HAL
open science

# Optimisation de l'implantation de centrales éoliennes dans l'environnement d'un marché à prix locaux

Fiona Foucault

## To cite this version:

Fiona Foucault. Optimisation de l'implantation de centrales éoliennes dans l'environnement d'un marché à prix locaux. Energie électrique. Université Paris sciences et lettres, 2016. Français. NNT : 2016PSLEM079 . tel-01717309

**HAL Id: tel-01717309**

**https://pastel.hal.science/tel-01717309v1**

Submitted on 26 Feb 2018

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

# THÈSE DE DOCTORAT

de l'Université de recherche Paris Sciences et Lettres
PSL Research University

**Préparée à MINES ParisTech**

# Optimisation de l'implantation de centrales éoliennes dans l'environnement d'un marché à prix locaux

**Ecole doctorale n°432**

SMI (« SCIENCES DES METIERS DE L'INGENIEUR »)

**Spécialité** « ENERGETIQUE ET PROCEDES »

**COMPOSITION DU JURY :**

**M. Didier MAYER**,
MINES ParisTech, Président

**M. Julio USAOLA GARCIA**,
Université Carlos III de Madrid,
Rapporteur

**M. Pierre PINSON**,
Technical University of Denmark,
Rapporteur

**M. Raphael CAIRE**,
Grenoble INP – ENSE3, Examinateur

**M. Pierre GIRARDEAU**,
Artelys, Examinateur

**M. Georges KARINIOTAKIS**,
MINES ParisTech, Examinateur

**M. Robin GIRARD**,
MINES ParisTech, Examinateur

Soutenue le 16 décembre 2016
par **Fiona FOUCAULT**

Dirigée par **Robin GIRARD**
**Georges KARINIOTAKIS**

# Remerciements

On a rarement l'occasion d'avoir une tribune pour remercier toutes les personnes qui ont compté dans notre vie, qu'elles y soient encore ou non. Qu'elles nous ait donné un coup de main, fait passé de bons moments ou transformé la vie. Que celles ou ceux que j'ai oubliés me pardonnent.

Tout d'abord, je remercie l'encadrement de Mines ParisTech, et les membres de mon jury de thèse. Un grand merci à messieurs Usaola-Garcia, Pinson, Caire, Girardeau et Mayer, d'avoir accepté d'être membres de mon jury de thèse, pour vos retours enrichissants et vos questions.
Merci à Robin pour ses directives et ses retours qui ont permis d'aboutir à la forme finale du manuscrit. Merci à Georges pour les retours en particulier sur la préparation des présentations orales, et à tous les deux pour la confiance et la liberté qu'ils m'ont apportées.
Je suis également reconnaissante à Laurent Fulcheri, Arnaud Rigacci, Lyliane Louault, Christine Gschwind, Brigitte Leprat, Marie-Jeanne Naert, Laurent Schiatti de Monza, Philippe Blanc pour leur aide et leur bienveillance.

Ensuite, dans un ordre plus ou moins chronologique,
Je remercie Nina et Sara, d'avoir été très présentes quand j'en ai eu besoin en milieu de thèse. Je n'en attendais pas tant et je vous en suis tellement reconnaissante. Nina, merci pour ton accueil et mon formidable séjour à la Réunion. Merci aussi à Fred et Danièle et bonne continuation à tou.te.s dans ce petit paradis. Merci à Kevin, qui a partagé ma vie et m'a soutenue pendant huit ans. Tu sembles parti pour être heureux et c'est tout ce que tu mérites. Sa maman, Christine, pour m'avoir accueilli comme sa fille, merci énormément.

Aux collègues du bureau E109b, et aux « anciens » doctorants : à Massiel, Yassine, Benjamin, Sabri, Christophe, William. Merci pour les conseils, l'accueil, et le soutien de celles et ceux qui savent par où on en passe lorsque l'on fait une thèse.

A Arthur, collègue, coloc, ami, pour m'avoir cuisiné un délicieux pavé de saumon un soir où je suis rentrée tard du travail, pour avoir été une des seules personnes à savoir quand être dure avec moi quand il le fallait, en restant bienveillant. Merci pour tout. A Zhipeng, pour ce mémorable séjour au Canada, pour sa gentillesse, et peut-être le futur voyage en Chine !

Au « nouveau bureau E109 » : à Lucia pour nos discussions, pour son attention aux autres et sa gentillesse ; à Ghislain pour toutes les discussions où nous n'étions pas d'accord, et pour les quelques fois où nous l'avons été ; à Thibaut pour le cours de danse et les pizzas bio ; à Etta pour son ouverture d'esprit, sa franchise, ça a été un plaisir de vous côtoyer. Merci à tou.te.s les quatre pour votre soutien et vos encouragements sur la dernière année.
Aux autres doctorants rencontré.e.s durant cette thèse : à Youva, pour les discussions syndicalistes, à François, malgré sa douilletterie, pour les rires et le combat de marteau gonflable en toc, je te souhaite de continuer de pédaler.
Rémy, Elise, Guillaume, Maxime, Laetitia, Fabien, Romain, Papa, Alexis, Pedro, Antoine, bon courage à toutes et tous pour la suite !
Aux ami.e.s, rencontré.e.s il y a peu ou plus longtemps, Elsa, Gizem, Venuga, Aurélie, Diane. A Marie-Alix, pour toutes les discussions, à Marie pour l'introduction à la méditation, à Tania pour les confidences et les rires. A Thibaud, pour ton risotto et m'avoir fait découvrir ce petit parc aux oliviers.

Un grand merci à toutes et tous les colocs de la MdB, pour tous les petits moments du quotidien, et les

grands moments de n'importe quoi. Pour les batailles sous toutes leurs formes, les soirées aux thèmes improbables, le sadisme bon enfant, les jeux et les déguisements, mais aussi les réflexions sur la vie en commun, les modes de consommation... Pour les bonnes bouffes, les chansons détournées, les karaokés.
Aux anciens colocs, Paul (et Delphine), Steph, Théo, Vivi, Tommy, Vic, pour les soirées et bons moments partagés, à Clem pour les trajets en voiture en écoutant Sia, à Geo pour ses idées démoniaques, à Marie, Greg, Wolf, Thibaud, Adrien, Maude, qui perpétuent la vie de cette coloc, et qui m'ont supportée dans les moments de craquage de fin de thèse. A Paulette et Rambo qui nous ont quitté.e.s trop tôt.
A Valentine, merci d'avoir rendu si agréable tout un été de travail. Matthieu, merci pour les numéros de danse endiablés. Vadim merci pour les soirées, les cours de guitare et à m'avoir appris à faire une vinaigrette. A Daria, d'être une petite maman et d'insister sur la bonne manière de cuire des pâtes, et bien sûr pour tous les câlins. Et bravo d'être arrivée au bout de la rando-raquettes !

Je dois également un énorme merci à mon équipe de roller-derby, le Baywitch project qui, avec la coloc, m'a permis de vivre plus sereinement cette thèse, et de me défouler ! Les moments partagés avec vous ont toujours été un plaisir.
Merci à Rose, pour l'énergie que tu nous transmets dans les entrainements, et pour tes mots en matchs qui nous insufflent force et volonté. Merci aux anciennes Pisseuses, à Marine pour ta gentillesse, les câlins et surtout celui à Chambéry après que j'aie fait plein de bêtises en jammant, pour ta gentillesse, même si tu m'as fait pleurer ! A Daria pour le coaching, et ton exemple, j'espère faire les fentes aussi bien que toi un jour ! A Laurence pour tous les rires.
Merci Juju, pour les footings, les discussions sur la vie, ta bienveillance, tes conseils et ton soutien. Et dans le désordre, merci à toutes ces incroyables meufs, ces guerrières délurées : Marla, Agathe, Caro, Val, Jiji, Elsa, Bibs, Cata, Vanessa, Snoop, Sasha, Pony, Charlie, Polo, Le Boucher, Beerseek, Kate, Jen, Milou, Mag merci pour ton temps et ton coaching quand nous débutions. Et toutes les autres Hanna, Morgane, Marine, Sandra, Popo, Julia, Manon...

Merci à Seb et Vincent de m'avoir préparée à courir un semi-marathon, et tellement plus. C'est à votre contact que j'ai le plus évolué durant cette thèse, et dans la mesure où j'apprécie la personne que je suis devenue je vous en suis très redevable. Vincent, un immense merci pour tout, ta bonne humeur, ton soutien, tes blagues, ta bienveillance, les heures et les heures de discussion. Seb, merci de m'avoir fait vouloir davantage d'absolu, merci pour les rires et les enfantillages.

Merci à mes parents d'avoir toujours respecté mes choix, même quand ils n'étaient pas d'accord, et pour leur soutien que je sais indéfectible. Ça n'est pas donné tout le monde d'avoir des parents qui nous estiment et cela donne une assise et une confiance en soi très précieuses.

Et enfin, merci à ma sœur, mon roc, quelle que soit la tempête, la personne sans qui je ne serai qu'un morceau de moi-même, pour son amour inconditionnel, sa compréhension immédiate, qui me rappelle ce que j'ai envie d'être et ce vers quoi je tends, bref qui alimente et inspire tout le meilleur de ce que je suis.

*A Kelly.*

# Table des matières


**1 Contexte et problématique de la thèse** **6**
1.1 Introduction . . . 6
1.2 Développement des places de marchés pour la gestion du système électrique . . . 6
1.3 Rémunération des productions éoliennes . . . 16
1.4 Problématique, objectifs de la thèse, organisation du manuscrit et dissémination de ce travail de thèse . . . 21

**2 Rôle des caractéristiques de production éolienne dans la formation de leur revenu** **25**
2.1 Introduction . . . 25
2.2 Méthodologie, hypothèses et formulation du modèle utilisé . . . 27
2.3 Rôle de la prédictibilité dans la décision d'investissement comparativement au facteur de charge . . . 30
2.3.1 Description du cas d'étude utilisé . . . 31
2.3.2 Lien entre facteur de charge et prédictibilité . . . 32
2.3.3 Résultats sur le rôle du facteur de charge et de la prédictibilité pour le revenu éolien 33
2.4 Estimateur du revenu des producteurs éoliens . . . 36
2.4.1 Formulation simplifiée du revenu moyen . . . 36
2.4.2 Cas d'étude pour la validation empirique de l'approximation . . . 37
2.4.3 Utilisation de l'estimateur pour le calcul du revenu sur d'autres marchés . . . 40
2.5 Estimation du rôle du facteur de charge dans la formation du revenu des producteurs éoliens 43
2.5.1 Calcul analytique . . . 43
2.5.2 Application numérique . . . 44
2.6 Conclusions . . . 45

**3 Modélisation du problème d'investissement éolien incluant la formulation du problème de marché pour la détermination des prix et des pénalités** **49**
3.1 Introduction . . . 49
3.2 Méthodologie et présentation des hypothèses . . . 51
3.3 Formulation du problème mathématique . . . 57
3.4 Simplification du problème mathématique . . . 62
3.4.1 Nécessité d'une reformulation du problème . . . 62
3.4.2 Simplification du problème . . . 65
3.5 Mise en place de l'algorithme de résolution . . . 66
3.5.1 Présentation de la décomposition de Benders . . . 66
3.5.2 Application à notre problème . . . 69
3.6 Sélection du ratio de disponibilité en « *Day-ahead* » $\beta$ . . . 73
3.7 Test du modèle sur un cas d'étude issu de la littérature . . . 74
3.7.1 Avant-propos sur le calcul . . . 74
3.7.2 Hypothèses de travail . . . 75
3.7.3 Présentation du cas d'étude . . . 76
3.7.4 Résultats . . . 82
3.7.5 Analyse de sensibilité pour le producteur . . . 83
3.8 Conclusions . . . 91

**4 Rôle de la prédictibilité dans un contexte prospectif** **96**
4.1 Introduction . . . 96
4.2 Méthodologie adoptée . . . 98
4.2.1 Principe . . . 98
4.2.2 Détail sur la configuration des données éoliennes . . . 100
4.3 Sensibilité de l'investissement éolien aux différents paramètres d'intérêt . . . 103
4.3.1 Données pour le modèle paramétré : description du cas d'étude . . . 103
4.3.2 Résultats principaux . . . 108
4.4 Conclusions . . . 112

**5 Conclusion et perspectives de la thèse** **114**

**A Nomenclature** **118**

**B Annexes du Chapitre 1** **120**
B.1 Déréglementation et marchés de l'électricité . . . 120
B.2 Réglementation pour la rémunération éolienne . . . 126

**C Annexes du Chapitre 2** **146**
C.1 Calcul pour l'estimation du revenu des producteurs éoliens . . . 146
C.2 Calcul pour l'estimation du rôle du facteur de charge dans la formation du revenu des producteurs éoliens . . . 147

**D Annexes du Chapitre 3** **149**
D.1 Méthodes mathématiques utilisées dans notre travail . . . 149
D.2 Transformation du problème initial - suite et fin . . . 150

**E Annexes du Chapitre 4** **158**
E.1 Critère de sélection des régions utilisées pour les données éoliennes . . . 158
E.2 Caractéristiques des données éoliennes utilisées . . . 159
E.3 Modalités et validité du calcul réalisé . . . 165
E.4 Résultats détaillés . . . 167

**F Articles de conférence** **173**

# Chapitre 1

# Contexte et problématique de la thèse

## 1.1 Introduction

Le cadre réglementaire pour la production d'électricité a beaucoup évolué ces trois dernières décennies en raison de la volonté de libéralisation généralisée de l'ensemble des secteurs de l'économie et ce mouvement devrait se poursuivre. Dans ce contexte, la question de l'investissement dans une centrale de production[1], déjà délicate au départ car elle doit être prise bien avant que l'ensemble des informations administratives, techniques et économiques soient connues, s'en trouve complexifiée. Ce contexte réglementaire est plus instable encore pour les centrales de production renouvelable, souvent placées sous le feu croisé des politiques promouvant les mesures contre le réchauffement climatique, la préservation du système existant ou bien la libéralisation accrue du secteur de l'électricité.

En se basant sur les changements réglementaires impactant la rémunération des centrales de production d'électricité, et en particulier les moyens de production renouvelable, nous nous intéressons dans ce travail de thèse à la question de l'investissement pour des centrales éoliennes, dans le cadre d'une participation au marché de l'électricité comme unique source de revenu, sans subventions[2].

Ce chapitre débute par quelques mots sur **le fonctionnement des places de marchés de l'électricité**, décrivant notamment quelques types de transactions, puis les principaux enjeux posés par l'augmentation des niveaux de production renouvelable sur le fonctionnement du marché tel qu'il est opéré actuellement. Ensuite nous examinons **la question de la rémunération des productions éoliennes**, qui s'oriente d'un régime de subventions vers une participation directe aux marchés des l'électricité, avec une responsabilité d'équilibre. Les implications en termes de gestion des centrales éoliennes à la fois opérationnelle et transactionnelle sur le marché, puis, surtout, les modifications impliquées par ces changements sur la manière d'estimer le revenu des centrales éoliennes, et comment les décisions d'investissement peuvent en être modifiées sont ensuite abordées. Ces éléments fournissent le cadre dont a émergé **la problématique traitée dans cette thèse** qui est présentée à la suite. Enfin, nous décrivons l'organisation de ce manuscrit, et donnons quelques détails sur les contributions fournies lors de cette thèse, en dehors du présent manuscrit.

## 1.2 Développement des places de marchés pour la gestion du système électrique

### Quelques caractéristiques des marchés de l'électricité

Le secteur de l'électricité est de plus en plus géré par le biais de places de marchés, et notamment en ce qui concerne le marché de gros, où ont lieu les échanges entre les producteurs et les fournisseurs ou gros consommateurs d'électricité. Les raisons en sont politiques et économiques, du fait d'un mouvement prônant la libéralisation de tous les secteurs de l'économie.

1. Cette question recouvre celles de savoir s'il doit être réalisé ou non et de quelle manière, c'est-à-dire où, et quelles capacités doivent être installées.

2. Certains pays ont déjà adopté ce système de participation directe de la production renouvelable sans aucune forme de subvention, comme le Chili pour la production photovoltaïque. Dans ce cas précis, les prix de marché sont plus élevés qu'en France et la puissance disponible est plus importante avec des taux autour de $1000W/m^2/an$[43]

Ces opérations parfois plus financières que correspondant à une réalité physique, représentent un volume encore minoritaire vis-à-vis des volumes d'énergie globalement échangés, mais elles en constituent une part grandissante. En 2010 par exemple, [146] indique que les transactions réalisées sur le marché de gros représentaient environ 30% du volume total échangé pour la France. De plus, le nombre de pays se dotant de places de marché grandit, augmentant en même temps le volume potentiel échangé. Par ailleurs, les volontés pour libéraliser le plus possible ce secteur économique font apparaitre de nouveaux mécanismes pour tenter d'obtenir une gestion complète (de la gestion en temps réel des opérations, à la planification des investissements) par le marché qui soit autoportante.

Avant de donner davantage de détails sur quelques types de transaction représentées dans les places de marché, nous pouvons rappeler que ces mécanismes sont en encore en phase d'évolution et de modifications rapides, et qu'il s'agit d'une question complexe au vu du nombre d'acteurs impliqués (régulateurs et du fait de la dé-intégration, producteurs, transporteurs, fournisseurs...), des interdépendances entre marchés, et des différentes échelles de décision (locales, nationales, régionales comme en Europe par exemple).

**Nous allons à présent voir quelques types d'opérations gérées par les marchés de l'électricité sous forme de transactions financières** (obligatoires ou non). Pour chaque type de transaction envisagée, nous commencerons par détailler les objectifs et le fonctionnement du mécanisme en question.

Nous pouvons tout d'abord faire une distinction entre les **transactions « *forward* »**[3] qui sont conclues avant la livraison des produits échangés (le plus souvent des quantités d'énergie), **et celles qui concernent les flux physiques, en temps réel**. Ainsi nous pouvons dissocier les marchés « *forward* » comprenant : les « *futures* » (décrits dans les annexes de ce manuscrit), le « *Day-ahead* » et le marché infra-journalier (également décrit en annexe), du marché en temps réel et des transactions qui ont lieu après les opérations physiques, correspondant au mécanisme d'ajustement.

Ensuite, nous pouvons effectuer une autre **différence entre ces opérations, qui concernent l'échange de volumes d'énergie uniquement (« *energy-only* »), et celles qui servent à assurer la bonne marche du système**. Il s'agit des services système mais aussi des mécanismes de capacités (tous deux décrits dans les annexes de ce manuscrit), ou encore des adaptations liées à la gestion des contraintes de réseau électrique par le biais du marché, que nous décrirons dans ce chapitre.

La figure 1.1 [146] permet de situer les transactions s'opérant sur le marché de l'électricité (« *forward* » et ajustement) pour le cas français en 2011.

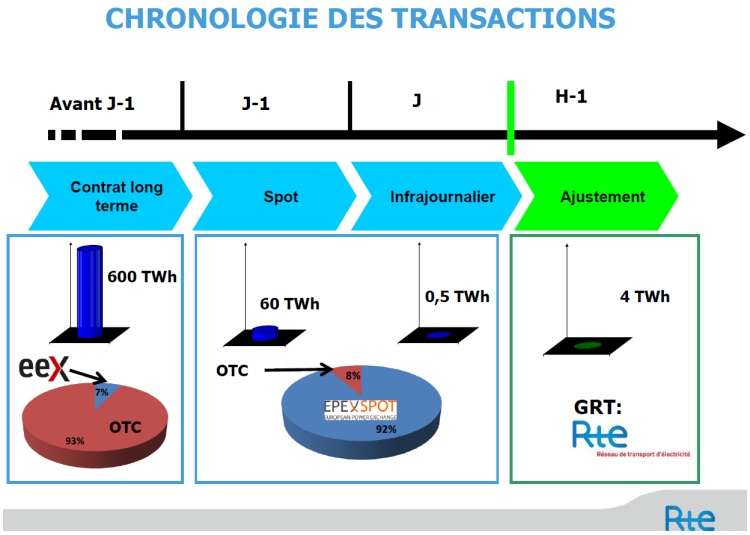



FIGURE 1.1 – Chronologie et poids des différents types de transaction sur le marché français de l'électricité pour l'année 2011

3. Contrat standard passé pour la livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée [68].

### Transactions « *forward* »

Au sein des produits « *forward* » ayant vocation à organiser à l'avance les opérations du système, nous pouvons distinguer deux grands types de transactions, qui portent sur deux types de produits : les produits à terme, ou « *futures* », et les produits « *spot* », concernant des produits journaliers « *Day-ahead* » ou infra-journaliers.

Contrairement au marché de produit à terme, l'objectif poursuivi par les marchés à court terme comme le « *Day-ahead* » est d'introduire de la flexibilité dans le système. En effet, à des échéances plus proches du temps réel, les participants, qu'ils soient producteurs ou consommateurs, disposent d'informations supplémentaires qu'il peut être intéressant d'exploiter, telles que des données météorologiques impactant la production, des données de pannes...

Ainsi, le marché « *Day-ahead* » propose d'échanger des produits journaliers, de la veille pour le lendemain. L'augmentation des besoins en flexibilité, que ce soit du fait d'une demande ou d'une production (comme les sources d'énergie d'origine renouvelable) plus variable, tend à faire augmenter le volume échangé sur ces places de marché. C'est par exemple ce qui ressort de [68], dont est issue l'illustration 1.2.

Comme nous pouvons le remarquer dans la figure 1.1, pour ce type de produits, les échanges se font majoritairement sur un marché organisé. Ce mécanisme devrait donc être pérennisé au vu des volontés politiques d'augmenter la concurrence au sein du marché de l'électricité.

Il représente un volume conséquent, bien que minoritaire comparé aux contrats de long terme. A titre d'information, pour le deuxième trimestre 2015, le volume échangé sur le « *Day-ahead* » français représentait 39.62 TWh, à comparer aux 251.3 TWh échangés sur les contrats long-terme.

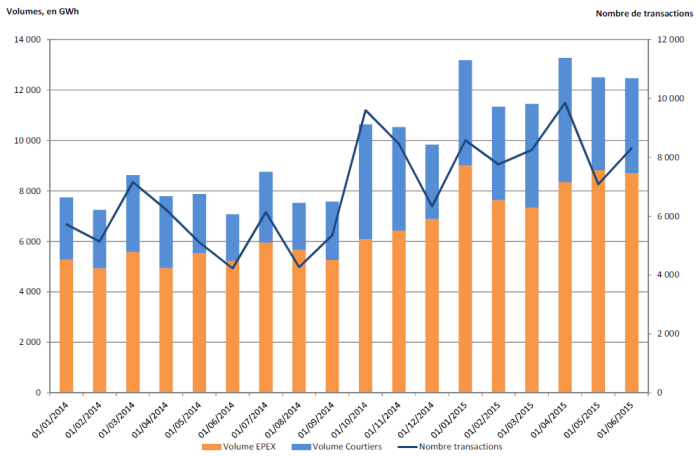



FIGURE 1.2 – Volume et nombre de transactions en « *Day-ahead* » sur le marché « OTC » intermédié et sur la bourse EPEX SPOT

### Marché en temps réel et mécanisme d'ajustement

Les transactions réalisées en amont des opérations physiques sur le système électrique ne sont pas toujours parfaitement représentatives des opérations en temps réel, que ce soit du fait d'erreurs de prévisions pour les productions renouvelables ou les consommateurs, d'aléas comme les pannes, ou bien de stratégies de la part des participants. Une gestion des déséquilibres doit alors être effectuée en temps réel pour ne pas provoquer l'effondrement du système[4].

Cette gestion, implique des frais pour le gestionnaire de réseau, généralement responsable du maintien de l'équilibre du système, et ces frais doivent être compensés. En l'occurrence, ils sont répercutés sur les responsables des déviations[5], selon des mécanismes propres à chaque marché.

Une distinction[6] peut être faite entre les pénalités versées pour un écart positif (surproduction par rap-

4. Plus de détails sur la qualité de l'électricité sont par exemple disponibles dans [38].

5. Autrement appelée écart, il s'agit de la différence entre la quantité contractée sur le « *forward* », typiquement le « *Day-ahead* », et celle qui est livrée en temps réel.

6. Nous évoquons ici les opérations concernant les producteurs. Les fournisseurs, c'est-à-dire les consommateurs du marché de gros sont soumis à des mécanismes similaires.

port aux niveaux prévus) et pour un écart négatif (sous-production par rapport aux niveaux prévus). En effet, les écarts positifs sont rémunérés (mais le prix perçu peut être bas voire négatif, ce qui correspondra alors à une perte sèche dès que le prix sera inférieur au coût de la production), tandis que les écarts négatifs correspondent à des dépenses (le prix pour ces écarts peut alors être élevé).

Dans un contexte libéralisé, on peut distinguer deux mécanismes pour assurer cette gestion des déséquilibres par le biais du marché.

(a) **Marché temps réel**

Ce mécanisme consiste à utiliser un marché en temps réel pour effectuer les transactions assurant l'équilibre entre l'offre (les injections) et la demande (les soutirages). Comme le fait remarquer [94], c'est la seule place de marché où des flux physiques réels sont échangés. Les interactions entre ce marché et le « *forward* » ont été notamment abordées par [58, 153, 117]. Le prix de ce marché sert alors de base pour fixer la compensation due par les participants qui ont introduit un écart. Cela revient à les obliger à acheter directement la quantité manquante sur le marché pour compenser le déséquilibre qu'ils ont introduit. Ce mécanisme est plutôt utilisé aux États-Unis, au sein du marché PJM par exemple.

(b) **Mécanisme d'ajustement**

Le deuxième mécanisme consiste à attribuer *a posteriori* une véritable pénalité aux participants ayant introduit un écart sur le système. Ainsi, elle n'est pas simplement basée sur un prix de marché, mais peut être calculée avec différentes méthodes selon le système considéré. Le coût moyen de la régulation, son prix marginal, un prix de marché « *Day-ahead* », ou un prix de marché infra-journalier peuvent ainsi être utilisés pour déterminer cette pénalité[7]. Il s'agit du système le plus favorisé en Europe et c'est par exemple le système utilisé en France et en Belgique où des pénalités, ou bien une redevance administrative, est versée pour les écarts introduits, tandis que les Pays-Bas utilisent un système plus proche du marché en temps réel [94].

Avec ce système de pénalités, les participants au marché « *Day-ahead* » deviennent des responsables d'équilibre[8] (« *balancing responsible party* » en anglais).

On peut distinguer deux types de règles pour la détermination de la pénalité dans les mécanismes d'ajustement.

**« *single pricing* »** Le premier système, basé sur un prix unique, constitue un intermédiaire avec le système basé sur le prix en temps réel. Ce « *single pricing* »[163] est appliqué dans les pays scandinaves pour les écarts sur la demande[9] ou en Allemagne, en Autriche, et en Hongrie. La Croatie utilise également des prix infra-journaliers pour les écarts dans les deux sens, peu importe le sens de déséquilibre du système.

**« *dual pricing* »** Au sein de ce système, non seulement le sens de l'écart pour le participant (positif ou négatif) est considéré dans la détermination de la pénalité du producteur qui a introduit un déséquilibre, mais le sens de déséquilibre du système également. Ainsi la pénalité pourra être fixée en prenant en compte :

— le sens de l'écart vis-à-vis de l'état du système (l'améliore-t-il ou l'empire-t-il ? [163]) ;

— la valeur de l'écart, s'il dépasse un seuil défini ;

— le type de produit considéré : certains pays séparent en effet la production et la consommation pour l'équilibrage.

7. Le travail réalisé dans [161] détaille la manière dont les pénalités sont fixées, au niveau européen mais aussi américain et fournit une comparaison de leurs performances. Ce travail rappelle le nombre important de mécanismes différents existants pour gérer la formation des prix pour les déséquilibres : [163, 94, 133, 152].

8. Cela signifie qu'une zone d'équilibre leur est associée, pour laquelle ils doivent assurer l'équilibre entre leurs injections (production, importations, achats sur les marchés bilatéraux et les marchés libéralisés) et leurs soutirages (consommation, exportations, ventes sur les marchés bilatéraux et libéralisés).

9. La détermination du volume total d'écart par rapport aux transactions peut se faire en prenant en compte l'ensemble des volumes des transactions (en soustrayant l'ensemble des consommations aux productions prévues), ou bien en séparant les portefeuilles pour la production et la consommation, afin d'obtenir une vision désagrégée de l'impact des déviations de chaque acteur. Les pays scandinaves gèrent ainsi les écarts pour la partie génération et consommation séparément (voire avec davantage de portefeuilles comme pour le Danemark), et c'est également le cas au Royaume-Uni. En revanche les deux portefeuilles sont utilisés ensemble pour la France, l'Irlande, ou l'Allemagne [88].

En France par exemple, les écarts aggravant le déséquilibre du système sont rémunérés ou pénalisés en utilisant un prix de contrôle moyen, mais ceux réduisant le déséquilibre sont rémunérés ou pénalisés en fonction du prix « *Day-ahead* ». En Belgique, [94], les pénalités sont différentes si l'écart dépasse un certain seuil ou non. L'Irlande, l'Espagne (OMEL) ou la Pologne utilisent également le « *dual-pricing* ».

Le mécanisme d'ajustement basé sur des pénalités ne s'appuie pas directement sur les prix de marché et peut inclure un terme explicite ou implicite supplémentaire pour accroitre leur montant lors de situations d'écart entre l'énergie contractée et celle livrée. Ce mécanisme est donc favorisé lorsque les opérateurs craignent particulièrement une situation de déséquilibre : « *The main argument advanced in Europe in defence of imposing penalties on imbalances is that market pricing could undermine the security of the electricity system* »[94]. Des critiques sur ce type de système ont été formulées dans [163, 152, 94], et sont abordées plus en détail dans les annexes de ce chapitre. Elles concernent principalement la création d'une distorsion des prix de marché, l'introduction d'un décalage asymétrique de la répartition du surplus collectif « *welfare* », une augmentation des revenus du gestionnaire de réseau, et l'introduction d'inefficacités.

