



UNIONE EUROPEA
Fondo Sociale Europeo
Fondo Europeo di Sviluppo Regionale



Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR

Progetti di Ricerca Industriale e Sviluppo Sperimentale nelle 12 Aree di Specializzazione individuate dal PNR 2015-2020

Definizione della metodologia di pianificazione di rete ottimizzata

Rapporto Tecnico di Ricerca Industriale D6.2



Avviso	Avviso 1735 del 13.07.2017 MIUR
Codice progetto	ARS01_01259
Nome del progetto	Community Energy Storage Gestione Aggregata di Sistemi di Accumulo dell'Energia in Power Cloud
Acronimo	ComESto
Documento	D6.2
Tipologia	Rapporto Tecnico
Obiettivo Realizzativo	OR6
Attività Realizzativa	A6.2
Soggetti Beneficiari Proponenti	E-DISTRIBUZIONE
Elaborato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Claudio Alberti, Maurizio Cinus, Roberto Infantino – E-DISTRIBUZIONE Michelangelo Ceci, Gianvito Pio – DHITECH
Verificato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Francesco Dura – E-DISTRIBUZIONE
Approvato (Nome, Cognome – Soggetto Beneficiario)	Membri del PEB

Indice

EXECUTIVE SUMMARY	6
1.PREMESSA – INTRODUZIONE SULLA PIANIFICAZIONE RETE	8
2.INDICI LEGATI ALLO SCENARIO FUTURO COMESTO DEL SISTEMA ELETTRICO	9
2.1 KPI Hosting Capacity.....	10
2.2 KPI Affidabilità della Regolazione	12
3.ANALISI DEI BENEFICI	16
Benefici di Qualità	16
Beneficio di Resilienza	17
Benefici di Struttura.....	18
Beneficio Componentistica	19
Beneficio Telecontrollo e Automazione	20
Beneficio di Hosting Capacity	20
Beneficio Affidabilità della Regolazione	20
4.MODELLIZZAZIONE DELLA RETE	21
5.OTTIMIZZAZIONE MULTI-OBIETTIVO PER LA PIANIFICAZIONE	26
5.1 Metodi di ottimizzazione a singolo obiettivo e multi-obiettivo.....	26
Particle Swarm Optimization (PSO)	26
Multi-objective Particle Swarm Optimization (MOPSO).....	28
5.2 Speed-constrained Multi-objective Particle Swarm Optimization (SMPSO)	29
5.3 Selezione della soluzione migliore dal Pareto Front	32
5.4 Strategia di ottimizzazione e interventi sulla rete	32
5.5 Vincoli e Funzioni obiettivo per l'ottimizzazione delle reti	34
5.6 Gestione dei vincoli geografici.....	36
6.CONCLUSIONI	37
7.BIBLIOGRAFIA.....	38

Indice delle figure

Figura 1 - Possibile andamento della corrente espresso come percentuale della corrente al limite termico su tutti i rami della rete, nel tempo. Sono evidenziate le aree proporzionali alle quote di energia di superamento delle soglie che definiscono gli eventi (Esup).....	14
Figura 2 - Componenti modellabili in Pandapower.....	2224
Figura 3 - Esempio di rete elettrica	2425
Figura 4 - Implementazione della rete elettrica di esempio	2426
Figura 5 - Rappresentazione tabellare della rete	2526
Figura 6 - Processo di ottimizzazione del PSO	2729
Figura 7 - Visualizzazione di un esempio di Pareto front	2930
Figura 8 - Pseudo-codice di SMPPO	3031
Figura 9 - Approccio di ottimizzazione "non controllato"	Errore. Il segnalibro non è definito. 34
Figura 10 - Approccio di ottimizzazione "controllato"	3334
Figura 11 - Costruzione del grafo di visibilità	3738

Indice delle tabelle

Tabella 1 - Fasce di saturazione di potenza al nodo	11
Tabella 2 - Taratura KPI Hosting Capacity.....	12
Tabella 3 – Fasce di sfruttamento per i rami e i nodi di una generica linea.....	12
Tabella 4- Fasce di saturazione della capacità regolante	15
Tabella 5 - Taratura KPI Affidabilità della Regolazione.....	15
Tabella 6 - Differenze tra tool commerciali e tool open source	21
Tabella 7 - Step di PSO vs MOPSO	29

Abbreviazioni ed acronimi

Abbreviazione/Acronimo	Testo Esteso
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente
BT	Bassa Tensione
CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano
CP	Cabina Primaria
CS	Cabina Secondaria
DIL	Durata Interruzioni Lunghe
DSO	Distribution System Operator
FRG	Funzione Rilevazione di Guasto
FNC	Funzione Neutro Compensato
ICS	Interruttore di Cabina Secondaria
HC	Hosting Capacity
MT	Media Tensione
NILB	Numero Interruzioni Lunghe più Brevi
SFS	Smart Fault Selection
TLC	Telecontrollo
PSO	Particle Swarm Optimization
MOPSO	Multi-objective Particle Swarm Optimization
SMP SO	Multi-objective Particle Swarm Optimization

EXECUTIVE SUMMARY

In continuità con il rapporto tecnico D6.1, il presente documento descrive i criteri di pianificazione della rete elettrica e le regole di esercizio. La pianificazione della rete nasce dalla esigenza di sviluppare la rete secondo criteri che ottimizzino gli interventi economici per soddisfare i requisiti imposti dalla normativa e contestualmente permettere l'accoglimento e la gestione delle richieste di connessione di clienti e produttori. In aggiunta, è necessario stabilire precise regole di esercizio al fine di garantire idonei standard qualitativi, anch'essi normati.

Al fine di introdurre un nuovo concetto di pianificazione rete evoluta e ottimizzata, sono stati definiti e implementati ad hoc per le finalità del progetto ComESTo altri due indicatori: KPI di Hosting Capacity e KPI di Affidabilità della Regolazione.

Per poter studiare questi nuovi KPI, sono stati di ausilio i precedenti KPI di carico e struttura, definiti in AR 6.1, in particolare:

- Per quanto riguarda il KPI di carico, l'analisi prevede l'esecuzione di calcoli di load flow sulla rete, prendendo a riferimento differenti scenari di produzione e carico al fine di valutare l'adeguatezza della capacità di trasporto delle linee, come anche il rispetto dei vincoli di tensione ai nodi, nell'anno N e negli anni successivi. A seconda del livello di criticità riscontrato, le soluzioni tradizionalmente adottate prevedono interventi atti ad alleggerire il carico sulle linee più sfruttate, riassumibili, in ordine crescente di onerosità dell'investimento, in:
 - modifica di assetto della rete. La configurazione topologica viene riadattata sfruttando la possibilità di alimentare, da linee vicine o contigue, porzioni di rete appartenenti ad un'altra linea mediante la chiusura del collegamento elettrico (normalmente aperto) in un nodo di congiunzione;
 - sostituzione conduttori con altri di sezione maggiore;
 - realizzazione nuove linee. La costruzione di una nuova linea viene utilizzata per razionalizzare la quantità di carico, e quindi la clientela, sottesa ad una singola linea in due linee;
 - potenziamento o nuova costruzione di Cabina Primaria o Cabina Secondaria. Tale soluzione abilita la costruzione di nuove linee, rispettivamente, MT e BT per il soddisfacimento della domanda.
- Per quanto riguarda il KPI di struttura, l'obiettivo è andare a valutare l'impatto di una possibile interruzione sui clienti alimentati. Per farlo, vengono presi in considerazione la consistenza della linea, ovvero la lunghezza, il numero di clienti medio per linea e due parametri di criticità strutturali (PCS) chiamati PCS MT e BT. Questi ultimi due si riferiscono al concetto di isola, porzione di rete MT non ulteriormente sezionabile con organi di manovra fissi. Tra le isole, quelle più critiche dal punto di vista della continuità del servizio sono quelle contenute nelle derivazioni non rialimentabili.
- Per quanto riguarda il KPI Hosting Capacity, l'obiettivo è andare a valutare la capacità della rete di accogliere nuova potenza da connettere senza pregiudicare l'esercizio affidabile e sicuro del sistema. Per farlo, vengono analizzati step by step i livelli di potenza massima connettabile su un dato nodo fino al raggiungimento dell'80% di sfruttamento massimo del ramo.

- Per quanto riguarda il KPI Affidabilità della Regolazione, l'obiettivo è andare a valutare l'adeguatezza della capacità regolante approvvigionabile in una linea a fronte dell'effettiva possibilità che si verifichino condizioni di violazione dei vincoli di rete. La quantità di capacità regolante disponibile dipende dalle batterie installate sulla rete e al processo di carica e scarica che viene definito per esse. Mentre la quantità di capacità regolante richiesta dalla rete fa riferimento ai servizi ancillari previsti nel modello di mercato locale ComESTo (gestione delle congestioni e controllo della tensione) ed è definita come l'energia regolante che sarebbe necessaria per ripristinare la condizione inferiore di soglia di attenzione, ovvero sfruttamento in corrente pari al 60% del limite termico. Tale indice, quindi, è la chiave per comprendere se la capacità regolante dell'utenza alimentata da una linea è sufficiente a mantenere i parametri di sfruttamento in corrente entro i limiti prestabiliti dal DSO. In caso contrario per il distributore risulta indispensabile intervenire tempestivamente tramite le soluzioni tradizionali di pianificazione.

Per poter passare dalla teoria alla pratica, sono stati studiati i metodi di ottimizzazione esistenti più adatti per le analisi previste. In particolare, sono stati analizzati metodi di ottimizzazione multi-obiettivo basati su approcci genetici. Partendo dal metodo PSO: "Particle Swarm Optimization", se ne sono studiate le varianti multi-obiettivo.

L'ottimizzazione multi-obiettivo è una classe di problemi con soluzioni che possono essere valutate lungo due o più obiettivi, anche in conflitto fra loro. Tra le soluzioni investigate, vi è il metodo MOPSO, che rappresenta uno dei principali approcci che applicano il metodo PSO a problemi multi-obiettivo. Questa tipologia di problema differisce da quelli di ottimizzazione standard in quanto il risultato finale non è una singola "best solution". Infatti, non esiste una singola soluzione in grado di ottimizzare simultaneamente ogni obiettivo, piuttosto un insieme di alternative in cui nessuna soluzione è globalmente migliore dell'altra. In questo caso si parla di Pareto Set e l'approccio seguito da MOPSO utilizza l'ottimo paretiano per determinare il movimento delle particelle ed un repository globale di soluzioni "non dominate" che guidano la ricerca. Una soluzione è detta di ottimo paretiano se non esiste un'altra soluzione che la domina. L'insieme dei risultati di ottimo paretiano prende il nome di Pareto Front.

Una variante considerata nello studio effettuato è rappresentata dal metodo SMPSO, che affronta il problema della velocità delle particelle che, diventando troppo elevata, può portare a movimenti controproducenti (Swarm Explosion). Per tale motivo, si adotta una strategia basata sul limitare la velocità delle particelle. I risultati ottenibili tramite SMPSO si avvicinano maggiormente al Pareto Front reale rispetto a quanto avviene con gli altri approcci. Infatti, il vincolo sulla velocità favorisce una migliore convergenza verso il Pareto Front reale. Questo aspetto lo rende il metodo candidato all'esecuzione delle ottimizzazioni multi-obiettivo successive.

In definitiva, le funzioni obiettivo implementate sono

1. Minimizzazione del carico massimo sui conduttori BT della rete.
2. Minimizzazione del carico massimo sui trasformatori MT/BT della rete.
3. Minimizzazione della massima differenza di tensione rispetto a quella nominale.
4. Minimizzazione del rapporto fra il numero totale dei carichi ed il numero di linee BT.
5. Minimizzazione della varianza delle quantità dei carichi sulle linee BT.

Mentre le soluzioni possibili per ottimizzare la rete sono

1. Installazione di un nuovo trasformatore;
2. Sostituzione di un trasformatore con un altro di maggiore potenza;
3. Installazione di un nuovo conduttore;
4. Allargamento della sezione di un conduttore esistente;
5. Creazione di una nuova linea.

Per concludere, è interessante notare che, sebbene nell'algoritmo non sia implementato il KPI Qualità del Servizio secondo la definizione fornita dall'Autorità, le funzioni obiettivo dell'ottimizzatore portano importanti benefici anche a questo indice in quanto mirano a ridurre la lunghezza della linea e la numerosità dei clienti.

