

Abstract

We will make electricity so cheap that only the rich will burn candles.

— Thomas A. Edison

Environmental concerns as well as recent developments in renewable energy technologies are leading to a fast transition in electric power systems towards replacing fossil fuel and nuclear generation with renewable generation. This transition has two significant implications for electric power systems:

- The capacity of conventional dispatchable electric power plants, which are the main providers of power flexibility¹, is sharply falling. It is notable that the security of electric power systems can be preserved if and only if there is an adequate amount of power flexibility to guarantee the frequency stability, voltage regulation, power quality, and congestion management.
- The share of renewable energy sources (RESs) in the electric power generation portfolio is steeply soaring. It raises a significant stress on electric power systems due to the fact that the generated electricity from RESs is intrinsically intermittent and accompanied with uncertainties, to put it simply, is non-dispatchable.

The simultaneous realization of these two issues puts electric power systems in a turning point. This thesis devotes a deep attention to the power flexibility provision issue with the purpose of empowering transmission system operators (TSOs) and distribution system operators (DSOs) to steer electric power systems optimally and securely in this emerging architecture. To this end, it sets out to unlock the potential power flexibility of distributed energy resources (DERs) located in distribution networks. In this way, it modernizes traditional top-to-down (from transmission system to distribution systems) power flexibility provision mechanism to a bi-directional power flexibility provision structure between TSO and DSOs.

The first part of the thesis deals with the problem from TSO's perspective. It develops

¹Ancillary services

two decision making tools for TSOs to help them optimally quantify their required power flexibility from flexibility providers (including flexible distribution networks) in a sequential energy and flexibility market structure. The first tool concentrates solely on active power flexibility and accordingly offers a framework to model aggregated active power flexibility of distribution networks from TSO's point of view. In contrast, the second tool introduces a holistic TSO-DSO coordination framework to enable TSO and DSO to exchange both active and reactive power flexibility. Both developed tools employ mathematical techniques to cast the TSO's decision making process as a two-stage linear stochastic optimization problem while accounting for risk associated to the uncertainties. The frameworks, offered in these tools, lay a ground for TSO and DSOs to exchange bi-directional power flexibility without having to reveal their confidential grids data.

The second part of the thesis deals with the problem from DSO's perspective. It first concentrates on an active distribution network (ADN) and constructs a set of linear scenario-based robust optimization problems to characterize the maximum active/reactive power flexibility that the ADN can provide upon request at its point of common coupling (PCC) to the upper-layer grid. Second, it constructs a linear grid&uncertainties-cognizant ADN management method to determine the amount of active/reactive power flexibility that should be provided by each DER during the real-time operation in such a way that the ADN can provide, with minimum deviation, the active/reactive power flexibility requested by the upper-layer grid at the PCC.

In addition to dealing with the problem from both TSO's and DSO's perspectives, a privileged feature of the thesis is that it offers linear tractable algorithms to deal with all above-mentioned tasks while considering grid's constraints and uncertainties stemming from the forecast errors of demand and renewable generation.

Keywords: Active/reactive power flexibility, ancillary services, active distribution network (ADN) management, battery management system (BMS), decision making under uncertainties, distributed energy resources (DERs), energy storage system (ESS), linearized power flow model, optimal power flow (OPF), real-time optimization-based control, robust/stochastic optimization, TSO-DSO interface, TSO-DSO coordination, two-stage optimization.

Résumé

Les préoccupations environnementales ainsi que les développements récents dans les technologies des énergies renouvelables conduisent les systèmes d'alimentation électrique à une transition rapide vers le remplacement de la production d'énergie fossile et nucléaire par une production d'énergie renouvelable. Cette transition a deux implications importantes pour les systèmes d'alimentation électrique :

- La capacité des centrales électriques conventionnelles dispatchables, qui sont les principaux fournisseurs de flexibilité, est en forte baisse. Il est à noter que la sécurité des systèmes d'alimentation électrique peut être préservée si et seulement si il existe une quantité adéquate de flexibilité de puissance pour garantir la stabilité de fréquence et de tension la qualité de l'énergie et la gestion des congestions.
- Le pourcentage des sources d'énergie renouvelables (SER) dans le portefeuille de production d'électricité est en forte hausse. Il soulève un stress majeur sur les systèmes d'alimentation électrique, parce que l'électricité produite par des SER est intrinsèquement intermittente et accompagnée d'incertitudes, ce sont généralement des sources non-dispatchable.

L'avènement simultanée de ces deux enjeux place les systèmes d'alimentation à un tournant majeur. Cette thèse traite en profondeur de la question de la provision de flexibilité de l'énergie dans le but de renforcer la capacité des opérateurs de systèmes de transmission (TSO) et des opérateurs de systèmes de distribution (DSO) à piloter les systèmes d'alimentation de manière optimale et en toute sécurité dans cette architecture émergente. À cette fin, les méthodes proposées dans cette thèse visent à libérer la flexibilité potentielle de puissance des ressources énergétiques distribuées (RED) situées dans les réseaux de distribution. De cette manière, elles modernisent et transforment le mécanisme traditionnel de provision de flexibilité de puissance du haut vers le bas (du système de transport aux systèmes de distribution) en une structure de provision de flexibilité de puissance bidirectionnelle entre les TSOs et les DSOs.

La première partie de la thèse traite du problème vu du TSO. Elle développe d'abord un cadre pour modéliser les flexibilités de puissance agrégées des réseaux de distribution vue du TSO, en essayant de faciliter une collaboration étroite entre TSO et DSOs. Ensuite, elle propose deux modèles d'optimisation linéaires tenant compte des risques pour quantifier les besoins nécessaires du TSO en terme de flexibilité soit de la puissance active seule soit des puissances active et réactive (y compris les flexibilités agrégées des réseaux de distribution) dans une structure de marché décentralisée énergie et flexibilité.

La deuxième partie de la thèse traite du problème vu de DSO. Elle se concentre d'abord sur un réseau de distribution actif (ADN) et construit un ensemble de problèmes d'optimisation robuste linéaires et basés sur des scénarios pour caractériser la flexibilité maximum des puissances actives/réactives qu'un ADN peut offrir à son point de couplage avec le réseau en amont (ex : TSO). Deuxièmement, elle construit une méthode linéaire de gestion de l'ADN, qui tient compte des incertitudes, pour déterminer la quantité de flexibilité de puissance active/réactive qui doit être fournie par chaque DER pendant l'exploitation en temps réel de manière que l'ADN puisse fournir, avec un écart minimum, la flexibilité de puissance active/réactive requise par le réseau en amont.

En plus de traiter le problème vu du TSO et du DSO, la particularité de cette thèse est qu'elle propose des algorithmes linéaires tractables pour traiter toutes les tâches mentionnées ci-dessus tout en considérant les contraintes du réseau et les incertitudes résultant des erreurs de prédiction de la demande et de la génération renouvelable.

Keywords : Active/reactive power flexibility, ancillary services, active distribution network (ADN) management, battery management system (BMS), decision making under uncertainties, distributed energy resources (DERs), energy storage system (ESS), linearized power flow model, optimal power flow (OPF), real-time optimization-based control, robust/stochastic optimization, TSO-DSO interface, TSO-DSO coordination, two-stage optimization.