno degli schemi più utilizzati, che sarà preso a riferimento anche in questo articolo, è quello riportato in figura 1. A una piccola rete in corrente alternata sono collegati, tramite idonei convertitori elettronici, vari sistemi di produzione da fonte

tale la produzione diesel, che è già sfavorita in esercizio dagli elevati costi di combustibile, ma è agevolata in termini di oneri di investimento rispetto alla generazione da fonte rinnovabile e ai connessi dispositivi di accumulo energetico [14].

Il problema del dimensionamento viene in ogni caso ricondotto al confronto fra gli esiti di numerose e dettagliate simulazioni del futuro potenziale funzionamento della minirete, spesso per giorni tipici e con passo orario o quartodotario, ciascuna realizzata in corrispondenza di un diverso scenario di taglia dei componenti.

Vale la pena notare che solo nel caso di sistemi molto semplici è possibile impostare un problema di ottimo risolvibile in forma chiusa [12, 15]. Molte delle odierne tecniche di ottimizzazione del dimensionamento delle minireti isolate sono invece di tipo “euristico”: algoritmi di ricerca operativa più o meno complessi, come la *Ant Colony Optimization* o la *Particle Swarm Optimization* [2, 10, 16], suggeriscono iterativamente, a partire da una ipotesi iniziale di taglia e sulla base degli esiti delle diverse simulazioni del comportamento della minirete, i successivi scenari di dimensionamento di cui valutare la funzione di costo totale, fino a debita convergenza.

Pur fissati questi principi di fondo, come sarà mostrato nei paragrafi seguenti, i numerosi metodi di ottimizzazione delle minireti isolate si distinguono non solo per l’approccio deterministico o probabilistico con cui trattano le molte aleatorietà associate alle sorgenti e al carico, ma anche in base alle modalità con cui si assume di gestire giornalmente la minirete, una volta fissato il suo dimensionamento. A questo proposito, è evidente che i criteri di esercizio e dispacciamento implementati nelle simulazioni di progetto sopra descritte devono necessariamente coincidere con quelli che saranno poi adottati quotidianamente nella minirete in esame, una volta realizzata.

Logiche di esercizio e conduzione delle minireti isolate

Per il dispacciamento delle risorse di generazione e di stoccaggio dell’energia, nelle minireti isolate possono essere adottati vari criteri.

Le strategie più semplici e tradizionali sono quelle cosiddette “a priorità d’uso”, tra cui la classica tecnica di “inseguimento del carico” o *Load Following Strategy* - LFS, in cui non viene effettuata alcuna programmazione dell’utilizzo delle diverse risorse e in tempo reale si copre istante per istante il carico sfruttando prioritariamente le fonti rinnovabili disponibili sul momento; gli accumuli sono chiamati a compensare le inevitabili differenze fra la produzione rinnovabile e il carico, bilanciando il sistema mediante azioni di carica o di scarica. I generatori da fonte fossile sono avviati solo quando le batterie non riescono a coprire l’intero carico residuo a loro affidato, in quanto scariche o perché la massima potenza da loro erogabile non è sufficiente. È possibile inoltre un *curtailment* del-

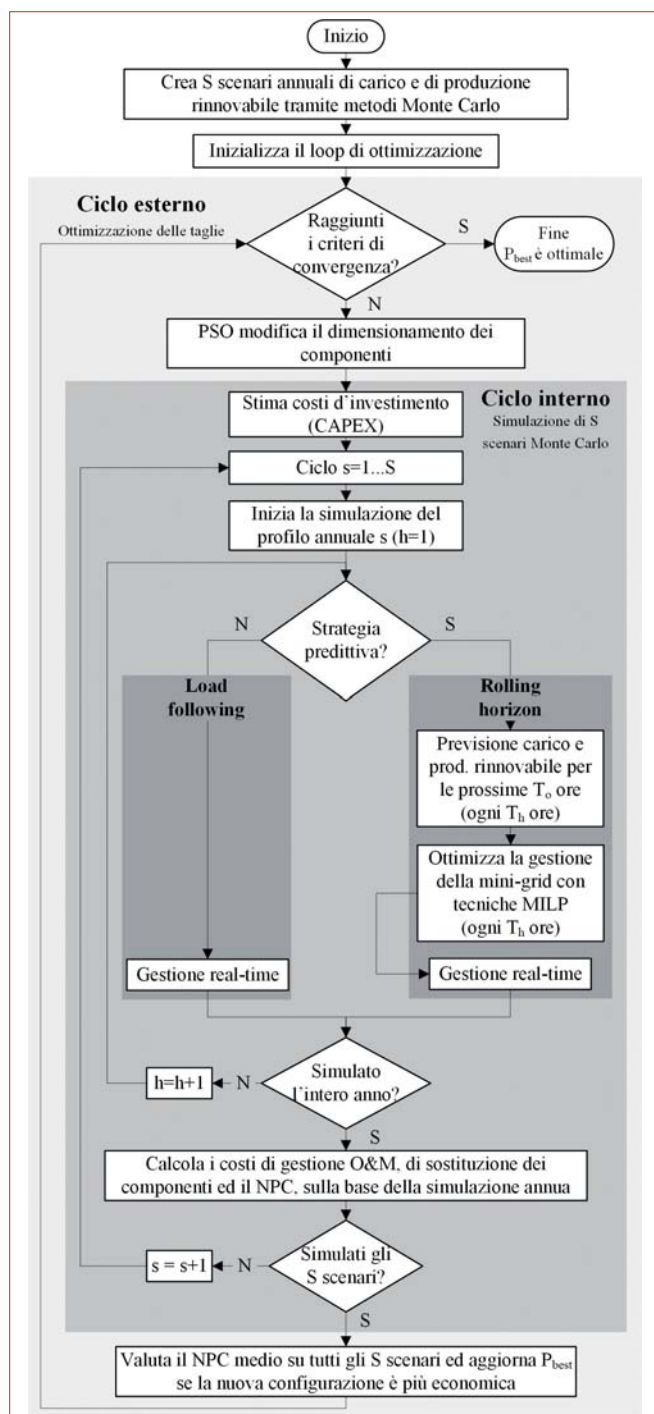
la produzione rinnovabile quando questa eccede il carico e le batterie sono al massimo stato di carica, oppure quando la potenza rinnovabile in eccesso supera quella massima di ricarica degli accumuli. Specularmente, è possibile un parziale distacco del carico quando la richiesta supera la somma delle potenze erogabili dalle varie forme di generazione e dagli accumuli (questi ultimi, ovviamente, da non conteggiare se scarichi). Sempre nell’ambito delle strategie a priorità d’uso, una variante al *Load Following* è la *Cycle Charging Strategy* - CCS, in cui, una volta accesi, i generatori da fonte fossile non coprono solo il carico residuo ma hanno anche il compito di ricaricare le batterie fino a una soglia prefissata.