1. PREMESSA – INTRODUZIONE SULLA PIANIFICAZIONE RETE

Il presente documento descrive i risultati relativi alle attività svolte nell'ambito dell'AR 6.2 del progetto ComESTo, per quanto riguarda lo studio e la validazione di metodologie innovative per analisi tecnico/economiche a supporto dell'attività di Pianificazione di Investimenti sulla Rete di Distribuzione (di seguito "Pianificazione Rete"), finalizzate all'identificazione ottima dei nuovi interventi di sviluppo.

Di fatto, lo scopo di questa attività è la definizione di funzioni multi-obiettivo tecnico/economico necessarie alla pianificazione della rete elettrica. In particolare, lo studio è stato finalizzato alla identificazione ottima dei nuovi interventi di rete. Di conseguenza, è stata analizzata la base di dati necessaria per evidenziare la disponibilità del dato da parte degli operatori di rete (es. potenza carichi, archivio guasti, archivio economico, curve di consumo dei clienti, etc.).

La scelta di un intervento di pianificazione rappresenta una fase delicata per un gestore di rete. A fronte di un'esigenza di sviluppo rilevata, una scelta oculata degli investimenti da predisporre sulla rete determinerà i desiderati miglioramenti circa le performance di rete. Al contrario, una scelta non opportunamente ponderata e lungimirante rischia di causare inefficienti realizzazioni di infrastrutture e/o configurazioni di rete (dall'assetto topologico delle linee all'impostazione di tecnologie per la selezione dei guasti) che, nei casi peggiori, possono non solo provocare un danno tecnico/economico al gestore della rete, ma anche gravare considerevolmente sulla qualità del servizio offerto ai clienti e sull'impatto ambientale.

Il mondo della pianificazione rete spazia dagli investimenti per la realizzazione di nuove infrastrutture agli investimenti per il rinnovo tecnologico e/o razionalizzazione delle infrastrutture esistenti. Gli investimenti sono normalmente motivati da esigenze o necessità di sviluppo che possono essere dettate dai seguenti fattori:

- l'evoluzione della domanda, come nel caso di adeguamento delle reti al nuovo carico o la realizzazione di nuove connessioni;
- le evoluzioni normative e/o regolatorie, che potrebbero determinare necessità di adeguamento tecnico degli impianti alle nuove prescrizioni degli enti normatori (per es. il CEI) o delle prestazioni della rete alle regolamentazioni dell'ARERA;
- iniziative di sviluppo intraprese dal distributore, come ad esempio piani di rinnovo di componenti vetusti, rinnovo tecnologico dei sistemi di telecontrollo, automazione e monitoraggio, razionalizzazione e ottimizzazione della struttura, ecc...

La selezione di un intervento di pianificazione scaturisce sempre da un compromesso tra un'esigenza tecnica e la disponibilità di budget. Il primo fattore è sicuramente quello più importante, specie nei casi in cui un'esigenza tecnica rischia di diventare una criticità oppure nei casi di interventi che costituiscono adempimenti agli obblighi legati alla concessione dell'esercizio del pubblico servizio di distribuzione [1] (per es. soddisfacimento di richieste di connessioni da parte dei clienti). Obiettivo primario della pianificazione è infatti quello di ridurre il gap tra le configurazioni/performance di rete attuali e quelle ottimali, specialmente nei casi in cui il gap è più ampio. Tra le soluzioni che soddisfano pienamente le esigenze riscontrate, sarà quindi l'abilità e l'esperienza del pianificatore a permettere di selezionare gli interventi più vantaggiosi dal punto di vista della sostenibilità tecnico-economica e ambientale, con riferimento non solo allo scenario del sistema elettrico di distribuzione attuale, ma anche alle evoluzioni previste nel breve-medio termine.

In un contesto di rapida e costante trasformazione del sistema elettrico, dettata da una sempre maggiore spinta verso l'utilizzo del vettore elettrico e dalla sempre crescente penetrazione di impianti di produzione di piccola taglia (la cosiddetta Generazione Distribuita) e, più in generale, di risorse energetiche distribuite (DER), il pianificatore deve confrontarsi con uno scenario di crescente complessità. La transizione energetica in atto porterà ad una nuova tipologia di utenza che da "passiva" diventa "attiva", sia perché immette energia in rete, oltre a prelevarla, sia perché diventa più consapevole e dinamicamente coinvolta nell'ottimizzazione degli scambi energetici con la rete.

Da considerare inoltre anche il ruolo degli accumulatori che contribuiscono attivamente nella rete e integrano i benefici della generazione distribuita. Inoltre, interessanti scenari si aprono grazie all'impiego di piattaforme come la nanogrid.

Al fine di garantire un'efficiente e sicuro esercizio del sistema in tale scenario, risulta essenziale abbandonare il tradizionale approccio di gestione della rete *"fit and forget"* a favore di un approccio *"fit and control"*, dove coinvolgere attivamente le risorse

A tal proposito, le risorse di accumulo energetico saranno sempre più presenti presso l'utenza e possono offrire possibilità di modulazione dei profili di consumo e produzione energetica in risposta a dei criteri di ottimizzazione. Il tutto diventa più efficace, come nello scenario ComESTo, se la gestione di tali risorse avviene in forma aggregata e comunitaria.

2. INDICI LEGATI ALLO SCENARIO FUTURO COMESTO DEL SISTEMA ELETTRICO

Nel nuovo scenario del sistema elettrico in studio nel progetto ComESTo è opportuno affiancare alla pianificazione tradizionale nuove aree tematiche di indagine che possano ben rappresentare gli impatti di una nuova tipologia di utenza. Questa è caratterizzata da un sempre crescente dinamismo derivante dallo sviluppo di una nuova tipologia di mercato al quale la domanda è chiamata a partecipare attivamente.

Le comunità energetiche sono costituite da utenze che integrano, tramite la nanogrid, diverse tipologie di sistemi di accumulo e produzione e che rispondono a logiche di ottimizzazione degli scambi energetici interni alla comunità e verso la rete. Questo è possibile tramite la gestione di un aggregatore/energy manager e grazie anche all'adozione di programmi di Demand Response. Pertanto, l'utenza ComESTo è caratterizzata da nuovi modelli di

consumo e produzione che se gestiti in maniera adeguata, come più volte accennato all'interno del documento, dal punto di vista del distributore possono rappresentare una preziosa risorsa di capacità di regolazione.

Necessariamente il coinvolgimento di queste risorse “attive” deve presupporre l'esistenza di un mercato dei servizi di regolazione dove il DSO possa approvvigionarsi di risorse di flessibilità. L'attività di approvvigionamento a sua volta presuppone per il distributore l'adozione di sistemi di monitoraggio in tempo reale delle grandezze elettriche ai nodi, di calcolo ottimale della distribuzione dei flussi energetici sulla rete (Optimal Power Flow) e quindi anche una gestione in tempo reale delle offerte di regolazione da attivare sul mercato.

È importante rimarcare innanzitutto che tali attività di natura dinamica non riguardano la pianificazione della rete, bensì l'esercizio. Bisogna considerare che il processo di pianificazione della rete riguarda decisioni di investimento, caratterizzate da tempi lunghi di implementazione e da tempi ancora più lunghi di recupero del capitale investito, e che hanno interdipendenze significative con lo sviluppo del sistema di generazione e dei relativi investimenti. Da questo deriva che il pianificatore deve basare le proprie decisioni su indici di obiettivo valutati con criteri e parametri di lungo termine.

Si può prevedere quindi che all'interno nel sistema ComESTo la pianificazione rete abbia il ruolo di:

- verificare l'adeguatezza della rete rispetto alle nuove connessioni di impianti di generazione e accumulo distribuiti anche a fronte del funzionamento dei mercati energetici. Tali mercati interni ed esterni alla comunità comporteranno, con ogni probabilità, degli scambi energetici con la rete di diverso tipo rispetto a quanto avviene nel sistema tradizionale;
- valutare la possibilità di sfruttare, a medio-lungo termine, i servizi di regolazione offerti dall'utenza in alternativa alle soluzioni di pianificazione tradizionali.

In base a tali valutazioni, sarà poi compito della pianificazione il predisporre investimenti che possano garantire l'adeguatezza del sistema di distribuzione.

Per quanto detto fino a qui, è possibile definire due nuovi indici: Hosting Capacity e Affidabilità della Regolazione.

2.1 KPI Hosting Capacity

L'indice di Hosting Capacity (HC) serve per valutare la capacità della rete di accogliere nuova potenza da connettere senza pregiudicare l'esercizio affidabile e sicuro del sistema. Tale valutazione è estremamente complessa, considerati i numerosi fattori che influenzano la definizione dell'HC:

- per ogni variazione di potenza che si vuole studiare sulla rete devono essere valutati tutti i parametri necessari per le verifiche per la connessione di impianti di GD alla rete di distribuzione. Tra questi assumendo che i sistemi di protezione, di regolazione della tensione e di controllo della Power Quality saranno adeguati alle nuove logiche di esercizio della rete, ai fini del progetto ComESTo verranno verificati soltanto i parametri più direttamente legati alla pianificazione, e cioè quelli relativi allo sfruttamento in corrente dei rami e alla variazione di tensione ai nodi;

- dato l'esercizio radiale della rete di distribuzione, l'esito del calcolo può variare considerevolmente in dipendenza dal nodo della linea dove viene effettuato;
- il calcolo va affrontato nella condizione di esercizio più estrema per una generica linea. Allo stesso tempo però, considerato che lo scenario ComESTo prevede una forte penetrazione di DER sulle reti reso possibile anche dal loro coinvolgimento attivo nelle operazioni di regolazione del sistema, utilizzare la potenza nominale degli impianti connessi o anche scenari estremi di sfruttamento delle linee (per es. massimo carico-minima produzione, minimo carico-massima produzione) restituirebbe un set di dati di input sulla potenza scambiata con la rete non adeguato a rappresentare la nuova tipologia di utenza nei calcoli.

L'approccio più adatto per la creazione di un indice di HC allora potrebbe essere quello di utilizzare come set di dati di input per i calcoli elettrici l'effettiva potenza scambiata con la rete dagli utenti, lanciando dei calcoli di load flow al quarto d'ora analogamente a quanto fatto per l'indice di Carico. In questo modo possono essere correttamente considerati gli effettivi comportamenti energetici dei clienti, tenuto conto del funzionamento dei mercati elettrici in cui questi sono coinvolti.

Di seguito viene riportato il procedimento di calcolo dell'indice di HC per una generica linea, basandosi sui calcoli di load flow svolti in un generico anno: occorre preliminarmente individuare la fase di massima criticità rispetto alla quale valutare l'HC. La massima criticità sarà coincidente con il quarto d'ora nell'anno in cui si è registrato il valore percentualmente più alto tra lo sfruttamento in corrente di un ramo e la variazione di tensione in un nodo. In realtà, è sicuramente opportuno e più cautelativo ripetere il calcolo per tutto un insieme di condizioni magari meno critiche per la linea, ma comunque meritevoli di attenzione; rispetto al quarto d'ora individuato vengono memorizzate le potenze scambiate in tutti i nodi della linea. Nel generico nodo i -esimo si avrà quindi una $P_{0,i}$; nel generico nodo i , mantenendo fisse le $P_{0,x}$ negli altri nodi, viene calcolato il margine di potenza immettibile/prelevabile prima di arrivare al superamento del massimo sfruttamento in corrente del ramo in analisi, o comunque al superamento di uno dei vincoli di rete sopra citati, in uno qualsiasi degli elementi di rete (rami, nodi). Si ottiene quindi il valore di $P_{max,i}$; è possibile calcolare l'indice di saturazione di potenza del nodo i -esimo come:

$$I_{m,i} = \frac{P_{0,i}}{P_{max,i}} \times 100 \text{ [%]}$$

si ripete la procedura per tutti i nodi della linea, ottenendo gli indici $I_{m,x}$ di tutti i nodi; è possibile stabilire le seguenti fasce di saturazione di potenza (Tabella 1 1).

Tabella 1 1 - Fasce di saturazione di potenza al nodo

Fasce	F1	F2	F3	F4	F5
$I_{m,x}$ [%]	0-50	50-60	60-70	70-80	>80

a questo punto il KPI di Hosting Capacity può essere valorizzato in base alla percentuale di nodi della linea che ricadono nelle varie fasce, come riportato in Tabella 2.