#### Gestion des contraintes du réseau électrique par le biais du marché

Le premier intérêt du réseau électrique, est de réussir à transporter toute l'énergie requise aux points de consommation, à une échelle nationale ou internationale, et de manière optimale, c'est-à-dire en minimisant le coût total d'approvisionnement. Il permet ainsi de coupler différentes zones (couplage géographique), mais aussi des centrales aux temps de réponse différents. Dans une certaine mesure, le réseau permet également le foisonnement de la production éolienne et d'une manière générale la diminution du coût de l'approvisionnement en électricité en permettant d'utiliser la production potentiellement moins onéreuse d'un site éloigné.

En revanche sa mauvaise gestion, résultant par exemple en l'apparition de congestions, représente un coût[25], ou plutôt une perte sur les bénéfices qu'apportent le réseau, car elle se traduit par l'utilisation de ressources plus chères, voire la coupure de clients[10].

Conservant ces attentes et les objectifs de déréglementation et de stimulation de la concurrence à l'esprit, un objectif européen de réalisation d'un marché interne a été formulé, nécessitant un bon usage du réseau et en particulier des interconnexions entre pays.

Cette gestion des lignes peut être assurée de plusieurs manières comme nous allons le détailler dans la suite. Elles sont plus ou moins intégrées au fonctionnement du marché de l'électricité à proprement parler. L'objectif est la plupart du temps de déterminer l'allocation des capacités des lignes aux différents acteurs en présence. Comme pour les transactions basées sur des échanges d'énergie, nous pouvons distinguer des mécanismes portant sur les **transactions préalables aux opérations physiques**, et la gestion de celles-ci en **temps réel**. Il existe également un mécanisme de **prix nodal**, utilisable pour différentes échelles de temps car il est complètement intégré au fonctionnement du marché.

(a) **Transactions préalables aux opérations physiques pour l'allocation des capacités des lignes**

Un mécanisme est souvent mis en place pour prévoir au moins une partie des opérations à l'avance et fournir des informations aux participants du marché et utilisateurs du réseau. Nous pouvons distinguer deux types d'enchères pour effectuer les allocations de capacité des lignes.

— La première est l'enchère **explicite**, où une enchère dédiée, séparée des enchères pour les échanges d'énergie, est menée.

— La seconde est l'enchère **implicite**, où un prix pour la capacité de la ligne est déterminé à partir d'une enchère sur les quantités d'énergie échangées. L'optimisation réalisée vise alors à minimiser le coût de fourniture d'énergie en prenant en compte les contraintes introduites par les limitations des lignes. Les deux types de ressources, génération et capacité des lignes sont donc gérées en même temps. Dans le cas où la ligne est congestionnée, les prix des deux zones seront différents, et le gestionnaire de réseau sera rémunéré selon la rente de congestion (la différence de prix entre les deux marchés).

10. Ceci revient à une production onéreuse puisqu'une coupure peut être assimilée à une production négative de coût important. C'est le sens donné au « coût de l'énergie non distribuée ».

L'enchère explicite rejoint l'enchère implicite au sens où, dans un cas extrême pour le producteur, le coût pour utiliser les capacités des lignes ne devrait pas dépasser le bénéfice attendu du transfert d'énergie d'un marché à l'autre, c'est-à-dire la différence de prix entre les deux marchés. Ainsi, le gestionnaire de réseau retrouverait dans une enchère **explicite** la même rémunération que pour l'enchère **implicite**.

Les enchères **explicites** sont plutôt favorisées pour des opérations de long terme, afin de garantir un minimum de capacité disponible pour effectuer des opérations régulières. En effet, du côté de la génération, un certain nombre d'incertitudes peuvent ne pas être levées suffisamment tôt pour mener une enchère implicite, qui porte à la fois sur la génération et la transmission. Les enchères **implicites** sont préférées pour des échéances plus courtes, pour éviter des opérations supplémentaires dues à deux enchères différentes en temps réel, qui sont coûteuses en temps.

A des échéances de court terme, les marchés peuvent être **couplés**, ce qui signifie qu'ils utilisent des **enchères implicites** pour déterminer leurs opérations. De cette manière, une seule optimisation est réalisée, basée sur les offres et demandes des différentes plateformes de marchés et les estimations de capacité de lignes transmises par les gestionnaires de réseau.

Ainsi, au niveau européen, les **enchères explicites** ont été sélectionnées pour l'allocation de capacités **sur plusieurs mois ou années** pour toutes les interconnexions de la France : Angleterre, Belgique, Allemagne, Italie, Suisse, Espagne.

Pour le **court terme**, le type d'enchère sélectionné dépend de l'interconnexion mais une préférence pour les **enchères implicites** semble émerger. Si les interconnexions avec la Suisse[11] passent par une **enchère explicite** pour les opérations journalières (nous ne détaillerons pas ici les opérations financières sur les lignes pour l'infra-journalier), la Belgique, le Luxembourg, les Pays-Bas, l'Allemagne, le Royaume-Uni, l'Espagne et tout récemment, l'Italie sont **couplés** à la France, et fonctionnent donc avec une **enchère implicite**[12].

Ces mécanismes de couplage, en mettant en commun les ressources, font converger les prix au sein des pays où ils sont mis en place.

Dans le mécanisme de couplage, les capacités disponibles sont souvent fixées à l'avance dans les deux sens de flux, ce qui peut être sous-optimal notamment dans le cas de lignes partagées par plusieurs utilisateurs. En Europe, ce système est appelé ATC pour « *Available Transfer Capacity* ».

Pour illustrer le problème sur une ligne partagée, imaginons une zone A connectée à deux zones, B et C, et reliée à elles par une seule ligne qui se divise en deux, comme le montre la figure 1.3. La capacité totale de la ligne est de 1000MW. Dans le cadre d'un système ATC, le gestionnaire de réseau fixera en avance les capacités utilisables, par exemple 500 MW sur chaque tronçon (de A vers B et de A vers C). Pourtant, en temps réel, la zone B peut être seule importatrice durant quelques heures, et une contrainte vis-à-vis de la consigne peut alors apparaitre, alors que de la capacité non utilisée était toujours disponible sur la ligne.

Basée sur ce constat, une autre méthode d'allocation de capacité, qui optimise l'utilisation du réseau au sein même du problème, a été développée. Nous l'illustrons également dans la figure 1.3. Elle porte le nom de « *Flow-Based* » [105] et va progressivement être mise en place en Europe. Les premiers pays concernés sont la France, l'Allemagne, la Belgique, les Pays-Bas et le Luxembourg.

11. Un mécanisme d'enchères pour les capacités journalières de la France vers la Suisse a été mis en place début 2012. Il concerne une capacité physique de 610 MW et est géré par le CASC (« *Capacity Allocation Service Company* »).

12. Un couplage a été mis en place d'abord entre les marchés français, belge, luxembourgeois et néerlandais, puis allemand le 9 novembre 2010. Le couplage a ensuite été étendu pour intégrer le Royaume-Uni et l'Espagne en 2014, puis l'Italie en 2015[1]. Cette région est également reliée aux pays Nordiques par l'ITVC (« *Interim Tight Volume Coupling* »). Quelques dates concernant le couplage de marchés sont fournies dans le tableau B.1 en annexe.

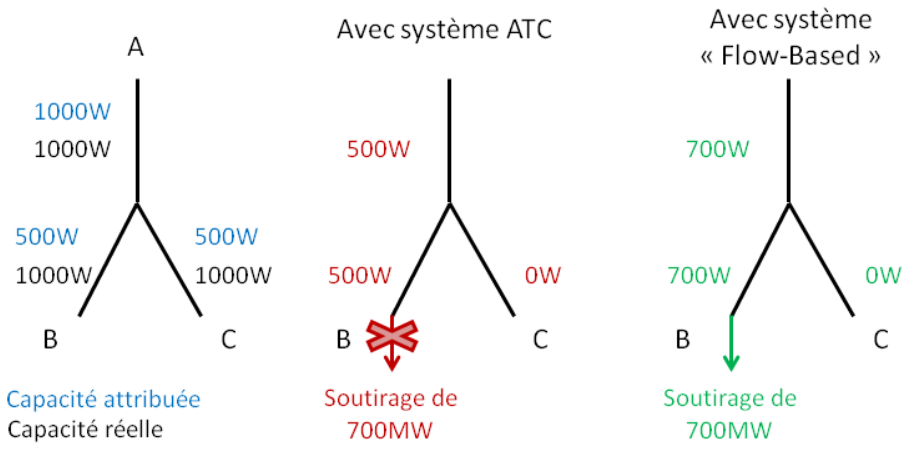



FIGURE 1.3 – Illustration des systèmes ATC et « *Flow-Based* »

(b) **Temps réel**

A une échéance plus proche du temps réel, si les échanges convenus créent une contrainte au niveau du réseau, les opérateurs de réseau ré-équilibrent les flux. « *This is the so-called counter-trading or re-dispatching function : it relies on increases and decreases of injections/withdrawals in order to restore grid feasibility. TSOs remunerate generators and consumers for these services and socialize these costs that are then charged back to agents connected to the grid* »[81].

Ce mécanisme correspond à la manière dont les congestions sont gérées en France, par l'appel à des moyens de production, par exemple sur le mécanisme d'ajustement, et dont les frais sont répercutés sur le « Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité » (TURPE)[37].

Si l'on se trouve dans un contexte plus intégré, le « *market splitting* » ou marché à prix zonal peut également être mis en place pour la gestion de lignes en temps réel. Il s'agit, lorsqu'une congestion apparait, de séparer le réseau électrique en zones de prix différents. Au sein de chaque zone, nous considérons que les échanges se font sans contraintes, comme si ces zones constituaient des « plaques de cuivre ».

Ainsi, du fait de la contrainte, le prix augmentera du côté importateur, et diminuera du côté exportateur, favorisant la résolution de la congestion, en attendant les investissements requis à plus long terme. La Grèce a par exemple adopté ce type de fonctionnement avec un marché séparé en deux zones[47].

Dans ce cas, le gestionnaire de réseau est rémunéré sur la base de la rente de congestion, c'est-à-dire la différence de prix entre les deux zones[13]. Ce système est celui qui a été adopté pour la composante « *Day-ahead* » du marché NordPool (Elspot).

13. Toutefois, cette rémunération pourrait ne pas être suffisante pour rémunérer les coûts des opérateurs de réseau car la rente de congestion ne correspondrait qu'à entre 20 et 30% des coûts de réseau [138]. De plus, le réseau est souvent surdimensionné pour se couvrir contre des aléas et répondre aux critères de fiabilité de sorte que les différences de prix entre zones qui justifieraient des investissements n'apparaitraient pas ou trop peu fréquemment pour qu'un investissement soit effectivement réalisé.

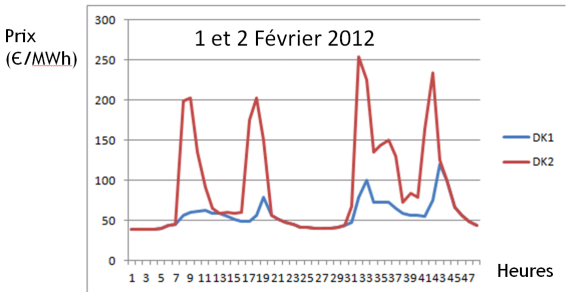



FIGURE 1.4 – Illustration de l'évolution des prix pour les deux zones du marché danois

La figure 1.4 nous montre les prix de marché pour les zones Ouest et Est du Danemark (marché Nord-Pool). On y observe deux types d'heures : celles où les prix convergent, et celles où les prix dans les deux zones sont différents, ce qui signifie qu'une congestion entre les deux zones est apparue sur les heures en question. Les prix plus hauts pour la zone DK-2 montrent qu'elle est importatrice et doit faire appel à des centrales plus onéreuses, tandis que la zone DK-1 peut encore faire appel à des centrales moins coûteuses.

(c) **Prix nodaux**

Si l'on se trouve dans un contexte tout à fait dérèglementé, la gestion des contraintes du réseau électrique peut également se faire en même temps que le « *market clearing* » à l'aide de prix nodaux, c'est-à-dire avec un prix pour chaque nœud du réseau. Il peut être vu comme une généralisation à tous les nœuds, et une anticipation avant le temps réel du « *market splitting* ». Notons qu'il correspond à une enchère implicite ce qui se justifie notamment pour une gestion proche du temps réel des opérations. Nous pouvons remarquer que l'utilisation conjointe des mécanismes de marché « *energy-only* » et de prix nodaux permet dans une certaine mesure de retrouver les fonctionnements des opérateurs historiques, co-optimisant les investissements pour les moyens de production et le réseau.

Nous rappelons ici que nous nous intéressons dans ce travail uniquement au marché de gros, et non au marché de détail, le but n'étant pas d'obtenir des prix différents en fonction des zones pour les consommateurs.

D'après [144], le travail réalisé dans [151] « *démontre qu'un appel efficace des centrales peut être obtenu grâce à un système de tarification nodale de l'énergie* ». D'après [81] « *With reference to European internal market discussions, the nodal system is the perfect implementation of the 'implicit auction' that is becoming a reference option in European Cross Border trade* ». C'est ce type de mécanisme qui est en place au sein du marché PJM aux Etats-Unis [132] et en Nouvelle-Zélande [115].

Nous illustrons ce mécanisme de marché à prix locaux avec la figure 1.5 sur un modèle simplifié à 2 nœuds.

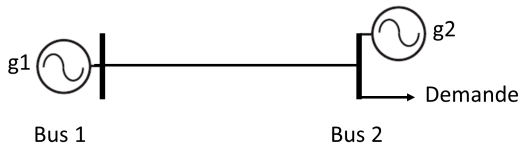



FIGURE 1.5 – Système à 2 nœuds pour l'illustration d'un marché à prix nodal

Ici, des injections sont possibles sur les deux nœuds, et un soutirage est appliqué sur le noeud numéro 2. Sans considérer le réseau, les moyens de production offrant les prix les plus bas seront appelés les premiers. La consommation sera prioritairement alimentée par le générateur le moins cher, ici celui du nœud 1 par exemple, et le prix de l'électricité sera le même sur les 2 nœuds tant que le premier générateur peut les alimenter. Si une congestion apparait sur la ligne, et que le générateur du nœud

2 est le deuxième moins cher, le prix[14] du nœud 2 sera celui demandé par le générateur du noeud 2. Le nœud 1 conserve son prix bas puisque les consommateurs potentiels connectés à ce nœud peuvent encore acheter sa production. On aura donc un prix supérieur du côté importateur (le nœud 2) à celui du côté exportateur (le nœud 1).

Il est toutefois à noter qu'une gestion par un mécanisme de prix nodal peut entrainer plus de volatilité dans les prix [89], rendant les potentiels investisseurs plus craintifs. De plus, ce système peut être difficile à gérer pour les voisins (non intégrés) qui chercheraient à prévoir les prix des différentes zones pour leurs transactions.

Pour contrer cette volatilité, des mécanismes de « *financial transmission rights* » ont été adoptés dans plusieurs marchés : aux Etats-Unis les marchés New England, New York, PJM, Midwest, Southeast, SPP, ERCOT, Northwest, Southwest, California [67] ; en Europe, les marchés nordiques, **couplés**, ont adopté des « *Contracts for Difference* ».

Le premier mécanisme permet de percevoir une rémunération proportionnelle à la rente de congestion. Pour le second mécanisme, elle est fonction de la différence entre le prix au moment de la contractualisation et celui en temps réel [102].

Ces produits sont purement financiers et ne correspondent pas à des flux physiques. Ils permettent de se couvrir contre le risque et d'avoir une vision à plus long terme sur le fonctionnement du réseau pour déterminer les investissements nécessaires.

Un autre risque lié à ce mécanisme de prix nodal est l'émergence d'un pouvoir de marché local, qui fausse les investissements dans le réseau [97], mais qu'on peut limiter par des « contrats régulés » [144, 169] comme des « *price cap* » ou « plafonds de prix » en français [51]. De plus, les contraintes de capacité des lignes prises en compte lors du « *market clearing* » sont encore souvent fixées de manière rigide (système ATC expliqué plus haut) alors qu'elles sont modifiées avec l'horizon de temps considéré (ainsi la capacité tolérée par la ligne pourrait être augmentée sur de faibles périodes de temps, par exemple pour contrer ce pouvoir local).

#### Défis présentés par l'intégration importante de production renouvelable

Les productions renouvelables comme l'éolien ou le photovoltaïque présentent des caractéristiques de production en rupture avec les mix énergétiques traditionnels. De ce fait, leur développement à une échelle importante, qui est déjà en marche comme nous le verrons dans la section 1.3, modifie la gestion des opérations menées sur le système électrique, à des échelles de temps allant du court à moyen et long terme. Ces transformations du point de vue physique du système se traduisent par une redéfinition de la place accordée au différents mécanismes de marché existants.

Nous allons d'abord évoquer les principaux types de transaction mises en jeu au niveau opérationnel, avant d'aborder les conséquences d'une importante pénétration renouvelable sur le marché et le mix énergétique à plus long terme.

#### Gestion opérationnelle des productions renouvelables par le marché

***Adaptation des marchés*** Les mécanismes de marché permettant de faciliter une gestion plus proche du temps réel pour le système électrique devraient se développer pour permettre l'intégration de volumes significatifs de production d'origine renouvelable. Ils pourraient ainsi compléter la gestion du système électrique réalisée avec les transactions sur les « *futures* » décrites dans les annexes de ce chapitre.

Tout d'abord, les mécanismes de marché « *spot* » comme le « *Day-ahead* » ou l'infra-journalier présentés dans la section 1.2 devraient se développer pour faciliter cette gestion au plus près du temps réel, afin d'intégrer les informations mises à jour comme les prévisions de production qui s'améliorent en s'approchant de l'horizon de prévision.

Ensuite, les mécanismes de régulation, également abordés dans la partie 1.2, que ce soit sous forme de marché en temps réel ou de mécanisme d'ajustement devraient également jouer un rôle important, avec de plus grands volumes appelés plus fréquemment.

14. Nous rappelons que le prix de marché correspond à la dépense à effectuer pour obtenir une unité d'énergie supplémentaire comme nous l'expliquons dans la partie B.1 des annexes.

Enfin, les mécanismes de gestion des contraintes réseau devraient peser davantage, du fait d'une redistribution des sites de production, et d'un profil de production différent, de sorte que les congestions devraient être plus fréquentes. De plus une gestion proche du temps réel, donc par des enchères implicites, devrait également être favorisée. Pour ces raisons, le développement des marchés à prix nodal pourrait être encouragé politiquement et économiquement à court ou moyen terme.

Dans ce cadre, les plateformes d'échanges pourraient constituer une architecture intéressante. Habituellement, on distingue en effet deux types de places de marché : les plateformes d'échanges et les bourses (« *pools* »). Ces deux types de mécanisme visent à mettre en concurrence les offres des générateurs et les demandes des consommateurs de manière transparente. L'objectif défendu est de prendre le pas sur les transactions bilatérales[15] (OTC ou « *over-the-counter contracts* »).

Au sein d'une plateforme d'échanges, les offres et demandes sont simplifiées du point de vue de l'opérateur de marché (ce qui implique une stratégie plus aboutie de la part des participants qui doivent agréger l'ensemble de leurs coûts). Pour les bourses, une description plus fine des opérations physiques est permise pour effectuer les transactions, ce qui se traduit par plus de complexité du point de vue de l'opérateur de marché. Nous décrivons les implications en termes de différences au niveau du problème mathématique posé, et qui sont liées à la sélection de ce design de marché, dans le chapitre trois.

En Europe, la participation aux plateformes d'échanges est le mécanisme de marché favorisé tandis qu'aux États-Unis, la préférence est donnée aux « *pools* »[16].

La mise en place de prix nodaux dans une structure de plateforme d'échange semble donc être un bon compromis entre gestion efficace des opérations dans un contexte de forte pénétration renouvelable, et complexité de calcul permettant de déterminer les transactions à des horizons proches du temps réel.

***Gestion des productions renouvelables*** En participant au marché de la même façon que les centrales traditionnelles, les productions renouvelables, au lieu d'être assimilées à de la demande négative de coût nul (ce qui revient à les considérer comme une charge n'obéissant pas aux signaux envoyés par le réseau), peuvent être considérées comme « dispatchables ». Ainsi elles permettent d'ajouter de la flexibilité à la gestion du système électrique. Utiliser l'énergie éolienne comme une source contrôlable permettrait alors d'améliorer la gestion du système en présence de sources de production « inflexibles »[17] [72].

### Conséquences à moyen et long terme d'une forte pénétration renouvelable

L'intégration importante de productions d'origine renouvelable met en cause le système énergétique optimal (c'est-à-dire permettant d'assurer une production suffisante à moindre coût, le coût de ces adaptations étant également le sujet de nombreux travaux) et corrélativement, les modèles de rémunération des centrales, qu'elles soient traditionnelles ou non.

Ainsi, que ce soit pour des motifs politiques intervenant sur les investissements et l'adaptation du système électrique à ces enjeux, ou simplement pour des motifs économiques liés à des changements au niveau de la rémunération des centrales, le mix énergétique devrait évoluer avec la part de production renouvelable. Les modèles basés sur les mix actuels sont donc susceptibles d'être rapidement inapplicables.

Hormis le développement et le soutien politique pour la mise en place de mécanismes favorisant la rémunération de centrales en fonction des besoin créés notamment par la forte pénétration renouvelable (mécanismes de capacité ou marché de services système abordés dans les annexes de ce chapitre), le facteur principal de modification de la rémunération des centrales devrait être la baisse des prix de marché, au moins jusqu'à un certain niveau.

En effet, la production éolienne étant souvent proposée à la vente à très bas prix du fait de son faible coût marginal[18], on peut envisager que les prix de marché diminueront [123, 110] à cause de l'effet du « *merit-order* »[19] qui implique que les moyens proposant les offres de prix les moins chères sont utilisés en priorité.

15. Il s'agit d'un type d'échange où les participants effectuent leurs transactions sans consultation extérieure, ni mise en concurrence entre plusieurs offres ou demandes.

16. « *the power pool model is currently implemented in most of the U.S. markets, most European regulators have followed the power exchange (PX) model* »[59].

17. Il s'agit des technologies qui ont des contraintes importantes en termes de temps d'allumage et d'extinction, et/ou de variabilité de la production.

18. Il s'agit du coût dépensé pour fournir une unité de plus. L'éolien utilisant une ressource gratuite, son coût marginal est souvent considéré comme nul.

19. Nous fournissons des explications sur ce principe dans la partie B.1 des annexes de ce chapitre.

Cet effet est illustré dans la figure 1.6 où l'on observe une corrélation entre les prix de l'électricité pour le marché APX et la vitesse du vent, indiquant que le prix de marché a tendance à diminuer lorsque la production éolienne augmente.

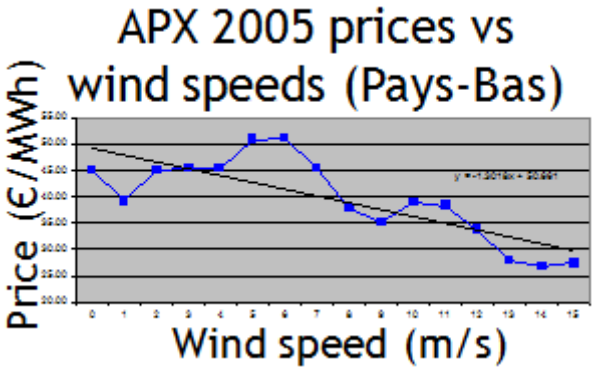



FIGURE 1.6 – Relation entre prix et vitesse du vent - Frank Hochmuth, NUON

Toutefois, cette diminution des prix de marché avec l'introduction de la production éolienne peut être mise en cause[26], et si elle existe, l'adaptation du système électrique, utilisant des centrales flexibles potentiellement plus onéreuses, pourrait limiter cet effet en faisant remonter les prix.

Par ailleurs, le volume de déviations introduites et provoquant des déséquilibres sur le système est susceptible d'augmenter avec la part de renouvelables dans le mix énergétique, si les efforts en termes de prévision et de mise à profit du foisonnement ne sont pas suffisants. De ce fait, les prix des mécanismes de régulation sont susceptibles d'augmenter.

Néanmoins, ces effets de l'introduction de grands volumes de production renouvelable sur les prix et les transactions menées sur le marché impliquent également de revoir la manière dont leur participation est modélisée. Ainsi, jusqu'à présent, les productions renouvelables comme l'éolien ont souvent été présentées comme « *price-takers* », c'est-à-dire que leurs volumes étaient si limités au regard des quantités globales échangées qu'ils ne suffisaient pas à impacter les prix[20]. Or, avec l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique, cette hypothèse peut être remise en question, d'abord sur les places de marché où les volumes échangés sont faibles, comme pour l'infra-journalier ou le mécanisme d'ajustement, puis pour le « *Day-ahead* ».

## 1.3 Rémunération des productions éoliennes

**Passage d'un régime de subventions à une participation directe sur le marché**

La rémunération des productions renouvelables et éoliennes, auxquelles nous nous intéressons dans le cadre de cette thèse, est de plus en plus largement sujette à un passage d'un régime de subventions[21], à une participation directe sur les marchés de l'électricité, tels que nous les avons décrits dans la section précédente.

Cette évolution est impulsée par des décisions politiques notamment motivées par la libéralisation de ce secteur économique, et justifiées par la maturité atteinte par cette filière, du fait de ces mêmes subventions[22].

Ainsi, les pays européens comme la France, avec la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTEC)[2], implémentent les directives européennes en supprimant les tarifs de rachat pour toute installation, (hors éolien pour la France), d'une puissance supérieure à 1 MW au 1er janvier 2016 et à 500 kW au 1er janvier 2017, au profit d'une introduction sur le marché de l'électricité avec un complément de rémunération sous forme de prime. Pour les plus petites installations d'énergies renouvelables, le système d'obligation d'achat est maintenu.

20. Cela revient à la définition d'acteur atomique dans le cadre d'un marché parfait.
21. Les différents types de subventions, leur mode de fixation, et les critiques émises vis-à-vis de ces dispositifs sont fournis en annexe de ce manuscrit.
22. Ces dernières avaient en effet pour but de développer ces filières en raison de différents enjeux : climatiques mais aussi énergétiques tels que les questions d'indépendance énergétique et de dépendance aux énergies fossiles non renouvelables[71].

Cette maturité atteinte par la filière se traduit par des coûts de production ayant suffisamment diminué, comme illustré par la figure 1.7 [27] pour atteindre la parité tarifaire à certains endroits [23].

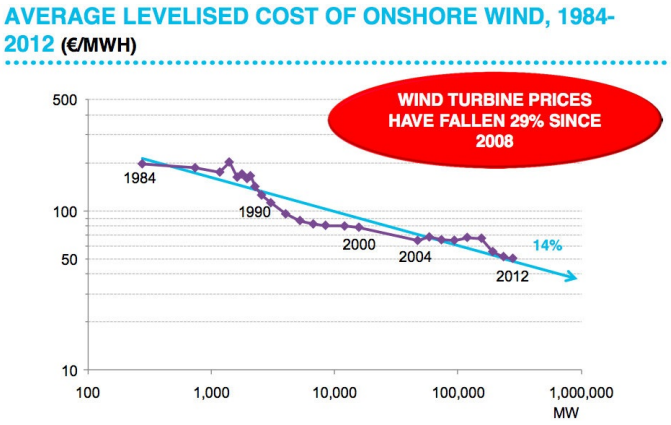



FIGURE 1.7 – Abaissement des coûts de production éoliens

C'est notamment le cas pour l'éolien vis-à-vis du charbon et du gaz en Allemagne, comme illustré dans la figure 1.8 [24], lorsqu'une taxe carbone est prise en compte et que cette production est comparée au charbon.

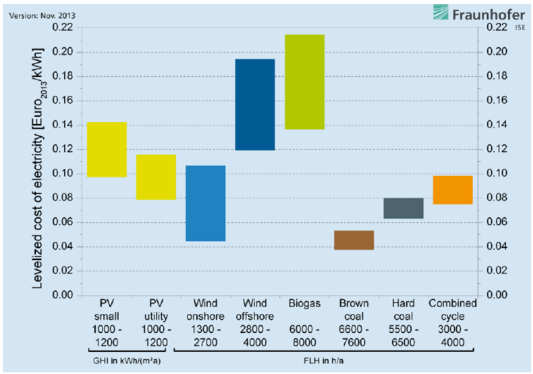



FIGURE 1.8 – Comparaison des coûts actualisés de différentes technologies de production d'électricité en 2013 en Allemagne. La valeur sous la technologie correspond pour le PV (Photovoltaïque) à l'irradiation horizontale globale (GHI), pour les autres technologies elle correspond au nombre d'heures de pleine charge (« Full Load hours » (FLH)) par an pour la centrale. Les divers investissements sont pris en compte avec une valeur minimale et maximale pour chaque technologie.

## Prise d'une responsabilité d'équilibre

Les directives européennes, dans la lignée des modifications des règles en matière d'aide d'Etat aux énergies renouvelables, a institué l'obligation de respect des contraintes d'équilibre d'offre-demande pour les productions renouvelables participant au marché, à compter du 1er janvier 2016 : « *From 2016, generators need to sell their electricity in the market and be subject to balancing responsibilities (an obligation on producers to compensate for short-term deviations from their previous delivery commitments)* » [23].

La manière dont se traduit cette responsabilité d'un point de vue financier peut varier selon le pays et le

23. La parité tarifaire consiste à disposer d'une technologie suffisamment mature et performante pour être capable de proposer des prix compétitifs vis-à-vis d'une autre technologie, sans subventions et sans vendre à perte.
24. Source : Fraunhofer Institute

type d'installation[25], et il existe encore des régimes d'exemption. Cependant, globalement, le mouvement vers la participation obligatoire des productions renouvelables à ce type de transactions semble être bien engagé.

#### Participation des productions éoliennes au marché et contribution à la sécurité du système

Avant de détailler dans quelles conditions la participation des productions éoliennes au marché de l'électricité serait la plus profitable, nous pouvons rappeler que la réglementation en matière de rémunération des productions renouvelables est fréquemment soumises à des bouleversements, et peut-être encore davantage que celle des marchés de l'électricité eux-mêmes. Comme celle-ci, le nombre d'acteurs en présence, les interdépendances et les différentes échelles de décision politique, encore plus marquées ici puisque des réglementations en matière d'aménagement du territoire interviennent également, et les chocs économiques ou réglementaires venus de la réglementation du marché de l'électricité interviennent directement sur ces questions de rémunération. De plus, la réglementation est différenciée selon la taille ou la technologie des installations, au delà de leur localisation.

