

Borsa di studio attivata ai sensi di quanto disposto dal D.M. n. 1061 del 10/08/2021

Titolo del progetto: Algoritmi avanzati di ottimizzazione e controllo per la regolazione della rete elettrica

La borsa sarà attivata sul seguente corso di dottorato accreditato per il XXXVII ciclo:
AUTOMATICA, BIOINGEGNERIA E RICERCA OPERATIVA - ABRO

Responsabile scientifico: Laura Palagi

Area per la quale si presenta la richiesta: GREEN

Numero di mensilità da svolgere in azienda: 6

Numero di mensilità da svolgere all'estero: 6 presso Da definire

Azienda: Enel Global Services S.r.l,

Progetto di ricerca:

Contesto aziendale

Il sistema elettrico italiano a partire dalla fine degli anni 90 ha intrapreso una trasformazione profonda sia nella sua componente fisica, che comprende generazione, trasmissione, distribuzione e consumo finale dell'energia elettrica, quanto in quella economica e finanziaria, attraverso la liberalizzazione del mercato energetico, la comparsa di una moltitudine di soggetti intermediari tra la generazione. Basti pensare che Enel, fino al 1999 monopolista pubblico del settore, è ad oggi ancora la maggiore società elettrica operante in Italia, ma accompagnata da altre decine di società attive nella produzione e, soprattutto nella vendita al dettaglio dell'energia elettrica.

L'ingresso nell'attuale millennio ha rappresentato per i sistemi elettrici dei paesi sviluppati l'inizio dell'inclusione delle tecnologie fotovoltaica ed eolica tra quelle utilizzate per la generazione di energia elettrica. Gli impianti di generazione di energia elettrica rinnovabile fino a quel momento consistevano quasi esclusivamente nelle centrali idroelettriche e, in misura assai minore, in quelle geotermiche.

In Italia, dopo un'iniziale velocità di penetrazione piuttosto blanda, la seconda decade del millennio ha visto un'accelerazione del tasso di installazione di nuovi impianti rinnovabili, che ha portato a fine 2018 all'integrazione di una capacità rinnovabile di circa 30GW e al soddisfacimento del 35% del fabbisogno elettrico nazionale da parte delle Fonti di Energia Rinnovabile (FER)¹. Tuttavia, la quota dei consumi energetici totali coperta da FER si limita al 18%, data la notevole presenza di consumi energetici non elettrici soprattutto negli ambiti del riscaldamento domestico e della mobilità.

Enel, attraverso la società controllata Enel Green Power, di recente reincorporata a Enel S.p.A. è stata ed è un attore principale (e in un certo senso avanguardista) della installazione di impianti di produzione elettrica alimentati a fonti rinnovabili. A fine 2018, la stima di produzione annua di energia rinnovabile di Enel superava i 100TWh.

Il prossimo obiettivo di sostenibilità che il sistema energetico italiano è impegnato a raggiungere, conseguenza della ratifica degli accordi di Parigi, consiste, tra le altre cose, nel raggiungimento del 32% della quota rinnovabile dei consumi lordi di energia. Obiettivo strettamente legato a quello appena delineato, è la riduzione delle emissioni di gas serra, in particolare anidride carbonica (CO₂).

Per raggiungere questi risultati, l'incremento della generazione rinnovabile deve associarsi all'elettrificazione dei

consumi energetici, dato che, ad oggi, l'energia elettrica non rappresenta che il terzo contributo in volume dei consumi energetici totali, rispettivamente, dopo le combustioni di gas e combustibili liquidi (derivati del petrolio) non finalizzate alla produzione di energia elettrica. Del resto, le varie tecnologie di generazione di energia rinnovabile producono prevalentemente elettricità. Però l'introduzione delle fonti rinnovabili in un sistema basato sulle premesse novecentesche di generazione energetica centralizzata e programmabile ha degli impatti significativi, e potenzialmente dirompenti, sulla gestione della rete elettrica per assicurare la stabilità del sistema e una fornitura affidabile di energia ai consumatori finali.