Tabella 22 - Taratura KPI Hosting Capacity

KPI	Range0	Range1	Range2	Range3	Range4	Range5
% di nodi in Fascia x (%Fx)	%F2<20 oppure qualsiasi percentuale di F1	$0\% \leq n_{F5} < 5\%$ o $0\% \leq n_{F4} < 10\%$ o $40\% \leq n_{F3} < 60\%$ o $60\% \leq n_{F2} < 80\%$	$5\% \leq n_{F5} < 10\%$ o $10\% \leq n_{F4} < 20\%$ o $60\% \leq n_3 < 80\%$ o $n_{F2} \geq 80\%$	$10\% \leq n_{F5} < 20\%$ o $20\% \leq n_{F4} < 40\%$ o $n_{F3} \geq 80\%$	$20\% \leq n_{F5} < 40\%$ o $40\% \leq n_{F4} < 60\%$	$n_{F5} \geq 40\%$ o $n_{F4} \geq 60\%$
Valore	0-0,9	1-1,9	2-2,9	3-3,9	4-4,9	5

È opportuno ricordare che le tarature mostrate in Tabella 2 sono soltanto indicative e che è necessario adeguarle in base al caso d'uso da analizzare. Inoltre, potenzialmente si potrebbe utilizzare il KPI così calcolato come sotto-KPI, calcolando l'indice finale in base a quante volte, nell'anno, si è ricaduti nei vari range di criticità.

2.2 KPI Affidabilità della Regolazione

L'indice affidabilità della regolazione serve per valutare, con riferimento ai servizi ancillari previsti nel modello di mercato locale ComESTo (gestione delle congestioni e controllo della tensione), l'adeguatezza della capacità regolante approvvigionabile in una linea a fronte dell'effettiva possibilità che si verifichino condizioni di violazione dei vincoli di rete. Tale indice è la chiave per comprendere se la capacità regolante delle utenze alimentate da una linea è sufficiente a mantenere i parametri di sfruttamento in corrente e variazione di tensione entro i limiti prestabiliti dal DSO. In caso contrario per il distributore risulta indispensabile intervenire tempestivamente tramite le soluzioni tradizionali di pianificazione. Anche per la costruzione di questo indice verranno sfruttati i calcoli di load flow al quarto d'ora, per verificare, nell'anno, l'andamento di tensioni e correnti e quindi il rispetto dei vincoli di rete in una linea. È possibile definire delle soglie di sfruttamento per come riportato in Tabella 3.

Tabella 33 – Fasce di sfruttamento per i rami e i nodi di una generica linea

Fasce di sfruttamento	Congestione rami (%sfruttamento in corrente rispetto al limite termico)	Variazione di tensione ai nodi (%scostamento della tensione rispetto al valore nominale)
S1, soglia di attenzione	60 – 80	3 – 5
S2, soglia di allerta	80 – 100	5 – 10
S3, soglia di criticità	> 100	> 10

Per ognuno degli intervalli di tempo, nell'anno, in cui sono state raggiunte le soglie sopra riportate, è necessario verificare che la capacità regolante ($E_{cap.reg,i}$) presente sulla linea sia sufficientemente maggiore dell'energia necessaria a ripristinare la condizione di sfruttamento al di sotto della soglia di attenzione ($E_{sup,i}$).

Poiché in una linea la capacità di regolazione effettivamente utilizzabile dipende dalla posizione relativa tra la porzione di rete interessata dal sovra-sfruttamento e il punto di connessione delle risorse energetiche che offrono flessibilità, è opportuno rimarcare come tali valutazioni vadano fatte coerentemente con l'effettiva capacità regolante attivabile in una determinata porzione di rete.

Prendendo di nuovo a riferimento il caso dello sfruttamento in corrente dei rami nel tempo potrebbe verificarsi l'andamento mostrato in Figura 1.

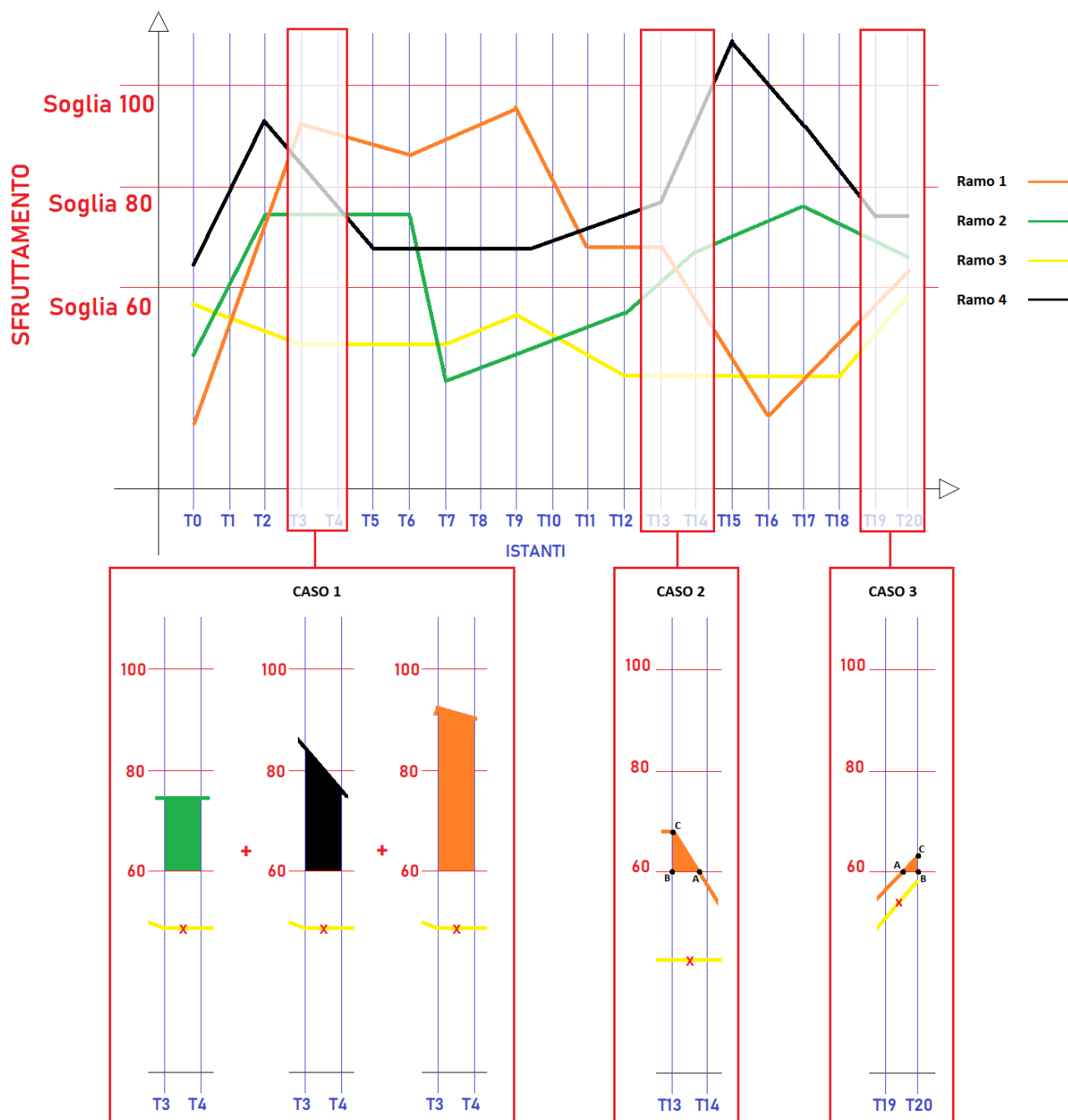


Figura 1 Possibile andamento della corrente espresso come percentuale della corrente al limite termico su tutti i rami della rete, nel tempo. Sono evidenziate le aree proporzionali alle quote di energia di superamento delle soglie che definiscono gli eventi (Esup).

La procedura per calcolare in ciascun ramo lo sfruttamento prevede

1. Calcolare per ogni ramo quante volte succede di superare le soglie (numero di eventi n) e tenere conto per ogni ramo se si ricade in S1, S2 o S3 in ciascun quarto d'ora i (Figura 1).
2. Per ogni quarto d'ora del giorno (i) calcolare

$$ER_i = \frac{\Sigma E_{sup,i}}{E_{cap.reg,i}} * 100 [\%]$$

3. Al denominatore si considera l'energia regolante che si ha a disposizione su tutta la linea in ciascun quarto d'ora i (fornita dagli accumulatori).
4. Al numeratore si riporta la sommatoria delle singole energie che hanno superato la soglia in ciascun ramo (somma dei valori necessari per ripristinare la condizione inferiore alla soglia di attenzione in ciascun ramo).

A seconda che si tratti di congestioni dei rami o di regolazione di tensione ai nodi, numeratore e denominatore di ER_i saranno espressi rispettivamente in Wh o in VARh (nel caso di ComESTo per ipotesi semplificativa considerando che energia regolante è soltanto proveniente da batterie si ragiona solamente sulla potenza attiva). È possibile stabilire le fasce di saturazione della capacità regolante come espresso in Tabella 4.

Tabella 4- Fasce di saturazione della capacità regolante

Fasce	F0	F1	F2	F3	F4	F5
$ER_i [\%]$	<60	60 – 70	70 – 80	80 – 90	90 – 100	> 100

L'indice di affidabilità della regolazione sarà rappresentativo del numero di volte, nell'anno, in cui in un evento di superamento delle soglie sopra descritte ER_i assumerà valori riportati in Tabella 5. Viene inoltre introdotto un fattore di peso $K_{soglia,i}$ per dare maggiore rilevanza agli eventi di superamento delle soglie di allerta e di criticità:

- $K_{soglia,i} = 1$ se nel quarto d'ora i almeno un ramo è in soglia di attenzione;
- $K_{soglia,i} = 3$ se nel quarto d'ora i almeno un ramo è in soglia di allerta;
- $K_{soglia,i} = 9$ se nel quarto d'ora i almeno un ramo è in soglia di criticità.

Quindi, per ciascun quarto d'ora si prende la soglia definita dal ramo peggiore.

A questo punto, definito num_{fx} come il numero di quarti d'ora che sono ricaduti nella fascia fx è possibile calcolare la somma pesata in base alle soglie superate applicando per ciascun quarto d'ora il fattore di peso $K_{soglia,i}$.

$$N_{FX} = \sum_i^{num_{fx}} K_{soglia,i}$$

Il KPI Affidabilità della Regolazione sarà calcolato come riportato in

Tabella 5.

Tabella 55 - Taratura KPI Affidabilità della Regolazione

KPI	Range0	Range1	Range2	Range3	Range4	Range5
N_{FX}	N_{F0} qualsiasi	$N_{F1} < 10$	$1 \leq N_{F2} < 10$ Oppure $10 \leq N_{F1} < 30$	$1 \leq N_{F3} < 10$ Oppure $10 \leq N_{F2} < 30$ Oppure $N_{F1} \geq 30$	$1 \leq N_{F4} < 5$ Oppure $10 \leq N_{F3} < 20$ Oppure $N_{F2} \geq 30$	$N_{F5} \geq 1$ oppure $N_{F4} \geq 5$ oppure $N_{F3} \geq 20$
Valore	0-0,9	1-1,9	2-2,9	3-3,9	4-4,9	5

Bassi valori del KPI possono verificarsi nel caso di diverse congestioni di piccola entità e/o sufficiente capacità di regolazione. In questi casi l'approvvigionamento di risorse di regolazione può essere valutato come alternativa alle soluzioni infrastrutturali tradizionali.

Alti valori del KPI si verificano invece nel caso di numerose congestioni di piccola entità o anche poche congestioni di consistente entità abbinate a insufficiente capacità di regolazione. In questi ultimi casi, il DSO interverrà pianificando opportuni interventi di potenziamento della rete interessata.

3. ANALISI DEI BENEFICI

Nel presente capitolo si eseguirà una correlazione tra gli interventi eseguiti sulla rete e misurati con gli opportuni KPI e il beneficio atteso in modo da quantificare i ritorni.