#### Facteurs techniques pour une participation profitable au marché

Pour participer aux transactions menées sur les marchés de l'électricité de la même façon que les centrales traditionnelles, et apporter davantage de flexibilité et de fiabilité au système, les centrales éoliennes peuvent se doter de systèmes pour écrêter la production si nécessaire. Elles peuvent également se coupler à un dispositif de stockage de l'énergie ou être agrégées[87] pour limiter les erreurs, et donc les pénalités liées à leur responsabilité d'équilibre.

De plus, le développement de méthodes numériques ou bien l'investissement pour se doter de prévisions fiables (moyens physiques tels que capteurs ou logiciels) concernant la production éolienne court terme, est un facteur important pour une gestion sure et économique d'un système électrique à forte pénétration éolienne[140].

#### Transactions envisagées pour une participation profitable au marché

***Participation aux transactions « Day-ahead »*** La ressource éolienne pourrait fournir des services système (tels que décrits dans les annexes de ce manuscrit) comme de la réserve et ainsi contribuer à la fiabilité du système électrique[158, 70, 125, 166, 16].

Toutefois, nous nous intéressons en priorité à la participation au marché « *Day-ahead* » car nous jugeons ces transactions les plus intéressantes pour les producteurs éoliens.

En effet nous supposons qu'à cet horizon, les prévisions peuvent être d'assez bonne qualité pour que les erreurs éventuelles n'impliquent pas un montant trop important de pénalités. De plus, ce marché semble prendre une part de plus en plus importante, et c'est donc là où les plus gros volumes d'énergie sont susceptibles d'être échangés, parmi les transactions de court terme. En considérant que la production éolienne est amenée à devenir de plus en plus fiable, disponible et concurrentielle, il semble naturel de la considérer comme participant en priorité à ce type de transactions.

On peut retrouver des exemples de ce même type d'hypothèses sur le revenu dans [55, 173, 54, 149].

Notons qu'un certain nombre de travaux considèrent que la production renouvelable est plus susceptible de s'intégrer dans les marchés à des horizons encore plus court-terme[26], et notamment l'infra-journalier, voire le temps réel lorsqu'il existe, du fait de ses contraintes en termes de prévision qui restent conséquentes. Ainsi, pour le marché PJM (Etats-Unis), la plus grande partie de la production éolienne installée participe au marché temps réel[26]. Il est également tout à fait envisageable de participer aux deux types de transactions et de réaliser une optimisation pour répartir cette participation aux différents marchés.

***Participation aux transactions en temps réel*** Du fait du caractère obligatoire de la participation au mécanisme de régulation avec la participation au marché, nous choisissons d'intégrer ces transactions dans notre

25. Par exemple, des pénalités spécifiques sont appliquées au Danemark, ou en Belgique [164], lorsque les écarts dépassent des seuils fixés.

26. Nous décrivons ces transactions dans les annexes de ce chapitre.

analyse des facteurs impactant le revenu d'un producteur éolien. Nous pouvons remarquer que la participation au mécanisme d'ajustement, qu'il soit défavorable ou non, représente un volume d'échange susceptible de dépasser celui échangé sur le marché infra-journalier, comme l'illustre la figure 1.1.

Ceci implique que ces producteurs soient soumis, comme les productions classiques, à des pénalités lorsque les quantités injectées sur le réseau diffèrent de celles qui avaient été conclues en « *Day-ahead* ».

Or, de par leur production météo-dépendante, ces transactions sont susceptibles d'avoir un poids important dans la formation du revenu des productions éoliennes.

***Participation à un marché à prix nodal*** Dans le cadre de notre travail, nous considérons que c'est le système de marché à prix nodal qui est adopté. La question des horizons de temps considérés pour l'utilisation des prix nodaux se pose. En l'occurrence, nous considérons l'utilisation de ces prix pour deux échéances de temps : le « *Day-ahead* » et le marché en temps réel servant à la régulation.

De plus, l'hypothèse de prix nodaux s'adapte particulièrement à la description du réseau de transmission maillé sur lequel de grandes centrales éoliennes sont susceptibles d'être installées. Ainsi, notre travail s'applique bien à la production éolienne mais il pourrait également être utilisé pour de grandes fermes de production solaire. En revanche, l'analyse pour la production photovoltaïque intégrée au réseau de distribution serait plus ardue car, comme nous le verrons dans la suite, nous utilisons une hypothèse de « *DC Power Flow* » ou « approximation *Direct Current* »[27].

**Conséquences des changements réglementaires sur la rémunération des producteurs éoliens**

A terme, une participation complète, directe et sans subventions, au marché dans des conditions similaires aux productions traditionnelles, telle que nous l'envisageons, a deux conséquences : un revenu modifié qui passe d'un système de rémunération fixe par unité d'énergie, à un système où il dépend du prix de marché, ainsi que la prise de responsabilité en termes d'équilibre du système électrique.

Ainsi, dans ce cadre, dériver une règle pour estimer les bénéfices devient plus ardu.

Tout d'abord, dans ce contexte, le montant des ventes ne varie plus uniquement en fonction de la quantité produite mais aussi en fonction des prix de marché. Ainsi la rémunération perçue fluctue dans le temps, en fonction des heures de la journée s'il s'agit d'une participation au marché « *Day-ahead* » par exemple, mais aussi, dans le cas d'une participation à un marché à prix nodal [53, 149], en fonction des zones d'injection.

De plus, les bénéfices ne dépendent plus uniquement du montant des ventes, mais aussi du montant des pénalités versées pour les écarts introduits entre production vendue sur le marché et celle réellement injectée sur le réseau en temps réel. En conséquence, nous pouvons identifier un deuxième terme pour la constitution du revenu d'une centrale éolienne (terme qui peut être positif ou négatif).

Ceci peut impacter de manière importante la capacité des centrales à engendrer des bénéfices, car elles sont davantage soumises aux erreurs de prévision de production que les centrales classiques.

Selon les cas, cette pénalité peut être constituée du prix de marché en temps réel servant simplement à compenser la déviation introduite, ou être une véritable pénalité issue d'un mécanisme d'ajustement comme nous l'avons décrit dans la partie 1.2.

Cette pénalité est elle aussi susceptible de varier dans le temps en fonction du mécanisme utilisé pour la déterminer, voire de la zone considérée si un mécanisme à prix local est également utilisé pour les opérations de régulation.

La rémunération basée sur une participation au marché est illustrée avec la figure 1.9. Le bénéfice du producteur éolien est alors constitué de la différence entre produit des ventes (revenu) et pénalités, où le produit des ventes est le produit des productions vendues sur le marché « *Day-ahead* » et des prix de marché pour chaque pas de temps. Le montant de la pénalité correspond lui, au volume des déviations injectées multiplié par le prix de la régulation.

27. Cette prise en compte du réseau de distribution est toutefois souvent écartée dans la littérature comme c'est le cas dans [17] où :« *Le réseau de distribution n'est pas modélisé, et le coût de son éventuel renforcement n'est pas comptabilisé.* » *qui le justifie de la manière suivante :* « *La majorité de la production des mix modélisés étant directement injectée dans les postes sources, l'impact de cette hypothèse reste limitée* ».

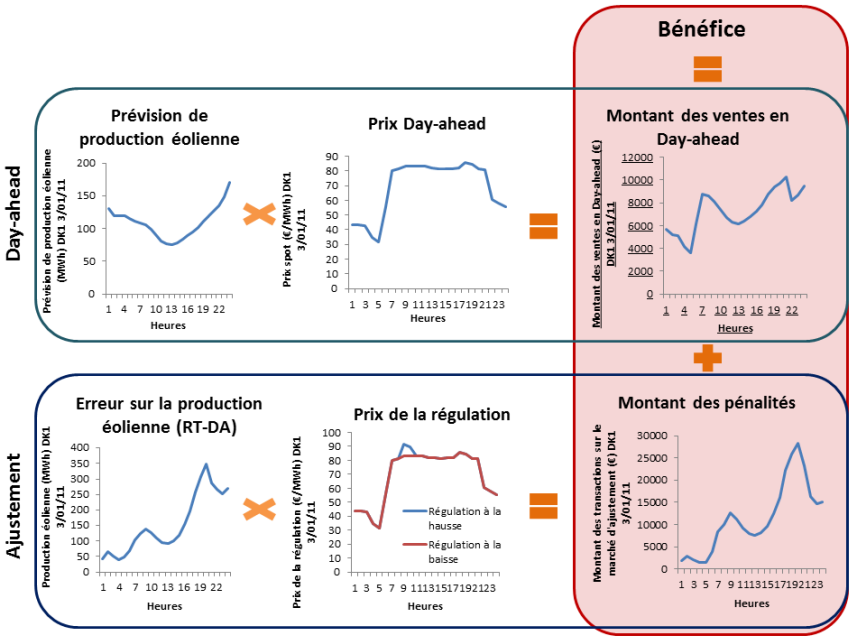



FIGURE 1.9 – Rémunération d'une centrale éolienne soumise à un régime de participation au marché

L'analyse de ces facteurs influençant la rémunération des producteurs éoliens est présente dans la littérature. Entre autres, l'analyse liée aux pénalités[28] pour les erreurs de prévision sur le mécanisme de régulation, de même que les stratégies pour la réduction de ces coûts, sont étudiées dans [60, 173, 114, 61, 122, 135, 113, 76] mais ne vont pas jusqu'à en tirer des conclusions pour l'investissement. C'est cette question que nous abordons à présent.

## Implications pour la question d'investissement pour les centrales éoliennes

Les décisions d'investissement dans une centrale de production dépendent des bénéfices attendus pour la vente des productions qui en seront issues.

Dans cette optique, il est compréhensible que pour un régime de rémunération basé sur un tarif de rachat, les bénéfices ne dépendant que de la fluctuation de la production. Ainsi, sans contraintes particulières, les producteurs injectent toute la production disponible pour maximiser leurs bénéfices. Dans ce cadre, les décisions d'installation s'appuient naturellement sur les potentiels de production des sites considérés, en favorisant des facteurs de charge[29] élevés. Il s'agit des études classiques d'« estimation de la ressource ».

Pour le moment, c'est ce critère qui prime le plus souvent lors de la prise de décision concernant le site d'implantation d'une nouvelle centrale éolienne.

Pourtant, comme nous l'avons vu, les producteurs éoliens vont être soumis à une responsabilité d'équilibre, impliquant des pénalités financières pour les écarts introduits entre production vendue, notamment sur le « *Day-ahead* » et les quantités injectées en temps réel. De ce fait, la prise en compte de ces pénalités, et plus largement la participation à un mécanisme de régulation et à un système de marché à prix nodal pourra avoir des conséquences sur la manière dont l'investissement est réalisé puisque sa localisation influe directement sur sa capacité à fournir de bonnes prévisions de production et à être compétitive selon le mix énergétique local.

Des travaux comme [53, 54, 55] explorent par exemple la question de l'investissement éolien dans un contexte de participation à un marché à prix nodal en tant qu'acteur « *price-maker* », mais ne prennent pas en compte les pénalités pour les écarts introduits entre production contractée et injectée en temps réel.

28. Il est à noter que nous ne tiendrons compte dans ce travail que des pénalités financières appliquées, mais dans certains pays européens, des mesures légales s'appliquent également. C'est le cas pour les pays scandinaves, le Royaume-Uni ou l'Irlande par exemple [88].

29. Le facteur de charge est le rapport entre la production réelle sur une période de temps donnée, et celle qui aurait été générée si l'éolienne fonctionnait à sa puissance nominale sur toute cette période.

Or, cette non-prise en compte implique une surestimation du revenu. De plus, certains sites d'implantation permettent d'obtenir de meilleures prévisions que d'autres, de sorte que cette caractéristique que nous appellerons « prédictibilité » dans la suite, pourrait jouer sur la décision d'implantation sur un site particulier. Il est à noter qu'un « *benchmarking* » réalisé par [74] a montré dans quelle mesure la prédictibilité est dépendante de la complexité du site considéré. Ainsi, plus le terrain est complexe, plus la prédictibilité est mauvaise. De plus, le travail réalisé dans [137] a également montré que la prédictibilité tend à diminuer quand la vitesse du vent augmente. Un compromis entre de bonnes prévisions et une production éolienne importante pourra donc être envisagé au moment de la décision d'implantation d'éoliennes pour maximiser le revenu.

Ainsi, une triple problématique liée à la localisation des installations apparait : il s'agit de trouver un compromis entre facteur de charge, prédictibilité, et situation en termes de compétition et de réseau local (par exemple, l'existence d'un réseau fréquemment congestionné).

## 1.4 Problématique, objectifs de la thèse, organisation du manuscrit et dissémination de ce travail de thèse

### Problématique et objectifs de la thèse

Les questions d'investissement dans des moyens de production d'électricité sont particulièrement pointues lorsqu'elles concernent les productions renouvelables variables comme l'éolien ou le solaire et représentent par conséquent un secteur de recherche neuf et stimulant.

Les raisons en sont au moins doubles : une complexité au niveau de la gestion de la production, et une complexité au niveau de la rémunération de ces productions.

En effet, ces productions sont fluctuantes, et non contrôlables au sens traditionnel du terme et leurs caractéristiques de production ne sont pas les mêmes que les centrales traditionnelles. Les techniques de prévision pour réduire les incertitudes qui entourent leur production progressent régulièrement et ces possibilités doivent être intégrées dans la manière d'effectuer les investissements, bien qu'une part d'incertitude irréductible soit toujours présente. Ces incertitudes ne sont pas de la même ampleur pour tous les investissements. En effet les sites de production, notamment pour l'éolien, montrent des dispositions plus ou moins élevées à fournir des prévisions de production fiables, comme nous l'abordons dans la partie 1.3. Cependant cette caractéristique est rarement traitée à part entière dans la littérature portant sur la question d'investissement pour ce type de productions, hormis dans [84].

De plus, ces productions étaient jusqu'à présent le plus souvent rémunérées à partir d'un système de subventions, qui garantissait un montant fixe par unité d'énergie injectée dans le système. A présent, c'est une participation directe au marché qui est favorisée, ce que nous examinons dans la partie 1.3. De part les caractéristiques de ces productions, et le type de transactions décrites dans la partie 1.2 et dans les annexes de cette thèse, nous considérons que cette participation s'effectuera sur le marché de gros, principalement pour les enchères « *Day-ahead* », et sur le mécanisme de régulation, comme nous l'avons identifié dans la partie 1.3. En effet, la qualité des prévisions à des horizons plus importants que la veille pour le lendemain est trop réduite, et les marchés infra-journaliers sont considérés comme trop peu développés. D'autre part, le régime législatif évolue et contraint les centrales de production renouvelable à adopter une responsabilité d'équilibre, ce qui se traduit par des pénalités pour les déviations introduites entre quantités vendues et injectées en temps réel. Ces pénalités reviennent à une participation au mécanisme de régulation en place pour le site considéré.

Dans ce cadre, **la question de déterminer comment mener un investissement, en termes de sélection d'un site et d'une capacité à installer et avant même cela, quels critères prendre en compte pour estimer le revenu potentiel d'une installation, se fait plus pressante**.

Le fait de considérer ces différents éléments pour examiner la rémunération des productions éoliennes dans la question d'investissement constituait un manque dans la littérature au moment où ce travail de thèse a été réalisé. A notre connaissance, il a été abordé pour la première fois dans [134].

En effet, jusqu'alors, la littérature s'intéressait le plus souvent à la participation des productions éoliennes au marché « *Day-ahead* » et à l'impact des pénalités sur leur revenu[60, 173, 114, 61, 122, 135, 113, 76]. Toutefois, dans ces travaux, seule la question de la rémunération et de la détermination des opérations qui maximisaient le revenu des producteurs éoliens était traitée, sans aller jusqu'à considérer les impacts sur l'investissement.

De plus, les prix sont souvent paramétrés dans ce type de travaux. Les résultats issus de ces méthodes sont alors difficilement généralisables puisque comme nous l'avons mentionné plus haut, le mix énergétique est susceptible d'évoluer, notamment du fait de la pénétration renouvelable importante, et d'autant plus que nous voulons considérer un horizon à moyen terme. Dans les travaux de [53, 54, 55], cette critique est prise en compte et les productions éoliennes sont considérées comme « *price-maker* », au sens où elles participent au marché en pouvant influencer les prix. Toutefois ces travaux ne prennent pas en compte l'impact des pénalités pour les déviations introduites en temps réel, et supposent une prévision parfaite. Il s'agit du même constat que celui dressé dans [134].

Par ailleurs, l'augmentation de la part de pénétration renouvelable pourrait augmenter les congestions des lignes du réseau électrique. Dans une perspective de gestion libéralisée du système électrique, ces problématiques pourraient favoriser le développement des systèmes de marchés à prix nodal que nous examinons dans la partie 1.2. Pour cette raison, nous considérons ce type de marché lorsque nous intégrons une paramétrisation du mix énergétique dans notre modèle de rémunération (contrairement à [134]). Dans ce cas, le fonctionnement utilisé sera celui d'une plateforme d'échanges qui, avec la prise en compte des contraintes du réseau, semble présenter un bon compromis entre description réaliste des opérations et complexité de traitement. De plus, c'est ce type de fonctionnement sous forme de plateforme d'échanges qui est favorisée en Europe, ce qui justifie encore - si cela était nécessaire - l'usage de cette description pour un travail de thèse européen. Nous présentions ces différents éléments dans la partie 1.2.

Dans [53, 54, 55], la question d'investissement dans des centrales éoliennes, est traitée dans ce cadre de marché à prix nodal.

Enfin, nous nous limitons à l'analyse de la question d'investissement pour les centrales éoliennes, notamment en raison de l'existence d'un caractère bien identifié de prédictibilité des sites pour les prévisions de production éolienne. De plus, la prise en compte d'hypothèses simplificatrices pour la modélisation du réseau, afin de traiter le problème identifié sans introduire davantage de complexité, au moins dans un premier temps, est plus appropriée pour des installations au niveau du réseau de transmission, où les centrales éoliennes sont davantage susceptibles de se raccorder que les centrales photovoltaïques.

**Pour répondre à cette problématique de savoir comment déterminer un investissement, en termes de sélection d'un site et d'une capacité à installer et avant même cela, quels critères prendre en compte pour estimer le revenu potentiel d'une installation, nous avons formulé un certain nombre d'objectifs** :

— Dans un premier temps, nous souhaitons déterminer si la participation au marché de l'électricité des productions éoliennes dans les mêmes conditions que les productions conventionnelles doit impliquer un changement dans la manière de réaliser des investissements. En l'occurrence, il s'agit d'analyser l'impact des caractéristiques de production éolienne dans la formation du revenu des producteurs éoliens pour en tirer les conséquences du point de vue de la sélection d'un site d'implantation.

  En effet, la prédictibilité, c'est-à-dire la capacité d'un site à fournir de bonnes prévisions de production pourrait devenir un nouveau critère de décision pour s'implanter sur un site particulier (s'ajoutant au facteur de charge traditionnellement utilisé, pratique issue du fait d'avoir une rémunération basée sur des tarifs de rachat).

  Nous souhaitons ensuite proposer et valider empiriquement un estimateur du revenu en fonction des caractéristiques du marché et de la production éolienne pour disposer d'un outil simple d'évaluation des bénéfices potentiels au moment de la décision d'implantation sur un site particulier.

  Cet estimateur sera également utile pour tirer des conclusions sur l'importance du facteur de charge comme critère de sélection d'un site d'implantation disposant de peu de données, donc pour lequel une analyse numérique détaillée (comme effectuée en début de chapitre deux) serait inenvisageable.

— Dans un second temps, nous souhaitons étendre l'analyse de la question de l'impact des caractéristiques de production éoliennes sur leur rémunération à la question de l'investissement, et pour un cas où les paramètres de marché puissent être modifiés, afin de prendre en compte des évolutions systémiques à plus long terme, comme celles du mix énergétique.

  Il s'agit donc de développer un modèle de résolution d'un problème d'optimisation de l'implantation de centrales éoliennes (capacité installée et localisation) qui prenne en compte les pénalités pour les

erreurs de prévisions (nous avons fait le choix d'utiliser un mécanisme de gestion des déséquilibres basé sur les prix en temps réel, dans un cadre de marché nodal) et qui réalise également l'optimisation de l'opérateur de marché pour une plateforme d'échange. Nous effectuerons une première analyse sur un cas simple à 24 nœuds issu de la littérature [157] pour valider son comportement.

— Nous chercherons ensuite à utiliser notre modèle d'optimisation sur un cas plus concret et utilisant des données réelles. Nous chercherons notamment à caractériser les systèmes énergétiques pour lesquels la prédictibilité devient intéressante comme critère de décision pour choisir un site d'implantation.

Au delà du facteur de charge et de la prédictibilité, nous avons identifié trois paramètres d'intérêt dont nous souhaitons analyser l'effet sur l'investissement : le coût de la régulation, à comparer au prix de marché « *Day-ahead* », la capacité disponible des lignes, et la corrélation entre les données de production des sites considérés.

**Organisation du manuscrit**

Pour répondre à ces objectifs, ce manuscrit est organisé de la manière suivante :

**Chapitre 2** Ce chapitre traite la question de l'influence des caractéristiques de production éoliennes sur le revenu de producteurs par le biais d'analyses statistiques. Il s'agit d'abord de déterminer si un critère de « prédictibilité » (qualité des prévisions permise par le site d'implantation considéré) pourrait s'ajouter à celui du facteur de charge dans une décision d'investissement, puis de fournir un estimateur simple du revenu pouvant être attendu par un producteur, et enfin d'utiliser cet estimateur pour être capable de tirer des conclusions sur l'importance du facteur de charge dans la décision d'investissement pour un site disposant d'encore peu de données.

**Chapitre 3** Ce chapitre introduit notre modèle d'optimisation de l'implantation de centrales éoliennes dans un contexte de marché à prix nodal, qui prend en compte les pénalités pour les erreurs de prévision. Notre modèle initial a la même forme que le modèle d'investissement avec collusion d'investisseurs pour des moyens de production stochastiques, pour le cas d'un marché inefficace et avec des erreurs de prévision de production décrit dans [134], mis à part l'aspect marché à prix nodal, mais notre méthode de résolution, elle, est différente. En effet, nous formulons un problème d'optimisation de type « *Mixed Integer Linear Programming* » (MILP) que nous résolvons à l'aide d'une décomposition de Benders, tandis que [134] obtient un problème non-linéaire, résolu avec une heuristique. Notre modèle s'appuie sur l'introduction d'un ratio fixant la capacité des lignes disponibles pour les échanges prévus sur le marché « *Day-ahead* », et la capacité disponible pour les opérations en temps réel.

**Chapitre 4** Ce chapitre utilise l'algorithme développé au chapitre trois pour déterminer si le paramétrage du système fait émerger des cas où la prédictibilité devient un facteur impactant la décision d'investissement. Nous nous intéressons aussi au rôle du coût de la régulation, de la capacité des lignes, et de la corrélation des données éoliennes. Le rôle du coût de la régulation (appelé « *flexibility cost* ») et de la prédictibilité[30] sont abordées dans [134], mais l'analyse de l'impact des congestions sur les lignes n'est pas prise en compte lorsqu'une ligne est modélisée entre les zones DK1 et DK2.

**Chapitre 5** Ce chapitre présente une synthèse des principaux éléments abordés dans chaque chapitre, et les contributions fournies dans ce travail de thèse. La question principale, nous le rappelons, étant l'impact de la prédictibilité, c'est-à-dire la capacité d'un site à fournir de bonnes prévisions de production éolienne, sur la question d'investissement. Nous abordons également les principales limites à ces travaux, du fait des hypothèses considérées, et dressons quelques perspectives à ce travail que nous jugeons intéressantes.

**Annexes** Cette partie fournit des compléments d'informations sur les différents chapitres mais également les articles de conférence qui ont été produits au cours de cette thèse.

30. « *it is to be stressed that power forecast errors have an important impact on the geographical location of the investimens, very particularly in the case of collusion.* » [134]

**Contributions**

Dans le cadre de cette thèse, nous avons participé à trois conférences internationales : EWEA[31] 2013 (en Février 2013 à Vienne) où nous avons présenté un poster et qui a donné lieu à un article de conférence ; EWEA 2014 (en Mars 2014 à Barcelone), où nous avons également présenté un poster et qui a donné lieu à un article de conférence et EEM14[32] (en Mai 2014 à Cracovie), qui a donné lieu à une présentation orale et la rédaction d'un article avec comité de lecture. Cet article est arrivé finaliste dans une compétition rassemblant les articles de doctorants et post-docs de la conférence (« Best Paper Award Ceremony »).

31. « *European Wind Energy Association* »
32. « *European Energy Market* »

# Chapitre 2

# Rôle des caractéristiques de production éolienne dans la formation de leur revenu

## 2.1 Introduction

**Contexte**

Comme nous l'avons vu au chapitre un, la rémunération des centrales de production d'électricité éolienne est en train de passer d'un régime de subventions, où un tarif de rachat fixe est garanti par unité d'énergie produite, à un système de participation directe sur le marché, pour entrer en concurrence avec les productions fossiles et fissiles. D'autre part, les producteurs renouvelables dont éoliens sont appelés à devenir des responsables d'équilibre comme leurs concurrents traditionnels dès 2016 en Europe.

Ainsi, dériver une règle pour estimer les bénéfices devient plus ardu car ceux-ci ne dépendent plus uniquement du montant des ventes, mais aussi du montant des pénalités[1] versées pour les écarts introduits entre la production vendue sur le marché et celle réellement injectée sur le réseau. De surcroît, chacun de ces termes est complexe, puisqu'il dépend à la fois de variables propres à la production éolienne, et au marché considéré.

Cette complexification du calcul du bénéfice a des conséquences à deux niveaux dans la prise de décision des producteurs éoliens, dont l'intérêt réside toujours dans la maximisation de leur revenu.

D'un point de vue opérationnel, un calcul du montant des pénalités et une stratégie minimisant leur coût doivent être élaborés. C'est l'objet des travaux [135, 76, 113].

D'un point de vue stratégique à moyen et long terme, le mode de décision pour déterminer les investissements pourrait également être modifié par cette transformation et complexification de la formation du revenu des producteurs éoliens. Les travaux cités précédemment portant sur les nouvelles stratégies de gestion opérationnelle des centrales n'ont pas été jusqu'à tirer des conclusions sur l'impact des pénalités dans le choix du site d'implantation au moment de l'investissement et cette question reste peu traitée dans la littérature.

**Problématique**

Les décisions d'implantation sont basées sur l'analyse des bénéfices attendus pour une installation sur un site particulier, analyse qui reposait jusqu'à présent principalement sur des calculs d'« estimation de la ressource ». Or, comme nous l'avons vu, l'introduction d'un terme de pénalité pourrait avoir des conséquences sur la capacité des centrales renouvelables à engendrer des bénéfices car elles sont davantage soumises aux erreurs de prévision de production que les centrales classiques.

De ce fait, nous voyons émerger deux types de caractéristiques pour les sites d'installation qui pourraient influencer la décision d'investissement dans ce nouveau contexte.

1. Dans la suite, nous utiliserons le terme de « pénalité » indifféremment du mécanisme de régulation considéré, qu'il s'agisse d'un prix de marché ou d'une « vraie » pénalité, c'est-à-dire appliquée en sus de la compensation pour l'appel à des services de régulation comme présenté dans le chapitre un, dans la mesure où il s'agira d'un coût potentiel supplémentaire pour le producteur considéré.

En premier lieu, le **facteur de charge**, caractéristique prégnante comme critère d'investissement dans les analyses d'« estimation de la ressource », et qui traduit le volume de production pouvant être attendu pour le site considéré.

En deuxième lieu, la **prédictibilité**, caractérisant la fiabilité des prévisions de production pour le site concerné. En effet, dans un contexte où les écarts entre production prévue et injectée, en grande partie dûs aux erreurs de prévisions de production dans le cas de l'éolien, seront pénalisés financièrement, il devient intéressant de pouvoir qualifier la capacité d'un site à fournir de bonnes prévisions.

Déterminer si ces facteurs influencent la stratégie d'investissement optimale (c'est-à-dire celle permettant de maximiser les bénéfices), et quel poids leur accorder dans la prise de décision est une question encore plus intéressante si l'on tient compte du fait que les sites les plus venteux peuvent commencer à être saturés en termes d'installations [121, 160]. Ainsi, **un compromis entre les deux facteurs pourrait-t-il devenir avantageux afin d'améliorer le revenu des producteurs éoliens lorsqu'ils participent directement au marché de l'électricité** ?

En première approche, pour tenter de qualifier le lien entre le revenu et ces caractéristiques des sites d'installation, une régression peut être effectuée. En effet, elle permet d'obtenir une relation simple entre les données mises en jeu, et d'être en mesure de quantifier leur intrication.

La méthode adoptée dans [84] est basée sur cette approche, où le revenu que percevraient plus de 200 centrales éoliennes danoises en participant directement au marché est simulé.

Les résultats de ce travail montrent que **la prédictibilité n'explique (lorsqu'elle est prise en compte indépendamment du facteur de charge) qu'une fraction négligeable du revenu, tandis qu'une relation linéaire peut être trouvée entre ce revenu et le facteur de charge des centrales prises en compte, car ce dernier explique plus de** $99\%$ **du revenu pour le marché étudié**.

**Ces résultats impliquent au moins deux questions. D'une part, sont-ils généralisables ?** En effet ce travail n'est effectué que pour un seul marché, de sorte que ces conclusions pourraient ne pas être vérifiées pour d'autres cas où les paramètres mis en jeu seraient différents. Par exemple, un autre régime de pénalités ou un autre mix énergétique pourrait jouer sur la sévérité et la variabilité de ces pénalités, impliquant un rôle plus ou moins fort de la prédictibilité dans la décision d'investissement.