Strategie di esercizio più sofisticate, cosiddette “predittive”, sono state implementate in alcune delle minireti più recenti e, conseguentemente, nei corrispondenti algoritmi di simulazione e dimensionamento. Si tratta di logiche di dispacciamento derivate dalle usuali modalità di gestione di breve periodo dei grandi sistemi elettrici, in cui viene effettuata periodicamente (per esempio ogni 6 ore) una previsione del carico e della producibilità da fonte rinnovabile delle ore a venire. Conseguentemente, viene risolto un problema di ottimo che programma il miglior utilizzo degli accumuli e dei generatori da fonte fossile nell’orizzonte temporale in esame; poiché quest’ultimo scorre a finestra mobile, si parla anche di *Rolling-Horizon Strategy* - RHS. La funzione obiettivo di breve periodo comprende stavolta solo i costi operativi associati alla conduzione dell’impianto, nonché una penalizzazione dell’eventuale Energia Non Fornita risultante a programma. In tempo reale, ai fini del bilanciamento del sistema, le inevitabili deviazioni della produzione rinnovabile e del carico dai valori previsti vengono gestite mediante piccole correzioni del dispacciamento previsionale, effettuate con i consueti criteri di priorità d’uso.

Rispetto al *Load Following* e al *Cycle Charging*, le tecniche predittive permettono di individuare strategie più efficienti, economiche e affidabili di conduzione dell’impianto [10, 12, 17], per esempio ottimizzando orari e potenze di funzionamento del gruppo diesel al fine di concentrarne l’uso in punti di lavoro ad alto rendimento, oppure ricaricando in anticipo le batterie sulla base della domanda e della producibilità solare o eolica attese per le ore seguenti. È evidente che solo nel caso della RHS, e non della LFS o CCS, si può parlare di una vera e propria ottimizzazione dell’esercizio dalla minirete. La potenza di calcolo richiesta per l’implementazione in campo degli algoritmi di *forecasting* e di ottimizzazione coinvolti nella RHS è minimale e ormai a costo contenuto. Questo rende i metodi predittivi molto promettenti e se ne prevede una futura diffusione su larga scala.

Metodi deterministici e probabilistici di dimensionamento

Nei metodi di dimensionamento deterministici, relativamente più semplici, si considera un unico profilo orario di carico e un solo trend orario di produzione per ciascuna fonte rinnovabile, ottenuti in esito a un'analisi solitamente conservativa delle caratteristiche del sito e successivamente dati "per certi". Tali profili possono riguardare l'intero esercizio annuo dell'impianto o semplicemente rappresentare alcuni giorni tipici.



Nel caso di una minirete dispacciata mediante tecniche a priorità d'uso, per ogni scenario di taglia dei componenti si simula cosa accadrebbe ora per ora nell'esercizio di tempo reale di un sistema sottoposto ai profili di generazione rinnovabile e di carico citati, valutandone i costi operativi e l'eventuale Energia Non Fornita annua. Lo scenario di taglia con il minor *Net Present Cost* individua infine il dimensionamento ottimale.

Nel caso invece in cui l'esercizio della minirete preveda un'ottimizzazione predittiva, per ogni scenario di taglia dei componenti si simulano i cicli di previsione, ottimizzazione e bilanciamento di tempo reale che sono tipici delle tecniche RHS. In questo caso, i profili di carico e generazione rinnovabile considerati nelle simulazioni, pur rimanendo deterministici, si possono sdoppiare fra la fase predittiva e quella di tempo reale. Anche stavolta, lo scenario di taglia con il minor NPC totale individua il dimensionamento ottimale [17].

Nelle tecniche probabilistiche di dimensionamento delle minireti, si cerca invece di modellare, nella fase di simulazione dell'esercizio corrispondente a ciascun scenario di taglia, le aleatorietà connesse ai profili di carico, all'effettiva potenza disponibile da fonte solare o eolica, nonché ai tempi di rifornimento del combustibile.

Questo approccio si concretizza nella messa a punto di modelli, opportunamente calibrati sul sistema in esame, della variabilità dei profili temporali di carico e di generazione da fonte rinnovabile, a cavallo dei loro andamenti temporali medi. Combinando queste funzioni di distribuzione di probabilità con un algoritmo di estrazione, per esempio di tipo Monte Carlo, è possibile generare molti profili orari da sottoporre alle simulazioni LFS e CCS o da utilizzare nelle tecniche RHS come *forecasting* d'ingresso per gli algoritmi di dispacciamento ottimo. In quest'ultimo caso, note le incertezze associate ai sistemi di previsione meteo e del carico, a ogni ciclo di previsione e ottimizzazione l'approccio probabilistico consente di valutare l'impatto delle inevitabili deviazioni fra il dispacciamento previsionale delle risorse e quello *real-time*, mediante l'estrazione ulteriori profili temporali di carico e di produzione da fonti rinnovabili [17]. Così facendo, si possono stimare gli effetti ambientali, di affidabilità, di efficienza e di costo degli errori di previsione commessi nella gestione del sistema, sin dalle fasi iniziali del suo dimensionamento.

In figura 2 è riportato il diagramma di flusso di un possibile processo di dimensionamento probabilistico. Il ciclo esterno è quello mediante il quale la tecnica *Particle Swarm Optimization* (PSO) suggerir-

Figura 2

Algoritmo di dimensionamento probabilistico di una minirete

sce di volta in volta un diverso scenario di taglia da sottoporre a simulazione. Il ciclo interno è quello mediante il quale vengono simulati S possibili esercizi annui del sistema in esame, a ognuno dei quali il metodo Monte Carlo ha associato differenti profili di generazione rinnovabile e di carico. Al centro è evidente la possibilità di selezionare una conduzione *Load Following* o con ottimizzazione predittiva.

Metodi stocastici per l'ottimizzazione dell'esercizio

I metodi stocastici costituiscono un'altra tipologia di tecniche utilizzabili per ottimizzare la gestione di una minirete tenendo conto delle incertezze associate alle previsioni meteo e del carico. Le diverse aleatorietà sono modellate tramite scenari, ognuno dei quali è caratterizzato da un profilo orario o quartodorario di producibilità delle fonti rinnovabili, da uno di potenza richiesta dal carico e dalla probabilità che essi si verifichino. Chiaramente, più scenari sono considerati, più il modello è in grado di rappresentare correttamente le varie incertezze coinvolte nella conduzione ottimale della minirete, e quindi nel suo dimensionamento; d'altro canto, la complessità e peso computazionale del problema matematico associato crescono.

Nella classica *Stochastic Optimization - SO* (Figura 3), il problema di ottimo ha lo scopo di minimizzare il costo operativo atteso del sistema, valutato come media pesata dei costi di gestione ottenuti in corrispondenza di ciascun scenario di carico e produzione da fonte rinnovabile, assumendo come pesi le probabilità degli scenari stessi. All'aumentare del numero degli scenari, la qualità dell'analisi aumenta, ma con essa anche la dimensione del problema; questo porta rapidamente a difficoltà risolutive spesso insormontabili, o comunque a tempi di calcolo incompatibili con quelli a disposizione, tenuto anche conto delle tecnologie di calcolo realisticamente implementabili nelle minireti [18-19].

Nella cosiddetta "ottimizzazione stocastica basata su regole di aggregazione", o *Aggregating-Rule-based Stochastic Optimization - ARSO* (Figura 4), il problema originario contenente N scenari viene invece decomposto in N problemi deterministici indipendenti, ognuno dei quali è ottimizzato singolarmente, in maniera estremamente rapida e a basso costo computazionale [18]. Per ciascuno scenario di carico e di produzione da fonti rinnovabili, viene così identificato il corrispondente dispacciamento ottimo delle risorse. Un criterio predefinito di aggregazione dei risultati identifica infine la soluzione di dispacciamento effettivamente impiegata, mediante un'opportuna sintesi delle N gestioni ottime precedentemente ottenute. Nella

letteratura classica si usano criteri di aggregazione di tipo statistico (per esempio il profilo di dispacciamento più ricorrente), senza però alcuna certezza che il risultato finale così ottenuto corrisponda a quello di minimo costo operativo.