Stimare un beneficio corrispondente a un intervento tecnico di pianificazione presuppone l'individuazione di una entità a cui associare il beneficio in termini economici. Un criterio che consente facilmente di misurare l'entità di un beneficio è la monetizzazione. Naturalmente, per la quantificazione di un beneficio devono essere indicate e giustificate tutte le assunzioni effettuate e i valori dei parametri utilizzati ed è opportuno spiegare il criterio di monetizzazione utilizzato.

La quantificazione dei benefici richiede in generale di

- identificare le grandezze rilevanti e/o appropriate nell'ambito di una valutazione economica;
- definire le variabili e il metodo di valutazione usato per quantificare le grandezze rilevanti.

È possibile ricondurre il calcolo dei benefici introducendo dei criteri di monetizzazione su tutti i KPI, sia quelli tradizionali definiti in AR6.1 sia quelli avanzati descritti al paragrafo precedente.

Benefici di Qualità

La variazione del KPI di qualità descritta dal relativo indice rappresenta:

- per il KPI di ambito la variazione della distanza dai livelli obiettivo DIL e NILB;
- per il KPI di linea la variazione dell'indice RS.

La valutazione del beneficio economico in questo caso può essere effettuata ex-post, una volta misurate le performance di continuità del servizio della porzione di rete interessata in un intervallo di tempo di durata significativa (fase 2).

A livello di ambito è sicuramente opportuno sfruttare i criteri di monetizzazione delle performance di rete fissati dall'Autorità, quindi il meccanismo di calcolo di premi/penali applicato prima e dopo dell'intervento:

$$beneficio \text{ [€]} = (premio/penale_{DIL} + premio/penale_{NILB})_{pre} - (premio/penale_{DIL} + premio/penale_{NILB})_{post}$$

Il beneficio sulla singola linea può essere calcolato come:

$$beneficio \text{ [€]} = (RS_{DIL} + RS_{NILB})_{pre} - (RS_{DIL} + RS_{NILB})_{post}$$

Beneficio di Resilienza

La valorizzazione dei benefici di Resilienza può essere effettuata in conformità con le indicazioni contenute nel TIQE ARERA. Il criterio si basa sulla variazione dell'indice di rischio prima e dopo l'intervento e considera i benefici, su base annuale, derivanti dai minori costi legati sia alla riduzione delle interruzioni che anche alla riduzione degli interventi in emergenza da effettuare in caso di eventi meteo estremi.

Le interruzioni possono essere valutate attribuendo all'energia non fornita un valore economico pari a 12€/kWh per utente BT domestico e 54€/kWh per utente BT/MT non domestico. Tali valori sono stati determinati sulla base di una survey, condotta da ARERA stessa, dove è stata indagata la "disponibilità a pagare per evitare interruzioni" e la "disponibilità ad accettare interruzioni" da parte dei clienti.

Con riferimento agli eventi di guasto correlati ai fattori critici di manicotto di ghiaccio/neve, vento e ondate di calore, il TIQE definisce dei valori di durata media delle interruzioni per il calcolo del beneficio annuo:

- 16 ore per interruzioni su linee aeree, legate a fenomeni di manicotto di ghiaccio/neve e vento;
- 8 ore per interruzioni su linee in cavo, legate a fenomeni di ondate di calore.

Tali valori vengono quindi utilizzati per parametrare l'energia annua non fornita ai clienti. Tramite la ripartizione dei clienti totali tra domestici BT e non domestici MT/BT e le misure dei relativi consumi rilevate in un determinato anno, i benefici legati alla diminuzione delle interruzioni (prendendo ad esempio i soli interventi per manicotto di ghiaccio) possono essere calcolati:

- per gli utenti domestici BT

$$Beneficio = \left(\frac{NUD_{BT}}{anno_{pre}} - \frac{NUD_{BT}}{anno_{post}} \right) * \%ut. BT domestici_{ambito} * consumo orario_{ut BT domestico ambito} * 16 h * 12 €/kWh$$

- per gli utenti non domestici BT

$$Beneficio = \left(\frac{NUD_{BT}}{anno_{pre}} - \frac{NUD_{BT}}{anno_{post}} \right) * \%ut. BT non domestici_{ambito} * consumo orario_{ut BT non domestico ambito} * 16 h * 54 €/kWh$$

- per gli utenti MT

$$Beneficio = \left(\frac{NUD_{MT}}{anno_{pre}} - \frac{NUD_{MT}}{anno_{post}} \right) * consumo_{orario_{ut MT ambito}} * 16 h * 54 €/kWh$$

dove il parametro $\frac{NUD_{MT/BT}}{anno}$ rappresenta il numero degli utenti MT/BT che traggono benefici dall'intervento, ossia il numero di clienti per i quali si riscontra un incremento del tempo di ritorno sulla tratta di rete considerata e quindi una riduzione dell'indice di rischio di disalimentazione.

Per quanto riguarda i benefici riconducibili ad una minore spesa per interventi in emergenze è possibile ricavare un costo medio unitario (CMU [€/h]) di questi interventi in un determinato intervallo temporale. Tale costo medio unitario è ricavabile dividendo, con riferimento all'intervallo temporale considerato, i costi sostenuti per interventi in emergenze per il valore del momento delle interruzioni (AV20):

$$CMU = \frac{\text{costi straordinari per interventi in emergenza}}{AV20}$$

L'AV20, espresso in minuti per utente, è la sommatoria, estesa a tutte le interruzioni avvenute in un dato perimetro di rete (per es. un ambito o una linea), del prodotto tra il numero di utenti disalimentati nella i-esima interruzione ($N_{ut,i}$) e la durata della i-esima interruzione (D_i):

$$AV20 = \sum_i^{N^{\circ} \text{ di interruzioni}} N_{ut,i} * D_i$$

Il beneficio può quindi essere calcolato, sempre su base annuale e prendendo ad esempio gli interventi per manicotto di ghiaccio, come riportato di seguito:

- per gli utenti BT domestici

$$Beneficio = \left(\frac{NUD_{BT}}{anno_{pre}} - \frac{NUD_{BT}}{anno_{post}} \right) * \%ut. BT domestici_{ambito} * 16 h * CMU €/h$$

- per gli utenti BT non domestici

$$Beneficio = \left(\frac{NUD_{BT}}{anno_{pre}} - \frac{NUD_{BT}}{anno_{post}} \right) * \%ut. BT non domestici_{ambito} * 16 h * CMU €/h$$

- per gli utenti MT

$$Beneficio = \left(\frac{NUD_{MT}}{anno_{pre}} - \frac{NUD_{MT}}{anno_{post}} \right) * 16 h * CMU €/h.$$

Per i DSO esistono anche benefici economici legati a un meccanismo di premi/penalità basato sulle tempistiche di realizzazione degli interventi e sul rapporto benefici/costi a questi legati.

Benefici di Struttura

I benefici economici su interventi di struttura possono essere calcolati in base a come varia l'impatto di un potenziale disservizio sugli indicatori di continuità del servizio dei clienti alimentati da una linea, a parità di costo di un minuto di DIL e di una interruzione di NILB nel caso in cui l'ambito di riferimento vada in penale. Si tratta quindi di un beneficio potenziale, calcolato assumendo il verificarsi dello stesso fenomeno di interruzione prima e dopo la realizzazione di un intervento di pianificazione.

Nello specifico, a seguito della variazione di struttura pensata per la specifica linea, è possibile ricavare:

- un beneficio legato alla riduzione dei clienti BT connessi a isole non rialimentabili, calcolato come il costo di 1 minuti di DIL nell'ambito di riferimento ($C_{1\ min.DIL}$) moltiplicato per la variazione del numero di clienti BT sottesi a isole non rialimentabili ($\Delta N_{clienti\ isole\ non\ rialimentabili}$)

$$C_{1\ min.DIL} \times \Delta N_{clienti\ isole\ non\ rialimentabili}$$

- un beneficio legato alla riduzione del numero di clienti BT sulla linea, calcolato come il costo di una interruzione di NILB nell'ambito di riferimento ($C_{1\ int.NILB}$) per la variazione del numero totale dei clienti BT alimentati dalla linea ($\Delta N_{clienti\ linea}$)

$$C_{1\ int.NILB} \times \Delta N_{clienti\ linea}$$

- un beneficio legato alla riduzione della potenza dei clienti MT alimentati da una singola linea, calcolato tramite la seguente formula definita dall'ARERA

$$V_p \times \Delta P_{MT\ interrotta}$$

dove V_p è un parametro che assume il valore di 2.7 €/kW interrotto nel caso in cui l'interruzione si verifica mentre l'utente MT sta prelevando energia dalla rete e 0.1 €/kW interrotto nel caso stia immettendo, mentre $P_{MT\ interrotta}$ rappresenta appunto la potenza interrotta. Per il calcolo del beneficio, essendo di interesse la variazione della potenza sottesa alla linea, si potrebbe assumere di utilizzare i parametri di potenza interrotta in prelievo ($V_p=2.7\ €/kW$) e la potenza contrattuale in prelievo ($P_{MT\ interrotta}=P_{nom\ cons.}$) per gli utenti MT consumatori, la potenza interrotta e quella contrattuale in immissione ($V_p=0.1\ €/kW$, $P_{MT\ interrotta}=P_{nom\ prod.}$) per gli utenti MT produttori.

Beneficio Componentistica

Il beneficio economico sugli interventi di componentistica può essere associato alla guastabilità dei componenti installati in una linea. Sostituendo le componenti più critiche con altre a minore tasso di guasto (per es. gli isolatori rigidi con gli isolatori sospesi) è lecito aspettarsi anche dei ritorni sui parametri di continuità del servizio. È possibile allora effettuare una sommatoria, estesa a tutti i componenti della linea sostituiti con l'intervento di pianificazione, della seguente espressione:

$$\Delta TG_i \times (C_{1\ min.DIL} + C_{1\ int.NILB})$$

dove TG_i è il tasso di guasto dell'elemento i e $C_{1\ min.DIL}$ e $C_{1\ int.NILB}$ rappresentano ancora il costo di un minuto di DIL e di una interruzione (NILB) sull'ambito su cui insiste la linea.

Beneficio Telecontrollo e Automazione

Un ottimo metodo per calcolare i benefici degli interventi di telecontrollo e/o di automazione è quello di confrontare il funzionamento, sulla linea in esame, delle tecnologie di selezione del guasto implementate prima e dopo l'intervento. Potendo simulare un guasto su ognuno degli elementi della linea, e per ognuno di questi simulare l'intervento dei dispositivi di telecontrollo e/o automazione, è quindi possibile verificare i tempi di selezione e isolamento della porzione di linea guasta e i tempi in cui si riuscirebbe a ripristinare l'alimentazione delle tratte sane. Tali simulazioni permetterebbero quindi di valutare gli impatti su DIL e NILB per i clienti alimentati dalla linea. Moltiplicando il DIL e il NILB risultanti per il costo di un minuto di DIL e di una interruzione (NILB) nell'ambito a cui appartiene la linea è possibile confrontare i costi nelle due configurazioni pre e post-intervento.

La realizzazione di un tool di questo tipo non è oggetto del progetto ComESTo; pertanto, l'approccio introdotto è da considerarsi puramente teorico.

Beneficio di Hosting Capacity

I benefici economici per il distributore più direttamente legati all'aumento di Hosting Capacity sono quelli relativi alla possibilità di incrementare la potenza connettabile alle proprie reti, sia che si tratti di nuove connessioni che di incrementi di potenza contrattuale di clienti già connessi. Il costo per la realizzazione di una nuova connessione a carico del cliente è stabilito dall'ARERA nella delibera 568/2019/R/eel. Di questo costo, sia per le nuove connessioni che per gli aumenti di potenza contrattuale, esiste una componente legata alla nuova potenza da connettere che è pari a 70.41€ per connessioni BT, 56.04€ per connessioni MT.

È quindi possibile calcolare il beneficio economico moltiplicando tali coefficienti per la potenza liberata rispettivamente sulla rete BT e MT da uno specifico intervento.

Beneficio Affidabilità della Regolazione

Con il KPI di Affidabilità della Regolazione non si fa riferimento a una caratteristica propriamente della rete, quanto alla possibilità delle risorse di flessibilità a questa connesse di offrire servizi di regolazione in relazione alle problematiche di congestione riscontrabili. Compito del distributore sarà quello di ottimizzare, per quanto possibile, il posizionamento delle risorse di flessibilità sulla rete al fine che queste possano contribuire efficacemente alle operazioni di regolazione.