Dans la mesure où le volume global des pénalités doit couvrir les dépenses liées au rééquilibrage, le coût global à assumer pour ces écarts, qui est ensuite réparti entre les acteurs, varie effectivement selon au moins deux facteurs :

— Tout d'abord, le volume d'erreur du producteur considéré vis-à-vis du volume total du déséquilibre, puisque c'est ce dernier qui doit être compensé au prorata de l'erreur introduite par le participant. Si le foisonnement[2] limite le volume total d'écart, le volume d'énergie à acheter pour compenser les erreurs peut donc être bien plus faible que la somme des erreurs en valeur absolue. Le prix atteint pour compenser ces erreurs sera alors moindre que dans un cas sans foisonnement, et le montant de la pénalité, donc le coût pour les écarts, également.

— Ensuite, le coût des centrales appelées pour réaliser cet équilibrage, joue sur le rapport entre pénalité et prix de marché, et peut être favorable ou non. Si des flexibilités peu coûteuses, que ce soit des centrales de production, des moyens de stockage ou des interconnexions sont disponibles, alors la pénalité sera moins importante. Bien sûr, ce rapport peut évoluer avec le système énergétique considéré, selon son niveau d'adaptation au profil des erreurs[3].

**D'autre part, ces conclusions pourraient-elles être obtenues de manière simplifiée, sans effectuer un calcul détaillé** utilisant des données historiques ou simulées, sans pour autant porter atteinte à la validité des résultats ? En effet, que ce soit par gain de temps, pour permettre une mise en œuvre sur un grand nombre de cas, ou pour compenser un déficit de données pour un site particulier, il serait intéressant d'obtenir une méthode plus accessible pour arriver à ce type de conclusions. **Un facteur de charge moyen et une prédictibilité moyenne pouvant être définis, ces estimateurs pourraient-ils être utilisés directement pour arriver à nos fins ?**

Dans l'éventualité d'une réponse positive, il serait alors possible de définir un outil simple pour déterminer quel poids accorder à chacun des critères lors d'une décision d'investissement particulière, outil qui n'existe à notre connaissance pas dans la littérature.

2. Dans ce travail, cet effet est limité car nous considérons une zone géographique limitée et nous ne formons pas de « *clusters* » comme c'est le cas dans [84]. Ainsi, le foisonnement pourrait être bien plus important en considérant des centrales réparties sur un territoire national plus important, voire par exemple le territoire européen.

3. Il s'agit principalement de la puissance manquante et de la durée et périodicité des erreurs.

**Contribution**

Dans ce chapitre, nous proposons d'apporter des éléments de réponse à cette problématique sous la forme de trois principales contributions.

Dans un premier temps, nous commençons par utiliser la méthode fournie dans [84], en l'adaptant à des marchés différents, notamment au niveau de leur structure en ce qui concerne le régime de pénalités. Rappelons que l'objectif est ainsi d'estimer l'importance du paramètre de prédictibilité vis-à-vis du facteur de charge pour la rentabilité d'un investissement et d'analyser si les résultats obtenus dans [84] peuvent être généralisés. Là aussi, nous calculons le revenu que percevraient des fermes éoliennes réelles en participant au marché de l'électricité de manière classique, puis nous analysons la corrélation entre ce revenu et les critères de facteur de charge et de prédictibilité des sites considérés. Nous souhaitons ainsi effectuer une analyse de sensibilité [45] du revenu vis-à-vis de ces deux facteurs.

Dans un second temps, nous proposons une méthodologie simplifiée permettant d'obtenir le même type de conclusion que pour la première partie, c'est-à-dire qualifiant l'impact des caractéristiques des sites d'implantation que sont le facteur de charge moyen et la prédictibilité sur le revenu des producteurs et leur décision d'investissement. Pour ce faire, nous présentons une règle d'estimation des bénéfices, en utilisant des caractéristiques génériques de marché et de production éolienne.

Enfin dans un troisième temps, nous souhaitons valider la méthodologie simplifiée proposée en seconde partie de ce chapitre, en la comparant aux résultats obtenus en utilisant des données détaillées dans la première partie de ce chapitre (c'est-à-dire selon le même type de méthode que celle utilisée dans [84]).

## 2.2 Méthodologie, hypothèses et formulation du modèle utilisé

**Méthodologie**

Nous commençons par définir comment mesurer le facteur de charge et la prédictibilité d'un site particulier, avant de proposer un modèle pour la formulation du revenu, qui sert de base aux travaux réalisés dans ce chapitre.

Ensuite, nous utilisons d'une part cette formule pour simuler le revenu de centrales éoliennes, dans le cas où elles participeraient aux marchés de l'électricité de NordPool, OMEL et PJM. Ce calcul sert ensuite à effectuer une régression numérique sur le revenu, pour en tirer des conclusions sur le rôle des paramètres de facteur de charge et de prédictibilité, dans l'esprit de [84]. D'autre part, cette formule pour le calcul du revenu est également utilisée pour obtenir un estimateur du revenu, basé sur le facteur de charge moyen et la prédictibilité moyenne dans le temps. Nous effectuons un calcul analytique pour faire ressortir ces termes dans la formule pour le revenu des producteurs éoliens.

Enfin nous proposons un calcul à partir de cet estimateur du revenu, afin de comparer les résultats qualifiant l'importance du facteur de charge sur le revenu obtenu (et donc le poids à accorder à ce critère dans la décision d'investissement), et ceux issus d'une analyse numérique effectuée dans la première partie du chapitre. L'objectif est de valider cet estimateur du revenu.

Pour ces travaux, nous nous appuyons sur des données éoliennes et de marché. Les données de marché utilisées sont des données historiques réelles et correspondent à des prix de marché « *Day-ahead* » et des coûts pour le règlement des écarts entre production vendue et injectée en temps réel. Les données éoliennes utilisées concernent le Danemark et la France et sont constituées de données de production et de prévision. Les données de production danoises sont historiques tandis que l'ensemble des autres données éoliennes ont été simulées. Davantage de détails sur ces données sont fournies dans les parties concernées. Ces données éoliennes nous permettent de déterminer les facteurs de charge moyen des différentes centrales et les indicateurs pour leur prédictibilité, comme nous le précisons dans la suite.

**Hypothèses**

Nous nous intéressons dans ce travail à une analyse statistique du lien entre le revenu d'un producteur renouvelable et les caractéristiques des sites d'implantation que sont le facteur de charge moyen et la prédictibilité. De ce fait, elle repose sur des données historiques réelles ou simulées, et ses conclusions sont limitées aux cas où le système étudié sera jugé suffisamment proche de celui de l'étude.

Nous excluons d'autres problématiques impactant également la question d'investissement, comme celles de la diminution de la variabilité grâce à l'agrégation de la production [87] ou de la diminution de la puis-

sance entrainée par les coupures des centrales pour les grandes vitesses de vent [108], et nous ne considérons pas ici les gains pouvant être apportés par les éoliennes nouvelle génération permettant d'obtenir un meilleur facteur de charge [17] [4].

Nous présentons à présent les principales hypothèses adoptées dans le travail réalisé pour ce chapitre.

1. **Pas d'autres sources de revenu que la participation au marché « *Day-ahead* » et au mécanisme de régulation**.
2. **Priorité d'accès au réseau**.
3. **Pas de stockage**.
4. **Pas de couverture face au risque** (« *hedging* »).
5. **Pas de bridage** (« *curtailement* »).
6. **Conservation dans le futur des données éoliennes et de marché**.

Examinons à présent plus en détail ces hypothèses.

**(Hyp 1)** Nous supposons que **le revenu ne proviendra que de la participation au marché « *Day-ahead* » et au mécanisme d'équilibrage** mis en place. Selon le système, il s'agira donc d'un marché en temps réel ou d'un mécanisme d'ajustement. Nous ne prenons pas en compte de termes de coût ou de rétribution supplémentaires comme c'est le cas dans [49]. En conséquence, le revenu des producteurs n'est composé que de deux termes, comme c'est le cas dans [122] et ils ne bénéficient d'aucun régime spécial affectant leur rémunération.

**(Hyp 2)** Nous considérons que cette production dispose d'une **priorité sur l'accès au réseau**, que ce soit en raison d'un coût marginal faible voire nul, ou d'une priorité d'accès au réseau réglementée.

**(Hyp 3)** Nous supposons que le producteur ne dispose d'**aucun moyen de stockage**, de sorte que toute production non injectée est perdue.

**(Hyp 4)** Nous ne considérons **pas de stratégie de « *hedging* »**, c'est-à-dire de mécanismes pour se couvrir contre le risque [5], c'est-à-dire ici, celui d'introduire une déviation entre la production contractualisée et celle injectée en temps réel.

**(Hyp 5)** Nous supposons que le producteur ne dispose **pas de gestion opérationnelle suffisamment avancée pour permettre de couper la production sur certaines heures**.

Les **hypothèses 2, 3, 4 et 5** permettent de fixer un cadre au sein duquel nous pouvons assimiler les productions disponibles en temps réel à celles injectées sur le réseau, et les prévisions de production la veille pour le lendemain à celles qui sont vendues sur le marché.

**(Hyp 6)** Dans ce travail, nous supposons que les **prix de marché, les pénalités, ainsi que les données éoliennes** (prévisions la veille pour le lendemain et potentiel de production disponible en temps réel) **sont conservés dans le futur** et peuvent servir pour l'estimation du revenu de centrales participant au marché. Nous utilisons donc des données actuelles pour une analyse dans le futur, sans les modifier.

Cette hypothèse implique de considérer que le mix énergétique n'évolue pas, et que la participation des productions éoliennes au marché de l'électricité n'ait pas d'influence sur les prix « *spot* » (elles sont donc considérés comme « *price-taker* »), ou les prix en temps réel ou d'ajustement, afin que les données utilisées restent représentatives pour la période envisagée.

### Mesure du facteur de charge et de la prédictibilité

#### Facteur de charge

Le calcul du facteur de charge moyen d'un site particulier s'effectue en ramenant la production totale sur la période considérée au volume qui aurait été produit en faisant fonctionner la centrale à sa puissance

4. « Ces turbines, à pales plus grandes pour une puissance de génératrice donnée, offrent une production accrue à des vitesses de vent plus faibles. En contrepartie, la vitesse de vent maximale autorisant leur fonctionnement se trouve elle aussi réduite. Cette nouvelle technologie de turbines doit permettre d'accroître le potentiel de production des sites les moins ventés et ainsi, permettre de rendre exploitables des sites considérés aujourd'hui comme non rentables. »

5. Ces stratégies pourraient correspondre à une agrégation des productions comme dans [84, 139, 80], ou à des stratégies classiques de gestion de production des centrales [76].

nominale durant toute cette période.

### Prédictibilité

Pour qualifier le critère de prédictibilité, nous souhaitons mesurer le volume d'erreur obtenu entre les prévisions et les observations, qu'elles soient à la hausse (sous-estimation de la production en temps réel) ou à la baisse (sur-estimations de la production en temps réel).

Pour l'évaluer nous utilisons notamment l'erreur absolue moyenne normalisée (« *Normalized Mean Absolute Error* »), notée « NMAE » dans la suite.

Ce facteur est utilisé comme mesure de la prédictibilité d'un site car il donne la moyenne temporelle des erreurs (en valeur absolue) normalisées par rapport à la puissance nominale de l'installation considérée.

Chaque jour, le participant vend ses offres à l'instant t pour la période $[t + h_1 : t + H]$. Ainsi on obtient que la « NMAE » pour une ferme éolienne $X$, pour une période de $T$ jours vaut :

$$NMAE_X = \frac{1}{T}\frac{1}{24}\sum_{t=1}^{T}\sum_{h=h_1}^{H}\frac{\left|\left(P_X^{t+h} - \widehat{P}_X^{t+h|t}\right)\right|}{P_X^{nom}} \times 100 \tag{2.1}$$

où $P_X^{nom}$ est la puissance nominale d'une ferme éolienne X dans l'ensemble des fermes éoliennes, $P_X^{t+h}$ est la production injectée à l'horizon $h$ et $\widehat{P}_X^{t+h|t}$ est la prévision de production à l'horizon $h$ au temps $t$.

D'autres critères pour quantifier la prédictibilité comme l'erreur quadratique moyenne ou des mesures de l'erreur asymétrique[6] ont été envisagées et testées dans [84] mais ils ne modifiaient pas significativement les résultats et la qualité de l'estimation, de sorte que le critère de « NMAE » a été conservé. Dans la partie 2.4, nous ne considérerons pas la moyenne de la valeur absolue de l'erreur, mais nous séparerons les moyennes des écarts à la hausse et à la baisse.

### Formation du revenu

### Première formulation du revenu

Le premier terme du revenu des producteurs correspond au produit des ventes sur le marché « *Day-ahead* », obtenu grâce au volume d'énergie vendu multiplié par le prix de marché (prix « *spot* »).

Avec les hypothèses adoptées précédemment, ce volume vendu sera assimilé aux prévisions de production pour les mêmes pas de temps.

Le deuxième terme correspond au coût pour les écarts, qui peut être positif ou négatif, et qui est déterminé par le volume d'erreur introduit entre le niveau vendu sur le marché « *Day-ahead* » et celui injecté en temps réel, et le prix de la régulation, à la hausse ou à la baisse selon le cas.

Avec les hypothèses adoptées précédemment, les écarts constatés seront assimilés à ceux obtenus entre les prévisions de production et les niveaux disponibles en temps réel, c'est-à-dire les erreurs de prévision.

Nous obtenons la formulation suivante :

$$Revenu = f^1\left(\lambda_{DA}^t, P_{DA}^t\right) + f^2(e, \lambda_{RT}^{t+}, \lambda_{RT}^{t-}) \tag{2.2}$$

où
$\lambda_{DA}^t$ est le prix « *spot* » pour chaque pas de temps $t$ (il s'agit du prix « *Day-ahead* » dans le cas qui nous intéresse),
$P_{DA}^t$ est l'énergie vendue en « *Day-ahead* » pour chaque pas de temps $t$,
$P_{RT}^t$ est l'énergie injectée en temps réel pour chaque pas de temps $t$,
$e^t = P_{RT}^t - P_{DA}^t$ est l'écart entre le volume d'énergie délivrée et vendue pour chaque pas de temps $t$. Un écart positif (noté $e^{t+}$) signifie que la production en temps réel est supérieure au niveau de production qui a été vendu en « *Day-ahead* » et un écart négatif (noté $e^{t-}$) signifie qu'il y a une sous-production,
$\lambda_{RT}^{t+}$ est le prix pour des écarts positifs pour chaque pas de temps $t$,
$\lambda_{RT}^{t-}$ est le prix pour des écarts négatifs pour chaque pas de temps $t$, et nous avons :

$$f^1\left(\lambda_{DA}^t, P_{DA}^t\right) = \lambda_{DA}^t \times P_{DA}^t \tag{2.3}$$

6. Il s'agit par exemple de fonction de « *Pinball loss* »[155, 91].

$$f^2\left(e^t, \lambda_{RT}^{t+}, \lambda_{RT}^{t-}\right) = e^{t+} \times \lambda_{RT}^{t+} + e^{t-} \times \lambda_{RT}^{t-} \tag{2.4}$$

avec

$$e^t = e^{t+} - e^{t-} \tag{2.5}$$

et

$$e^{t+} \times e^{t-} = 0 \tag{2.6}$$

car l'écart est soit positif soit négatif pour chaque pas de temps $t$. Cette formulation pour le revenu provient du modèle utilisé dans [135].

**Modèle pour la formulation du revenu**

A partir de la formulation donnée auparavant, nous sommes capables de déterminer le revenu moyen d'un participant qui vend sa production sur une période de $T$ heures :

$$Revenu = \frac{1}{T}[\sum_{t=1}^{T} \lambda_{DA}^{t} P_{DA}^{t} + \sum_{t=1}^{T} \lambda_{RT}^{t+} e^{t+} + \sum_{t=1}^{T} \lambda_{RT}^{t-} e^{t-}] \tag{2.7}$$

Les hypothèses d'absence de stockage et de stratégies de « *hedging* » permettent de supposer que l'ensemble de la production prévue par le producteur est proposée à la vente en « *Day-ahead* », car il ne se limite pas pour éviter un risque en temps réel, ou pour proposer davantage de production à des heures plus intéressantes. Ensuite, l'hypothèse de priorité d'accès au réseau, permet de supposer que l'ensemble de la production proposée est effectivement vendue.

Grâce à ces hypothèses, $\overline{P_{DA}}$, la production moyenne vendue en « *Day-ahead* » peut être assimilée au facteur de charge moyen non normalisé.

$$\overline{P_{DA}} = CF_{DA} \times X \tag{2.8}$$

où $X$ est la capacité installée.

Les hypothèses d'absence de « *curtailement* » et de priorité d'accès au réseau impliquent qu'en temps réel, toute la production disponible est injectée. Par conséquent, les écarts finaux entre énergie vendue et livrée correspondent à des erreurs de prévision de production, dues à des aléas météorologiques ou des pannes par exemple.

La moyenne des erreurs étant liée à la prédictibilité du site considéré, on peut assimiler la « NMAE » non normalisée à la moyenne des erreurs en valeur absolue comme on le retrouve dans (2.11).

Nous écrivons en effet :

$$\overline{e^+} = NME^+ \times X \tag{2.9}$$

et

$$\overline{e^-} = NME^- \times X \tag{2.10}$$

où $NME^+$ est la moyenne normalisée des erreurs à la hausse et $NME^-$ est la moyenne normalisée des erreurs à la baisse d'où

$$\overline{e^+} - \overline{e^-} = \overline{e} = NMAE \times X = (NME^+ - NME^-) \times X \tag{2.11}$$

## 2.3 Rôle de la prédictibilité dans la décision d'investissement comparativement au facteur de charge

A présent, nous utilisons le modèle pour la formulation du revenu (2.7) défini précédemment pour simuler le revenu que percevraient des centrales éoliennes danoises en participant à des marchés de l'électricité réels : NordPool (pays nordiques), OMEL (Espagne) et PJM (États-Unis). Ensuite, une régression linéaire en fonction du facteur de charge des centrales est effectué, et une seconde régression analyse le rôle de la « NMAE ». L'objectif, rappelons-le, est de généraliser les résultats obtenus dans [84]. Dans la suite, nous commençons par présenter le cas d'étude utilisé, puis nous analysons le lien entre facteur de charge et prédictibilité avant de nous pencher sur la simulation du revenu et le rôle des caractéristiques du site d'implantation.

### 2.3.1 Description du cas d'étude utilisé

Comme nous allons le voir, les périodes couvertes par les données de marché et les données éoliennes ne coïncident pas, ce qui écarte la conservation des corrélations potentielles entre les deux types de données. Toutefois, les zones couvertes étant très distinctes pour OMEL et PJM, cette corrélation devrait être inexistante.

**Données de marché**

Les données de prix utilisées pour cette analyse sont les prix « *spot* » historiques et les pénalités des marchés NordPool, OMEL et PJM. Ils correspondent aux périodes reportées dans le tableau 2.1.

| Marché | Période des données utilisées |
|---|---|
| NordPool | 30/04/07-25/4/11 |
| OMEL | 31/5/06-28/2/2011 |
| PJM | 1/1/5-31/12/11 |

TABLE 2.1 – Périodes couvertes par les données de marché utilisées

Au sein de PJM, l'analyse est réalisée pour chacun des 98 nœuds identifiés lors de la récupération de données.

La manière dont les prix pour les écarts positifs et négatifs ($\lambda_{RT}^{+}$ et $\lambda_{RT}^{-}$) sont fixés dépend du mécanisme utilisé au sein du marché considéré. Des détails sur les mécanismes de gestion des déséquilibres et le paiement des pénalités sont fournis dans [161]. Le tableau 2.2 récapitule le régime des pénalités selon le sens de l'écart du producteur vis-à-vis du déséquilibre du système pour les marchés NordPool, PJM et OMEL.

| **Système** | **Coût d'un écart négatif** ($\lambda_{RT}^{-}$) | **Coût d'un écart positif** ($\lambda_{RT}^{+}$) |
|---|---|---|
| **NordPool** | | |
| Régulation à la hausse | Coût régulation | $\lambda_{DA}$ |
| Régulation à la baisse | $\lambda_{DA}$ | Coût régulation |
| **PJM** | | |
| Régulation à la hausse | $\lambda_{RT}^{n}$ | $\lambda_{RT}^{n}$ |
| Régulation à la baisse | $\lambda_{RT}^{n}$ | $\lambda_{RT}^{n}$ |
| **OMEL** | | |
| Régulation à la hausse | $\lambda_{DA} + [(e_p.(\lambda_{RT}^{+} - \lambda_{DA}))/(\sum_{i\in\Psi^p} e_i^{-})]$ | $\lambda_{DA}$ |
| Régulation à la baisse | $\lambda_{DA}$ | $\lambda_{DA} + [(e_p.(\lambda_{RT}^{-} - \lambda_{DA}))/(\sum_{i\in\Psi^p} e_i^{+})]$ |

TABLE 2.2 – Formation des pénalités pour les marchés considérés

où $\lambda_{DA}$ est le prix « *spot* »,
$\lambda_{RT}^{n}$ est le prix nodal en temps réel pour le noeud $n$,
$e_p$ correspond au volume des écarts sur le périmètre $p$,
$\sum_{i\in\Psi^p} e_i^{-}$ est le volume des écarts négatifs pour toutes les unités du périmètre $p$,
$\sum_{i\in\Psi^p} e_i^{+}$ est le volume des écarts positifs pour toutes les unités du périmètre $p$,
$\lambda_{RT}^{+} = max(\lambda_{DA}, MRH)$ où $MRH$ est la moyenne du coût de la régulation à la hausse,
$\lambda_{RT}^{-} = min(\lambda_{DA}, MRB)$ où $MRB$ est la moyenne du coût de la régulation à la baisse.

PJM utilise un marché en temps réel pour gérer les ajustements et fonctionne avec des prix nodaux. Les deux autres places de marchés s'appuient sur un mécanisme d'ajustement et des paramètres fixes ou bien des prix de marché « *Day-ahead* » pour fixer les pénalités utilisées.

Nous considérons pour tous les marchés que l'horizon de prévision pour le calcul de la « NMAE » est de 13h ($h_1 = 13, H = 36$). Il sert à prendre en compte le fait que les opérations de marché sont fixées à midi, la veille pour le lendemain.

**Données éoliennes** Dans cette partie du chapitre, nous nous basons sur des données éoliennes pour la zone du Danemark de l'Ouest.

Cette zone est caractérisée par de forts potentiels éoliens et des reliefs assez plats. Elle dispose de nombreuses centrales éoliennes dont les données remontent à plusieurs années, permettant d'obtenir des résultats significatifs.

(a) **Sélection et paramétrage des données**

Comme l'explique [84], les données collectées ont été regroupées en fonction du poste de transformation le plus proche. 361 postes sur 565 ont été écartés en raison d'une mauvaise disponibilité des données ou en raison d'une modification brusque de la capacité installée pendant la période considérée. Les 204 restantes sont représentées dans la figure 2.1 avec leur facteur de capacité.

Les données d'observations disponibles couvraient une période allant de Janvier 2006 à Décembre 2010. Une première partie des données a servi à générer les prévisions utilisées dans la suite, selon une méthode que nous décrivons en quelques mots dans le paragraphe suivant. L'autre partie des données, couvrant une période allant du 17 Novembre 2007 au 2 Octobre 2009, soit 685 jours, a été utilisée pour l'analyse proprement dite.

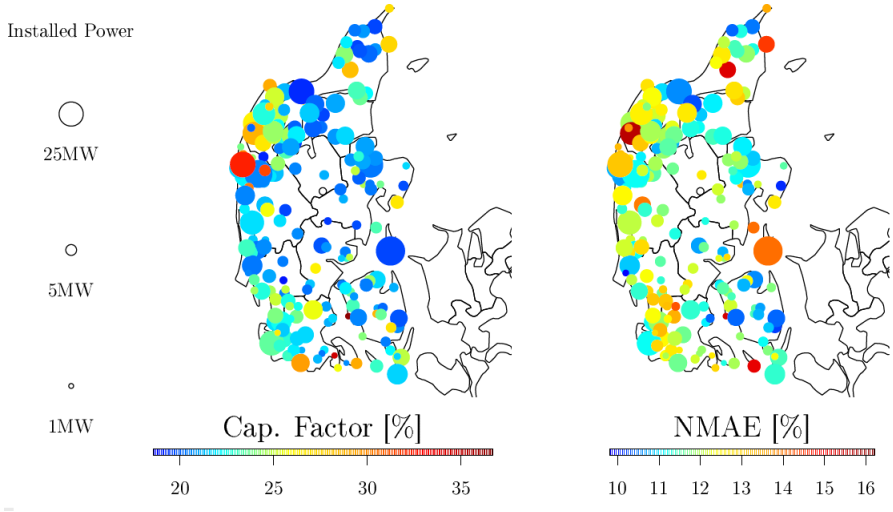



FIGURE 2.1 – Centrales éoliennes danoises considérées

(b) **Obtention des données de prévisions**

Les prévisions de production émises à l'instant $t$ pour l'horizon $t+h$ ont été obtenues en utilisant des prévisions météorologiques numériques de vitesses et directions du vent à $100m$, dénotées $\widehat{WS}_{t+h|t}, \widehat{WD}_{t+h|t}$ fournies par l'institut météorologique danois, et des mesures de production horaires des deux heures précédentes et dénotées $P_t, P_{t-1}$.

$$\widehat{P}_{t+h|t} = \widehat{f}_h(\widehat{WS}_{t+h|t}, \widehat{WD}_{t+h|t}, P_t, P_{t-1}) \tag{2.12}$$

Pour chaque horizon $h$, $\widehat{f}_h$ est obtenue avec un apprentissage sur un modèle de forêts aléatoires (« *Random forest* ») [48]. Il s'agit d'une estimation non paramétrique implémentée dans le package Random Forest sous R [141].

(c) **Obtention des données de productions**

Les observations ont directement été utilisées en tant que données de productions.

### 2.3.2 Lien entre facteur de charge et prédictibilité

La littérature montre que les caractéristiques de facteur de charge et de prédictibilité sont liées et souvent négativement corrélées, les sites à terrains plats produisant des prévisions plus fiables mais avec des

potentiels de production moins élevés et inversement pour les sites aux terrains complexes. Le « *benchmarking* » réalisé dans [74] a par exemple montré comment la prédictibilité tend à diminuer avec la complexité du site et [137] montre que la prédictibilité tend à décroitre lorsque la vitesse du vent augmente.

Nous pouvons faire ressortir cette corrélation avec les données éoliennes danoises utilisées dans cette partie. Pour ce faire, nous effectuons une régression afin d'expliquer le facteur de charge (noté « CF ») en fonction de la prédictibilité, représentée ici par la « NMAE »[7]. La relation obtenue est représentée dans la figure 2.2.

Sur ces données, nous constatons que plus la prédictibilité est faible (plus la « NMAE » est importante), plus le facteur de charge est important. La part de variabilité du facteur de charge liée à celle de la « NMAE » est comparable à celle obtenue dans [84], autour de 60%[8].

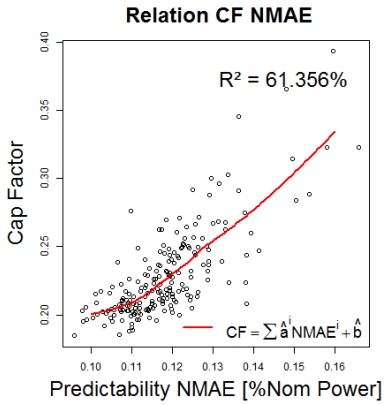



FIGURE 2.2 – Relation entre facteur de charge et prédictibilité pour les données éoliennes danoises

Ainsi, il est possible que le facteur de charge et la prédictibilité soient deux caractéristiques opposées d'un site d'implantation potentiel, les sites à bon facteur de charge ayant le plus souvent une faible prédictibilité et vice-versa.

Par conséquent, dans la suite, nous garderons à l'esprit que ces facteurs sont corrélés et qu'il peut être nécessaire d'effectuer des ajustements pour mettre en valeur le rôle de chaque facteur de manière indépendante.

### 2.3.3 Résultats sur le rôle du facteur de charge et de la prédictibilité pour le revenu éolien

Comme nous venons de le voir, facteur de charge moyen et prédictibilité d'un site sont souvent liés. Ainsi pour expliquer quelle part du revenu est expliquée par le facteur de charge et quelle part est indépendamment expliquée par la prédictibilité, une première régression linéaire en fonction du facteur de charge est effectuée sur le revenu, puis c'est le résidu de cette régression (la partie du revenu non expliquée par le facteur de charge) qui est utilisée pour une seconde régression, cette fois selon un ajustement polynomial en fonction de la « NMAE ».

La figure 2.3 illustre cette méthode :

7. Nous fournissons une définition de la « NMAE » dans la partie 2.2.

8. En notant $CF = g(\widehat{NMAE})$, la relation obtenue, nous avons $R^2$, le coefficient de détermination qui est donné par $R^2 = \frac{var(g(\widehat{NMAE}))}{var(CF)}$.

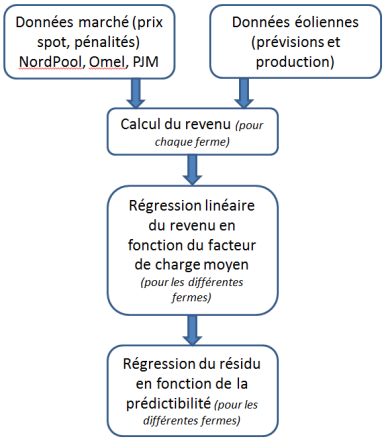



FIGURE 2.3 – Méthodologie adoptée

Ainsi, nous pouvons obtenir une formulation du revenu en fonction des paramètres de facteur de charge et de prédictibilité du site considéré qui a la forme suivante :

$$Revenu = \widehat{c}CF + \widehat{d} + \epsilon \tag{2.13}$$

avec

$$\widehat{d} = \sum_i \widehat{e}^i NMAE^i + \widehat{f} \tag{2.14}$$

où $CF$ est le facteur de charge, et $NMAE$ mesure la prédictibilité pour la partie indépendante du facteur de charge.

Pour les trois analyses, nous obtenons que le rôle du facteur de charge est largement majoritaire puisqu'il explique à chaque fois plus de 99% du revenu, et la prédictibilité n'explique (indépendamment du facteur de charge) que 0.05% du revenu pour OMEL, 0.03% du revenu pour NordPool et, en moyenne, 0.001% du revenu pour PJM.