Come criterio di aggregazione dei risultati, la tecnica *Improved-ARSO - I-ARSO* (Figura 5) [18], sviluppata da alcuni degli autori, si basa invece sul calcolo dei costi operativi attesi dall'esercizio di tempo reale del sistema, nell'ipotesi di eseguire le



Figura 3
Ottimizzazione stocastica tradizionale

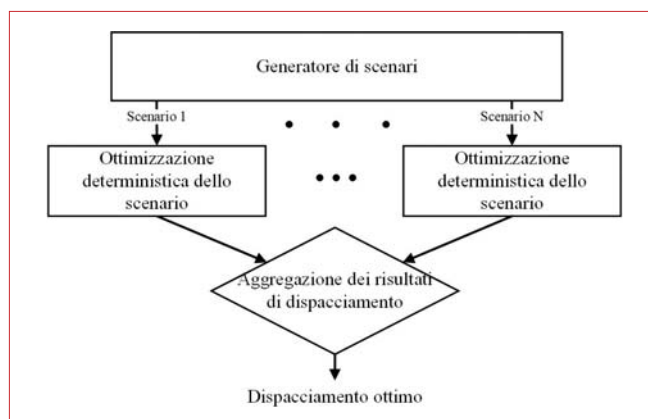


Figura 4
Ottimizzazione ARSO

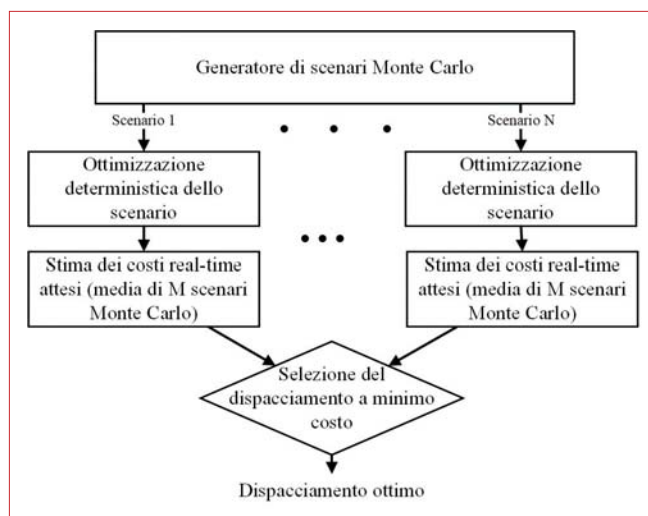


Figura 5
Ottimizzazione I-ARSO

indicazioni di ciascun dispacciamento ottimo deterministico. A tale scopo, la logica di dispacciamento risultante da ognuna delle N ottimizzazioni indipendenti viene testata in M ulteriori scenari Monte Carlo, chiamati a rappresentare le condizioni di carico e di produzione rinnovabile che potrebbero essere affrontate in tempo reale nella minirete; a ciascuna ipotesi di dispacciamento viene così assegnato un onere di esercizio atteso, pari alla media degli M costi operativi ottenuti dalle simulazioni corrispondenti. Infine, il dispacciamento a minimo costo atteso viene selezionato come ottimale dall'aggregatore.

La figura 6 riporta un confronto fra i metodi DO, SO e I-ARSO, in termini di costi operativi giornalieri (a) e di tempi di calcolo (b), al variare dei parametri N e M . I valori numerici mostrati si riferiscono al caso studio di una minirete con un picco annuo medio di carico di 60 kW, un impianto fotovoltaico da 140 kW, un accumulatore elettrochimico da 70 kW e 250 kWh e un generatore diesel da 30 kW

[18]. Si evince che la metodologia I-ARSO permette di ridurre i costi operativi del sistema (2-3%), ma soprattutto i tempi di calcolo richiesti.

Ottimizzazione multi-obiettivo

I tipici problemi di dimensionamento e gestione dei sistemi isolati sono chiamati a individuare soluzioni a minimo costo, identificando un unico indicatore che determini la soluzione ottima. La scelta dell'indicatore ha una forte influenza sulla soluzione finale e sulla strategia di gestione del sistema. Difficilmente però il decisore ha a disposizione a priori tutte le informazioni necessarie a effettuare una scelta consapevole nel privilegiare un indicatore piuttosto che un altro; si presenta quindi il rischio di guidare in maniera significativa la soluzione e avere una visione parziale e incompleta del problema. Un'analisi accurata e che tenga conto dei conflitti esistenti tra diversi criteri decisionali di interesse può essere effettuata ricorrendo a metodi multi-obiettivo, che permettono di