Poiché tale discrezionalità risulta estremamente limitata da parte del DSO, dal punto di vista del pianificatore è utile definire un beneficio legato non tanto agli interventi sulla rete in sé, come per gli altri indicatori, quanto all'effettivo contributo di regolazione offerto delle risorse di flessibilità. Per tali motivi è possibile calcolare un beneficio economico confrontando, a fronte di una criticità rilevata di congestione della rete, il costo di approvvigionamento dei servizi di regolazione previsto ($C_{approvvigionamento}$) e il costo degli interventi di pianificazione che servirebbe mettere in atto per risolverla ($C_{pianificazione}$):

$$C_{pianificazione} - C_{approvvigionamento}$$

In base a tali valutazioni il pianificatore potrà decidere se pianificare un intervento oppure rinviarlo/sostituirlo grazie allo sfruttamento della flessibilità approvvigionabile dall'utenza.

4. MODELLIZZAZIONE DELLA RETE

La modellizzazione della rete elettrica deve essere tale da rappresentare diverse tipologie di nodi e rami e deve essere possibile effettuare una simulazione dei flussi di potenza (power flow).

La diffusione di sistemi per l'accumulo di energia ha condotto ad un aumento di utenti che sono sia consumatori che produttori di energia, motivo per cui sono stati sviluppati nuovi tool per la modellazione. Infatti, i tool sviluppati precedentemente alla diffusione di sistemi per l'utilizzo di fonti rinnovabili consideravano i flussi di rete in singoli istanti temporali. Invece, l'esigenza attuale è quella di considerare periodi temporali multipli, ottenendo vantaggi dal punto di vista operativo, con l'ottimizzazione dell'utilizzo di generatori e storage, dal punto di vista della domanda e dal punto di vista degli investimenti.

Le librerie software utili per la modellazione della rete sono molteplici e, dopo una serie di ricerche, l'attenzione si è concentrata su quelle che risultano essere le più complete e accreditate: pyPSA e Pandapower. Queste sono molto simili nella modalità con cui viene modellata una rete e forniscono gli strumenti per l'esecuzione di power flow e optimal power flow. Dopo una serie di valutazioni, si è scelto di utilizzare il tool **Pandapower**.

Pandapower, per quanto riguarda la data analysis, si affida alla libreria Python Pandas e, per quanto riguarda l'analisi dei sistemi di potenza, si affida alla libreria Python PyPower, offrendo supporto nell'analisi e nell'ottimizzazione dei sistemi di potenza. Pandapower è stato pensato per colmare il gap presente tra i tool commerciali e quelli open source, dato che i tool open source per la modellazione dei sistemi di potenza sono flessibili e facilmente personalizzabili ma spesso peccano di dettagli e comodità rispetto alle soluzioni commerciali. Nella

Tabella sono mostrate, in linea generale, le principali differenze tra tool commerciali e tool open source per la modellazione dei sistemi di potenza, mentre nella Figura sono elencate le componenti elettriche presenti in Pandapower rispetto agli altri tool open source.

Tabella 66 - Differenze tra tool commerciali e tool open source

	Modelli elettrici	Automazione	Personalizzazione
Tool commerciali (ad es. Sincal, PowerFactory, NEPLAN)	+ Completamente validati e facile configurazione di linee, trasformatori, ecc.	- Utilizzo di GUI difficili da automatizzare.	- Possibilità ristrette di personalizzazione in quanto proprietary.

Tool open source (ad es. MATPOWER, PYPOWER)	- Modelli basilari che richiedono parametri da un utente esperto	+ Sono applicazioni a linea di comando, quindi facilitano la valutazione automatica.	+ Codice open source, quindi personalizzabile.
Pandapower	+ Completamente validati e facile configurazione di linee, trasformatori, ecc.	+ Sono applicazioni a linea di comando, quindi facilitano la valutazione automatica.	+ Codice open source, quindi personalizzabile.

	MATPOWER 6.0	PYPOWER 5.1.2	PSAT 2.1.10	OpenDSS 7.6.5	PyPSA 0.10	GridCal	GridLAB-D 3.2	pandapower 1.4.3
ZIP-load			✓	✓		✓	✓	✓
Line	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2-Winding Transformer (π)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
2-Winding Transformer (T)				✓	✓		✓	✓
3-Winding Transformer			✓	✓			✓	✓
DC Line	✓		✓	✓	✓		✓	✓
Ideal Switches								✓
Volt.-Controlled Generator	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Static Load / Generation	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Shunt	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Asymmetrical Impedance								✓
Ward Equivalents								✓
Storage Unit				✓	✓		✓	

Figura 2 - Componenti modellabili in Pandapower

Dato che Pandapower si basa su Pandas, la rappresentazione di ciascuna tipologia di componente di rete avviene in forma tabellare, con una tabella contenente tutti i parametri di quella specifica tipologia di componente ed una rispettiva tabella contenente i risultati ottenuti applicando i vari metodi di analisi a disposizione. I vantaggi offerti da Pandas sono molteplici, tra cui:

- Memorizzazione di variabili di vario tipo, con la possibilità di memorizzare dati e metadati;
- Insieme ricco di funzioni per la lettura, la manipolazione e l'analisi dei dati;
- La possibilità di poter estendere le tabelle aggiungendo nuove colonne senza compromettere le funzionalità di Pandapower.

Inoltre, Pandapower è provvisto di un insieme di tipi di default utili alla creazione di linee e trasformatori utilizzando parametri predefiniti (Standard Type Libraries). Tuttavia, in caso di esigenze particolari, offre anche la possibilità di poter integrare i tipi di default con nuovi tipi personalizzati.

Di seguito sono riportate le funzioni di analisi fornite da Pandapower:

- **Power flow:** la funzione di power flow di Pandapower si basa sul metodo Newton-Raphson; questa funzione era originariamente basata su PyPower, poi è stata migliorata dal punto di vista della robustezza e dei tempi di esecuzione;
- **Optimal power flow:** Pandapower fornisce la funzione di optimal power flow (sia in AC che in DC) interfacciandosi con PyPower. I dati utili vengono inseriti all'interno della struttura dati che racchiude tutte le componenti di rete e, successivamente, tale struttura viene convertita in una struttura di PyPower, responsabile dell'ottimizzazione;
- **State estimation:** la funzione di state estimation consente di stimare lo stato di una rete elettrica, verificando la presenza di anomalie ed errori nei dati di misurazione (misurazione di voltaggi, di potenza attiva e reattiva e di correnti nei bus, nelle linee e nei trasformatori);
- **Short-circuit calculation:** Pandapower include una funzione per calcolare fallimenti di corrente per cortocircuiti trifase, bifase e monofase;
- **Graph searches:** Pandapower, servendosi della libreria Python NetworkX, consente di effettuare ricerche sulla rete, convertendola in un grafo. Vengono forniti algoritmi di ricerca predefiniti utili, ad esempio, per l'individuazione di bus che non vengono raggiunti.

Scendendo maggiormente nel dettaglio, una rete in Pandapower viene rappresentata con un oggetto di classe **pandapowerNet**, contenente strutture dati di Pandas (Dataframes) utilizzate per la memorizzazione delle informazioni delle varie tipologie di componenti. Di seguito, viene riportato un esempio pratico di rete elettrica (Figura 3), la relativa implementazione (Figura 4) e la corrispondente rappresentazione tabellare (Figura).

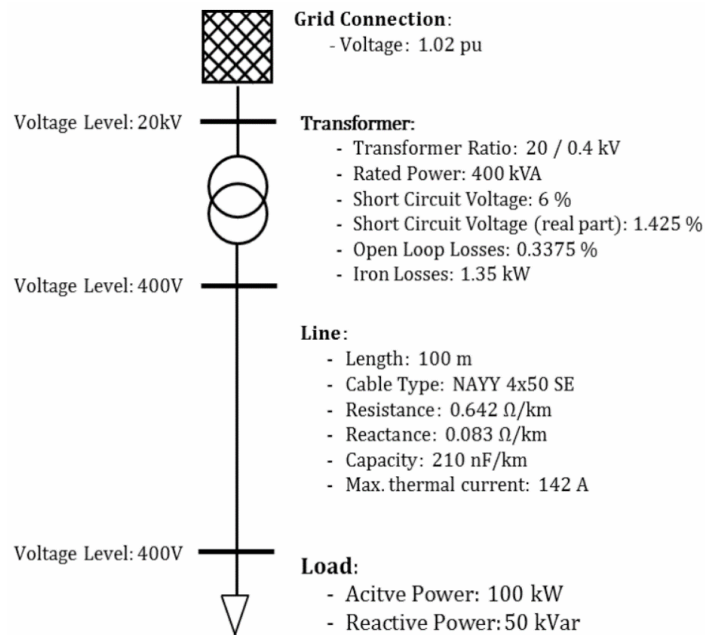


Figura 3 - Esempio di rete elettrica

```
import pandapower as pp
#create empty net
net = pp.create_empty_network()

#create buses
b1 = pp.create_bus(net, vn_kv=20., name="Bus 1")
b2 = pp.create_bus(net, vn_kv=0.4, name="Bus 2")
b3 = pp.create_bus(net, vn_kv=0.4, name="Bus 3")

#create bus elements
pp.create_ext_grid(net, bus=b1, vm_pu=1.02, name="Grid Connection")
pp.create_load(net, bus=b3, p_mw=0.1, q_mvar=0.05, name="Load")

#create branch elements
tid = pp.create_transformer(net, hv_bus=b1, lv_bus=b2, std_type="0.4 MVA 20/0.4 kV",
name="Trafo")
pp.create_line(net, from_bus=b2, to_bus=b3, length_km=0.1, name="Line", std_type="NAYY 4x50
SE")
```

Figura 4 - Implementazione della rete elettrica di esempio

PandapowerNet

bus

index	name	vn_kv	type	in_service
0	Bus 1	20.0	b	True
1	Bus 2	0.4	b	True
2	Bus 3	0.4	b	True

trafo

index	name	std_type	hv_bus	lv_bus	sn_mva	vn_hv_kv	vn_lv_kv	vk_percent	vkr_percent	pfe_kw	i0_percent	shift_degree	tap_side	tap_neutral	tap_min	tap_max	tap_pos	in_service
0	Trafo	0.4 MVA 20/0.4	0	1	0.4	20.0	0.4	6.0	1.425	1.35	0.3375	150	hv	0	-2	2	0	True

line

index	name	std_type	from_bus	to_bus	length_km	r_ohm_per_km	x_ohm_per_km	c_nf_per_km	max_i_ka	df	parallel	type	in_service
0	Line 1	NAYY 4x50 SE	1	2	0.1	0.642	0.083	210	0.142	1.0	1	cs	True

load

index	name	bus	p_mw	q_mvar	sn_mva	scaling	in_service
0	Load	2	0.1	0.05	NaN	1.0	True

ext_grid

index	name	bus	vm_pu	va_degree	in_service
0	Grid Connection	0	1.02	0.0	True

Figura 5 - Rappresentazione tabellare della rete

Sono stati studiati i metodi esistenti più adatti per le analisi previste. In particolare, sono stati analizzati metodi di ottimizzazione multi-obiettivo basati su approcci genetici. Si riporta di seguito una descrizione dei metodi considerati, partendo da un metodo a singolo obiettivo.

5. OTTIMIZZAZIONE MULTI-OBIETTIVO PER LA PIANIFICAZIONE

5.1 Metodi di ottimizzazione a singolo obiettivo e multi-obiettivo

Sono stati studiati i metodi esistenti più adatti per le analisi previste. In particolare, sono stati considerati metodi di ottimizzazione multi-obiettivo basati su approcci genetici. Si riporta di seguito una descrizione dei metodi considerati, partendo da un metodo a singolo obiettivo.