Nous reportons les résultats obtenus pour $R^2$[9] le coefficient de détermination, $r^2$[10] le coefficient de corrélation linéaire, $\widehat{c}$ et $\widehat{d}$, les coefficients de l'équation proposée en (2.13), et (2.13), respectivement la pente et le résidu de la régression linéaire pour NordPool et OMEL, dans le tableau 2.3. Nous illustrons les résultats pour PJM par un histogramme dans la figure 2.4.

| Marché | $R^2$ | $r$ | $\widehat{c}$ | $\widehat{d}$ |
|---|---|---|---|---|
| NordPool | 0.9986 | 0.9993047 | 27190 | 31 023 |
| OMEL | 0.9983 | 0.9991516 | 5115.9277807 | 4717.9468354 |

TABLE 2.3 – Coefficients de détermination et de corrélation linéaire, et coefficients de la régression linéaire obtenus pour la régression du revenu en fonction du facteur de charge, pour les marchés NordPool et OMEL

Nous retrouvons bien $R^2 = r^2$, car nous sommes dans le cadre d'une régression linéaire.

9. Rappelons qu'en notant $y = \widehat{g(x)}$, la relation obtenue, nous avons $R^2$, le coefficient de détermination qui est donné par $R^2 = \frac{var(\widehat{g(x)})}{var(y)}$.

10. Le coefficient de corrélation linéaire est lui donné par $r^2 = \frac{cov(x,y)}{var(x)var(y)}$.

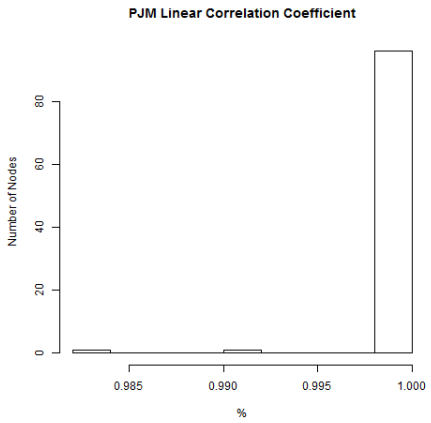



FIGURE 2.4 – Répartition des valeurs de cefficients de corrélation linéaire pour PJM

**Ainsi, dans le cadre de notre analyse, le critère qui consiste à sélectionner un site ayant le plus fort facteur de charge**, donc les plus forts potentiels de production (hérité du système de rémunération basée sur des subventions) **reste pertinent pour une décision d'investissement, et ce, malgré la prise en compte des pénalités pour les écarts. De ce fait, une revalorisation du critère de prédictibilité ne devient pas avantageux** (dans les limites de notre analyse) pour améliorer le revenu des producteurs éoliens lorsqu'ils participent directement au marché de l'électricité.

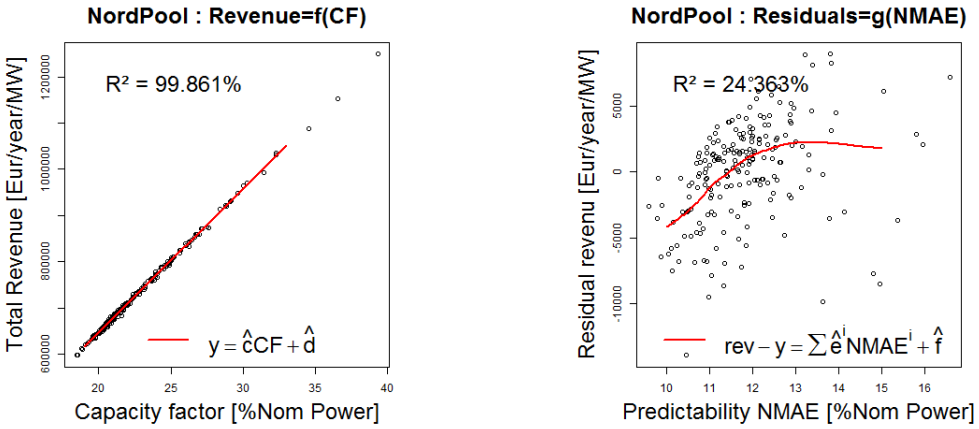



FIGURE 2.5 – Résultats pour NordPool (DK-1)

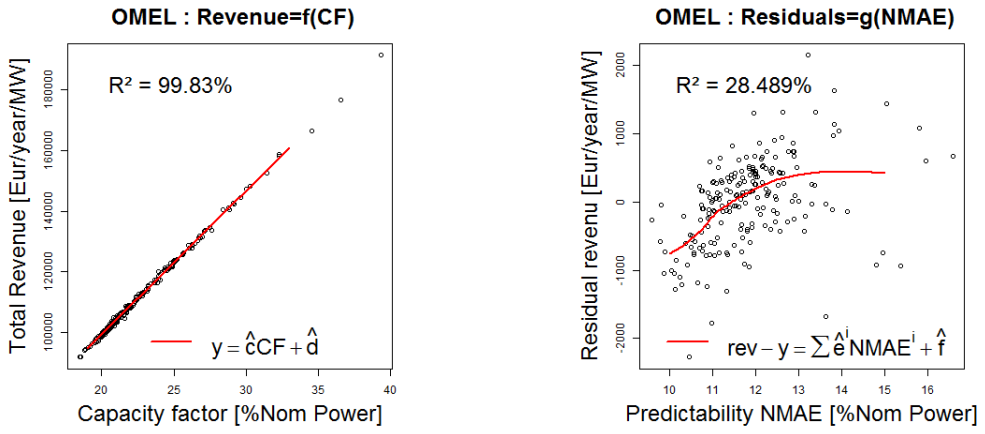



FIGURE 2.6 – Résultats pour OMEL

Pour PJM, nous avons effectué les régressions pour chacun des 98 nœuds de notre inventaire. Dans la suite, nous illustrons les pourcentages représentant la part de revenu expliquée par le facteur de charge (le coefficient de détermination), et la part de revenu expliquée par la prédictibilité de manière indépendante du facteur de charge. Ces valeurs sont montrées sous forme de deux histogrammes dans la figure 2.7.

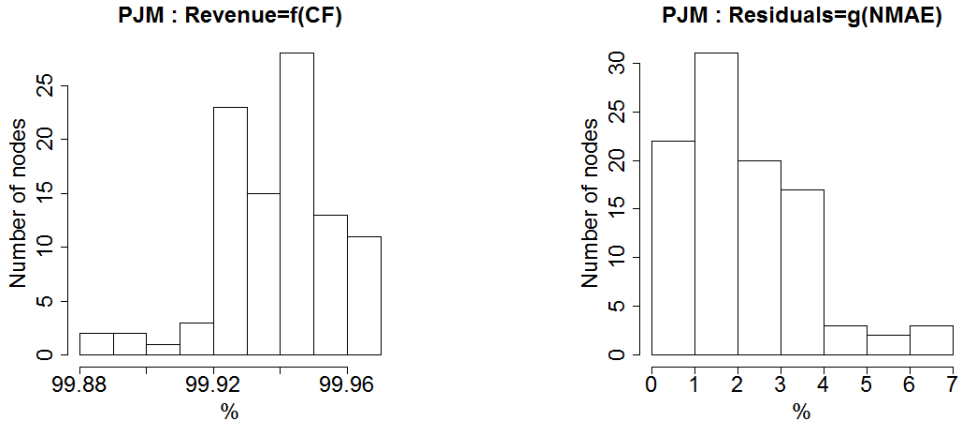



FIGURE 2.7 – Valeurs des coefficients de détermination pour les différents noeuds du marché PJM

## 2.4 Estimateur du revenu des producteurs éoliens

Le calcul du revenu que nous avons effectué dans la partie précédente implique une estimation basée sur une très bonne connaissance des données éoliennes et de marché. Dans un cadre plus réaliste, ces données sont susceptibles d'être difficiles à obtenir, ou coûteuses à traiter pour analyser plusieurs sites potentiels d'installation. Il devient alors intéressant de développer un outil pour estimer le revenu potentiel d'un producteur s'implantant sur un site particulier en se servant de données plus facilement accessibles, correspondant aux ordres de grandeur des données d'intérêt comme les prix de marché et les potentiels de production. C'est ce que nous proposons dans la suite, avant de l'appliquer sur des cas d'étude réels pour valider cette approximation.

### 2.4.1 Formulation simplifiée du revenu moyen

Nous souhaitons obtenir une formulation permettant d'estimer le revenu potentiel d'un producteur éolien à partir d'informations facilement accessibles en ce qui concerne le marché considéré mais aussi les paramètres de la production éolienne qui nous intéressent ici, à savoir le facteur de charge et la prédictibilité

d'un site, et que nous jugeons plus facile à obtenir qu'une description réaliste des fluctuations des données éoliennes.

Une première approximation en ce qui concerne les coûts pour le règlement des écarts sur l'ensemble des producteurs est proposée dans [84]. Elle est valable dans $95\%$ des heures considérées pour leur analyse : la somme des montants versés par les producteurs pour les écarts qu'ils ont introduits est à peu près égale au produit du volume total de déviation introduit par le prix de marché.

$$\sum_x \left(\lambda_{RT}^{+} \times e^{+} + \lambda_{RT}^{-} \times e^{-}\right) \approx \lambda_{DA} \times \sum_x e \tag{2.15}$$

avec la même notation que dans la partie 2.3.

Toutefois, nous souhaitons obtenir une formulation qui s'intéresse davantage au revenu du producteur lui-même, c'est pourquoi nous choisissons de partir de l'équation (2.7). Nous faisons ensuite apparaitre les termes de facteur de charge et d'erreur de prévision moyens dans cette formule pour faire ressortir le poids associé à chacun de ces termes dans le calcul du revenu.

**Proposition pour l'approximation du revenu total moyen**

Dans le calcul fourni dans les annexes du manuscrit, nous analysons séparément les termes du revenu pour la partie « *Day-ahead* » et la partie temps réel afin de faire apparaitre les termes d'intérêt.

Nous pouvons alors écrire une nouvelle formule pour calculer le revenu moyen d'un producteur éolien à partir de (2.7), qui fait ressortir les termes de moyennes temporelles pour la production vendue, le prix de marché « *spot* », l'erreur de prévision à la hausse et à la baisse, et le coût pour les écarts positifs et négatifs :

$$Revenu = \overline{\lambda_{DA} P_{DA}} + cov(\lambda_{DA}^{t}, P_{DA}^{t}) + \overline{\lambda_{RT}^{+}}\,\overline{e^{+}} + cov(\lambda_{RT}^{t+}, e^{t+}) + \overline{\lambda_{RT}^{-}}\,\overline{e^{-}} + cov(\lambda_{RT}^{t-}, e^{t-}) \tag{2.16}$$

Nous remarquons que cette formulation fait montre d'une dépendance vis-à-vis de la production vendue moyenne, représentée par $\overline{P_{DA}}$, qui est fortement liée au facteur de charge, et vis-à-vis des erreurs moyennes, qu'elles soient à la hausse ou à la baisse ($\overline{e^{+}}$ et $\overline{e^{-}}$ respectivement), qui sont fortement liées à la prédictibilité.

Si l'on fait l'hypothèse que les termes de covariance entre prix de marché et production éolienne sont suffisamment faibles pour être négligés en première approximation, on obtient que (2.16) revient à

$$Revenu \approx \overline{\lambda_{DA} P_{DA}} + \overline{\lambda_{RT}^{+}}\,\overline{e^{+}} + \overline{\lambda_{RT}^{-}}\,\overline{e^{-}} \tag{2.17}$$

Ensuite, nous utilisons les hypothèses formulées dans la partie 2.2, à savoir que nous considérons un accès prioritaire au réseau, et l'absence de stratégie ou de gestion opérationnelle avancée de sorte que toute la production prévue est vendue, et toute la production disponible en temps réel est injectée.

De plus, nous considérons une conservation des données éoliennes de sorte que les facteurs de charge restent les mêmes dans le futur et peuvent être utilisés pour l'estimation des revenus dans la question d'investissement à moyen terme.

En conséquence, nous proposons d'estimer le revenu d'un producteur souhaitant s'implanter sur un site particulier et disposant de données sur le marché et le potentiel éolien en question grâce à l'approximation suivante :

$$Revenu \approx \overline{\lambda_{DA}} CF_{DA} \times X + \overline{\lambda_{RT}^{+}} NME^{+} \times X + \overline{\lambda_{RT}^{-}} NME^{-} \times X \tag{2.18}$$

où $X$ est la capacité installée.

Dans la suite, nous calculons les valeurs empiriques de ces paramètres pour appuyer la validité de cet estimateur pour quelques marchés réels.

### 2.4.2 Cas d'étude pour la validation empirique de l'approximation

Pour justifier la validité de notre estimateur, nous reportons dans les tableaux 2.4 et 2.5 les valeurs obtenues pour nos analyses sur deux marchés réels, NordPool (Danemark) et EPEX (France).

## Résultats pour le marché NordPool

(a) **Données utilisées**

Nous utilisons les données éoliennes des 204 centrales danoises utilisées dans la partie 2.3. Il s'agit de données de centrales situées dans la zone DK-1, pour une période allant du 17 novembre 2007 au 2 octobre 2009 et **elles sont normalisées**. Cette fois, les données de marché (en couronne danoise notée « DKK ») et de production éoliennes sont synchronisées sur la même période pour conserver les corrélations existantes entre les deux types de données.

(b) **Résultats**

Nous reportons dans le tableau 2.4 les résultats obtenus pour les années 2007 à 2009. Les valeurs moyennes reportées correspondent donc aux valeurs moyennes des paramètres sur l'ensemble des sites considérés, et nous fournissons l'intervalle des valeurs prises sur tous ces différents emplacements.

Les résultats correspondent à des valeurs **normalisées exprimées en** $DKK/MW$**.** Il est donc nécessaire d'effectuer une conversion et de multiplier par la capacité installée envisagée pour obtenir un bénéfice financier en valeur absolue et en euros.

| **NordPool** | | | |
|---|---|---|---|
| *Produit des moyennes* | $\overline{\lambda_{DA}}.\overline{P_{DA}}$ | $\overline{\lambda^{+}_{RT}}.\overline{e^{+}}$ | $\overline{\lambda^{-}_{RT}}.\overline{e^{-}}$ |
| Valeur moyenne | 75.765 | 22.013 | -17.425 |
| Valeurs extrémales | 0/138.147 | 0/46.935 | -29.278/0 |
| *Covariances* | cov($\lambda^{t}_{DA}.P^{t}_{DA}$) | cov($\lambda^{t+}_{RT}.e^{t+}$) | cov($\lambda^{t-}_{RT}.e^{t-}$) |
| Valeur moyenne | 0.256 | 0.109 | 0.055 |
| Valeurs extrémales | -0.212/0.552 | -1.006/0.685 | -0.434/0.482 |
| *Corrélation* | corr($\lambda^{t}_{DA}.P^{t}_{DA}$) | corr($\lambda^{t+}_{RT}.e^{t+}$) | corr($\lambda^{t-}_{RT}.e^{t-}$) |
| Valeur moyenne | 0.010 | 0.007 | 0.004 |
| Valeurs extrémales | -0.006/0.021 | -0.052/ 0.031 | -0.040/ 0.036 |

TABLE 2.4 – Valeurs empiriques pour l'estimateur du revenu pour le marché NordPool

Les termes de pénalités peuvent être importants puisqu'ils représentent ici de 22 à 29% du terme correspondant au montant des ventes en « *Day-ahead* ».

Par ailleurs, nous obtenons bien que l'approximation proposée dans la partie 2.4.1 est valable pour le marché NordPool puisque les termes de covariance représentent en moyenne moins de 1% de la valeur des autres termes.

## Résultats pour le marché EPEX - cas français

(a) **Données utilisées**

Disposant uniquement des données de marché EPEX (prix « *Day-ahead* ») pour les années 2010 et 2011, nous restreignons l'analyse à cette période pour conserver les corrélations entre données éoliennes et de marché. Ces données sont fournies en euros. Nous disposons de données de prévisions et de productions éoliennes **normalisées** pour chacune des 21 régions françaises[17], de 2005 à 2013[11]. Ce sont les mêmes données que celles utilisées dans le chapitre quatre[12].

(b) **Obtention des données de production**

Elles ont été simulées au sein du projet « Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050 » mené dans notre laboratoire [17] en utilisant des données de ré-analyses météorologiques MERRA[13] converties à l'aide de courbes de puissance en données de productions.

11. Ces données sont disponibles sous forme de 328 points de grille par région.
12. Davantage de détails sur la méthode de construction de ces données sont fournis dans la partie 4.3.1.
13. « Modern Era Retrospective-Analysis for Research and Applications ». Il s'agit de données de vitesse du vent fournies par la NASA « National Aeronautics and Space Administration ».

(c) **Obtention des données de prévision** Elles ont été générées au sein du projet« *Smart Reserve* » mené dans notre laboratoire[14] en utilisant un modèle statistique pour réaliser des estimations de production. Les données d'entrée utilisées dans ce modèle incluent des prévisions météorologiques « ECMWF »[15] et les données de production simulées dont nous avons donné une brève description dans le paragraphe précédent.

Nous illustrons de manière simplifiée le processus d'obtention des données avec la figure 2.8.

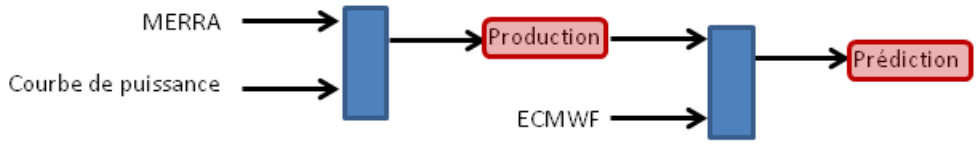



FIGURE 2.8 – Génération des données éoliennes françaises

(d) **Résultats**

Nous reportons dans le tableau 2.5 les résultats obtenus pour les années 2010-2011. Les valeurs moyennes reportées correspondent aux valeurs moyennes des paramètres sur l'ensemble des sites considérés, et nous fournissons l'intervalle des valeurs prises sur tous ces différents emplacements.

Les résultats correspondent à des valeurs **normalisées exprimées en €/MW.** Il est donc nécessaire de multiplier par la capacité installée envisagée pour obtenir un bénéfice financier en valeur absolue et en euros.

| **EPEX - cas français** | | | |
|---|---|---|---|
| *Produit des moyennes* | $\overline{\lambda_{DA}}.\overline{P_{DA}}$ | $\overline{\lambda^{+}_{RT}}.\overline{e^{+}}$ | $\overline{\lambda^{-}_{RT}}.\overline{e^{-}}$ |
| Valeur moyenne | 9.545896 | 1.480086 | -2.253433 |
| Valeurs extrémales | 0.3373515/27.5930716 | 0.04733147/3.39106604 | -4.96835672/-0.07376006 |
| *Covariances* | cov($\overline{\lambda^{t}_{DA}}.\overline{P^{t}_{DA}}$) | cov($\lambda^{t+}_{RT}.e^{t+}$) | cov($\lambda^{t-}_{RT}.e^{t-}$) |
| Valeur moyenne | 0.1339231 | 0.07269259 | -0.02193191 |
| Valeurs extrémales | -0.04780303/0.61075376 | -0.001294171/0.190870234 | -0.1060149/0.1287704 |
| *Corrélation* | corr($\lambda^{t}_{DA}.P^{t}_{DA}$) | corr($\lambda^{t+}_{RT}.e^{t+}$) | corr($\lambda^{t-}_{RT}.e^{t-}$) |
| Valeur moyenne | 0.05041529 | 0.06287916 | -0.0150685 |
| Valeurs extrémales | -0.07578733/0.23027554 | -0.005142885/0.150317042 | -0.07391509/0.06193608 |

TABLE 2.5 – Valeurs empiriques pour l'estimateur du revenu pour le marché français en 2010 et 2011

Les termes de pénalités peuvent être importants puisqu'ils représentent ici de 15 à 23% du terme correspondant au montant des ventes en « *Day-ahead* ».

Nous obtenons également que les termes de covariance concernant les données « *Day-ahead* » ainsi que les erreurs négatives ont une importance limitée vis-à-vis des autres termes, et représentent 1% des termes de produits de moyennes correspondant. Le terme de covariance lié aux erreurs positives est un peu plus important, se situant à 5% du produit des moyennes.

**Nous avons proposé un outil pour estimer le revenu potentiel d'un producteur s'implantant sur un site particulier et se servant de données facilement accessibles. Nous avons montré sur des données réelles que les termes de covariances pouvaient être négligés en première approximation du revenu, ce qui nous permet de valider notre approximation**.

14. http://www.persee.mines-paristech.fr/Recherche/Groupe-ERSEI/Projets-de-recherche/SmartReserve/ accédée le 07/09/2016.
15. « European Centre for Medium-Range Weather Forecasts ».

### 2.4.3 Utilisation de l'estimateur pour le calcul du revenu sur d'autres marchés

Grâce à la formulation simplifiée du revenu proposée en (2.18), il est possible de faire une estimation du revenu pouvant être espéré pour un investissement éolien en s'installant sur un site particulier et en vendant sa production sur le marché de l'électricité.

Nous proposons d'utiliser cet estimateur sur des marchés réels. Pour ce faire, nous utilisons des données de production éolienne danoises et françaises, et des données de prix des marchés EPEX, NordPool, PJM et OMEL.

Les valeurs pour les données éoliennes sont les suivantes :

| $\overline{P^t_{DA}}$ | $\overline{e^{t+}}$ | $\overline{e^{t-}}$ |
|---|---|---|
| 0.2154006 | 0.05894188 | -0.05469491 |

TABLE 2.6 – Valeurs éoliennes moyennes sur l'ensemble des sites pour le Danemark

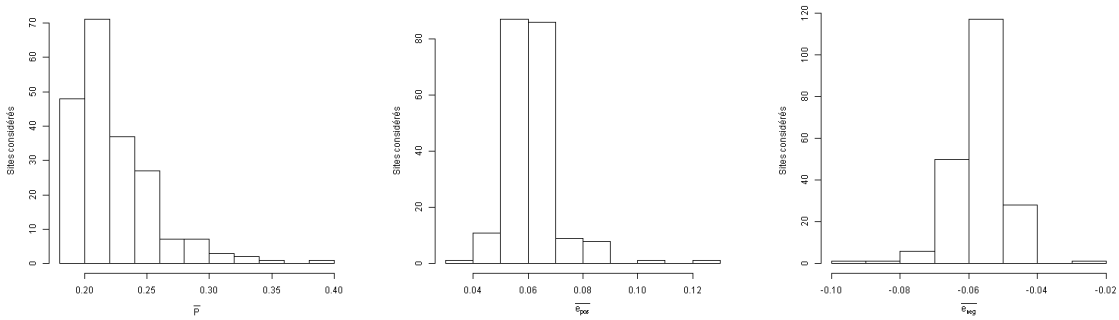



FIGURE 2.9 – Valeurs moyennes des facteurs de charge en « *Day-ahead* », des erreurs à la hausse et à la baisse pour les 204 sites considérés au Danemark

| $\overline{P^t_{DA}}$ | $\overline{e^{t+}}$ | $\overline{e^{t-}}$ |
|---|---|---|
| 0.1979173 | 0.03912274 | -0.03828674 |

TABLE 2.7 – Valeurs éoliennes moyennes sur l'ensemble des sites pour la France

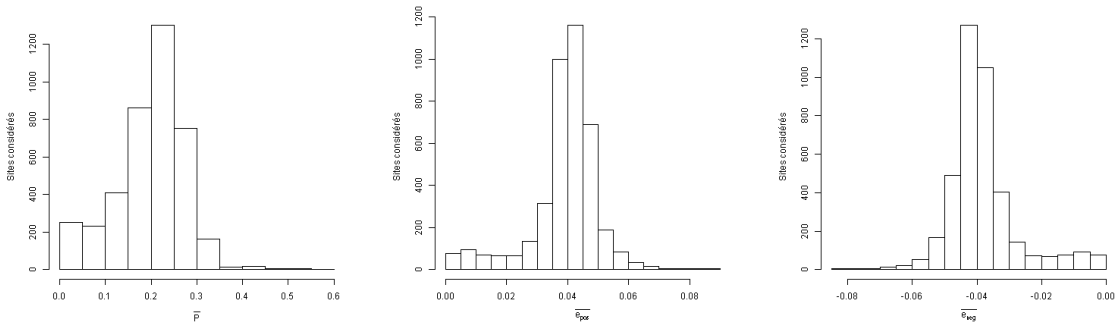



FIGURE 2.10 – Valeurs moyennes des facteurs de charge en « *Day-ahead* », des erreurs à la hausse et à la baisse pour les 6888 (21 région $\times$ 328 points de grille) sites considérés en France

L'estimation des bénéfices potentiels basée sur notre approximation nécessite également des données de marché. Nous disposons des données reportées dans le tableau 2.8.

| **Marché considéré** | Année | $\overline{\lambda_{DA}^{t}}$ | $\overline{\lambda_{RT}^{t+}}$ | $\overline{\lambda_{RT}^{t-}}$ |
|---|---|---|---|---|
| EPEX (€) | 2011 | 48.89 | 59.78 | 40.37 |
| NordPool(DK1) (€) | 2011 | 50.63 | 51.98 | 42.96 |
| PJM (pour un noeud) ($) | 2010 | 48.59 | 39.91 | -39.91 |
| OMEL(€) | 2010 | 37 | 42 | 27.7 |

TABLE 2.8 – Données moyennes pour les marchés EPEX, NordPool, PJM et OMEL

Avec ces valeurs, nous obtenons alors les estimations de revenu reportées dans le tableau 2.9 :

| **Marché considéré** | Année | Données éoliennes françaises | Données éoliennes danoises |
|---|---|---|---|
| EPEX (€) | 2011 | 10.469299 | 11.846447 |
| Elspot(DK1) (€) | 2011 | 10.409355 | 11.619838 |
| PJM (pour un noeud) ($) | 2010 | 9.650166 | 10.635812 |
| OMEL (€) | 2010 | 7.905552 | 8.930332 |

TABLE 2.9 – Estimations de revenus obtenus

Il est à noter que les résultats correspondent à des valeurs **normalisées exprimées en €/MW.** Il est donc nécessaire de multiplier par la capacité installée envisagée pour obtenir un bénéfice financier en valeur absolue et en euros.

Nous avons utilisé des hypothèses de conservation temporelle des données éoliennes, mais il est aussi intéressant de noter que la préservation des caractéristiques de production peut être géographique dans une certaine mesure, et permettre de fournir une première approximation grossière du revenu.

Nous cherchons alors à simplifier encore notre estimateur en n'utilisant plus que le paramétrage pour les données de marché, et le facteur de charge moyen des sites. Un estimateur de la prédictibilité est donc formulé à partir du facteur de charge, en s'appuyant sur le fait que ces deux caractéristiques sont corrélées comme nous l'avons vu dans la partie 2.3.2, selon une relation stable, et que nous supposons que le facteur de charge est généralement connu des investisseurs.

Ainsi, nous écrivons :

$$\widehat{NME^{+}} = \alpha^{+}CF + \beta^{+} \tag{2.19}$$

$$\widehat{NME^{-}} = \alpha^{-}CF + \beta^{-} \tag{2.20}$$

Nous calculons ces coefficients $\alpha^{+}, \beta^{+}, \alpha^{-}, \beta^{-}$ pour le Danemark et la France, et nous représentons dans les figures 2.11, 2.12 et 2.13, 2.14, l'histogramme des valeurs prises, puis nous fournissons les valeurs moyennes sur l'ensemble des sites dans les tableaux 2.10 et 2.11.