I problemi della rete conseguenti all'inclusione di fonti rinnovabili sono principalmente dovuti alla variabilità della potenza generata nelle diverse fasi della giornata o dell'anno, la fluttuazione su scale di tempo molto brevi della potenza immessa in rete da impianti fotovoltaici ed eolici, l'inerzia bassa che rende il comparto rinnovabile inadatto a garantire la resistenza ad eventi perturbativi e la connessione alla rete di bassa o media tensione, tradizionalmente ideata per servire carichi elettrici, piuttosto che generatori. Infine, le unità generative rinnovabili sono spesso di piccola o piccolissima taglia. Si parla, in effetti, di Risorse Energetiche Distribuite (RED) integrati con sistemi di accumulo, tipicamente basati su batterie tecnologia degli ioni di litio.

Il problema del controllo a modello predittivo di risorse energetiche distribuite per la regolazione della rete elettrica

Gli accumulatori di energia a batteria hanno molteplici impieghi, tra cui lo stoccaggio dell'eccesso di energia fotovoltaica, l'assorbimento delle fluttuazioni della produzione e la prevenzione di picchi di carico, distribuendoli su intervalli di tempo più estesi.

La gestione attiva dei carichi flessibili consiste nell'allineare temporalmente una frazione della domanda energetica con i momenti di massima produzione rinnovabile.

In forma aggregata, le RED possono rappresentare unità che modificano il livello di potenza scambiata con la rete o che partecipano alla regolazione automatica della rete in risposta ad eventi perturbativi, come il guasto di una centrale.

Nonostante sia evidente che una gestione intelligente sia una risorsa di fondamentale importanza per accelerare e rendere sicura la transizione energetica non esistono ancora né un consenso unanime, tantomeno uno standard de-facto su quali siano le modalità ideali per esercire i sistemi di RED, ed integrarle nel sistema elettrico attuale. Non da trascurare gli aspetti economici dell'esercizio delle RED. In effetti, l'installazione diffusa di dispositivi come pannelli fotovoltaici e sistemi di accumulo a batteria da parte tanto di utenti domestici, quanto commerciali e industriali avviene allo scopo primario di apportare risparmi del conto elettrico sufficienti a giustificare l'investimento iniziale. Questo avviene sostanzialmente minimizzando il prelievo di energia dalla rete. D'altro canto, anche l'installazione di dispositivi di ricarica dei veicoli elettrici ad uso privato avviene per garantire una sorgente di ricarica sempre disponibile e utilizzare questa flessibilità per minimizzare il costo dell'energia ricaricata.

Pertanto, la gestione di RED per fornire servizi di regolazione della rete deve essere armonizzata con l'obiettivo originale dell'installazione dei dispositivi.

La gestione delle RED in presenza di opportunità economiche molteplici, incertezza sulle variabili esterne (carichi elettrici, generazione fotovoltaica, tempi di residenza dei veicoli elettrici), complessità della fisica dei dispositivi, oltre a vincoli di ordine legale e tecnologico, rende impossibile controllare il sistema sulla base di regole statiche e indipendenti dalle condizioni di esercizio.

L'utilizzo di modelli di ottimizzazione non lineare ottenuti dalla discretizzazione di problemi di controllo ottimo, ovvero applicati a sistemi dinamici che evolvono nel tempo, è l'approccio ideale per un sistema siffatto.

Tale approccio si basa sulla minimizzazione di una funzione di costo in presenza di vincoli. La funzione di costo può

essere, letteralmente, una funzione di costo economico, oppure può rappresentare le emissioni di gas serra imputabili ai consumi dell'utente. Il modello che si ottiene è estremamente complesso e sfidante da risolvere

Gli studi in questa direzione sono scarsi, e le prime proposte di algoritmi si sono concentrate finora, prevalentemente, sul provare che le RED possano effettivamente fornire servizi di regolazione di rete.