Particle Swarm Optimization (PSO)

La Particle Swarm Optimization (**PSO**) è un metodo euristico di ricerca e ottimizzazione, ispirato al movimento degli sciame, che iterativamente cerca di migliorare una soluzione candidata rispetto ad una data misura di qualità (fitness). La soluzione ad un problema di ottimizzazione viene ricercata a partire da una popolazione di soluzioni candidate, le **particelle**, che vengono messe in movimento all'interno di uno spazio di ricerca seguendo una formula matematica. Quest'ultima tiene in considerazione le seguenti componenti:

- Velocità corrente di spostamento delle particelle;
- La conoscenza che le particelle hanno dello spazio, rappresentata dalla migliore posizione individuata dall'esplorazione compiuta sino ad un certo istante;
- La conoscenza condivisa, rappresentata dalla migliore posizione individuata dall'intero sciame di particelle.

Quindi, il movimento di ciascuna particella è influenzato dalla migliore posizione individuata dalla particella, ma anche dalle migliori posizioni nello spazio di ricerca individuate dalle altre particelle. Di seguito sono riportate le due equazioni di cui si compone principalmente un algoritmo PSO, utilizzate per calcolare rispettivamente la posizione e la velocità di ciascuna particella:

$$x_{k+1}^i = x_k^i + v_{k+1}^i$$
$$v_{k+1}^i = w_k v_k^i + c_1 r_1 (p_k^i - x_k^i) + c_2 r_2 * (P_k^g - x_k^i)$$

dove:

- x_k^i è la posizione della particella
- v_k^i è la velocità della particella
- p_k^i è la miglior posizione individuata dalla particella
- P_k^g è la miglior posizione individuata dallo stormo di particelle
- w_k è la costante di inerzia
- c_1 è la costante della componente cognitiva
- c_2 è la costante della componente sociale
- r_1 e r_2 sono numeri casuali compresi tra 0 e 1

Nel dettaglio, gli step di cui si compone l'algoritmo di ottimizzazione sono di seguito descritti. Innanzitutto, si

deve partire da una popolazione di soluzioni candidate, quindi deve essere eseguita una fase di inizializzazione che consiste nel:

- Impostare le costanti k_{max} , w_k , c_1 , c_2
- Inizializzare casualmente la posizione delle particelle
- Inizializzare casualmente la velocità delle particelle

Successivamente alla fase di inizializzazione, viene avviato il processo di ottimizzazione in cui le particelle vengono messe in movimento all'interno dello spazio di ricerca. Ad ogni iterazione (Figura 6), velocità e posizione delle particelle vengono aggiornate, nella speranza di individuare una soluzione soddisfacente dal punto di vista della funzione di costo da minimizzare. La funzione di costo ha come argomento una soluzione candidata nella forma di un vettore di numeri reali e produce in output un numero reale che indica il valore della funzione obiettivo per la data soluzione candidata. L'obiettivo è quello di individuare una soluzione che rappresenti un minimo globale. Tuttavia, non vi è garanzia che la soluzione ottima in assoluto sia individuata.

Il processo di ottimizzazione può essere riassunto nei seguenti passi:

1. Valutazione della funzione di costo f_k^i per ciascuna posizione x_k^i ;
2. Se $f_k^i \leq f_{best}^i$, quindi la particella ha individuato una soluzione migliore rispetto a quelle individuate in precedenza, allora $f_{best}^i = f_k^i$ e $p_k^i = x_k^i$, cioè si procede con l'aggiornamento della miglior posizione individuata dalla particella;
3. Se $f_k^i \leq f_{best}^g$, quindi la particella ha individuato una soluzione migliore rispetto a quella individuata dall'intero stormo di particelle, allora $f_{best}^g = f_k^i$ e $p_k^g = x_k^i$, cioè si procede con l'aggiornamento della miglior posizione individuata dallo stormo di particelle;
4. Se la condizione di terminazione è soddisfatta, il processo termina;
5. Aggiornamento della velocità di ciascuna particella;
6. Aggiornamento della posizione di ciascuna particella;
7. Si ritorna alla valutazione della funzione di costo per ciascuna particella.

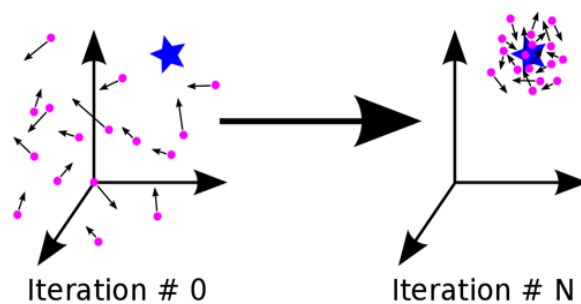


Figura 6 - Processo di ottimizzazione del PSO

Osservando nel dettaglio l'equazione che determina la velocità della particella, si nota la presenza di un

bilanciamento costante tra le seguenti forze:

1. La velocità precedente della particella (**inerzia**)
2. La distanza dalla miglior posizione nota individuata dalla particella (**forza cognitiva**)
3. La distanza dalla miglior posizione nota individuata dallo stormo di particelle (**forza sociale**)

Queste forze sono pesate rispettivamente dai parametri w_k , c_1 e c_2 perturbate in maniera casuale dai parametri r_1 e r_2 . In questo modo si determina quanta influenza viene esercitata dalle componenti sulla velocità della particella. In particolare, si deve prestare una certa attenzione all'inerzia. Infatti, se la convergenza verso una soluzione richiede più tempo del previsto significa che il peso attribuito all'inerzia è troppo elevato e quindi è necessario ridurlo per poter velocizzare la convergenza. Tuttavia, è altrettanto vero che un peso molto piccolo attribuito all'inerzia può portare a terminare in minimi locali.

Le performance del PSO sono fortemente influenzate dalla scelta dei parametri e dalla topologia dello stormo, che definisce il sottoinsieme di particelle con cui ciascuna particella può comunicare. Inoltre, tipicamente vengono utilizzate 20-40 particelle, ma per problemi più complessi si può arrivare ad utilizzare 100-200 particelle e per quanto riguarda le costanti e spesso si utilizza un range $[0, 4]$.

Multi-objective Particle Swarm Optimization (MOPSO)

L'ottimizzazione multi-obiettivo consiste nella risoluzione di una classe di problemi con soluzioni che possono essere valutate lungo due o più obiettivi, anche in conflitto fra loro. La PSO si dimostra essere particolarmente adeguata all'ottimizzazione multi-obiettivo per via dell'elevata velocità di convergenza mostrata dall'algoritmo durante l'ottimizzazione a singolo obiettivo. Il paper [] rappresenta uno dei principali contributi nell'applicazione della PSO a problemi multi-obiettivo. Questa tipologia di problema differisce da quelli di ottimizzazione standard in quanto il risultato finale non è una singola "best solution". Infatti, non esiste una singola soluzione in grado di ottimizzare simultaneamente ogni obiettivo, piuttosto è necessario considerare un insieme di alternative in cui nessuna soluzione è meglio dell'altra. In questo caso si parla di **Pareto Set** e l'approccio proposto nel paper utilizza l'ottimo paretiano per determinare il movimento delle particelle ed un repository globale di soluzioni "non dominate" che guidano la ricerca.

L'ottimo paretiano è un concetto che si realizza quando l'allocazione delle risorse è tale che non è possibile apportare miglioramenti paretiani al sistema, cioè non è possibile migliorare la condizione di una componente senza peggiorare la condizione di un'altra. In altri termini, per miglioramento paretiano si intende una riallocazione di risorse che migliora la condizione di almeno una componente senza peggiorare quella di altri, producendo un aumento dell'efficienza complessiva del sistema. In termini matematici, una soluzione $x_1 \in X$ si dice che domina (Pareto dominante) un'altra soluzione $x_2 \in X$ se:

$$\forall i \in \{1, 2, \dots, k\} f_i(x_1) \leq f_i(x_2)$$

$$\exists j \in \{1, 2, \dots, k\} f_j(x_1) < f_j(x_2)$$

Una soluzione $x \in X$ è detta di ottimo paretiano se non esiste un'altra soluzione che la domina. L'insieme dei risultati di ottimo paretiano prende il nome di **Pareto Front**. Un esempio è quello riportato in Figura : il punto C non è sulla frontiera perché è dominato sia dal punto A che dal punto B, mentre i punti A e B risiedono sulla frontiera perché non sono strettamente dominati da altri.

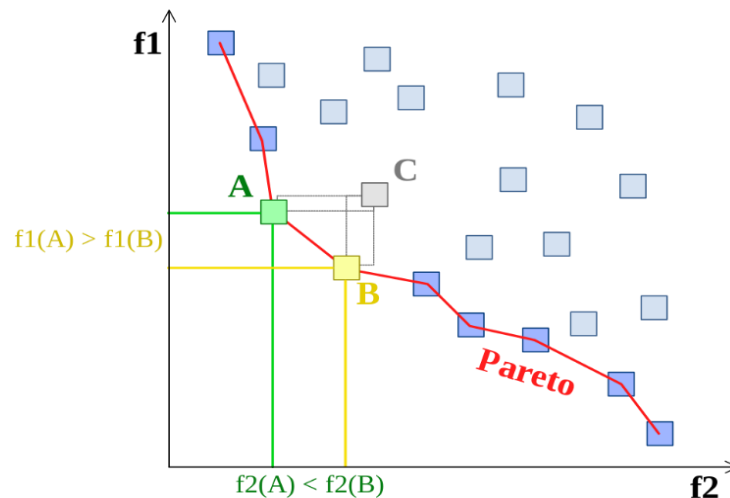


Figura 7 - Visualizzazione di un esempio di Pareto front

Nel Multi-objective Particle Swarm Optimization (**MOPSO**) le soluzioni “non dominate” individuate da ciascuna particella vengono memorizzate in un repository globale, utilizzato dalle stesse particelle per poter individuare la particella leader che possa guidare la ricerca. È possibile, inoltre, diversificare i leader scelti da ciascuna particella per la guida della ricerca. Inoltre, dato che il Pareto Front è solitamente continuo, è necessario individuare dei criteri in base a cui decidere quali soluzioni tenere nell'archivio delle soluzioni “non dominate”. Di fatti, un fronte più variegato garantisce una migliore copertura dello spazio delle soluzioni. Nella Tabella vengono messi a confronto gli step di PSO e MOPSO.

Tabella 77 - Step di PSO vs MOPSO

PSO		MOPSO	
1	Inizializzazione popolazione	1	Inizializzazione popolazione e archivio
2	Per ciascuna particella della popolazione:	2	Per ciascuna particella della popolazione:
(a)	Selezione del leader	(a)	Selezione di un leader dall'archivio
(b)	Update della velocità	(b)	Update della velocità
(c)	Update della posizione	(c)	Update della posizione
3	Update della miglior soluzione globale	3	Update dell'archivio delle soluzioni
4	Repeat	4	Repeat

5.2 Speed-constrained Multi-objective Particle Swarm Optimization (SMPSO)

Lo Speed-constrained Multi-objective Particle Swarm Optimization (**SMPSO**) viene proposto nel paper [1]. La problematica principalmente affrontata è quella della velocità delle particelle che, diventando troppo elevata, può portare a movimenti controproducenti, andando oltre i limiti predefiniti. Questo effetto prende il nome di **Swarm Explosion**.

```

Begin
  initializeSwarm()
  initializeLeadersArchive()
  generation = 0
  while generation < maxGeneration do
    computeSpeed()
    updatePosition()
    mutation()
    evaluation()
    updateLeadersArchive()
    updateParticlesMemory()
    generation ++
  end while
  returnLeadersArchive()
End

```

Figura 8 - Pseudo-codice di SMPSO

Per tale motivo, l'alternativa proposta (Figura 8) include la seguente strategia per poter controllare la velocità:

1. Innanzitutto, viene calcolata la velocità della particella con la seguente equazione:

$$\vec{v}_i(t) = \omega \cdot \vec{v}_i(t-1) + C_1 \cdot r_1 \cdot (\vec{x}_{p_i} - \vec{x}_i) + C_2 \cdot r_2 \cdot (\vec{x}_{g_i} - \vec{x}_i)$$

2. Successivamente, la velocità risultante viene moltiplicata per il seguente *constriction coefficient*:

$$\chi = \frac{2}{2 - \varphi - \sqrt{\varphi^2 - 4\varphi}}$$

dove:

$$\varphi = C_1 + C_2 \quad \text{se } C_1 + C_2 > 4$$

$$\varphi = 1 \quad \text{se } C_1 + C_2 \leq 4$$

3. Infine, il valore ottenuto viene vincolato con la seguente *velocity constriction*:

$$v_{i,j}(t) = \text{delta}_j \quad \text{se } v_{i,j}(t) > \text{delta}_j$$

$$v_{i,j}(t) = -\text{delta}_j \quad \text{se } v_{i,j}(t) \leq -\text{delta}_j$$

$$v_{i,j}(t) = v_{i,j}(t) \quad \text{altrimenti}$$

dove:

$$\text{delta}_j = \frac{(\text{limite_sup}_j - \text{limite_inf}_j)}{2}$$

L'operatore di mutazione viene applicato solo sul 15% della popolazione.