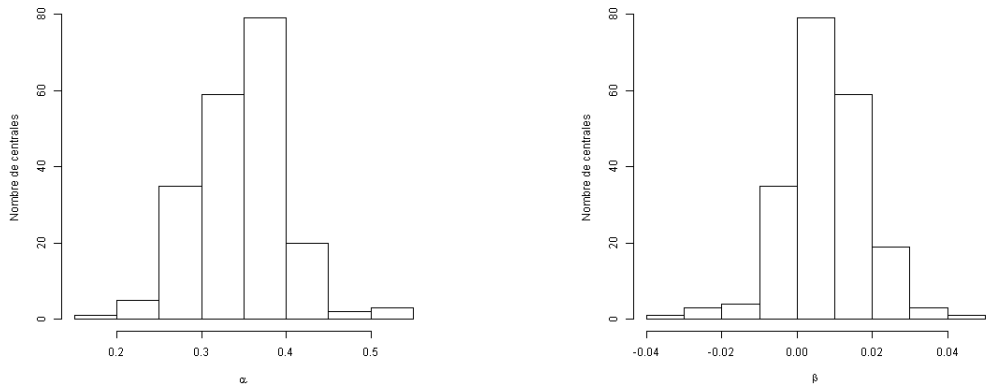



FIGURE 2.11 – Valeurs prises pour $\alpha^{+}, \beta^{+}$ pour le Danemark

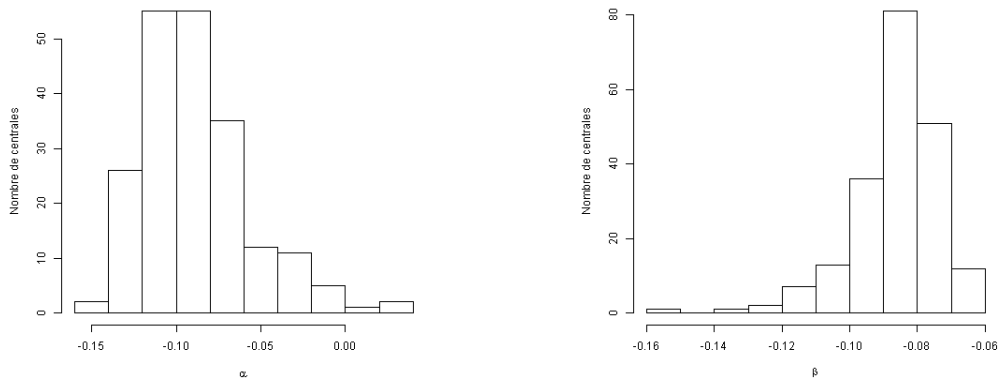



FIGURE 2.12 – Valeurs prises pour $\alpha^-, \beta^-$ pour le Danemark

| | | | |
|---|---|---|---|
| $\alpha^+$ | $0.3477903$ | $\beta^+$ | $0.0077719$ |
| $\alpha^-$ | $-0.08838873$ | $\beta^-$ | $-0.08650189$ |

TABLE 2.10 – Valeur moyenne des coefficients pour le Danemark

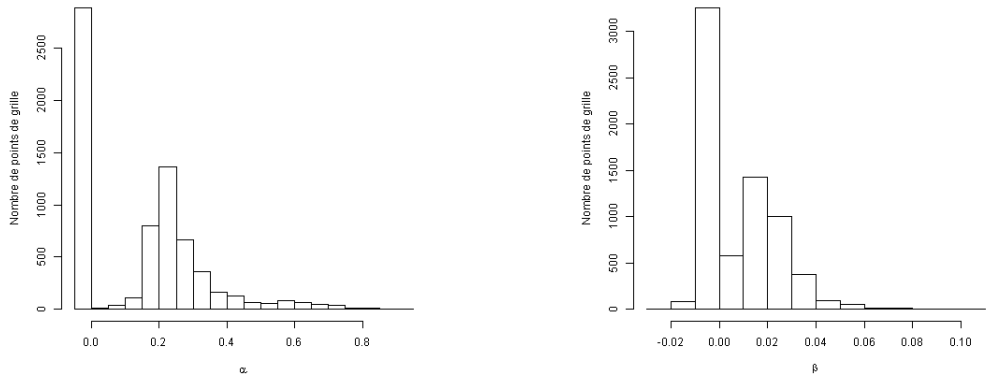



FIGURE 2.13 – Valeurs prises pour $\alpha^+, \beta^+$ pour la France

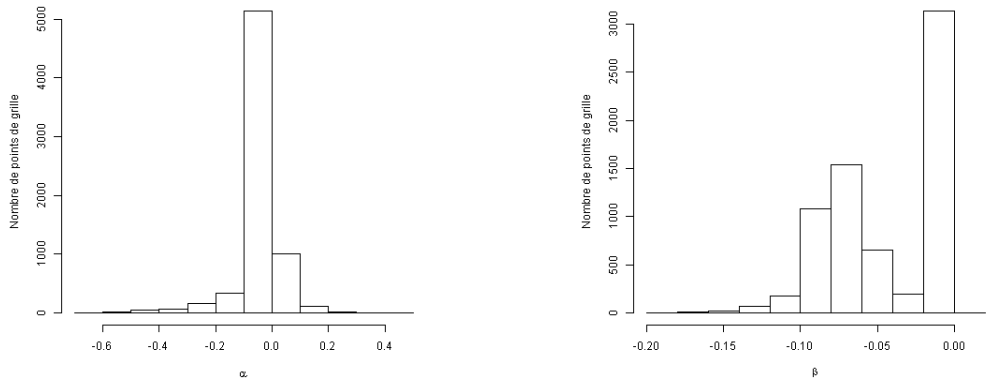



FIGURE 2.14 – Valeurs prises pour $\alpha^-, \beta^-$ pour la France

| | | | |
|---|---|---|---|
| $\alpha^+$ | 0.1602693 | $\beta^+$ | 0.009943318 |
| $\alpha^-$ | $-0.02688982$ | $\beta^-$ | $-0.04061182$ |

TABLE 2.11 – Valeur moyenne des coefficients pour la France

Nous pouvons alors proposer un estimateur encore simplifié :

$$\begin{aligned} Revenu &\approx \overline{\lambda_{DA}} CF \times X + \overline{\lambda^+_{RT}} \widehat{NME}^+ \times X + \overline{\lambda^-_{RT}} \widehat{NME}^- \times X \\ &\approx CF \left[ \overline{\lambda_{DA}} \times X + \overline{\lambda^+_{RT}} \times X \times \alpha^+ + \overline{\lambda^-_{RT}} \times X \times \alpha^- \right] + X \times \left[ \beta^+ \times \overline{\lambda^+_{RT}} + \beta^- \times \overline{\lambda^-_{RT}} \right] \end{aligned} \tag{2.21}$$

où les valeurs de $\alpha^+, \beta^+, \alpha^-, \beta^-$ sont prises parmi les valeurs représentées dans les figures 2.11 et 2.12 pour le cas danois et 2.13 et 2.14 pour le cas français.

## 2.5 Estimation du rôle du facteur de charge dans la formation du revenu des producteurs éoliens

Nous souhaitons utiliser la formule simplifiée du revenu (2.18) obtenue dans la partie 2.4 pour proposer un estimateur de la part de revenu des producteurs éoliens expliquée par le facteur de charge, comme nous l'avons obtenue numériquement dans la partie 2.3. Autrement dit, nous cherchons à obtenir le coefficient de corrélation linéaire $r^2$ entre les données de facteur de charge (noté $CF$) et le revenu (noté $Rev$).

**L'objectif est d'être capable de tirer simplement des conclusions sur l'importance à accorder au facteur de charge dans la décision d'investissement et de valider l'estimateur proposé dans la partie précédente**.

### 2.5.1 Calcul analytique

Nous nous basons sur l'approximation du revenu (2.18), en utilisant un estimateur $\widehat{\lambda_{RT}}$ pour le prix moyen des pénalités, dans les deux sens de déviation. Nous pourrions conserver la séparation entre les termes correspondants respectivement aux écarts positifs et négatifs, mais nous souhaitons dans un premier temps obtenir la formulation la plus simple possible.

Ainsi en notant $r$, le coefficient de régression linéaire entre le revenu et le facteur de charge, $CF$ et $NMAE$, respectivement le facteur de charge moyen et l'erreur absolue normalisée d'un site, $\overline{\lambda}$ et $\widehat{\lambda_{RT}}$, respectivement le prix moyen en « *Day-ahead* » et en temps réel sur la période considérée, et $Rev$ le revenu perçu pour la période considérée, puis en introduisant les notations suivantes :

$$\alpha = \frac{cov(CF, NMAE)}{\sigma_{CF}\sigma_{NMAE}} \tag{2.22}$$

$$X = \frac{\widehat{\lambda_{RT}}}{\overline{\lambda}} \tag{2.23}$$

$$Y = \frac{\sigma_{NMAE}}{\sigma_{CF}} \tag{2.24}$$

où $cov(x, y)$ est la covariance entre les données $x$ et $y$ et $\sigma_x$ représente l'écart type de la variable $x$. Nous obtenons :

$$r^2 = 1 + \frac{(\alpha^2 - 1)X^2Y^2}{1 + X^2Y^2 + 2XY\alpha} \tag{2.25}$$

Le détail de ce calcul est fourni dans les annexes du manuscrit.

Pour cet estimateur, nous avons donc besoin de davantage de données que pour (2.18) : aux prix moyens $\overline{\lambda}$ et $\widehat{\lambda_{RT}}$, il est nécessaire d'ajouter des valeurs de dispersion des caractéristiques de production éolienne sur l'ensemble des sites $\sigma_{CF}$ et $\sigma_{NMAE}$ et leur covariance $cov(CF, NMAE)$.

### 2.5.2 Application numérique

Pour utiliser l'estimateur (2.25) et valider l'estimateur (2.18) proposé précédemment, nous avons besoin de déterminer $\widehat{\lambda_{RT}}$ à partir de $\overline{\lambda^+_{RT}}$ et $\overline{\lambda^-_{RT}}$. Différentes manières de procéder ont été utilisées. Nous avons considéré $\widehat{\lambda_{RT}} = max(\overline{\lambda^+_{RT}}, \overline{\lambda^-_{RT}})$ ou bien $\widehat{\lambda_{RT}} = A \times \overline{\lambda^+_{RT}} + B \times \overline{\lambda^-_{RT}}$, auquel cas nous reportons les valeurs de A et B utilisées dans le tableau 2.12. Les valeurs A=0.36/B=0.64 ont été obtenues en calculant la proportion d'écarts positifs et négatifs sur la première centrale éolienne danoise.

Nous avons effectué le calcul pour les données éoliennes et de marché utilisées dans la partie 2.3, et nous obtenons les résultats reportés dans le tableau 2.12 pour les coefficients de corrélation linéaire pour les marchés NordPool et OMEL, et dans l'histogramme de la figure 2.15 pour PJM :

| **Marché** | $\widehat{\lambda_{RT}} = max(\overline{\lambda^+_{RT}}, \overline{\lambda^-_{RT}})$ | A=0.36/B=0.64 | A=0.25/B=0.75 | A=0.75/B=0.25 |
|---|---|---|---|---|
| NorPool | 0.983378 | 0.9801071 | 0.9794513 | 0.9822013 |
| OMEL | 0.9842515 | 0.9790004 | 0.9794513 | 0.9824576 |

TABLE 2.12 – Coefficients de corrélation linéaire $r$ obtenus à partir de l'estimateur du revenu

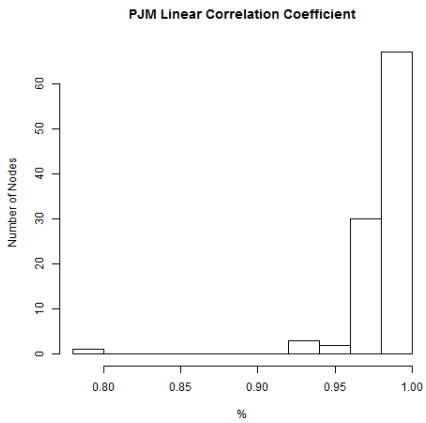



FIGURE 2.15 – Coefficients de corrélation linéaire pour PJM pour l'estimateur $\widehat{\lambda_{RT}} = max(\overline{\lambda^+_{RT}}, \overline{\lambda^-_{RT}})$

La corrélation entre revenu et facteur de charge est moins marquée avec les résultats obtenus en utilisant l'estimateur (2.18) proposé dans la partie 2.4, qu'avec ceux de la partie 2.3 pour les marchés NordPool et OMEL, et elle atteint moins fréquemment la valeur maximale pour le marché PJM en considérant les valeurs pour les différents nœuds du réseau.

Néanmoins, **la conclusion reste la même que précédemment, à savoir que l'écrasante majorité du revenu peut être expliquée par le facteur de charge. Ainsi, ce calcul pourra être repris pour estimer la part de revenu dépendant du facteur de charge dans le cadre d'une analyse prospective avec peu de données disponibles**.

**De plus, au vu des résultats semblables à ceux obtenus dans la partie 2.3, nous validons l'estimateur proposé dans la partie 2.4.**

## 2.6 Conclusions

**Bilan**

Dans la partie 2.3, dans le cadre des analyses réalisées, nous avons vu que le facteur de charge expliquait la plus grande partie du revenu et que la prédictibilité apportait peu d'information indépendamment du facteur de charge. Ces résultats sont donc similaires à ceux de [84] et les généralisent pour les marchés OMEL et PJM. Ceci peut s'expliquer par la relation importante que ces deux caractéristiques entretiennent, car elles sont généralement négativement corrélées. Cette relation est rappelée dans la figure 2.2 en début de chapitre.

Dans la partie 2.4, nous avons proposé une formule simple (2.18) pour estimer le revenu d'un producteur éolien et nous avons montré que notre approximation était justifiée. Nous avons pu conclure que le terme de pénalité pouvait avoir un poids important, représentant entre $15$ et $30\%$ du terme correspondant au montant des ventes en « *Day-ahead* ». Nous avons également proposé un second estimateur du revenu potentiel (2.21) plus simple encore, et basé sur l'hypothèse selon laquelle la prédictibilité conservait souvent le même type de relation avec le facteur de charge d'un site à l'autre.

Enfin dans la partie 2.5, nous avons proposé un estimateur du coefficient de corrélation linéaire (2.25) entre le revenu et le facteur de charge, à partir de l'estimateur (2.18). Nous avons trouvé des résultats analogues à ceux obtenus avec un calcul exact, mené à l'aide de régressions numériques sur les données historiques de la partie 2.3, et avons ainsi pu valider l'estimateur (2.18) proposé dans la partie 2.4. L'estimateur (2.25) pourra quant à lui être utilisé pour tirer des conclusions sur l'impact du facteur de charge dans la formation du revenu et qualifier son importance pour un site ne disposant pas de données détaillées, typiquement au moment d'une étude d'investissement.

**Limites, discussion et perspectives**

Tout d'abord, rappelons que l'ensemble des résultats obtenus dans ce chapitre est basé sur un traitement de données historiques, dont la validité est limitée dans le temps et l'espace, et peut donc difficilement être généralisé et transposé à d'autres marchés, ou périodes d'analyse[16].

Or la période qui nous intéresse se situe à moyen terme car nous nous penchons sur l'investissement, donc l'analyse des bénéfices potentiels de centrales au moment où elles seront en fonctionnement.

De plus, nous avons utilisé les approximations (2.8),(2.9),(2.10) qui semblent directement justifiées pour les marchés où un régime de tarif de rachat est encore en place. En ce qui concerne les cas où la production éolienne est vendue sur le marché, que ce soit avec un « *premium* » ou non, le fait que ce type d'énergie bénéficie d'un coût de combustible nul semble également impliquer qu'elle sera favorisée et vendue en premier, ce qui revient à lui accorder une priorité d'accès au réseau, avec laquelle toute la production disponible est vendue. Toutefois une analyse empirique de la validité de cette supposition pourrait être menée afin de pouvoir justifier dans quels cas, et pour quels marchés réels, cette hypothèse est justifiée.

(a) **Discussion des résultats obtenus pour le rôle de la prédictibilité dans la décision d'investissement comparativement au facteur de charge**

16. De ce fait, l'hypothèse de conservation des caractéristiques de marché dans le temps est discutable.

En ce qui concerne les résultats de la partie 2.3, la possibilité de voir la prédictibilité devenir un facteur impactant pour le revenu, y compris de manière indépendante du facteur de charge, est envisageable, par exemple si le coût de la régulation croît suffisamment pour que le terme de pénalité devienne plus important.

Toutefois, [84] obtient que même en augmentant la valeur des prix pour les écarts jusqu'à ce qu'ils soient 10 fois plus importants que les prix de marché « *Day-ahead* », la part du revenu expliquée uniquement par la prédictibilité ne dépasse pas $2\%$ pour NordPool.

(b) **Discussion des résultats obtenus pour l'estimateur du revenu des producteurs éoliens**

Les résultats en ce qui concerne l'analyse menée dans la partie 2.4 sont aussi susceptibles d'évoluer. En effet, les termes de covariance pourraient être modifiés, et l'hypothèse consistant à les considérer comme négligeables serait alors remise en question. On peut toutefois remarquer que le terme de covariance pour la partie « *Day-ahead* », pour le cas danois, devrait être représentatif pour un marché à forte pénétration renouvelable.

Pour la partie temps réel, cette affirmation est plus problématique, puisque les ressources disponibles pour ce marché peuvent influencer le peu de dépendance des pénalités à la production éolienne. Nous développons les transformations susceptibles d'impacter les différents termes de l'estimateur dans la suite.

***Évolution des données éoliennes***

Tout d'abord, il est envisageable, bien que discutable, que les données de production éolienne évoluent à l'horizon envisagé. De nouvelles technologies peuvent augmenter le facteur de charge moyen, ou améliorer les prévisions, mais la dispersion des données de production réelle devrait rester relativement constante (en excluant un changement climatique majeur).

Néanmoins, cette hypothèse de préservation des données éoliennes semble davantage justifiée pour les données éoliennes comparée à celle des faite pour les données de marché que nous abordons dans la prochaine partie. L'erreur moyenne constatée en prenant une hypothèse de conservation du facteur de charge pour mener un investissement est par exemple de l'ordre de $10\%$ d'après [46].

Par ailleurs, nous avons utilisé des hypothèses de conservation du comportement des données d'un point de vue temporel mais aussi géographique. Il serait intéressant d'analyser si les productions solaires à concentration ou photovoltaïques auraient des comportements similaires permettant d'effectuer le même type d'analyse sur un autre type de ressource (dans la mesure où elles participeraient au marché de l'électricité de la même manière que l'éolien).

***Évolution des prix de marché***

**« *Day-ahead* »** Les prix de marché « *spot* » pourraient voir leurs caractéristiques (amplitude et variabilité) être modifiées à l'avenir, notamment avec l'évolution du mix énergétique, et entre autres, avec une pénétration importante des productions d'origine renouvelable et variables dans le temps, telles que l'éolien ou le photovoltaïque.

Comme nous l'avons vu au chapitre un, ces productions devraient faire diminuer les prix, au moins à court et moyen terme, à partir du moment où elles deviendront significatives. Ensuite, la manière dont le système s'adaptera, en fonction des centrales de production et des flexibilités disponibles, déterminera l'impact que ces productions auront sur les prix.

De ce fait, la moyenne, et la dispersion des prix « *spot* » sont susceptibles d'être modifiées. On peut par exemple imaginer que la production éolienne ait un impact important sur les prix, de sorte que l'écart-type des prix de marché soit dépendant de celui des productions éoliennes.

Toutefois, dans le cas danois, le taux de pénétration de la production d'électricité d'origine éolienne est déjà important. Ainsi, ce résultat est susceptible d'être transférable sur les marchés à fort taux d'éolien.

**Temps réel** Les pénalités devraient très probablement évoluer à l'avenir, notamment en raison de leur dépendance au coût de la régulation[17].

Les modifications concernant le mix énergétique et notamment la part de production d'origine renouvelable impactent donc potentiellement à la fois le « *Day-ahead* » et la régulation. La régulation pourrait devenir plus onéreuse à court ou moyen terme du fait de la demande importante en flexibilité. Cet effet pourra être nuancé en fonction des ressources du système, ou en fonction du foisonnement permis entre les différentes centrales, limitant ou non l'appel à des centrales coûteuses pour équilibrer le système en temps réel. Il portera potentiellement à la fois sur le prix moyen de la régulation, mais aussi sur son écart-type, et par conséquent sur la moyenne et la variabilité des pénalités.

Comme nous l'avons vu dans la partie 2.3, le Danemark dispose d'importantes interconnexions, et de centrales rapides à bas coût comme l'hydraulique, diminuant potentiellement le volume et donc le coût des services de régulation appelés. Ainsi, [129] note que les pénalités pour les écarts au sein de NordPool sont plus faibles que dans d'autres marchés où la part d'éolien est pourtant plus importante. Les résultats pour cette partie semblent donc moins transférables à d'autres cas d'étude.

***Evolution des termes de covariance***

Comme nous l'avons esquissé plus haut, l'importance des termes de covariance est susceptible d'être modifiée à l'avenir. Une manière de le constater est de rappeler que la covariance de deux variables peut être traduite en terme de corrélation et d'écart-type :

$$cov(x, y) = corr(x, y) \times \sigma_x \times \sigma_y \tag{2.26}$$

où $corr(x, y)$ est la corrélation entre les variables $x$ et $y$, et $\sigma_x$ désigne l'écart-type de $x$.

Or, comme nous l'avons vu plus haut, les écarts-types des données, et notamment celles de marché vont vraisemblablement être différents à l'avenir, ainsi que la corrélation entre les données de marché et de production éoliennes, notamment si la part de production renouvelable augmente dans le mix énergétique, et que les centrales considérées passent du statut de « *price-taker* » à « *price-maker* ». De ce fait, le terme de covariance est susceptible d'évoluer et a peut-être vocation à devenir significatif.

(c) **Discussion des résultats obtenus pour l'estimation du rôle du facteur de charge dans la formation du revenu des producteurs éoliens**

Les résultats obtenus dans la partie 2.5 semblent indiquer une estimation fiable du coefficient de corrélation entre le revenu et le facteur de charge. Toutefois une différence persiste, et il serait d'intérêt d'en identifier les causes, et de valider cet estimateur sur d'autres exemples de marchés réels.

(d) **Discussion sur les hypothèses utilisées**

Jusqu'ici, nous avons principalement remis en question l'**hypothèse 6 de la conservation dans le futur des données éoliennes et de marché**. Néanmoins, les autres hypothèses adoptées pourraient également avoir des conséquences sur les résultats si elles étaient remises en question à l'avenir.

Le fait de considérer que les producteurs éoliens n'incluent pas de stratégie de **« *hedging* »** dans leur gestion des opérations implique de sous-estimer leurs revenus potentiels, puisqu'en adoptant une telle stratégie, ils sont susceptibles de limiter le volume de pénalités versées, même si cela implique

17. Des évolutions légales sur les termes de pénalités « pures », c'est-à-dire appliquées en sus de la compensation pour l'appel à des services de régulation, comme nous l'avons présenté dans le chapitre un, peuvent aussi être envisagées mais sont encore plus délicates à prévoir.

de diminuer le volume vendu, et leur revenu pour la partie « *Day-ahead* ». Cette non-prise en compte augmente le rôle de la prédictibilité (pourtant limité si elle est considérée indépendamment du facteur de charge, comme nous l'avons vu dans la partie 2.3) dans la phase d'estimation de la ressource, puisque les erreurs ont un impact plus important.

La possibilité d'utiliser un **moyen de stockage**, ou encore de **couper sa production**, constitue également un moyen d'augmenter les bénéfices du producteur, et diminue aussi le rôle de la prédictibilité. Par exemple, avec le couplage des centrales à des moyens de stockage, le besoin en termes de fiabilité des prévisions devrait diminuer. Nous n'avons pas non plus pris en compte la possibilité de participer à un marché de services système qui représenterait un biais supplémentaire de rémunération[18].

Par ailleurs, la réduction des coûts pour les déséquilibres n'est pas le seul bénéfice qu'un producteur éolien puisse obtenir grâce à la sélection d'un site ayant une bonne prédictibilité. Au sein des coûts opérationnels et de maintenance (O&M), la prédictibilité peut jouer un rôle plus important, en particulier pour les fermes éoliennes offshore, où les erreurs mènent non seulement à des pénalités, mais aussi à des pertes de disponibilité en raison de périodes d'immobilisation (turbines non accessibles à cause du mauvais temps qui n'aurait pas été bien anticipé dans la stratégie de maintenance). A cela pourrait s'ajouter des règles spécifiques pour les projets d'installation d'éoliennes, en plus des coûts pour les écarts de prévision, pour encourager une plus grande prise en compte de la question des prévisions par les producteurs.

Enfin, nous n'avons abordé la question de la prédictibilité que du point de vue du producteur mais une approche du point de vue du système pourrait également être d'intérêt [98].

18. Ce type de mécanisme est présenté dans les annexes du chapitre un.

# Chapitre 3

# Modélisation du problème d'investissement éolien incluant la formulation du problème de marché pour la détermination des prix et des pénalités

## 3.1 Introduction

**Contexte**

Dans le contexte réglementaire actuel (et comme nous l'avons vu aux chapitres un et deux), une part importante[1] des producteurs renouvelables sont concernés depuis 2016 par le mécanisme de régulation pour la gestion de l'équilibre du système électrique. Ils devraient ainsi verser des pénalités[2] pour les déséquilibres introduits sur le système électrique, au même titre que les moyens fissiles et fossiles.

Or pour ce type de production météo-dépendante, ces écarts devraient le plus souvent provenir d'erreurs sur les prévisions de production. Ainsi il devient envisageable que le critère de prédictibilité (la capacité d'un site à fournir de bonnes prévisions) devienne un facteur important dans la détermination du revenu, puisqu'il impactera le montant des pénalités perçues. Dans un cadre posant la question du choix de l'implantation de centrales éoliennes, il s'agit donc *a priori* d'une question intéressante à examiner.

Pourtant, dans les limites de l'analyse menée au chapitre précédent (pour les zones et les périodes considérées), nous avons vu dans la partie 2.3, que le facteur de charge des fermes éoliennes pouvait être un critère suffisant pour expliquer la quasi-totalité de leur rémunération. La prédictibilité, prise indépendamment du facteur de charge, n'expliquait qu'une fraction négligeable du revenu.

Toutefois, ce résultat était obtenu grâce à des données historiques pour les prix et les pénalités, fortement influencées par la structure du système électrique, et donc très sujettes à modification à l'avenir. Dans une perspective prospective[3], ce résultat ne peut donc être appliqué directement à l'analyse de la rémunération pour ce type de production.

La littérature fournit des travaux tels que [82, 61, 135] s'intéressant aux questions de rémunération de centrales éoliennes impactées par ces pénalités. Toutefois, ces derniers utilisent également des données historiques ou bien des paramètres fixes pour estimer les pénalités. Ainsi, l'impact de l'augmentation de la pénétration renouvelable sur le coût des erreurs de prévision n'est pas prise en compte. Dans [173], le

1. Selon les pays, un critère de taille et de technologie peut encore être appliqué pour le moment, mais à terme tous les producteurs renouvelables devraient être impliqués.

2. Ici, le terme pénalité englobe toutes les transactions effectuées au sein du mécanisme de régulation du marché considéré. Comme nous l'avons vu au chapitre un, il pourra s'agir d'un mécanisme de pénalités, ou bien d'un marché en temps réel. Dans ce deuxième cas, nous appelons « pénalité » le prix de marché en temps réel.

3. Nous nous plaçons en effet dans un cadre d'analyse de la situation future du système électrique car nous nous intéressons aux questions liées à l'implantation de centrales éoliennes.

producteur éolien est encore « *price-taker* » pour le marché « *Day-ahead* » mais il est cette fois « *price-maker* » pour le marché d'ajustement. Partant de cette hypothèse, un « *market clearing* » est alors effectué pour les opérations d'ajustement (ici, le système de « *single pricing* »[4] est utilisé), tandis que des données historiques sont toujours utilisées pour déterminer les prix « *Day-ahead* ».

Ces travaux font donc montre de deux limites lorsque l'on s'intéresse à la question d'investissement. Tout d'abord, l'utilisation de données historiques repose sur une conservation des schémas d'approvisionnement, des caractéristiques météorologiques, et des paramètres de marché, ou de disposer de données de prévisions des prix et pénalités pour pouvoir utiliser ces méthodes sur les périodes où les centrales installées fonctionneront. Les évolutions du mix énergétique ne peuvent donc être prises en compte que d'une manière limitée.

Ensuite, ces hypothèses de « *price-taker* » pour le marché « *Day-ahead* » et de « *price-maker* » pour le marché d'ajustement sont valables si nous supposons que la production éolienne est peu significative et ne peut influencer les prix que pour les marchés où les volumes échangés sont réduits. Elles semblent justifiées actuellement pour certains pays où les volumes de production renouvelable sont encore faibles. Toutefois, ces hypothèses ne sont déjà plus valides en Allemagne, aux Pays-Bas, ou encore en Espagne[5]. A terme, nous pouvons penser qu'il en sera de même dans de nombreux autres pays, lorsque les volumes de production renouvelable seront plus importants et pourront par conséquent influencer des marchés dont les volumes de transactions sont plus conséquents, comme celui du « *Day-ahead* ».

Par ailleurs, nous pensons que le mouvement de libéralisation décrit précédemment va se poursuivre, et que l'architecture basée sur des prix nodaux ou zonaux va se développer, car ce mécanisme est bien adapté pour gérer l'utilisation du réseau électrique par le marché.

Dans ce type de contexte de marché à prix local (qu'il soit nodal ou zonal), la capacité d'un générateur à devenir « *price-maker* » est supérieure, puisque le volume échangé localement est moindre que sur un marché couvrant une zone plus large.

Ce problème d'investissement dans un contexte de marché à prix locaux est traité dans [53, 56]. Il n'inclut cependant qu'une rémunération basée sur une participation aux opérations en « *Day-ahead* ». Ceci implique une tendance à la surestimation du revenu. En effet, les transactions résultant des déséquilibres introduits sont le plus souvent en défaveur des producteurs renouvelables, à moins que leurs écarts ne soient fréquemment opposés au sens de déséquilibre du système. Ainsi, elles se traduisent par des pénalités (peu importe le système de régulation choisi) qui amoindrissent le revenu perçu. Exclure ces transactions de l'analyse pour la question d'investissement revient donc potentiellement à surestimer les bénéfices attendus.

Avec tous ces éléments, nous pouvons donc identifier un triple impact de la localisation des centrales éoliennes sur le niveau de bénéfices attendu :

— tout d'abord, la localisation induit le facteur de charge des centrales, qui est déjà traditionnellement pris en compte dans les études d'implantation ;

— ensuite, elle détermine leur prédictibilité, donc le montant des pénalités pouvant être attendu pour les écarts introduits entre production vendue en « *Day-ahead* » et injectée en temps réel ;

— enfin, dans un contexte de marché à prix nodal, elle influence aussi les prix en fonction du système énergétique local.

De fait, la localisation peut influencer non seulement le volume de production, mais aussi le montant perçu par unité d'énergie produite dans le cas de prix locaux, et les pénalités reçues pour les déviations introduites.

### Problématique

Au vu de la question d'investissement qui nous intéresse dans ce travail de thèse[6], nous pouvons faire deux constatations.

Tout d'abord, l'analyse des bénéfices potentiels de ce type de centrales est complexifiée par le changement de paradigme en ce qui concerne leur rémunération (passage d'un régime de subvention à une participation directe au marché). Cette question est délicate pour une analyse sur la période actuelle comme nous

4. Ce mécanisme est expliqué plus en détail dans la partie 1.2 du chapitre un.

5. « au Danemark, l'offre électrique est déjà assurée à environ 40% par l'éolien ».[128]

6. Comme nous l'avons défini au chapitre un, cette question recouvre celles de savoir s'il doit être réalisé ou non, et de quelle manière, c'est-à-dire où, et quelles capacités doivent être installées.

l'avons menée dans le chapitre deux, mais elle est rendue encore plus ardue dans une perspective prospective. Les données de marché sont en effet susceptibles d'être modifiées, et les centrales éoliennes peuvent commencer à avoir une influence sur les prix de marché à moyen terme. Ainsi, une utilisation de données historiques de prix n'est plus suffisante. Dans ce cas, comment obtenir une stratégie d'investissement éolien qui prenne en compte les modifications du système électrique et du marché de l'électricité ?

Ensuite, il semble nécessaire de prendre en compte l'impact des pénalités pour les déviations introduites car elles peuvent grandement impacter le revenu, et il est alors possible que la prédictibilité, c'est-à-dire la qualité des prévisions permises par un site d'implantation, joue un rôle dans la décision d'investissement (localisation et capacité à installer). Dans ce cadre, comment définir une stratégie d'investissement ?