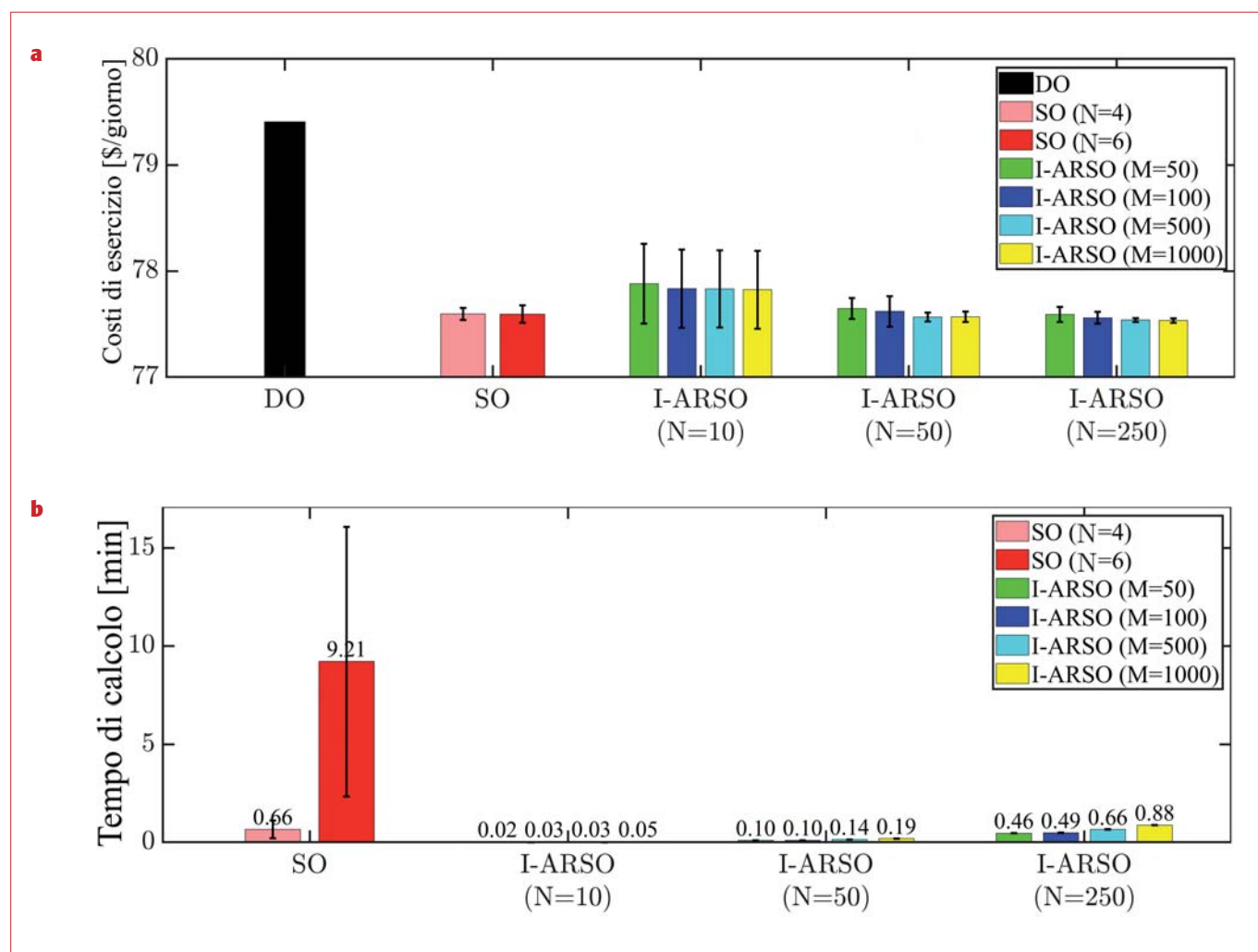


Figura 6

Confronto tra i costi operativi **a** e i tempi computazionali **b** delle tecniche deterministiche (DO), stocastiche tradizionali (SO) e I-ARSO

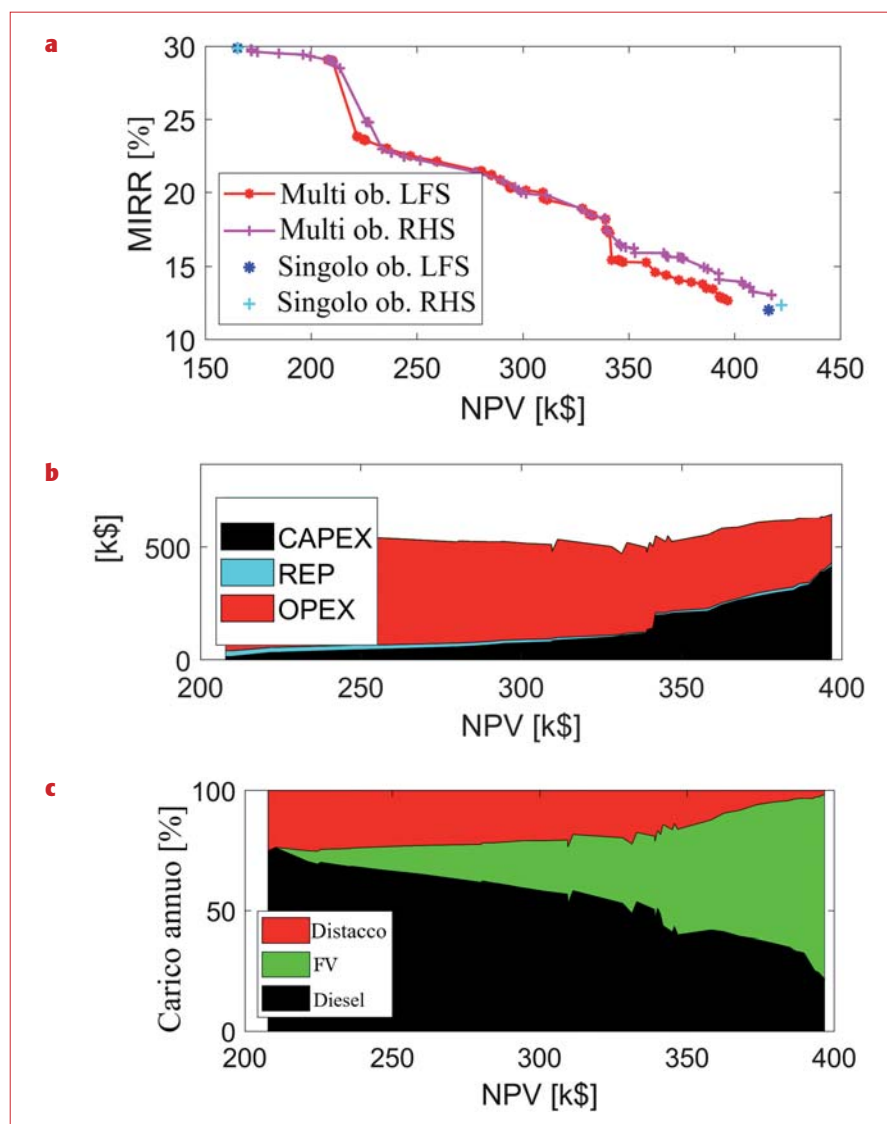
considerare molteplici aspetti, ottimizzando due o più funzioni obiettivo contemporaneamente. Rispetto a tecniche a singolo obiettivo, in cui il risultato è costituito da un'unica soluzione, gli approcci multi-obiettivo permettono l'individuazione della cosiddetta "frontiera di Pareto", che corrisponde all'insieme delle "soluzioni non-domite", a partire dalle quali, per migliorare una delle funzioni obiettivo, è necessario peggiorarne almeno un'altra. I punti della frontiera di Pareto sono le soluzioni tra cui l'operatore sceglierà in base alle specifiche circostanze del proprio progetto [20], valutando i trade-off tra i vari criteri di decisione.

Anche limitandosi agli aspetti economico-finanziari, gli sviluppatori delle minireti hanno a disposizione numerosi indicatori di riferimento, da impiegare come possibili funzioni obiettivo per il dimensionamento ottimo. La loro selezione è un tema molto delicato e ancora aperto, perché alcuni di questi indicatori, anche se dello stesso tipo,

possono dare risultati molto diversi. Ad esempio, la massimizzazione del *Modified Internal Rate of Return* (MIRR) o del *Net Present Value* (NPV) dell'investimento porta spesso a scelte progettuali alquanto diverse: mentre il MIRR privilegia l'uso di fonti a basso costo d'investimento come generatori diesel, il NPV premia l'uso di fonti rinnovabili a basso costo operativo ma alto costo d'investimento. Come mostrato dalla frontiera di Pareto riportata in figura 7a, ottenuta in fase di progetto di una minirete [20], se l'investitore vuole aumentare il MIRR deve necessariamente diminuire il NPV, e viceversa. In particolare, la figura 7b mostra come le soluzioni a basso NPV (e dunque alto MIRR) tendono ad avere modesti costi di investimento iniziali (CAPEX), ma elevati costi di gestione (OPEX); questo è dovuto a un maggior utilizzo del generatore da fonte fossile, come confermato dalla figura 7c, che riporta le modalità di copertura della domanda annua al variare del NPV della soluzione di dimensionamento considerata.