I risultati in letteratura dimostrano che il Pareto Front restituito da SMPSO si avvicina maggiormente al Pareto Front reale rispetto a quanto avviene con gli altri approcci di ottimizzazione considerati. Infatti, il vincolo sulla velocità favorisce una miglior convergenza verso il Pareto Front reale. Per questo motivo, nel contesto del progetto, si è deciso di adottare questo approccio, opportunamente modificato per rappresentare le variabili e gli obiettivi di interesse.

L'ottimizzatore progettato è basato su SMPSO e ha richiesto la definizione di tre ulteriori aspetti per poter essere applicato al contesto energetico. Il primo è relativo all'individuazione, all'occorrenza, di un'unica soluzione a partire dal Pareto Front. Il secondo riguarda la definizione dei possibili passi (ossia interventi sulla rete) che può effettuare l'algoritmo per esplorare lo spazio di ricerca. Il terzo è relativo alla codifica delle funzioni obiettivo da minimizzare o massimizzare, utili a cogliere gli aspetti evidenziati dalle KPI. Questi aspetti sono dettagliati nelle sottosezioni che seguono.

5.3 Selezione della soluzione migliore dal Pareto Front

Il Pareto front fornisce un insieme di soluzioni dominanti. Queste possono essere successivamente ordinate, in ordine di preferenza, secondo ulteriori criteri. Tuttavia, spesso è necessario evidenziare un'unica soluzione tra quelle individuate. La soluzione finale, intesa come il miglior compromesso (tradeoff) fra tutti gli obiettivi, può essere selezionata direttamente dal Pareto Front tramite l'uso di un metodo quale il **Fuzzy Satisfying Method**. Come suggerisce il nome, questo si fonda sulla logica fuzzy basata sui concetti di insiemistica, dove la funzione di membership è definita come:

$$\mu_i = \begin{cases} 1 & F_i \leq F_i^{\min} \\ \frac{F_i^{\max} - F_i}{F_i^{\max} - F_i^{\min}} & F_i^{\min} < F_i \leq F_i^{\max} \\ 0 & F_i \geq F_i^{\max} \end{cases}$$

Per ogni obiettivo i -esimo si calcola il valore minimo $F_i^{\min}$ ed il massimo $F_i^{\max}$, quindi si associa 1 se F_i è minore o uguale al minimo, 0 se è maggiore o uguale al massimo, altrimenti un valore compreso tra 0 e 1. Ottenuti i valori di fuzzyness di ogni obiettivo, si calcola la *funzione di membership normalizzata* μ_k come:

$$\mu^k = \frac{\sum_{i=1}^{N_{obj}} \mu_i^k}{\sum_{k=1}^M \sum_{i=1}^{N_{obj}} \mu_i^k}$$

Dove M è il numero di soluzioni.

Il miglior compromesso, secondo questa logica, è la soluzione avente il valore massimo fra le membership normalizzate:

$$\max\{\mu^k: k = 1, \dots, M\}$$

5.4 Strategia di ottimizzazione e interventi sulla rete

L'adozione della strategia su menzionata prevede l'identificazione delle variabili di interesse e dei possibili interventi eseguibili sulla rete.

In tal senso, inizialmente sono state pensate due strategie, per poi concentrarsi su una di esse dopo aver effettuato un test preliminare. Le due strategie considerate sono le seguenti:

- Soluzione “*non controllata*” (Figura 9): le variabili rappresentano le componenti e gli interventi da effettuare sulle stesse. Ad esempio, le variabili $c_1 = 23, i_1 = 1, c_2 = 112, i_2 = 0$ rappresentano l'esecuzione di 2 interventi: l'intervento 1 sulla componente 23 e l'intervento 0 sulla componente 112.

- Soluzione “controllata” (Figura 10): le variabili rappresentano gli interventi da effettuare sulla rete. Ad esempio, le variabili possono rappresentare l’esecuzione di 3 interventi: due interventi di tipo 1 e un intervento di tipo 0. Le componenti su cui effettuare tali interventi vengono scelte successivamente, seguendo un determinato criterio.

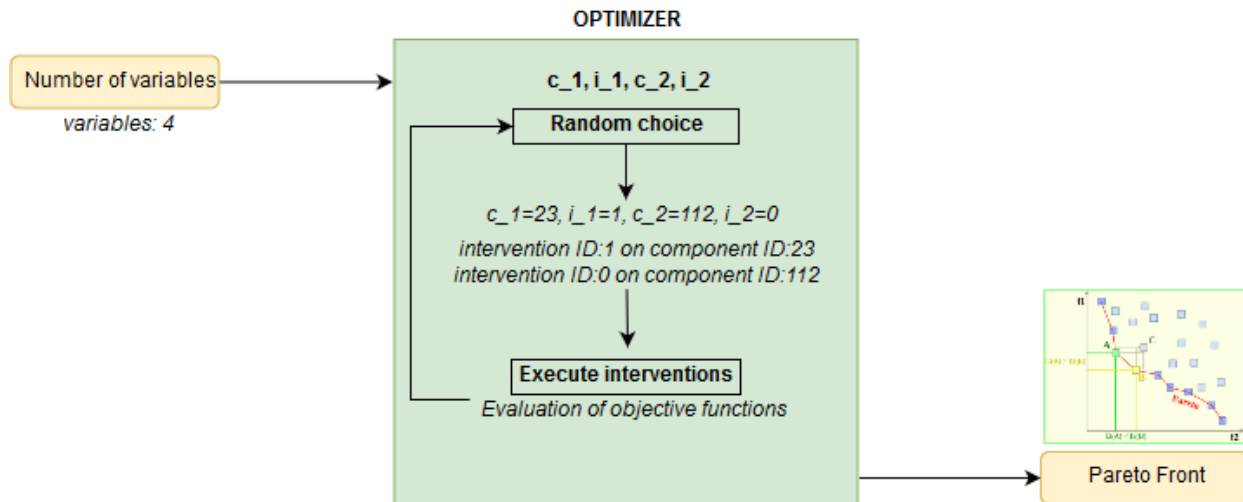


Figura 9 - Approccio di ottimizzazione "non controllato"

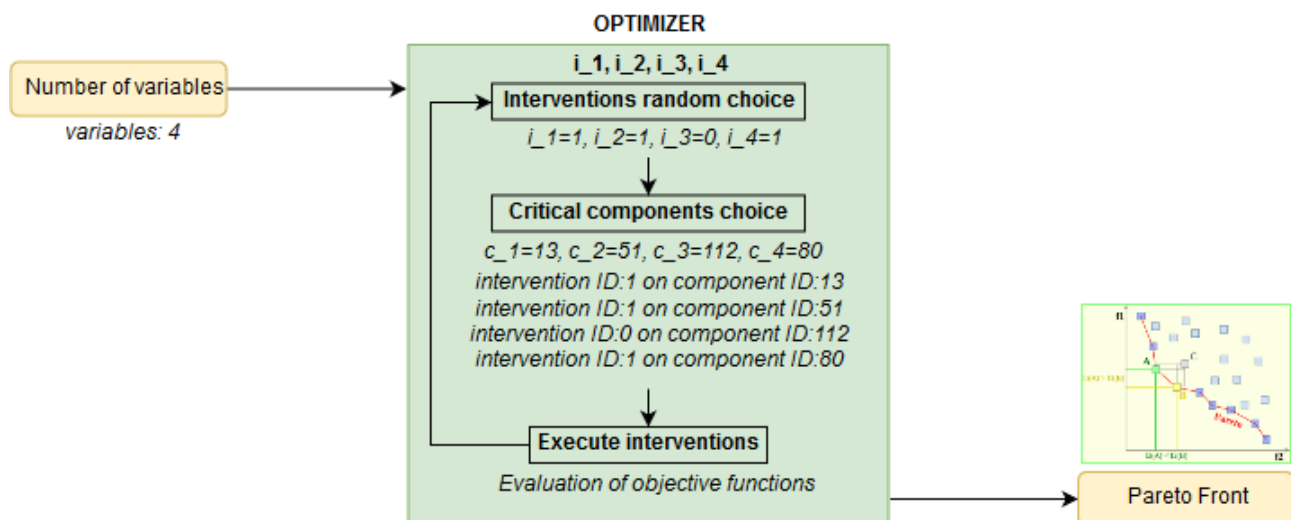


Figura 10 - Approccio di ottimizzazione "controllato"

Nella strategia “non controllata”, la scelta di componenti ed interventi viene completamente affidata a SMPSO, quindi vengono scelte casualmente, senza che lo sviluppatore possa favorire una componente piuttosto che un’altra. Diversamente, nella soluzione “controllata” gli interventi vengono applicati su componenti scelte

casualmente da un insieme di componenti che si trovano in uno stato critico. Quindi, in quest'ultimo caso, la scelta viene effettuata dopo aver filtrato le componenti in base a specifici criteri. Ad esempio, la scelta di un conduttore può avvenire a partire da un insieme di conduttori il cui livello di carico è superiore ad una soglia specifica.

In quest'ottica si è scelto di proseguire utilizzando la strategia controllata.

Per l'esecuzione degli interventi, è stato progettato un modulo chiamato *execute_intervention*, che prevede le seguenti funzioni, ciascuna delle quali modella uno specifico tipo di possibile intervento:

- *increase_section*: responsabile della sostituzione di un conduttore con uno di sezione maggiore. A partire dalla tipologia di conduttore correntemente utilizzata, viene individuato un gruppo di tipologie di conduttori da cui viene scelta la tipologia di conduttore di sezione maggiore rispetto a quella attuale. *Pandapower* dispone di un metodo per poter modificare la tipologia di conduttore utilizzata su una linea specifica (*pandapower.change_std_type*).
- *create_new_line*: responsabile della creazione di una nuova linea, a supporto di una linea esistente eventualmente in sovraccarico. Questo intervento è costituito da diversi passi: la scelta di un bus presente nella sotto-rete di partenza dalla linea, l'eliminazione della linea in cui il bus scelto risulta come destinazione e la creazione della nuova linea. Nell'implementazione di questa funzione è utile utilizzare il modulo *pandapower.topology*, che consente di gestire la rete sotto forma di grafo e selezionare determinate porzioni di rete.
- *create_new_transformer*: responsabile dell'installazione di un nuovo trasformatore a supporto di un trasformatore esistente. L'intervento di installazione di un nuovo trasformatore è costituito da diversi step: la scelta di un bus presente nella sotto-rete che parte dal trasformatore, l'eliminazione della linea in cui il bus scelto risulta come destinazione, la creazione di un nuovo bus rappresentante il nodo di origine della nuova sotto-rete, la creazione del nuovo trasformatore da collegare al nodo di origine e la creazione della linea di collegamento tra il nuovo nodo di origine e il bus scelto.
- *replace_transformer*: responsabile della sostituzione di un trasformatore con uno di maggiore potenza. A partire dalla tipologia di trasformatore correntemente utilizzata, viene individuato il miglior trasformatore possibile a partire dai tipi standard messi a disposizione da *Pandapower*.

5.5 Vincoli e Funzioni obiettivo per l'ottimizzazione delle reti

All'interno dell'ottimizzatore sono state previste cinque diverse funzioni obiettivo, che vengono considerate simultaneamente durante l'ottimizzazione. A queste vanno aggiunti due tipologie di vincoli, uno sul budget totale di spesa e uno su aspetti geografici, che vanno tenuti in considerazione durante la proposta di interventi sul territorio.