**Contribution**

Pour tenter de répondre à cette problématique, nous nous proposons de développer un modèle permettant de résoudre le problème de l'optimisation de l'investissement tout en générant les prix de marché « *Day-ahead* » et les pénalités appliquées à l'aide des modèles de « *market-clearing* » correspondants, avec un système à prix nodal. De cette façon, le mix énergétique (dont la production éolienne) et son effet sur les prix de marché sont paramétrable.

Notre modèle peut être utilisé pour l'analyse d'un système à prix nodal ou zonal, puisque à défaut de représenter des nœuds de réseau réels, les nœuds modélisés peuvent représenter des zones de prix correspondant à des ensembles de nœuds agrégés.

Notre problème d'investissement consiste à trouver la stratégie d'implantation et de dimensionnement optimale des centrales, c'est-à-dire celle permettant de maximiser les bénéfices. Il s'agit donc de sélectionner les capacités à installer et leur localisation sur les sites disponibles. Ces valeurs se traduisent par des variables d'optimisation car il s'agit des variables de décision sur lesquelles l'investisseur a le contrôle et dont la sélection est primordiale pour obtenir un bénéfice maximal.

Puisqu'un grand nombre de paramètres décisifs du problème sont incertains au moment de la décision d'investissement, comme par exemple le niveau de consommation ou de production des éoliennes, c'est l'espérance du bénéfice que nous chercherons à maximiser. Nous nous plaçons donc dans un cadre d'optimisation stochastique.

Au moment de réaliser ce travail de thèse, ce problème n'était pas encore abordé dans la littérature. Le travail récent mené dans [134] est à notre connaissance, le premier à s'intéresser à cette question d'investissement éolien dans le cadre d'une rémunération basée à la fois sur des transactions pour marché « *Day-ahead* » et le mécanisme de régulation, dont les opérations de « *market-claring* » soient modélisées. Il s'agit également d'un problème d'optimisation stochastique. Nous décrivons dans la partie 3.2 les différences entre le travail réalisé dans le cadre de cette thèse et la méthodologie utilisée dans cet article.

Dans ce chapitre, nous commençons par décrire les hypothèses adoptées dans la formulation du problème avant d'aborder sa description. Nous verrons qu'il s'agit d'un problème multi-niveaux non-linéaire. Nous introduirons un « ratio de disponibilité en *Day-ahead* » $\beta$, fixant la répartition entre capacité des lignes du réseau électrique allouée aux opérations de la veille pour le lendemain et celle allouée aux opérations décidées en temps réel, ce ratio permettant d'obtenir un traitement plus facile du problème. Ainsi nous pourrons utiliser les mêmes méthodes de résolution que [53, 54], puis nous implémenterons cette résolution. Nous proposerons également une méthode réaliste pour fixer la valeur de $\beta$ basée sur la sensibilité du système à ce paramètre.

Nous introduirons ensuite un cas d'étude basé sur la littérature [86, 56] et donnerons quelques résultats avant d'analyser la sensibilité de la solution à la valeur fixée pour le ratio $\beta$, qu'il soit constant ou variable dans le temps.

## 3.2 Méthodologie et présentation des hypothèses

**Méthodologie**

Nous souhaitons pouvoir résoudre le problème d'investissement[7] d'un producteur éolien qui participe à un marché de l'électricité à prix nodal, sans subventions, et dans les mêmes conditions que des producteurs « traditionnels » c'est-à-dire en assumant une obligation de responsable d'équilibre.

7. Il s'agit de déterminer la capacité et la répartition des centrales à installer.

Dans la mesure où nous souhaitons obtenir des prix et pénalités générées à partir d'un problème de marché[8], notre problème comportera trois niveaux[9]. Le premier correspondra à un problème classique d'investissement, et les deux suivants, qui seront inclus dans les contraintes du problème d'investissement de haut niveau, se rapporteront aux « *market clearing* » des marchés en « *Day-ahead* », et en temps réel, respectivement.

Nous verrons que nous pourrons simplifier cette structure à l'aide du ratio de disponibilité de la capacité des lignes en « *Day-ahead* » $\beta$ mentionné en introduction. Ensuite, les sous-problèmes de « *market clearing* » en « *Day-ahead* » et en temps réel pourront être transformés en contraintes du problème d'investissement à l'aide des conditions de Karush-Kuhn-Tucker détaillées dans les annexes. Enfin, la fonction objectif du problème d'investissement sera linéarisée pour simplifier sa résolution, et le détail de cette transformation sera également fournie dans les annexes. Ce processus est illustré dans la figure 3.1[10].

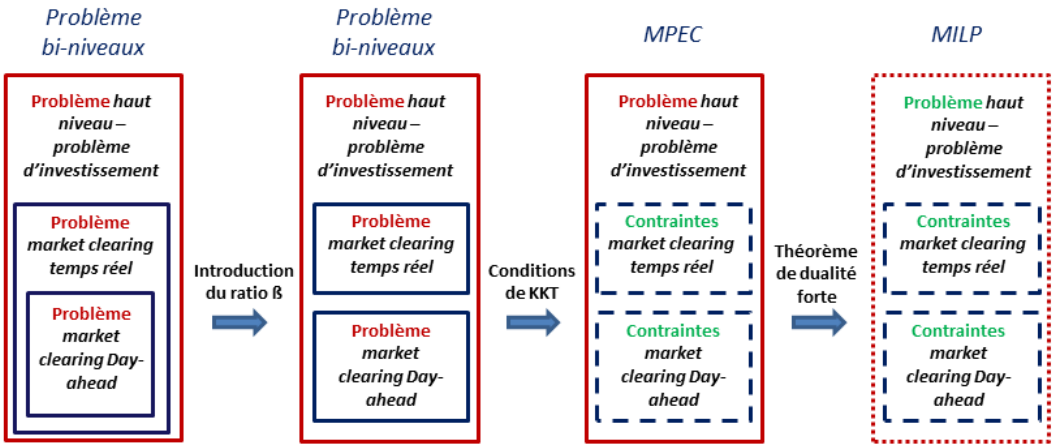



FIGURE 3.1 – Processus adopté

Dans la suite, nous commençons par proposer une formulation mathématique du problème que nous souhaitons résoudre, avant de détailler le processus évoqué précédemment et permettant d'obtenir un problème simplifié. Nous présenterons alors l'algorithme de résolution, basé sur une décomposition de Benders, puis une méthode pour sélectionner $\beta$ afin d'être en mesure d'utiliser cet algorithme. Ensuite, nous validerons notre modèle en analysant son comportement sur un cas test issu de la littérature [86, 56], avant de tirer quelques conclusions.

## Hypothèses pour le problème d'investissement

Comme nous l'avons vu, le problème d'investissement considéré inclut un modèle de marché au sein de ses contraintes. Dans cette partie, nous présentons donc les hypothèses adoptées et qui concernent uniquement le producteur éolien et son investissement, c'est-à-dire le problème d'investissement à l'exclusion du problème de marché, que nous présentons juste après. Nous commençons par les présenter succinctement avant de donner davantage de détails.

Les hypothèses prises concernant le problème d'investissement peuvent être regroupées en deux catégories : celles portant sur la méthodologie adoptée pour l'étude d'investissement, et celles portant sur la manière dont la rémunération est obtenue pour les centrales considérées.

### *Hypothèses pour l'étude d'implantation*

8. L'objectif, rappelons-le étant de générer ces prix en fonction d'un mix énergétique paramétrable afin de prendre en compte les évolutions possibles du système électrique, et l'impact des productions éoliennes sur celui-ci.

9. En effet, comme nous le détaillons dans la suite, les deux échéances de marché (« *Day-ahead* » et temps réel) considérées se déroulant de manière séquentielle, nous avons le choix entre considérer une gestion intégrée des deux horizons d'opérations, ou une gestion stochastique à l'aide de scénarios, ou bien une gestion considérant un des problèmes comme une contrainte de l'autre problème de marché. C'est cette dernière méthode que nous choisissons.

10. « MPEC » signifie « *Mathematical Programming with Equilibrium Constraints* », « MILP » signifie « *Mixed Integer Linear Programming* », et « KKT » signifie « *Karush Kuhn Tucker* ».

1. **Problème statique et données du système électrique local connues** (fixées ou suivant une loi de probabilité discrète dont la distribution[11] sur la période considérée est connue).
2. **Coût marginal de l'investissement unique et fixé**.

*Hypothèses pour la rémunération du producteur*

3. **Pas d'autre source de revenu que la participation aux marchés « *Day-ahead* » et temps réel pour les nouvelles centrales éoliennes**.
4. **L'investisseur est le seul participant susceptible d'introduire des écarts entre production vendue en « *Day-ahead* » et injectée en temps réel**.
5. **Les centrales éoliennes sont contrôlables à la hausse et à la baisse dans les limites des niveaux de productions disponibles**.

Examinons à présent plus en détail ces hypothèses.

**(Hyp 1)** Comme dans tout problème d'optimisation, nous retrouvons deux types de facteurs dans la modélisation de notre problème : les paramètres, qui sont fixés pour résoudre le problème, et les variables d'optimisation, qui correspondent aux variables de contrôle, aux éléments sur lesquels le décideur a une possibilité d'action.

Or, la décision d'implantation est prise à une date déterminée avant l'investissement lui-même, de sorte que **l'ensemble des paramètres peut encore être incertain à cet instant. Dans ce cas, des scénarios peuvent être déterminés**. Il s'agit de décrire les différentes trajectoires[12] envisageables, chacune étant associée à une probabilité. Nous utilisons des valeurs fixes pour des ensembles d'heures de l'année que nous désignons par des « bloc d'heures », et qui seront associés au nombre d'heures correspondant.

Dans notre formulation, les coûts (offre de prix pour les moyens de production, la réserve mais aussi les coûts d'investissement) ainsi que les capacités maximales disponibles (offres disponibles des concurrents, de la réserve, et flux disponible sur les lignes) et les susceptances des lignes sont fixés avant la résolution (et ne varient pas dans le temps). Traiter certains de ces paramètres en tant que variables d'optimisation serait possible dans la modélisation mais augmenterait la complexité de la résolution. C'est le cas avec les offres de prix[13], qui feraient apparaître des produits de variables, rendant le problème non-linéaire.

En revanche, la demande pourrait être intégrée dans l'ensemble des variables d'optimisation, en la modélisant comme une variable de production de coût négatif. Toutefois, nous conservons l'approche consistant à considérer une demande inélastique fixée en dehors du problème (demande exogène). Cette hypothèse est détaillée dans la section suivante, portant sur les hypothèses concernant le problème de marché.

Nous considérons également que les données éoliennes sont fixées à l'aide de scénarios ou d'une description de conditions de fonctionnement[14].

En ce qui concerne les variables d'optimisation, nous considérons que la décision s'effectue en une seule fois, avant que tous les paramètres soient connus, et sans adaptation ultérieure des capacités installées. **Le problème est donc statique**.

**(Hyp 2) Le coût d'investissement est supposé rester proportionnel au nombre de mégawatts installés**. En réalité, et comme expliqué dans le premier chapitre de cette thèse, ce coût peut ne pas être linéaire, et la proportionnalité entre coût et capacité installée peut n'être conservée que par paliers.

**(Hyp 3)** Nous supposons que l'investisseur n'a **pas d'autres centrales déjà installées sur le système**, et que **les seules transactions qu'il effectuera se feront pour les nouvelles centrales éoliennes installées, au sein des marchés « *Day-ahead* » et de la régulation en temps réel**.

**(Hyp 4)** Nous considérons que **seul le producteur éolien introduit des écarts dans le système** et qu'ils sont dus aux erreurs de prévisions (il n'y a pas de pannes ou d'indisponibilités pour les générateurs et la demande est parfaitement prévue la veille pour le lendemain). Il est à noter que dans notre modèle, les producteurs concurrents pourraient également avoir une production fatale à condition de choisir une

11. Nous verrons plus en détail comment cette gestion des incertitudes est menée à l'aide de scénarios et conditions de fonctionnement dans la partie 3.7.2 de ce chapitre trois.
12. Au sens de suite de valeurs prises dans le temps pour un paramètre.
13. Ce qui serait effectué pour modéliser un comportement stratégique des participants.
14. Plus de détails sur la formulation de ces scénarios et conditions de fonctionnement sont fournis dans la partie 3.7.2 du chapitre trois.

capacité maximale appropriée pour chaque pas de temps. Comme mentionné auparavant, elle est cependant considérée comme fixée dans le temps dans les cas étudiés. En pratique, nous choisirons des centrales non renouvelables, dont la production est plus contrôlable.

**(Hyp 5)** Nous disposons de données portant sur les niveaux de production éolienne maximale prévus et réellement disponibles en temps réel pour chaque pas de temps. La production vendue ou injectée peut se situer sous ces maximums, ce qui correspond à couper une partie de la production, par exemple pour éviter l'apparition d'une contrainte sur le réseau. **Une régulation à la baisse est ensuite toujours possible**, et dans le cas où la production vendue est inférieure au niveau de production disponible, **une régulation à la hausse est aussi envisageable**.

Dans le cadre de notre travail, par souci de simplicité dans l'analyse réalisée, nous limitons cette possibilité aux centrales éoliennes nouvellement installées, tandis que les centrales concurrentes sont supposées suivre leur plan de production fixé la veille pour le lendemain. Ainsi la régulation en temps réel provient soit des centrales éoliennes (pour compenser un écart sur un autre noeud), soit des moyens de réserve. Toutefois, il serait aisé de fixer à une valeur non nulle les volumes de production des moyens concurrents disponibles en temps réel pour qu'ils puissent aussi participer à la régulation.

### Hypothèses pour le problème de marché

Les hypothèses utilisées pour la modélisation du problème de marché sont les suivantes :

1. **Le marché considéré est une plateforme d'échanges**.
2. **Les marchés sont à prix nodal**.
3. **Le système de régulation utilisé est celui du marché en temps réel**.
4. **Le producteur éolien a un coût marginal nul**.
5. **Les participants ont un comportement non stratégique**.
6. **La demande est inélastique**[15].

Examinons à présent plus en détail ces hypothèses.

**(Hyp 1)** Selon les cas, et comme nous l'avons vu dans le premier chapitre de cette thèse, la gestion des opérations sur le système électrique peut être réalisée par un opérateur historique, une bourse de l'électricité, ou une plateforme d'échange. Dans tous les cas, une optimisation est réalisée. Elle correspond en général à la minimisation du coût pour l'opérateur choisi, sous contrainte de répondre à la demande, et le choix du mécanisme implique des modifications de la fonction objectif mais aussi des contraintes du problème considéré. Ainsi, selon le dispositif, le coût de production sera linéaire ou quadratique par rapport au volume de production, et les contraintes appliquées au problème varieront.

Dans le cas d'une gestion par un monopole historique par exemple, le problème résolu prend le plus souvent la forme d'un « *Unit commitment* »[16] [171], où les coûts réels des centrales sont pris en compte, ainsi que leurs contraintes de démarrage-arrêt, menant à un problème d'optimisation non linéaire.

On peut retrouver ce fonctionnement avec un cadre de marché lorsque la structure de « *pool* » est choisie, car elle reprend le problème du « *Unit commitment* » : il s'agit d'optimiser à la fois le fonctionnement des centrales et l'utilisation du système électrique (tenant compte des réserves voire incluant les contraintes de réseau). Les offres de production des générateurs sont donc assez complexes, incluant des offres de prix pour différents niveaux de production, avec les coûts de démarrage-arrêt des centrales ainsi que des offres pour la réserve.

A l'inverse, dans un cadre de plateforme d'échanges (« *Power exchange* »), l'ensemble des coûts et contraintes sont intégrées par les participants dans leurs offres de prix, de sorte que le problème d'optimisation devient linéaire, les quantités vendues étant multipliées par des offres de prix fixes, et le nombre de contraintes étant largement réduit. Il est toutefois à noter, que comme nous l'avons fait remarquer au chapitre un, ce choix de fonctionnement s'appuie sur une notion de coût proportionnel et d'offre linéaire qui n'est pas toujours réaliste du fait d'indivisibilités. Ainsi, même si la fonction objectif est linéarisée par

15. Cette hypothèse est souvent utilisée, mais elle est par exemple mise en cause pour le cas français dans [110].
16. Le problème de « *Unit commitment* » consiste à minimiser le coût d'approvisionnement en électricité tout en répondant à la demande, en jouant sur les niveaux de production mais également sur l'allumage ou l'extinction de centrales, et en prenant en compte des contraintes techniques comme la vitesse d'allumage ou d'extinction ou les périodes minimales d'allumage.

rapport à un « *Unit commitment* » réalisé par le monopole historique (où des coûts quadratiques pourraient exister), les offres de prix seront linéaires par morceaux au mieux.

Dans le cadre de cette thèse nous nous penchons uniquement sur la participation à une **plateforme d'échanges** comme source principale de revenu, ce qui permet de simplifier la fonction objectif et le problème de marché associé. Nous pouvons alors l'utiliser pour déterminer le revenu du producteur considéré, en tant que sous-problème du problème d'investissement principal.

**(Hyp 2)** Comme nous l'avons présenté dans le premier chapitre de cette thèse, le mécanisme de marché à prix nodal est utilisé au sein de PJM aux Etats-Unis et semble particulièrement intéressant dans une perspective prospective, telle que définie plus haut. En effet, nous considérons que la libéralisation de la gestion du système électrique va se poursuivre, et que les contraintes de réseau seront plus importantes à l'avenir (notamment du fait de l'introduction massive d'énergie d'origine renouvelable), de sorte que les mécanismes classiques ne devraient plus être suffisants pour gérer les nombreuses congestions.

En conséquence, que ce soit pour l'échéance « *Day-ahead* » (où les volumes transportés pourraient être importants) ou bien pour l'échéance temps réel (afin de permettre une utilisation maximale des capacités du réseau), les prix zonaux voire nodaux semblent appropriés. Notre modélisation de prix nodaux pourra être utilisée pour un marché à prix zonaux en agrégeant les nœuds de la zone considérée en un seul nœud.

Avec cette **hypothèse de marché à prix nodal**, nous prenons en compte les contraintes réseau au moment de la détermination des opérations de marché. Dans ce cadre, nous supposons que le réseau est fixé pour l'étude (pas de nouveaux investissements) et nous utilisons une approximation DC (« *Direct Current* ») [162, 116] pour le modéliser.

Cette approximation permet de simplifier les équations de bilan de puissance. En effet, celles-ci s'écrivent habituellement :

$$f^k = \sum_{j=1}^{N} |V^k||V^j|(G^{kj} cos(\delta^k - \delta^j) + B^{kj} sin(\delta^k - \delta^j)) \tag{3.1}$$

$$Q^k = \sum_{j=1}^{N} |V^k||V^j|(G^{kj} sin(\delta^k - \delta^j) - B^{kj} cos(\delta^k - \delta^j)) \tag{3.2}$$

où $\left\{f^k, Q^k, V^k, G^{kj}, B^{kj}, \delta^k\right\} \in \mathbb{R}$ et
$f^k$ est la puissance active injectée au nœud $k$,
$Q^k$ est la puissance réactive injectée au nœud $k$,
$V^k$ est le potentiel électrique au nœud $k$,
$G^{kj}$ est la conductance, la partie réelle de l'admittance, de la ligne $kj$,
$B^{kj}$ est la susceptance, la partie imaginaire de l'admittance, de la ligne $kj$,
$\delta^k$ est l'angle de tension au nœud $k$.

Avec l'approximation DC, nous considérons qu'il n'y a pas de pertes : la résistance $r$, est significativement plus faible que la réactance $x$ ce qui permet d'écrire $G^{kj} \approx 0$ et $B^{kj} \approx \frac{-1}{x}$. La différence d'angles de tension entre les nœuds d'une ligne est également supposée faible, ce qui permet d'écrire $sin(\Theta) \approx \Theta$. De plus nous raisonnons en « per unit » et comme le remarque [116], la puissance réactive transmise est bien plus faible que la puissance active ($f^k \geq\geq Q^k$) de sorte que les équations (3.1), (3.2) peuvent être simplifiées et nous pouvons ne conserver que l'équation suivante :

$$f^k = \sum_{j=1, j\neq k}^{N} B^{kj}(\delta^k - \delta^j) \tag{3.3}$$

où $f^k \in \mathbb{R}$, et
$f^k$ est le flux de puissance active prévue pour la ligne $k$, $B^{kj}$ est la susceptance pour la ligne reliant les nœuds $k$ et $j$ et $\delta^k$ est l'angle de tension pour le nœud $k$.

Il est à noter que du fait des hypothèses prises pour la description du réseau, notre travail s'applique au réseau de transmission. Ainsi, bien qu'il pourrait permettre d'analyser la question de l'implantation d'autres types de centrales fréquemment soumises à des erreurs de prévision, comme les centrales photovoltaïques,

il ne permet pas de décrire de manière fine le réseau de distribution[17] où ces centrales sont susceptibles d'être installées.

**(Hyp 3)** Nous utilisons le **système de régulation basé sur le marché en temps réel**, plutôt que le mécanisme de pénalités dans notre contexte de marché à prix nodal car il est plus en ligne avec le mouvement de libéralisation que nous pensons voir perdurer. Ce choix trouve une justification supplémentaire si l'on prend en compte les critiques émises dans [152] quant à la fixation des pénalités pour le marché britannique et qui sont détaillées dans les annexes du chapitre un.

Avec le système de régulation basé sur un marché en temps réel sans terme de pénalité, si le producteur introduit un écart négatif, il paye une pénalité qui se transpose directement en l'achat d'un volume de régulation à la hausse. Dans le cas d'une surproduction, il est rémunéré au prix de marché pour cette différence. Toutefois, l'offre de prix de la régulation étant négative (puisqu'elle correspond à une consommation), ce prix de marché est généralement bas, voire négatif[18], ce qui revient finalement à un coût pour le producteur.

**(Hyp 4)** Le **coût marginal des centrales éoliennes est supposé nul** comme sa ressource est gratuite (pas de coût de combustible).

**(Hyp 5)** Pour simplifier le problème, **l'ensemble des producteurs est supposé être non stratégique**. Si tel n'était pas le cas, les offres de prix constitueraient des variables d'optimisation supplémentaires comme nous l'avons évoqué plus haut. En l'occurrence, ces offres sont fixées et correspondent aux coûts marginaux des moyens de production. Nous utilisons en effet l'hypothèse que les coûts de production sont linéaires.

**(Hyp 6)** Nous faisons le choix de considérer une **demande inélastique**. Autrement dit, nous supposons qu'elle doit être satisfaite peu importe le prix de marché de l'électricité[19].

Cette hypothèse utilisée dans [53, 56] s'appuie sur l'idée que la consommation est généralement peu réactive aux signaux de prix[20], ce qui implique que les fournisseurs cherchent également à s'approvisionner à n'importe quel prix sur le marché de gros.

De ce fait, nous pouvons remplacer le problème d'optimisation du « *market clearing* » qui maximise la fonction objectif correspondant au bien-être social, par la minimisation du coût d'approvisionnement sous contrainte de répondre à la demande.

### Remarques sur les hypothèses adoptées

Notre problème est similaire à celui traité par le modèle d'investissement avec collusion d'investisseurs pour des moyens de production stochastiques, pour le cas d'un marché inefficace, et avec des erreurs de prévision de production décrit dans [134].

Les hypothèses que nous adoptons correspondent globalement à celles qui sont prises en compte dans ce travail, que ce soit au niveau de l'investissement (hypothèses 1, 2, 3, 4) ou du marché (hypothèses 1, 3, 4, 5, 6). Les principales différences sont les suivantes :

— l'investissement est modélisé par des variables binaires et non discrètes ;

— l'heuristique utilisée pour résoudre le problème suppose que la production vendue sera égale à la production prévue[21] ;

— Bien qu'il soit possible de les intégrer en considérant une hypothèse d'approximation DC, le problème n'inclut pas une description de prix nodaux. Un cas d'étude avec une seule ligne modélise les deux zones de marché danoises, DK1 et DK2.

17. C'est par exemple une hypothèse également adoptée dans [17] où « Le réseau de distribution n'est pas modélisé, et le coût de son éventuel renforcement n'est pas comptabilisé. La majorité de la production des mix modélisés étant directement injectée dans les postes sources, l'impact de cette hypothèse reste limitée ».

18. Dans notre cas, le producteur étant seul à introduire des écarts, le prix sera toujours négatif avec une régulation à la baisse.

19. Une figure illustrant la demande inélastique est fournie dans les annexes du chapitre un.

20. Ce constat est susceptible d'évoluer avec le développement d'offres tarifaires dynamiques, notamment permises par les systèmes de « *Smart Grids* ». Elle est également discutable lorsque l'on considère les exportations, puisque les marchés voisins peuvent également réagir à ces signaux de prix.

21. Cette hypothèse est appuyée par le fait que toute la production pourrait toujours être écoulée, selon deux considérations que le développement important de la pénétration renouvelable dans le mix énergétique remet en question : que la production renouvelable ne puisse dépasser la demande (surtout dans un contexte local), et qu'il n'y ait aucune contrainte de congestion.

Nous aborderons dans les parties 3.8 du présent chapitre et 4.4 du chapitre quatre si les comportements obtenus sont similaires à ceux obtenus avec notre modèle, et nous aborderons dans la section « Discussion sur la méthode de résolution » de la partie 3.8 les principales différences, et intérêts propres à chaque méthode.

## 3.3 Formulation du problème mathématique

Dans ce chapitre, nous commençons par introduire la notation utilisée avant de donner la formulation du problème d'investissement.

### Notation

Dans la suite, les vecteurs sont notés en gras. De plus, les variables duales d'intérêt sont séparées des contraintes auxquelles elles sont associées par deux points et notées entre parenthèses.

#### *Ensembles*

$\Psi$ Ensemble des producteurs concurrents
$\Psi_n$ Ensemble des générateurs présents sur le nœud $n$
$\Psi^K$ Ensemble des lignes
$\Psi^{R+}$ Ensemble des moyens de réserve fournissant une régulation à la hausse
$\Psi^{R-}$ Ensemble des moyens de réserve fournissant une régulation à la baisse
$\Psi_n^{R+}$ Ensemble des moyens de réserve fournissant une régulation à la hausse pour le nœud $n$
$\Psi_n^{R-}$ Ensemble des moyens de réserve fournissant une régulation à la baisse pour le nœud $n$

#### *Paramètres*

$T \in \mathbb{N}$ Nombre de pas de temps considéré[22]
$\Omega \in \mathbb{N}$ Nombre de scénarios
$p_\omega \in [0:1]$ Probabilité du scénario $\omega$
$o(k)$ Extrémité émettrice de la ligne $k$
$r(k)$ Extrémité réceptrice de la ligne $k$
$n(i)$ Nœud où est placée la centrale $i$
$N$ Nombre de nœuds du réseau considéré

#### Paramètres de coût

$c_{inv} \in \mathbb{R}_+$ Coût marginal d'investissement
$c_i \in \mathbb{R}_+$ Coût marginal de production pour la centrale concurrente $i$
$c_j \in \mathbb{R}_+$ Coût marginal de régulation à la hausse pour le moyen de réserve $j$
$c_l \in \mathbb{R}_-$ Coût marginal de régulation à la baisse pour le moyen de réserve $l$

#### Paramètres de contraintes techniques

$X_{max}^n \in \mathbb{R}_+$ Capacité maximale pouvant être installée sur le nœud $n$
$X_{max} \in \mathbb{R}_+$ Capacité maximale pouvant être installée sur l'ensemble des nœuds
$U \in \mathbb{R}_+$ Capacité d'un bloc de puissance à installer
$g_{max}^i \in \mathbb{R}_+$ Production maximale de la centrale concurrente $i$
$R_{max}^j \in \mathbb{R}_+$ Capacité maximale pour le moyen de réserve $j$
$N_{ref} \in \mathbb{N}$ Nœud de référence
$B^k \in \mathbb{R}_-$ Susceptance pour la ligne $k$
$f_{max}^k \in \mathbb{R}$ Capacité maximale de la ligne $k$

22. Les pas de temps sont assimilés à des blocs d'heures.

***Données***

$d_{DA}^{n\omega t} \in \mathbb{R}_+$ Demande en « *Day-ahead* » pour le nœud $n$, le scénario $\omega$, et le pas de temps $t$
$prev(n, \omega, t) \in [0 : 1]$ Prévision la veille pour le lendemain de la production éolienne disponible normalisée pour le nœud $n$, le scénario $\omega$, le pas de temps $t$
$prod(n, \omega, t) \in [0 : 1]$ Production normalisée disponible en temps réel pour le nœud $n$, le scénario $\omega$, le pas de temps $t$

***Variables d'optimisation***

**Investissement**

$X^n \in \mathbb{R}_+$ Capacité installée au nœud $n$
$u^n \in \mathbb{N}$ Nombre de blocs installés au nœud $n$

**Opérations en « *Day-ahead* »**

$\lambda_{DA}^{n\omega t} \in \mathbb{R}$ Prix du marché « *Day-ahead* » au nœud $n$, pour le scénario $\omega$, et le pas de temps $t$
$P_{DA}^{n\omega t} \in \mathbb{R}_+$ Production éolienne vendue en « *Day-ahead* » pour le nœud $n$, le scénario $\omega$, le pas de temps $t$
$g_{DA}^{i\omega t} \in \mathbb{R}_+$ Production vendue en « *Day-ahead* » par le générateur concurrent $i$, pour le scénario $\omega$, le pas de temps $t$
$f_{DA}^{k\omega t} \in \mathbb{R}$ Flux de puissance prévu en « *Day-ahead* » pour la ligne $k$, le scénario $\omega$, le pas de temps $t$
$\delta_{DA}^{n\omega t} \in \mathbb{R}$ Angle de tension prévu en « *Day-ahead* » pour le nœud $n$, le scénario $\omega$, le pas de temps $t$

**Opérations en temps réel**

$\lambda_{RT}^{n\omega t} \in \mathbb{R}$ Prix du marché en temps réel au nœud $n$, pour le scénario $\omega$, et le pas de temps $t$
$e^{n\omega t} \in \mathbb{R}$ Écart de production éolienne en temps réel sur le nœud $n$, le scénario $\omega$, le pas de temps $t$ (production injectée en temps réel moins la quantité $P_{DA}^{n\omega t}$ contractée la veille)
$R_+^{j\omega t} \in \mathbb{R}_+$ Volume de régulation à la hausse pour le moyen de réserve $j$, le scénario $\omega$, le pas de temps $t$
$R_-^{l\omega t} \in \mathbb{R}_-$ Volume de régulation à la baisse pour le moyen de réserve $l$, le scénario $\omega$, le pas de temps $t$
$f_{RT}^{k\omega t} \in \mathbb{R}$ Flux de puissance en temps réel pour la ligne $k$, le scénario $\omega$, le pas de temps $t$
$\delta_{RT}^{n\omega t} \in \mathbb{R}$ Angle de tension en temps réel pour le nœud $n$, le scénario $\omega$, le pas de temps $t$

**Formulation du problème d'investissement**

Dans cette section, nous commençons par donner quelques éléments sur la structure du problème utilisé, avant de donner plus de détails sur les éléments qui la composent.