Figura 7 ▶

Confronto multi-obiettivo tra il Tasso Interno di Rendimento Modificato (MIRR) e il Valore Attuale Netto (NPV) dell'investimento: **a** frontiera di Pareto; **b** analisi dei costi; **c** copertura del carico



I metodi multi-obiettivo consentono quindi di valutare contemporaneamente aspetti diversi, anche conflittuali, e di analizzarne gli impatti reciproci. Queste tecniche permettono anche di rispondere alle crescenti attenzioni ad aspetti non-tecnici, che si basano sulla consapevolezza che l'elettrificazione rurale è un processo complesso, e che la buona riuscita di un progetto è strettamente legata all'attenzione posta in fase di pianificazione alla sua sostenibilità ambientale e sociale, oltre che tecnico-economica [21]. Pertanto, negli ultimi anni si è registrata una significativa crescita dell'attenzione della comunità scientifica nei confronti di analisi multidisciplinari [22-23], che però appesantiscono notevolmente la dimensione del problema da risolvere. Un recente studio degli autori [24] presenta un nuovo metodo di ottimizzazione multi-obiettivo che, riconoscendo la presenza di iterazioni ridondanti, permette di ridurre il peso computazionale del modello e di risolvere efficacemente problemi complessi. In particolare, si ottimizzano il dimensionamento e la gestione di una minirete isolata secondo cinque diversi criteri decisionali: l'NPC; le emissioni di CO₂ lungo tutto il ciclo di vita dei componenti installati, l'occupazione di suolo, la creazione di posti di lavoro per le fasi di installazione e gestione, la copertura del servizio di illuminazione pubblica. La figura 8 mostra gli estremi dello spazio all'interno del quale l'algoritmo ricerca le soluzioni della frontiera di Pareto per la pianificazione di un sistema ibrido in Uganda. L'aspetto più significativo è la sostanziale sovrapposizione dei punti a minimo NPC (viola) e minime emissioni (verde). Ciò suggerisce che l'obiettivo economico soddisfa automaticamente gli obiettivi ambientali,

dati i miglioramenti tecnologici e di costo che hanno interessato i generatori rinnovabili negli ultimi anni. Si evince inoltre che l'illuminazione pubblica costituisce un servizio che ha impatto ridotto sui costi economici e ambientali del sistema, migliorando al tempo stesso le condizioni di sicurezza e benessere della comunità. Tuttavia, queste soluzioni hanno un impatto significativo in termini di utilizzo del suolo (dato principalmente dall'installazione di pannelli fotovoltaici) e generano un numero limitato di posti di lavoro. D'altra parte, il miglioramento di queste due funzioni obiettivo richiederebbe di fare totale affidamento sulla produzione di un gruppo elettrogeno diesel, aumentando così sia i costi di esercizio che le emissioni.

Questi risultati evidenziano i *trade-off* tra gli estremi delle soluzioni che devono essere valutate da stakeholders e governi locali, sottolineando la necessità di sviluppare correttamente metodologie multi-obiettivo che assistano il processo decisionale.

Metodi *Multiple Design Options - MDO*

Le tecniche fin qui descritte hanno lo scopo di individuare la soluzione che ottimizza il valore di una certa funzione o, nel caso multi-obiettivo, che individua il set di soluzioni corrispondente alla frontiera di Pareto. Tuttavia, il problema fisico in esame è spesso difficile da modellare nella sua interezza, vista la complessità di rappresentazione, ad esempio, delle catene logistiche di approvvigionamento dei componenti, dei processi di manutenzione, della disponibilità di pezzi di ricambio

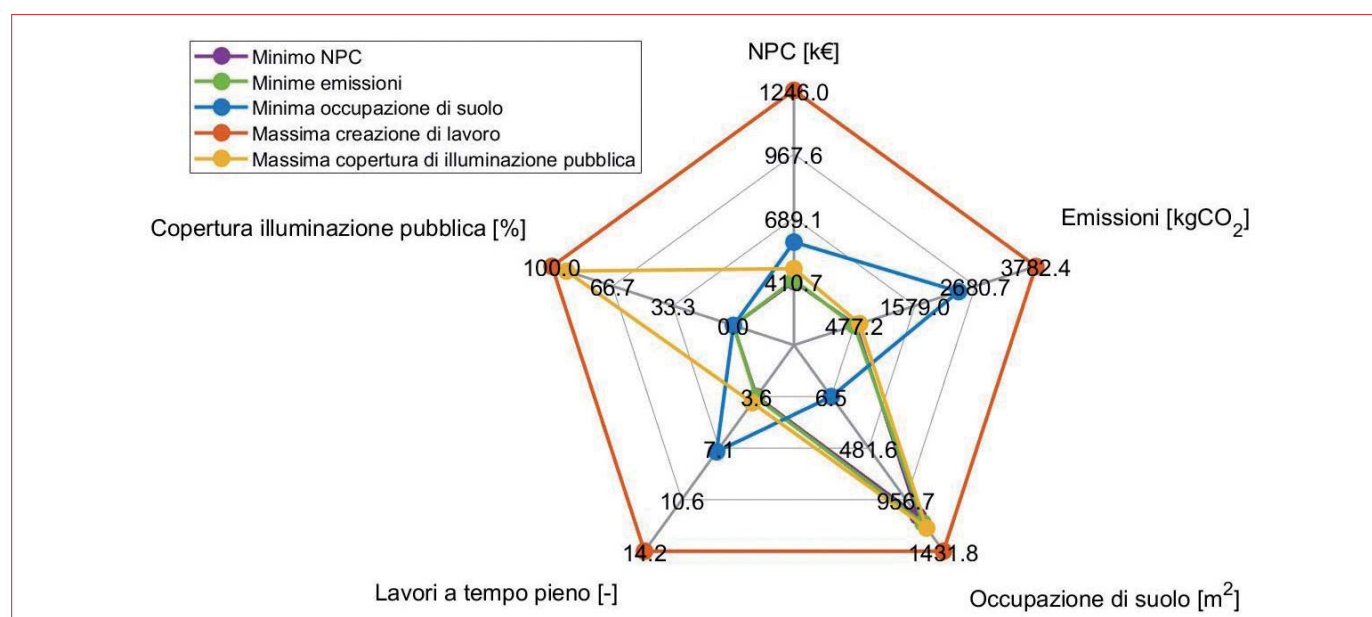


Figura 8

Trade-off tra sostenibilità economica, ambientale e sociale dell'installazione di una microgrid isolata a Soroti, Uganda [24]

e di personale specializzato, dei vincoli autorizzativi e regolatori. Per questi motivi, non è raro che lo sviluppatore corregga a posteriori il risultato numerico del processo di ottimizzazione, in base alla propria esperienza o a circostanze specifiche non considerate nella formulazione matematica del problema. Ovviamente, questo adattamento deve comportare una penalizzazione trascurabile (ad es., 1-3%) rispetto al valore ottimo della funzione obiettivo; si tratta di scostamenti che, viste le inevitabili incertezze in gioco, hanno comunque un impatto ininfluenza sulla qualità dell'investimento e sul successo dell'iniziativa.