Uno dei possibili criteri secondo cui è necessario ottimizzare la rete riguarda il carico, come visto nella descrizione dei KPI. Il carico può riguardare sia i conduttori che i trasformatori, e va generalmente minimizzato. Un modo per rendere consapevole il sistema di ottimizzazione relativamente a questo aspetto può riguardare la media del carico sui conduttori e trasformatori, rispettivamente. Tuttavia, minimizzare la media del carico potrebbe comunque spingere l'ottimizzatore ad accettare/preferire soluzioni che, seppur presentino un carico medio basso, presentino singole situazioni di criticità. Pertanto, si è deciso di considerare l'ottimizzazione nella situazione peggiore, ossia del valore massimo osservato su conduttori e trasformatore.

Pertanto, dati S l'insieme delle soluzioni valutate da SMPSO, C l'insieme dei conduttori BT della rete e T l'insieme dei trasformatori MT/BT, le prime due funzioni obiettivo codificate all'interno dell'ottimizzatore sono:

- Minimizzazione del carico massimo sui conduttori BT della rete

$$\arg \min_{s \in S} (\max_{c \in C} \text{carico}(c))$$

- Minimizzazione del carico massimo sui trasformatori MT/BT della rete

$$\arg \min_{s \in S} (\max_{t \in T} \text{carico}(t))$$

È importante notare, però, che tali obiettivi non sono in grado di cogliere aspetti relativi ad eventuali cali (o picchi) di tensione osservabili sui nodi. Infatti, è possibile ottimizzare la rete lungo tali obiettivi, ma proponendo soluzioni che, specie a fine linea, causino cali di tensione significativi sui nodi. Per alleviare tale problematica, si è deciso di codificare un ulteriore obiettivo. Dato N l'insieme dei nodi, e $\Delta V(n)$ la differenza di tensione sul nodo n rispetto a quella nominale, si è definito formalmente il seguente obiettivo aggiuntivo:

- Minimizzazione della massima differenza di tensione rispetto a quella nominale

$$\arg \min_{s \in S} (\max_{n \in N} \Delta V(n))$$

Come osservato nella progettazione dei KPI, il carico non è l'unico aspetto da considerare in fase di ottimizzazione di una rete. In particolare, la qualità del servizio gioca un ruolo fondamentale.

I possibili disservizi che possono verificarsi in una rete elettrica possono riguardare oltre che il blackout generale della stessa (caso critico) anche malfunzionamenti di singoli tronchi che, inevitabilmente, portano ad interruzioni di servizio per un determinato numero di clienti. Nel caso più favorevole il tronco guasto potrebbe essere una derivazione che nasce da una delle dorsali BT, e l'interruzione riguarderebbe "solamente" l'utenza allacciata al ramo di derivazione.

Nel caso peggiore, invece, il tronco guasto potrebbe far parte di uno dei tanti tronchi che compongono una dorsale. Quindi il numero di utenti che subisce l'interruzione sarebbe ben maggiore rispetto a quella immaginata nell'altra casistica; ancor peggio se quel tratto di linea si trova all'inizio della dorsale, affliggendo tutta l'utenza lungo l'intera linea.

Nell'ottica di ottimizzare il KPI di qualità, a tal riguardo, si è definito un ulteriore obiettivo di ottimizzazione, che tendesse a ridurre il numero potenziale dei clienti affetti da un malfunzionamento in un determinato punto della rete. Dati L l'insieme di linee BT, e $\text{carichi}(l)$ l'insieme dei carichi sulla linea l , si è definito formalmente il seguente obiettivo aggiuntivo:

- Minimizzazione del rapporto fra il numero totale dei carichi ed il numero di linee BT

$$\arg \min_{s \in S} \frac{\sum_{l \in L} |\text{carichi}(l)|}{|L|}$$

È importante notare che la minimizzazione di tale obiettivo può essere ottenuta attraverso l'aggiunta di nuove linee BT, anche vuote. Il risultato potrebbe dunque non migliorare affatto la qualità della rete, se tale obiettivo non viene affiancato ad un altro che bilanci il numero di carichi per linea. A tale scopo, si è deciso di affiancare un ulteriore obiettivo:

- Minimizzazione della varianza delle quantità dei carichi sulle linee BT

$$\arg \min_{s \in S} \frac{\sum_{l \in L} |\text{carichi}(l) - \text{mediacarichi}(L)|^2}{|L|}$$

dove $\text{mediacarichi}(L)$ è il numero medio di carichi sull'insieme delle linee L .

L'accoppiata di questi due obiettivi “spingerà” l'algoritmo verso soluzioni che presentino un numero medio di clienti per linea ragionevole, e quanto più equilibrato possibile.

Si evidenzia che dal Pareto front si può sia estrarre un'unica soluzione, ritenuta quella ottimale secondo un determinato criterio (vedi Sezione **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.**), che filtrare o ordinare le soluzioni secondo criteri aggiuntivi. Tra questi è evidente che il budget a disposizione degli interventi può essere considerato un possibile criterio. In aggiunta è possibile identificare, e dunque scartare, soluzioni non realizzabili poiché violano vincoli geografici naturali o artificiali. Infatti, se non reso consapevole del posizionamento geografico di ciascuna componente, l'ottimizzatore tenderà a suggerire la definizione di nuove linee/tronchi costituiti da segmenti diretti, che ne minimizzino la lunghezza (e dunque il costo). Questo non è ovviamente sempre possibile, poiché potrebbe attraversare o intersecare possibili ostacoli. Nella sottosezione che segue si descriverà nel dettaglio la strategia progettata per superare queste problematiche. L'algoritmo di ottimizzazione, insieme ai KPI, alle funzioni obiettivo e i possibili interventi sono stati descritti in un articolo scritto da Claudio Alberti, Francesco Dura, Michelangelo Ceci, Gianvito Pio, “Development of an advanced planning tool for supporting the choice of optimal investments aimed at optimizing the infrastructure of power distribution systems in future scenarios”, accettato alla conferenza CIRED 2021.

5.6 Gestione dei vincoli geografici

Come accennato in precedenza, se l'ottimizzatore considera, tra gli interventi, l'aggiunta di un nuovo tronco tra due nodi, tenderà a costruirlo seguendo una linea retta, ignorando possibili ostacoli nel mezzo. È necessario, pertanto, prevedere una strategia affinché l'ottimizzatore eviti gli ostacoli presenti nel percorso tra i due nodi. Il contesto di questo problema è modellabile attraverso una struttura dati a grafo.

Dato un insieme di n poligoni disgiunti nel piano, corrispondenti alle aree occupate da vincoli/ostacoli naturali o artificiali, e dati due punti s e t che si trovano al di fuori degli ostacoli, il problema consiste nel determinare il percorso più breve da s a t che eviti gli ostacoli. Si è deciso di adottare, nello specifico, i grafi di visibilità, molto utilizzati per individuare possibili percorsi di un agente in un mondo bidimensionale. Un grafo di visibilità di un insieme di poligoni è un grafo non orientato, dove i nodi del grafo corrispondono ai vertici dei poligoni, e gli archi rappresentano una connessione “visibile” tra essi. In altri termini, un arco nel grafo rappresenta l’assenza di ostacoli nel segmento diretto che connette due nodi (Figura 11).

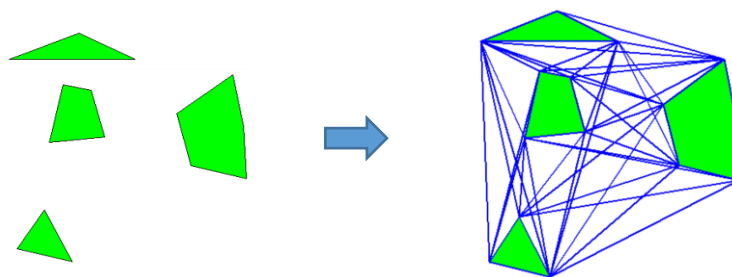


Figura 11 - Costruzione del grafo di visibilità

Utilizzando un grafo così costruito è possibile individuare l’insieme di strade percorribili per raggiungere un nodo da un altro, senza attraversare ostacoli, cercando un percorso nel grafo. È evidente che possono esistere diversi percorsi alternativi per raggiungere un punto da un altro, e che solitamente, a meno di vincoli ulteriori, è preferibile il percorso più breve. Per individuarlo, è possibile utilizzare algoritmi noti per l’analisi di dati organizzati a grafo, quali l’algoritmo di Dijkstra.

L’algoritmo parte dal nodo sorgente s e visita il grafo alla ricerca del percorso più breve per raggiungere il nodo destinazione t . L’algoritmo tiene traccia dei nodi già visitati e del percorso più breve individuato fino a un dato momento per raggiungere t da s , e lo aggiorna nel momento in cui un percorso più breve viene individuato durante l’analisi. La visita continua fino a quando tutti i nodi del grafo sono stati marcati come visitati e non ce ne sono altri da esplorare.

6. CONCLUSIONI

Per poter descrivere nuovi metodi di pianificazione evoluta che il pianificatore potrà sfruttare in futuro per efficientare e ottimizzare gli interventi sulla rete di distribuzione in bassa tensione, nel presente documento si sono ripresi i due KPI tradizionali, carico e struttura, e sono stati istituiti due nuovi KPI, hosting capacity e affidabilità della regolazione.

A tal fine sono state descritte sinteticamente le funzioni obiettivo dell’ottimizzatore messo a punto da DHITECH. All’interno dell’ottimizzatore sono state previste cinque diverse funzioni obiettivo, che vengono considerate simultaneamente durante l’ottimizzazione. A queste vanno aggiunti due tipologie di vincoli, uno sul budget totale di spesa e uno su aspetti geografici, che vanno tenuti in considerazione durante la proposta di interventi sul territorio.

Uno dei possibili criteri secondo cui è necessario ottimizzare la rete riguarda il carico, come visto nella descrizione dei KPI. Il carico può riguardare sia i conduttori che i trasformatori, e va generalmente minimizzato. Un modo per rendere consapevole il sistema di ottimizzazione relativamente a questo aspetto può riguardare la media del carico sui conduttori e trasformatori, rispettivamente. Tuttavia, minimizzare la media del carico potrebbe comunque spingere l'ottimizzatore ad accettare/preferire soluzioni che, seppur presentino un carico medio basso, presentino singole situazioni di criticità. Pertanto, si è deciso di considerare l'ottimizzazione nella situazione peggiore, ossia del valore massimo osservato su conduttori e trasformatore.

Le funzioni obiettivo codificate all'interno dell'ottimizzatore sono:

- Minimizzazione del carico massimo sui conduttori BT della rete
- Minimizzazione del carico massimo sui trasformatori MT/BT della rete
- Minimizzazione della massima differenza di tensione rispetto a quella nominale
- Minimizzazione del rapporto fra il numero totale dei carichi ed il numero di linee BT
- Minimizzazione della varianza delle quantità dei carichi sulle linee BT

L'ottimizzatore è in grado anche di gestire opportunamente i vincoli geografici tenendone conto nei suoi processi di analisi e pianificazione degli interventi.

L'ottimizzatore sarà in grado quindi di misurare le prestazioni della rete e proporre interventi con le logiche sopra descritti e con lo scopo di migliorare principalmente i KPI di carico e struttura.

Sono stati poi generati e messi a punto due indici analitici con lo scopo di focalizzare l'attenzione sulla parte attiva della rete, la GD e in particolare

- L'indice di Hosting Capacity (HC) che serve per valutare la capacità della rete di accogliere nuova potenza da connettere senza pregiudicare l'esercizio affidabile e sicuro del sistema.
- L'indice di Affidabilità della Regolazione serve per valutare, con riferimento ai servizi ancillari previsti nel modello di mercato locale ComESTo (gestione delle congestioni e controllo della tensione), l'adeguatezza della capacità regolante approvvigionabile in una linea a fronte dell'effettiva possibilità che si verifichino condizioni di violazione dei vincoli di rete. Tale indice è la chiave per comprendere se la capacità regolante dell'utenza alimentata da una linea è sufficiente a mantenere i parametri di sfruttamento in corrente e variazione di tensione entro i limiti prestabiliti dal DSO.

7. BIBLIOGRAFIA

- [1] «D. L. 79/99, Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, 16 Marzo 1999.».
- [2] «Delibera 23 dicembre 2019 566/2019/R/eel».
- [3] «Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, ARERA.».
- [4] M. S. L. C. A. Coello, «MOPSO: A Proposal for Multiple Objective Particle Swarm Optimization,» 2002.
- [5] A. J. N. e. al., «SMP SO: A New PSO-based Metaheuristic for Multi-objective Optimization,» 2009.