Obiettivi del dottorato

L'obiettivo del progetto di dottorato è quello di:

- Concepire algoritmi e metodi per includere aggregati di RED tra i soggetti che partecipano alla regolazione della rete elettrica
- Implementare tali algoritmi e studiarne l'efficacia, la fattibilità computazionale e i benefici economici.
- Perfezionare i metodi tradizionali di ottimizzazione (programmazione lineare con o senza variabili intere, programmazione dinamica, programmazione non lineare, ecc.), caratterizzandoli sui problemi specifici trattati nel progetto.
- Proporre adeguamenti delle strutture economiche esistenti per accomodare in maniera più efficace i servizi di regolazione di rete forniti da RED
- Realizzare implementazioni concrete di tali algoritmi e metodi, definendo delle architetture compatibili con i dispositivi reali e simulandone l'esercizio in un ambiente dedicato

-

Prevediamo che il candidato costruisca degli algoritmi nuovi oppure apporti dei miglioramenti sostanziali a quelli esistenti nei temi di ottimizzazione lineare e non, ottimizzazione robusta, ottimizzazione a variabili miste intere. E' atteso che il candidato fornisca una valutazione dettagliata delle prestazioni degli algoritmi realizzati sia in termini di utilizzo delle risorse computazionali che dei benefici ottenuti secondo una serie di parametri, economici e di sostenibilità, definiti a priori. Infine, è previsto che il candidato verifichi la possibile integrazione di tali algoritmi nei sistemi attualmente in esercizio in Enel che effettuano il controllo ottimo.

Sviluppi algoritmici e tecnologici possono aiutare a raggiungere gli obiettivi di sostenibilità di Enel: decarbonizzazione, digitalizzazione ed elettrificazione dei servizi, oltre a rappresentare un modello di riferimento per la comunità dei soggetti che si occupano di automazione e di sostenibilità energetica.

Titolo del progetto (inglese): Advanced optimization and optimal control algorithms for grid regulation

Progetto di ricerca (inglese):

Since the end of the 1990s, the Italian electricity system has undergone a profound transformation both in its physical component, which includes generation, transmission, distribution and final consumption of electricity, and in its economic and financial component, through the liberalisation of the energy market and the emergence of a multitude of intermediary entities between generation. Suffice it to say that Enel, which until 1999 was a public monopoly in the sector, is still the largest electricity company operating in Italy, but is accompanied by dozens of other companies active in the production and, above all, retail sale of electricity.

The current millennium represents for the electricity systems of developed countries the beginning of the use of photovoltaic and wind technologies for electricity generation. Up till then, renewable electricity generation facilities consisted almost exclusively of hydroelectric power plants and, to a much lesser extent, geothermal power plants.

In Italy, after an initial rather mild penetration rate, the second decade of the millennium has seen an acceleration in the rate of installation of new renewable plants, leading to the integration of a renewable capacity of about 30GW at the end of 2018 and the satisfaction of 35% of the national electricity demand by Renewable Energy Sources (RES). However, the share of total energy consumption covered by RES is limited to 18%, given the significant presence of

non-electric energy consumption, especially in the areas of domestic heating and mobility.

Enel, through its subsidiary Enel Green Power, recently reincorporated into Enel S.p.A., has been and is a major player in the installation of electricity production plants powered by renewable sources. At the end of 2018, Enel's estimated annual renewable energy production exceeded 100TWh.

The next sustainability target that the Italian energy system is committed to achieving, as a result of the ratification of the Paris agreements, is to reach 32% of the renewable share of gross energy consumption. An objective closely linked to the one outlined above is the reduction of greenhouse gas emissions, in particular carbon dioxide (CO₂).