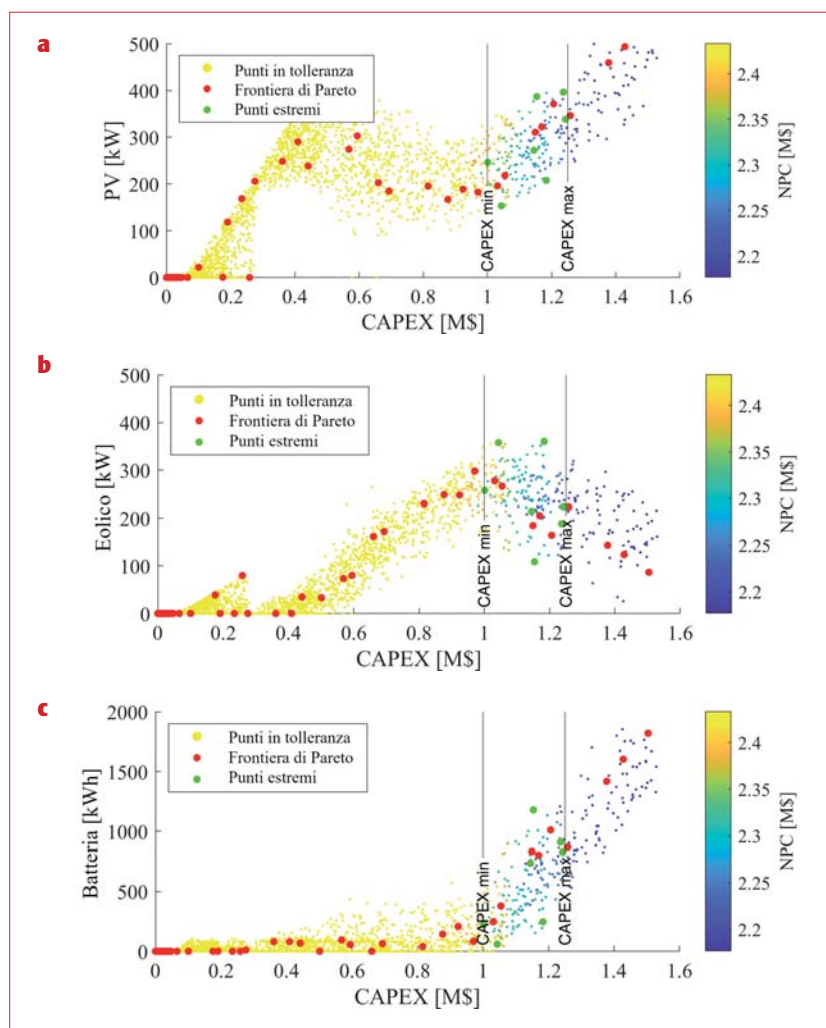
Per soddisfare queste necessità sono state sviluppate le tecniche *Multiple Design Options* - MDO, che permettono di individuare non solo il dimensionamento ottimo tradizionale, o la frontiera di Pareto nel caso multi-obiettivo, ma anche un insieme di possibili configurazioni di impianto con valori molto simili della funzione obiettivo [11, 15].

I risultati riportati in figura 9 si riferiscono al dimensionamento MDO multi-obiettivo (*Net Present Cost vs CAPEX*) di un sistema isolato com-

posto da turbine eoliche, pannelli fotovoltaici, batterie e generatore diesel, in presenza di un picco di carico di 70-80 kW e 3.120 ore equivalenti annue [20]. In particolare, la figura correla il valore delle due funzioni obiettivo alla taglia dei principali componenti, mostrando di volta in volta non solo la frontiera di Pareto (in rosso), ma anche tutti i punti a essa prossimi (entro una banda di tolleranza predefinita per ogni funzione obiettivo, ad esempio del 3%). È evidente che numerose soluzioni progettuali, anche molto diverse fra loro in termini di taglia dei componenti, permettono allo sviluppatore di mantenersi a ridosso dell'ottimo paretoiano. Limitandoci agli investimenti fra 1 e 1.25 M\$, che costituiscono un buon compromesso fra CAPEX e NPC, le soluzioni in banda di tolleranza possono corrispondere anche a variazioni mutue di taglia fra - 70% e + 100% rispetto a quanto suggerito dalla frontiera di Pareto. I punti verdi individuano, ad esempio, le soluzioni di progetto che massimizzano o minimizzano la taglia di un qualche componente. Queste tecniche permettono dunque di definire con chiarezza il perimetro entro il quale

Figura 9 ▶

Dimensionamento MDO dell'impianto fotovoltaico **a**, eolico **b** e dell'accumulo elettrochimico **c**, entro una tolleranza del 3% dalla frontiera di Pareto



lo sviluppatore può muoversi liberamente in fase di dimensionamento, senza alterare significativamente il valore delle funzioni obiettivo; contribuiscono così a una chiara percezione della flessibilità decisionale a lui consentita.

Ottimizzazione pluriennale

Nelle aree remote dei Paesi in via di sviluppo, stimare quanta energia consumerà una certa comunità una volta elettrificata è un'operazione difficile e soggetta a numerose incertezze, in quanto il trend di crescita della domanda elettrica è fortemente condizionato dallo sviluppo socio-economico della popolazione coinvolta. La richiesta annua di energia può anche raddoppiare in pochi anni [2, 25] e quindi le tecniche di dimensionamento convenzionali, che simulano da un punto di vista tecnico-economico un singolo anno equivalente e mirano a un unico dimensionamento iniziale valido per l'intero arco di vita della minirete, risultano spesso inefficaci nel lungo periodo.

I cosiddetti metodi pluriennali permettono invece di simulare l'evoluzione di lungo periodo della do-

manda, in modo da programmare al meglio non soltanto l'installazione dei componenti all'inizio del progetto, ma anche possibili potenziamenti dei sistemi di generazione e accumulo durante la vita della minirete; è possibile considerare anche il progressivo degrado delle prestazioni e dell'efficienza dei componenti [2-3].

Questi fenomeni di lungo termine influenzano il risultato dell'ottimizzazione in maniera più significativa rispetto alle incertezze di breve termine date dalle fluttuazioni orarie di carico e fonti rinnovabili [26], come evidenziato dal lavoro svolto dagli autori in [3], in cui la degradazione del sistema di accumulo determina un aumento dell'NPC del 17% rispetto al caso in cui questo aspetto venga trascurato (come comunemente accade negli algoritmi tradizionali). Il degrado dell'accumulo ha inoltre un effetto considerevole sul dispacciamento delle risorse (Figura 10), poiché la soluzione a minimo costo è associata a un apporto decisamente più significativo da parte dei generatori a fonte fossile, a fronte dello sfruttamento massimo della banda permessa d'Energia Non Fornita (ENF) in entrambi i casi.

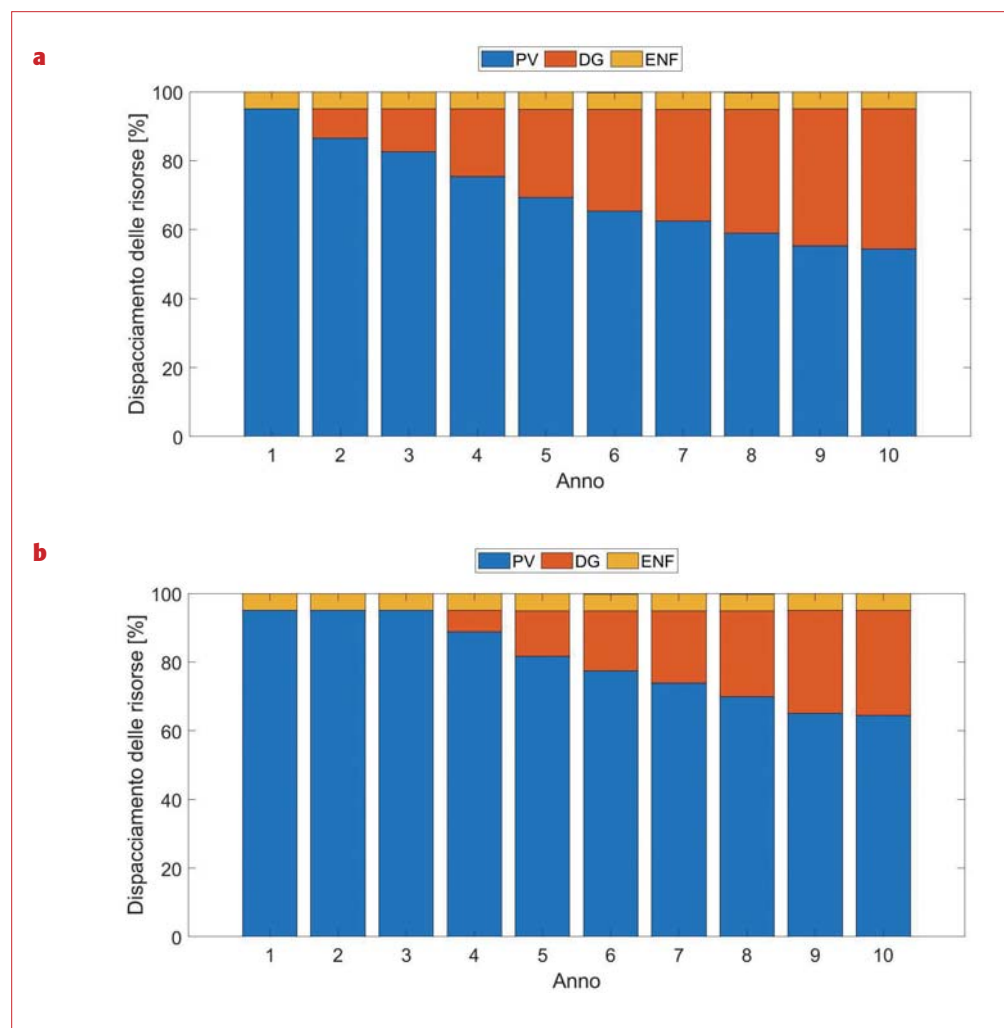


Figura 10

Comparazione del dispacciamento dell'energia fotovoltaica (PV), del generatore diesel (DG) e dell'energia non fornita (ENF) in presenza **a** e assenza **b** della degradazione del sistema di accumulo

Le elevate incertezze relative alla crescita del carico suggeriscono, anche nei metodi pluriennali, l'utilizzo di approcci stocastici anziché deterministici [2]. Come nel caso dei metodi di gestione SO e I-ARSO descritti precedentemente, anche in questo caso si procede mediante scenari, ciascuno dei quali è caratterizzato da una probabilità e da un trend di lenta trasformazione dei profili di carico e di generazione rinnovabile nel corso degli anni. La figura 11 mostra la schematizzazione dei vari scenari di evoluzione del carico considerati ai fini del dimensionamento pluriennale di una minirete [2], con la possibilità di potenziamenti del sistema nel corso della vita utile dell'impianto.

A titolo di esempio, la Tabella 1 riporta un confronto tra il *Net Present Cost* atteso con un metodo di dimensionamento stocastico pluriennale e quello ottenuto con una tecnica convenzionale a singolo anno; nel metodo *multi-year* si è assunto che al 5° anno possano essere installati nuovi componenti. Le caratteristiche del carico e il conseguente dimensionamento dell'impianto sono dettagliati in [2]. Si osserva che il modello a singolo anno comporta un NPC maggiore del 20% rispetto alla tecnica pluriennale e inoltre richiede un investimento iniziale circa doppio. Nel metodo pluriennale, il CAPEX iniziale è più piccolo (543 k\$), in quanto si tiene conto del fatto che il carico da alimentare nei primi anni è ancora basso; il rimanente investimento è differito a quando strettamente necessario (5° anno), evitando così di eccedere nelle taglie dei componenti, che avrebbe come conseguenza il loro funzionamento poco efficiente nei primi anni di

vita dell'impianto e il loro invecchiamento precoce. Anche le soglie temporali fissate per gli upgrade possono essere oggetto di ottimizzazione. Vale la pena notare che l'impatto in termini di NPC dell'investimento all'anno 5 è sensibilmente abbattuto dal fattore di attualizzazione dei flussi di cassa.

Conclusioni

Nelle aree più remote del pianeta, l'obiettivo di utilizzare prioritariamente fonti rinnovabili spesso non programmabili, la conseguente necessità di installare onerosi dispositivi di accumulo energetico e il contemporaneo intento di mantenere un buon livello di continuità di alimentazione non rendono sempre scontato il ritorno economico degli investimenti, almeno con gli attuali costi di sviluppo degli impianti isolati ibridi. Le tecniche di ottimizzazione descritte in questo articolo consentono di valorizzare al meglio le potenzialità di ciascun sito e di simulare la redditività degli investimenti, facilitando così l'attrazione di capitali privati, spesso scoraggiati da incertezze tecniche, economiche e regolatorie. Al contempo, la corretta calibrazione dei modelli più complessi, specialmente quelli probabilistici e pluriennali, richiede la definizione di scenari realistici riguardanti il comportamento della domanda nel breve e nel lungo periodo; tali scenari possono essere ottenuti solo attraverso un'attenta analisi socio-economica, magari comparata, della comunità da elettrificare. La natura multidisciplinare del problema lo rende molto complesso, ma al tempo stesso di estremo interesse, per ricercatori e sviluppatori.

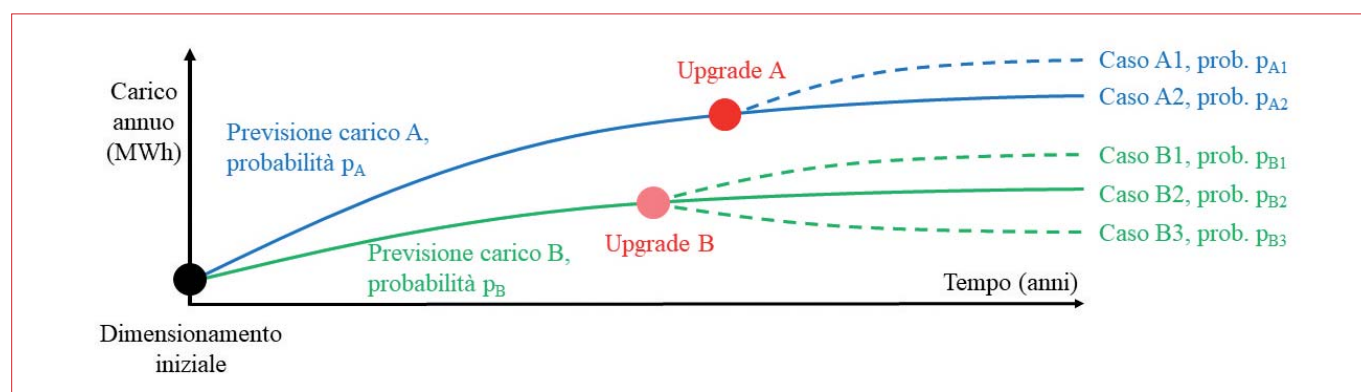


Figura 11

Definizione degli scenari di crescita del carico in una tecnica di dimensionamento pluriennale

Tabella 1 Esempio di confronto tra tecniche pluriennali e a singolo anno [2]