To achieve these results, the increase in renewable generation must go hand in hand with the electrification of energy consumption, given that, to date, electricity only accounts for the third largest contribution in volume to total energy consumption, after gas and liquid fuels (petroleum derivatives) not used to produce electricity. Moreover, the various renewable energy generation technologies mainly produce electricity. However, the introduction of renewables into a system based on the twentieth-century premise of centralised and programmable energy generation has significant, and potentially disruptive, impacts on the management of the electricity grid to ensure system stability and a reliable supply of energy to end consumers.

The grid problems resulting from the inclusion of renewables are mainly due to the variability of the power generated at different times of the day or year, the fluctuation on very short time lapses of the power fed into the grid by photovoltaic and wind power plants, the low inertia that makes the renewable sector unsuitable for resisting disruptive events and the connection to the low or medium voltage grid, traditionally designed to serve electrical loads rather than generators. Finally, renewable generation units are often small or very small. In effect, we speak of Distributed Energy Resources (RED) integrated with storage systems, typically based on lithium-ion battery technology.

Battery energy accumulators have multiple uses, including storing excess photovoltaic energy, absorbing fluctuations in production and preventing load peaks by distributing them over longer time intervals.

Active management of flexible loads consists of time-aligning a fraction of energy demand with times of maximum renewable production.

In aggregate, REDs can represent units that modify the level of power exchanged with the grid or participate in automatic grid regulation in response to disruptive events, such as the failure of a power plant.

Although it is clear that intelligent management is a key resource for accelerating and securing the energy transition, there is still no unanimous consensus, let alone a de-facto standard, on the ideal way to operate RED systems and integrate them into the current electricity system.

Not to be neglected are the economic aspects of RED operation. Indeed, the widespread installation of devices such as photovoltaic panels and battery storage systems by domestic, commercial and industrial users is done with the primary aim of bringing sufficient savings to the electricity bill to justify the initial investment. This is done mainly by minimising the energy withdrawal from the grid. On the other hand, the installation of electric vehicle charging devices for private use is also done to ensure an always available charging source and to use this flexibility to minimise the cost of the energy recharged.

Therefore, the management of REDs to provide grid regulation services needs to be harmonised with the original purpose of the device installation.

The management of REDs in the presence of multiple economic opportunities, uncertainty on external variables (electrical loads, PV generation, residence time of electric vehicles), complexity of the physics of the devices, as well as legal and technological constraints, makes it impossible to control the system based on static rules that are independent of operating conditions.

The use of non-linear optimisation models obtained from the discretization of optimal control problems, i.e. applied to dynamic systems evolving over time, is the ideal approach for such a system.

This approach is based on minimising a cost function in the presence of constraints. The cost function can be, literally,

an economic cost function, or it can represent the greenhouse gas emissions attributable to the user's consumption. The resulting model is extremely complex and challenging to solve.

Studies in this direction are scarce, and early algorithm proposals have so far mainly focused on proving that REDs can actually provide network regulation services.

The objective of the PhD project is to:

- Design algorithms and methods to include aggregates of REDs among the actors involved in electricity grid regulation
- Implement these algorithms and study their effectiveness, computational feasibility and economic benefits.
- Refine traditional optimisation methods (linear programming with or without integer variables, dynamic programming, non-linear programming, etc.), characterising them on the specific problems addressed in the project.
- Propose adaptations to existing economic structures in order to better accommodate the network regulation services provided by RED
- Carry out concrete implementations of these algorithms and methods, defining architectures compatible with real devices and simulating their operation in a dedicated environment

We expect the candidate to build new algorithms or make substantial improvements to existing ones in the topics of linear and non-linear optimisation, robust optimisation, integer mixed variable optimisation. The candidate is expected to provide a detailed evaluation of the performance of the implemented algorithms both in terms of the use of computational resources and of the benefits obtained according to a set of parameters, economic and sustainability, defined a priori. Finally, the candidate is expected to verify the possible integration of these algorithms in the systems currently in operation at Enel that carry out optimal control.

Algorithmic and technological developments can help to achieve Enel's sustainability objectives: decarbonisation, digitisation and electrification of services, as well as representing a reference model for the community of actors involved in automation and energy sustainability.