Tecnica di dimensionamento	NPC atteso [k\$]	Investimento anno 0 [k\$]	Investimento atteso all'anno 5 [k\$]
Stocastica pluriennale	953	543	598
A singolo anno	1.142 (+19.8%)	1.108 (+104%)	0

BIBLIOGRAFIA

- [1] United Nations: Transforming our world: the 2030 Agenda for Sustainable Development, *Sustainable Development Knowledge Platform*.
- [2] D. Fioriti, D. Poli, P. Duenas-Martinez, I. Perez-Arriaga: Multi-year stochastic planning of off-grid microgrids subject to significant load growth uncertainty: overcoming single-year methodologies, *Elect. Power Syst. Research*, febbraio 2021.
- [3] M. Petrelli, D. Fioriti, A. Berizzi, D. Poli: Multi-year planning of a rural microgrid considering storage degradation, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, n. 2, 2021, pp. 1459-1469, doi: 10.1109/tpwrs.2020.3020219.
- [4] A. Berizzi, M. Delfanti, D. Falabretti, S. Mandelli, M. Merlo: Electrification Processes in Developing Countries: Grid Expansion, Microgrids, and Regulatory Framework, *Proceedings of the IEEE*, vol. 107, n. 9, 2019, pp. 1981-1994, doi: 10.1109/jproc.2019.2934866.
- [5] S. Mandelli, E. Colombo, M. Merlo, C. Brivio: A methodology to develop design support tools for stand-alone photovoltaic systems in developing countries, *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*, vol. 8, n. 6, 2014, pp. 778-788, doi: 10.19026/rjaset.8.1034.
- [6] The World Bank: Energy Sector Management Assistance Program, *Mini Grids for Half a Billion People: Market Outlook and Handbook for Decision Makers*, 2019.
- [7] IRENA: *Policies and Regulations for Private Sector Renewable Energy Mini-grids*, 2016.
- [8] Alliance for Rural Electrification (ARE): *Hybrid Mini-Grids for Rural Electrification - Lessons Learned*, 2011.
- [9] M. Franz, N. Peterschmidt, M. Rohrer, B. Kondev: *Mini-grid Policy Toolkit*, 2014.
- [10] D. Fioriti, R. Giglioli, D. Poli, G. Lutzemberger, A. Micangeli, R. Del Citto, I. Perez-Arriaga, P. Duenas-Martinez: Stochastic sizing of isolated rural mini-grids, including effects of fuel procurement and operational strategies, *Electric Power Systems Research*, vol. 160, 2018, pp. 419-428, doi: 10.1016/j.epsr.2018.03.020.
- [11] D. Fioriti, G. Lutzemberger, D. Poli, P. Duenas-Martinez, A. Micangeli: Coupling economic multi-objective optimization and multiple design options: A business-oriented approach to size an off-grid hybrid microgrid, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 127, 2021, p. 106686, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106686>.
- [12] A. Micangeli, D. Fioriti, P. Cherubini, P. Duenas-Martinez: Optimal Design of Isolated Mini-Grids with Deterministic Methods: Matching Predictive Operating Strategies with Low Computational Requirements, *Energies*, vol. 13, 2020, doi: 10.3390/en13164214.
- [13] A. Bosisio, M. Moncecchi, G. Cassetti, M. Merlo: Microgrid design and operation for sensible loads: Lacor hospital case study in Uganda, *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 36, 2019, p. 100535, doi: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2019.100535>.
- [14] A. Kumar, A. R. Singh, Y. Deng, X. He, P. Kumar, R. C. Bansal: Integrated assessment of a sustainable microgrid for a remote village in hilly region, *Energy Conversion and Management*, vol. 180, 2019, pp. 442-472, doi: 10.1016/j.enconman.2018.10.084.
- [15] D. Fioriti, G. Lutzemberger, D. Poli, P. Duenas-Martinez, A. Micangeli: Heuristic approaches to size microgrids: a methodology to compile multiple design options, *20th IEEE Int. Conf. on Environ. and Electrical Engineering (EEEIC)*, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/eeeic/icpseurope49358.2020.9160842.
- [16] S. Mandelli, J. Barbieri, R. Mereu, E. Colombo: Off-grid systems for rural electrification in developing countries: Definitions, classification and a comprehensive literature review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, 2016, pp. 1621-1646, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.338.
- [17] D. Fioriti, D. Poli, P. Cherubini, G. Lutzemberger, A. Micangeli, P. Duenas-Martinez: Comparison among deterministic methods to design rural mini-grids: Effect of operating strategies, *IEEE Milan PowerTech, PowerTech*, giugno 2019, doi: 10.1109/PTC.2019.8810717.
- [18] D. Fioriti, D. Poli: A novel stochastic method to dispatch microgrids using Monte Carlo scenarios, *Electric Power Systems Research*, vol. 175, 2019, p. 105896, doi: 10.1016/j.epsr.2019.105896.
- [19] D. S. Pandži, H., Dvorkin, Y., Qiu, T., Wang, Y. Kirschen: Toward Cost-Efficient and Reliable Unit Commitment Under Uncertainty, *IEEE Trans. Power Systems*, n. 99, 2016, pp. 1-13, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2434848.
- [20] D. Fioriti, S. Pintus, G. Lutzemberger, D. Poli: Economic multi-objective approach to design off-grid microgrids: A support for business decision making, *Renewable Energy*, vol. 159, 2020, pp. 693-704, doi: 10.1016/j.renene.2020.05.154.
- [21] M. A. Cuesta, T. Castillo-Calzadilla, C.E. Borges: A critical analysis on hybrid renewable energy modeling tools: An emerging opportunity to include social indicators to optimise systems in small communities, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 122, 2020, p. 109691, doi: 10.1016/j.rser.2019.109691.
- [22] R. Dufo-López, I.R. Cristóbal-Monreal, J.M. Yusta: Optimisation of PV-wind-diesel-battery stand-alone systems to minimise cost and maximise human development index and job creation, *Renewable Energy*, vol. 94, 2016, pp. 280-293, doi: 10.1016/j.renene.2016.03.065.
- [23] F. K. Abo-Elyousr, A. Elnozahy: Bi-objective economic feasibility of hybrid micro-grid systems with multiple fuel options for islanded areas in Egypt, *Renewable Energy*, vol. 128, 2018, pp. 37-56, doi: 10.1016/j.renene.2018.05.066.
- [24] M. Petrelli, D. Fioriti, A. Berizzi, C. Bovo, D. Poli: A novel multi-objective method with online Pareto pruning for multi-year optimization of rural microgrids, *Applied Energy*, vol. 299, 2021, p. 117283, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117283.
- [25] A. Micangeli, R. Del Citto, I.N. Kiva, S.G. Santori, V. Gambino, J. Kiplagat, D. Viganò, D. Fioriti, D. Poli: Energy production analysis and optimization of mini-grid in remote areas: The case study of Habaswein, Kenya, *Energies*, vol. 10, n. 12, 2017, pp. 1-23, doi: 10.3390/en10122041.
- [26] F. Riva, F. Gardumi, A. Tognollo, E. Colombo: Soft-linking energy demand and optimisation models for local long-term electricity planning: An application to rural India, *Energy*, vol. 166, 2019, pp. 32-46, doi: 10.1016/j.energy.2018.10.067.