(a) **Structure du problème**

Nous souhaitons résoudre un problème d'investissement éolien, le revenu perçu provenant de la participation aux marchés « *Day-ahead* » et temps réel. Ces transactions sont également modélisées pour fixer les prix des rémunérations et pénalités perçues, et elles apparaissent donc comme une contrainte du problème d'investissement.

D'un point de vue temporel, les opérations réalisées sur le « *Day-ahead* » et le marché de régulation ont lieu séquentiellement : le « *Day-ahead* », puis le temps réel, et les transactions menées pour la régulation dépendent de ce qui a été décidé la veille pour le lendemain.

En partant de ce constat, nous pouvons envisager trois manières de modéliser cette séquentialité. La première est de modéliser les deux types d'opérations de manière intégrée, la seconde d'introduire des scénarios sur les opérations réalisées en « *Day-ahead* », et la troisième est de considérer le problème de « *market-clearing* » en « *Day-ahead* » comme une contrainte du marché en temps réel.

Nous choisissons la dernière option, qui nous semble mieux représenter le fonctionnement réel du marché. Notre problème a ainsi une structure multi-niveaux illustrée sur la figure 3.2.

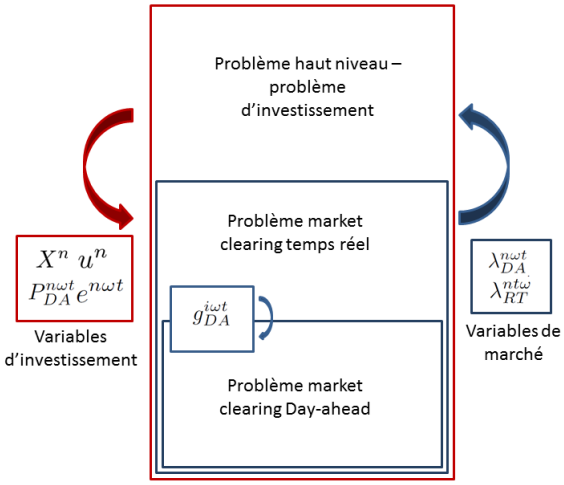



FIGURE 3.2 – Structure du problème d'investissement choisi

Les capacités investies $(X^n, u^n)$ pour chaque nœud $n$ sont des variables d'optimisation du problème de haut niveau, dont la solution doit minimiser l'espérance du coût total, donné par la différence entre les coûts d'investissement et les revenus issus de la participation au marché de l'électricité.

Le revenu issu du marché « *Day-ahead* » est obtenu à partir des prix de marché $\lambda_{DA}^{n\omega t}$ et des volumes de production vendus $P_{DA}^{n\omega t}$. Le montant des pénalités versées dépend de $\lambda_{RT}^{n\omega t}$, le prix de marché temps réel, et de $e^{n\omega t}$, le volume d'écart introduit sur le système par le participant considéré. Ces variables sont présentes[23] au niveau du problème de marché qui correspond, nous le rappelons, à une contrainte du problème de haut niveau et apparait donc comme un problème secondaire du problème principal. Ainsi, le problème principal fournit au problème secondaire les capacités investies permettant de déterminer les opérations de marché, tandis que le problème de marché permet de trouver les prix perçus servant à calculer le revenu au niveau du problème principal d'investissement.

(b) **Problème principal - Le problème d'investissement**

L'objet de notre problème, donné par (3.4) est de trouver l'investissement éolien permettant de minimiser sur une période donnée l'espérance du coût du producteur considéré. Il correspond à la somme du revenu issu de la participation au marché de ses nouvelles centrales, des pénalités versées pour les écarts introduits dans le système, et des coûts d'investissement.

Ce problème est soumis à des contraintes de bornes maximales de capacité à installer sur chaque nœud (3.5), pouvant par exemple correspondre à une contrainte technique liée à la ligne et imposant une borne aux injections, ou à une surface maximale utilisable, limitant le nombre de centrales installées. Il est aussi soumis à une borne maximale de la capacité installée sur l'ensemble des nœuds (3.6), pouvant par exemple correspondre à une limitation budgétaire pour le projet d'investissement. Deux contraintes supplémentaires, (3.7) et (3.8), traduisent le fait que l'investissement se fait par bloc de puissance et non de manière continue.

Ensuite, les quantités vendues pour l'échéance « *Day-ahead* » et temps réel dépendent des volumes de production éolienne prévus la veille ou disponibles en temps réel. Ainsi, le volume vendu sur le marché « *Day-ahead* » pour le pas de temps $t$ et le scénario $\omega$ considéré, est borné par la prévision de production maximale disponible pour ce pas de temps $t$ et ce scénario $\omega$, c'est-à-dire le produit du

23. Toutefois une distinction doit être faite entre les prix $\lambda_{DA}^{n\omega t}$ et $\lambda_{RT}^{n\omega t}$ qui sont produits par la résolution du problème de marché, et les variables des quantités vendues sur le marché, $P_{DA}^{n\omega t}$ et $e^{n\omega t}$, qui sont fixées par le problème d'investissement.

facteur de charge correspondant et de la capacité installée (correspondant à une variable d'optimisation du problème). C'est ce qui est pris en compte dans (3.9).

L'écart final introduit sur le réseau, correspondant à la production injectée en temps réel diminuée de la production contractée la veille pour le lendemain, est borné supérieurement par la différence entre la production maximale disponible en temps réel et celle vendue sur le « *Day-ahead* » (3.10) et inférieurement par $-P_{DA}^{n\omega t}$, l'opposé de la production contractée la veille pour le lendemain.

Les écarts peuvent donc être négatifs, ce qui correspond à un cas où la production contractée la veille pour le lendemain est supérieure à la production disponible en temps réel[24]. Des centrales de régulation à la hausse doivent alors être utilisées. Si ces déviations sont positives, cela correspond à un cas où la production contractée la veille pour le lendemain est inférieure à la production disponible en temps réel, et où cette production supplémentaire doit être consommée. Étant donné que nous considérons que seul le producteur éolien introduit des erreurs, ces écarts, bien que positifs, doivent être compensés par l'appel à des volumes de régulation à la hausse et impliquent également une dépense pour le producteur.

Enfin, le problème d'investissement est soumis aux contraintes de marché (3.12)-(3.26) décrites dans la prochaine sous-section. Rappelons que toutes les définitions des variables ainsi que leur ensemble de définition sont fournis dans la partie 3.3. Nous obtenons le problème suivant :

$\Delta = \{X^n, u^n, P_{DA}^{n\omega t}, e^{n\omega t}, \forall n \in [\![1:N]\!]\} \cup setDA \cup setRT$
où $setDA = \{\lambda_{DA}^{n\omega t}, g_{DA}^{i\omega t}, f_{DA}^{k\omega t}, \delta_{DA}^{n\omega t}, \forall t \in [\![1:T]\!], \forall \omega \in [\![1:\Omega]\!], \forall n \in [\![1:N]\!], \forall i \in \Psi, \forall k \in \Psi^K\}$
et

$$setRT = \{\lambda_{RT}^{n\omega t}, R^{j\omega t}, R^{l\omega t}, f_{RT}^{k\omega t}, \delta_{RT}^{n\omega t}, \\ \forall t \in [\![1:T]\!], \forall \omega \in [\![1:\Omega]\!], \forall n \in [\![1:N]\!], \forall j \in \Psi^{R+}, \forall l \in \Psi^{R-}, \forall k \in \Psi^K\}$$

$$\min_{\Delta} \sum_{n=1}^{N} [c_{inv} X^n - \sum_{t=1}^{T} \sum_{\omega=1}^{\Omega} p_\omega (\lambda_{DA}^{n\omega t} P_{DA}^{n\omega t} + \lambda_{RT}^{n\omega t} e^{n\omega t})] \tag{3.4}$$

où

$$0 \leq X^n \leq X_{max}^n, \forall n \tag{3.5}$$

$$\sum_{n=1}^{N} X^n \leq X_{max} \tag{3.6}$$

$$0 \leq u^n \leq X_{max}^n / U, \forall n \tag{3.7}$$

$$X^n = u^n.U, \forall n \tag{3.8}$$

$$0 \leq P_{DA}^{n\omega t} \leq X^n.prev(n, \omega, t), \forall n \tag{3.9}$$

$$-P_{DA}^{n\omega t} \leq e^{n\omega t} \leq X^n.prod(n, \omega, t) - P_{DA}^{n\omega t}, \forall n \tag{3.10}$$

$$(3.12) - (3.26), \forall t, \forall \omega \tag{3.11}$$

24. Ceci est valable dans la mesure où il n'y a pas de déviations introduites par d'autres participants, ce qui implique que tous les écarts sont involontaires.

(c) **Problème secondaire - Le problème de marché**

Le problème de haut niveau décrit précédemment possède des contraintes qui correspondent au modèle de marché. Ces dernières ont pour but de déterminer les montants des prix et pénalités ainsi que les volumes vendus par les générateurs concurrents ou les moyens de réserve sur les marchés « *Day-ahead* » et temps réel[25].

Ainsi, d'après le choix effectué pour modéliser la séquentialité des opérations, nous considérons que le problème de « *market-clearing* » en « *Day-ahead* » correspond à une contrainte du problème de « *market-clearing* » en temps réel.

De ce fait nous obtenons le problème suivant :

$\forall n \in [\![1 : N]\!]$, les variables $\lambda_{DA}^{n\omega t}, \lambda_{RT}^{n\omega t}$ du problème principal sont solutions de :

$$\min_{setRT \cup setDA} \sum_{j \in \Psi^{R+}, l \in \Psi^{R-}} c_j R^{j\omega t} + c_l R^{l\omega t} \tag{3.12}$$

où

$$\sum_{j \in \Psi_n^{R+}} R^{j\omega t} + \sum_{l \in \Psi_n^{R-}} R^{l\omega t} + e^{n\omega t} - \sum_{o(k)=n} f_{RT}^{k\omega t} + \sum_{r(k)=n} f_{RT}^{k\omega t} = d_{DA}^{n\omega t} - \sum_{i \in \Psi_n} g_{DA}^{i\omega t} - P_{DA}^{n\omega t} : (\lambda_{RT}^{nt\omega}), \forall n \tag{3.13}$$

$$f_{RT}^{k\omega t} = B^k(\delta_{RT}^{o(k)\omega t} - \delta_{RT}^{r(k)\omega t}) : (\Phi_{RT}^{k\omega t}), \forall k \tag{3.14}$$

$$-f_{max}^k \leq f_{RT}^{k\omega t} \leq f_{max}^k : (\Phi_{RTmin}^{k\omega t}, \Phi_{RTmax}^{k\omega t}), \forall k \tag{3.15}$$

$$0 \leq R^{j\omega t} \leq R_{max}^j : (\Psi_{min}^{j\omega t}, \Psi_{max}^{j\omega t}), \forall j \in \Psi^{R+} \tag{3.16}$$

$$-R_{max}^l \leq R^{l\omega t} \leq 0 : (\Psi_{min}^{l\omega t}, \Psi_{max}^{l\omega t}), \forall l \in \Psi^{R-} \tag{3.17}$$

$$-\pi \leq \delta_{RT}^{nt\omega} \leq \pi : (\xi_{RTmin}^{n\omega t}, \xi_{RTmax}^{n\omega t}), \forall n \setminus N_{ref} \tag{3.18}$$

$$\delta_{RT}^{n\omega t} = 0 : (\chi_{RT}^{\omega t}), n = N_{ref} \tag{3.19}$$

où

$\forall n \in [\![1 : N]\!]$, les variables $\lambda_{DA}^{n\omega t}$ sont solutions de[26] :

$$\min_{setDA} \sum_{i \in \Psi} c_i g_{DA}^{i\omega t} \tag{3.20}$$

où

$$\sum_{i \in \Psi_n} g_{DA}^{i\omega t} + P_{DA}^{n\omega t} - \sum_{o(k)=n} f_{DA}^{k\omega t} + \sum_{r(k)=n} f_{DA}^{k\omega t} = d_{DA}^{n\omega t} : (\lambda_{DA}^{n\omega t}), \forall n \tag{3.21}$$

$$f_{DA}^{k\omega t} = B^k(\delta_{DA}^{o(k)\omega t} - \delta_{DA}^{r(k)\omega t}) : (\Phi_{DA}^{k\omega t}), \forall k \tag{3.22}$$

$$-f_{max}^k \leq f_{DA}^{k\omega t} \leq f_{max}^k : (\Phi_{DAmin}^{k\omega t}, \Phi_{DAmax}^{k\omega t}), \forall k \tag{3.23}$$

$$0 \leq g_{DA}^{i\omega t} \leq g_{max}^i : (\Psi_{DAmin}^{i\omega t}, \Psi_{DAmax}^{i\omega t}), \forall i \in \Psi \tag{3.24}$$

25. Les volumes vendus par le producteur éolien sont utilisés dans ce problème mais déterminés au niveau du problème principal d'investissement.

26. Ici, de la même manière que certaines variables sont fixées par le problème principal dans le problème secondaire de marché, les variables $g_{DA}^{i\omega t}$ présentes dans la partie « *Day-ahead* » sont considérées comme fixées pour la partie marché en temps réel.

$$-\pi \leq \delta_{DA}^{n\omega t} \leq \pi : (\xi_{DAmin}^{n\omega t}, \xi_{DAmax}^{n\omega t}), \forall n \setminus N_{ref} \tag{3.25}$$

$$\delta_{DA}^{n\omega t} = 0 : (\chi_{DA}^{\omega t}), n = N_{ref} \tag{3.26}$$

Le problème de marché en temps réel est contraint par celui en « *Day-ahead* » puisque les transactions réalisées sur ce dernier ont une influence sur celles réalisées en temps réel, par le biais des variables $g_{DA}^{i\omega t}$.

Nous avons fait le choix d'utiliser un mécanisme de marché à prix nodal de sorte qu'un prix doit être fixé pour chaque nœud du réseau. Pour ce faire, la contrainte traduisant l'égalité entre l'offre et la demande est imposée à chaque nœud du réseau. Cela correspond à l'équilibre entre injections et soutirages pour les deux problèmes secondaires caractérisé par (3.13) et (3.21). Pour le problème en temps réel, cette égalité force la somme de la régulation à la hausse et à la baisse, de l'écart final introduit par le producteur éolien, moins les soutirages, plus les injections sur ce nœud à compenser la différence entre la demande en « *Day-ahead* » (qui est supposée parfaitement prévue), et les productions contractées la veille pour le lendemain (éoliennes et concurrentes).

Pour les mêmes raisons de considération d'un marché à prix nodal, nous introduisons les contraintes liées au réseau électrique dans le problème de marché. Tout d'abord, les flux de puissance parcourant les lignes sont bornés par leur capacité (3.15) et (3.23). Ensuite, en raison de l'approximation DC effectuée, nous écrivons les équations de type (3.3) (« *power flow equilibrium* ») pour le problème considéré : (3.14) et (3.22). Les angles de tension sont bornés, ce qui est traduit par (3.18) et (3.25). Un nœud de référence est également fixé, pour lequel l'angle de tension est nul caractérisé par les équations (3.19) et (3.26) .

Pour le marché en temps réel, les moyens de régulation sont décomposés en deux parties : ceux fournissant une régulation à la hausse, qui agissent en tant que producteurs et proposent des injections sur le réseau, et ceux fournissant une régulation à la baisse, qui agissent en tant que consommateurs, ou producteurs à prix négatif. C'est ce qui est pris en compte par les contraintes de bornes limitant le volume de régulation maximal proposé par les moyens de réserve (3.16) et (3.17). Enfin, pour le marché « *Day-ahead* », nous prenons en compte le fait que les productions vendues par les producteurs concurrents (et qui correspondent ensuite exactement à leurs niveaux de génération puisque seul le producteur éolien est supposé introduire des déséquilibres) sont bornées (3.24) par les capacités disponibles, que nous assimilons aux capacités installées.

(d) **Problème en connaissance parfaite**

Nous remarquons que notre formulation implique bien une connaissance parfaite des données du système comme nous le précisions dans notre première hypothèse : compétiteurs, réseau, réserve disponible, ainsi que distributions discrètes de probabilité (ou une répartition représentative des valeurs prises dans la période considérée, et le nombre d'heures associées)[27] pour la demande $d_{DA}^{n\omega t}$ mais aussi pour les niveaux de production éolienne normalisée prévus $prev(n, \omega, t)$ et effectivement disponibles $prod(n, \omega, t)$ en temps réel.

## 3.4 Simplification du problème mathématique

### 3.4.1 Nécessité d'une reformulation du problème

Avec notre modélisation, le problème d'optimisation obtenu est bi-niveaux car une de ses contraintes est elle-même un problème d'optimisation. Nous avons donc une structure avec un problème de haut niveau (appelé problème principal dans la section précédente) et un problème de bas niveau (appelé problème

27. Une description plus précise du type de données pouvant être utilisé est fournie dans la section décrivant le cas d'étude.

secondaire dans la suite). Ce problème de bas niveau correspond au problème de marché en temps réel. Le problème complet a la forme suivante :

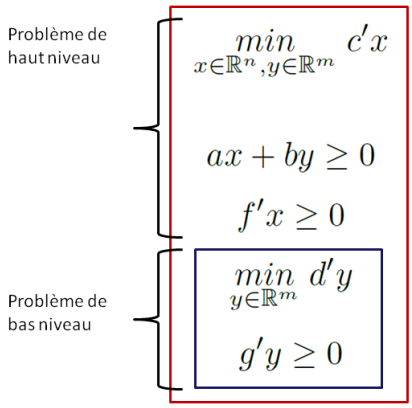



FIGURE 3.3 – Problème bi-niveaux

où $\mathbf{c} \in \mathbb{R}^n$, $\mathbf{a} \in \mathbb{R}^q \times \mathbb{R}^n$, $\mathbf{b} \in \mathbb{R}^q \times \mathbb{R}^m$, $f \in \mathbb{R}^n$, $\mathbf{d} \in \mathbb{R}^m$, $\mathbf{g} \in \mathbb{R}^m$ et où $\mathbf{y}$ empêche l'indépendance des deux problèmes d'optimisation. Dans notre cas, $\mathbf{x}$ correspond aux variables du problème d'investissement tandis que $\mathbf{y}$ correspond aux variables utilisées dans le problème de marché en temps réel, $P_{DA}^{n\omega t}$ et $e^{n\omega t}$, $\forall n$.

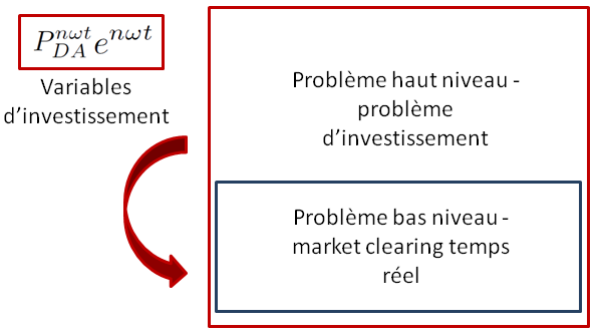



FIGURE 3.4 – Problème bi-niveaux pour notre cas

Ce caractère bi-niveaux implique que nous ne puissions pas le résoudre facilement. C'est ce qui est mis en lumière dans [156], « *From the computational point of view difficulties with numerical solving bilevel problems arise due to the fact that even the simplest linear bilevel problem (with linear goal functions on both levels of hierarchy) in its optimistic setting is an equivalent to a nonconvex optimization problem (in terms of global solution)* ».

Or, sous certaines conditions, un problème d'optimisation peut être ramené à un ensemble équivalent d'égalités et d'inégalités, ses équations de Karush-Kuhn-Tucker[28], notées conditions de KKT dans la suite.

La littérature comporte des exemples où les problèmes de bas niveaux sont remplacés par leurs conditions de KKT. Toutefois le problème d'investissement considéré ne permet pas la même simplification. En effet, le problème de marché en temps réel comporte lui-même une contrainte correspondant au problème d'optimisation de marché « *Day-ahead* » de sorte que nous avons un problème à trois niveaux, comme illustré dans la figure 3.2[29].

Nous pourrions donc remplacer le problème de marché « *Day-ahead* » par ses conditions de KKT et n'avoir plus qu'un problème à deux niveaux, mais il n'est ensuite plus possible de remplacer le problème de niveau inférieur par ses propres conditions de KKT. En effet, le nouveau problème de marché temps réel

28. Une section explicative des conditions de Karush-Kuhn-Tucker est donnée en annexe de ce chapitre.
29. C'est le même problème rencontré au départ pour le modèle fourni dans [134].

(dont les contraintes ne comporteraient plus que des inégalités et des égalités) ne répond plus aux exigences qui permettent de le remplacer par ses équations de KKT car il comporte des contraintes non-linéaires ou des variables binaires.

Ainsi, la simplification du problème n'est pas permise en raison de l'inclusion du problème de marché « *Day-ahead* » dans le problème de marché en temps réel, comme c'est illustré dans la figure 3.5.

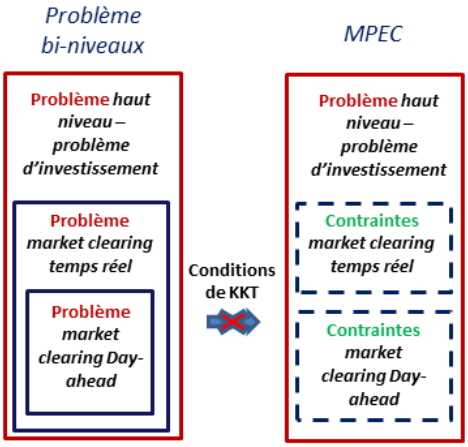



FIGURE 3.5 – Le problème ne peut être simplifié

Cette inclusion provient du fait que les problèmes de marché en temps réel et en « *Day-ahead* » ne peuvent être dissociés car ils ne sont pas indépendants et s'écrivent sous la forme d'un problème bi-niveaux comme illustré dans le problème de la figure 3.3. Cette fois, les variables du problème de haut niveau **x** correspondraient aux variables du problème de marché en temps réel tandis que **y**, la variable commune aux deux problèmes, correspondrait à $g_{DA}^{i\omega t}$, le problème de bas niveau se rapportant à celui de marché en « *Day-ahead* », et comme illustré dans la figure 3.6.

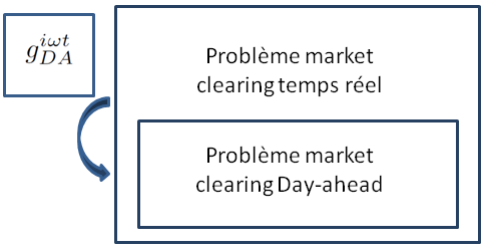



FIGURE 3.6 – Problème bi-niveaux de « *market clearing* » en temps réel

En résumé, nous avons vu que de par son caractère multi-niveaux, notre problème ne permet de trouver simplement de solution. De plus, sa fonction objectif est non-linéaire et non convexe. En effet, elle comporte des produits de variables d'optimisation du problème principal (les variables du problème de marché restant des variables du problème d'investissement) : $\lambda_{DA}^{n\omega t} \times P_{DA}^{n\omega t}$ et $\lambda_{RT}^{n\omega t} \times e^{n\omega t}$. Or les problèmes à fonction objectif quadratique non convexe sont NP difficiles.

De plus le problème modélisé est de grande dimension compte tenu des scénarios et du nombre de pas de temps considérés (en effet, nous nous situons à un pas horaire sur une année d'investissement), ce qui augmente la complexité de la résolution.

### 3.4.2 Simplification du problème

**Transformation du problème initial**

Suite au constat effectué dans la partie précédente, nous développons une méthode pour passer du problème initial non-linéaire et multi-niveaux, à une forme du problème que nous puissions implémenter et résoudre à l'aide d'un solveur disponible sur le marché. Ce processus est illustré par la figure 3.7[30].

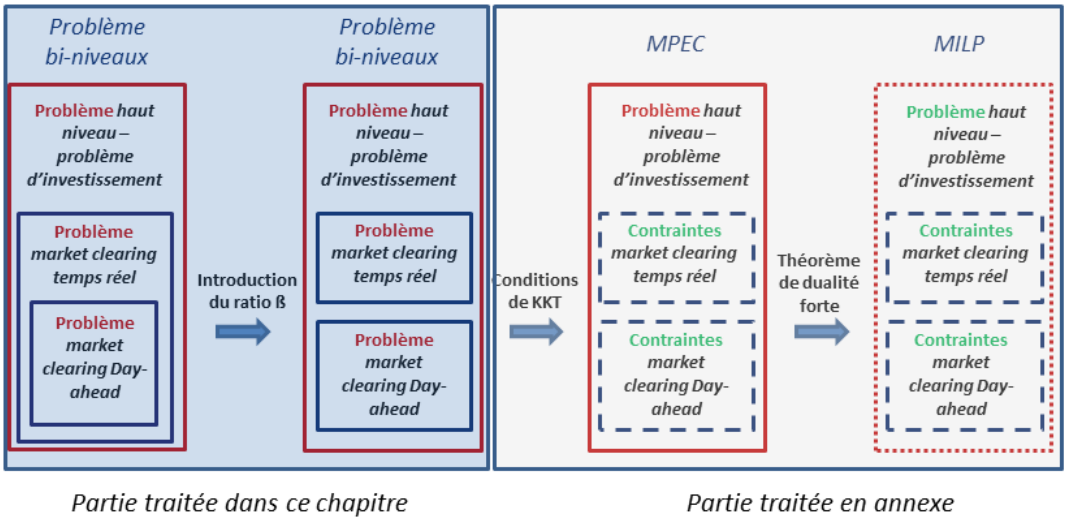



FIGURE 3.7 – Processus aboutissant au problème utilisé dans la résolution numérique

Dans la sous-section suivante, nous proposons d'introduire un ratio $\beta$ permettant de rendre indépendants le problème de marché en temps réel et en « *Day-ahead* ». Ensuite, le reste du processus est détaillé en annexe et il consiste à utiliser les conditions de Karush-Kuhn-Tucker équivalentes pour les deux échéances du problème de marché. Ainsi nous obtenons un ensemble de contraintes qui remplace le problème de bas niveau, et nous sommes capables de nous affranchir du caractère multi-niveaux du problème. Enfin, l'utilisation du théorème de dualité forte [96, 62] permet de linéariser la fonction objectif du problème principal. Ce calcul est également fourni en annexe. Grâce à ces opérations, nous obtenons un problème dont la forme permet d'utiliser une décomposition de Benders que nous détaillons dans la prochaine section.

**Introduction du ratio de disponibilité en « *Day-ahead* » $\beta$**

Nous proposons l'introduction d'un ratio $\beta$, fixant la part de capacité des lignes allouée aux opérations fixées la veille pour le lendemain, le reste étant alloué aux opérations en temps réel, afin d'obtenir un problème simplifié équivalent.

Il permet d'écrire les deux échéances du problème de marché (« *Day-ahead* » et temps réel) de manière indépendante. Ce ratio est considéré fixé dans la construction du modèle (il ne fait pas partie des variables d'optimisation et il est fixé a priori).

Si $\beta = 1$, les opérations prévues la veille pour le lendemain bénéficient de toute la capacité disponible sur les lignes. C'est l'inverse pour $\beta = 0$, seules les opérations en temps réel disposent de cette capacité.

Avec l'introduction de $\beta$, nous pouvons réécrire les deux échéances du problème de marché. Pour les opérations en « *Day-ahead* », les bornes sur le flux de puissance parcourant les lignes (3.23) deviennent :

$$-f^k_{max}.\beta \leq f^{k\omega t}_{DA} \leq f^k_{max}.\beta : (\Phi^{k\omega t}_{DAmin}, \Phi^{k\omega t}_{DAmax}), \forall k \tag{3.27}$$

Ensuite, le problème de marché en temps réel connait également des modifications : l'équilibre entre les injections et soutirages devient (3.29) et la dépendance avec les opérations « *Day-ahead* » disparait ;

30. « MPEC » signifie « *Mathematical Programming with Equilibrium Constraints* », « MILP » signifie « *Mixed Integer Linear Programming* », et « KKT » signifie « *Karush Kuhn Tucker* ».

la contrainte liée à la capacité disponible des lignes devient (3.30), tandis que les autres équations sont conservées.

$$\min_{setRT} \sum_{j \in \Psi^{R+}, l \in \Psi^{R-}} c_j R^{j\omega t} + c_l R^{l\omega t} \tag{3.28}$$

$$\sum_{j \in \Psi_n^{R+}} R^{j\omega t} + \sum_{l \in \Psi_n^{R-}} R^{l\omega t} + e^{n\omega t} - \sum_{o(k)=n} f_{RT}^{k\omega t} + \sum_{r(k)=n} f_{RT}^{k\omega t} = 0 : (\lambda_{RT}^{nt\omega}), \forall n \tag{3.29}$$

$$-f_{max}^{k}.(1-\beta) \leq f_{RT}^{k\omega t} \leq f_{max}^{k}.(1-\beta) : (\Phi_{RTmin}^{k\omega t}, \Phi_{RTmax}^{k\omega t}), \forall k \tag{3.30}$$

$$(3.14), (3.16), (3.17), (3.18), (3.19) \tag{3.31}$$

Nous obtenons un problème avec la structure telle qu'illustrée dans la figure 3.8.

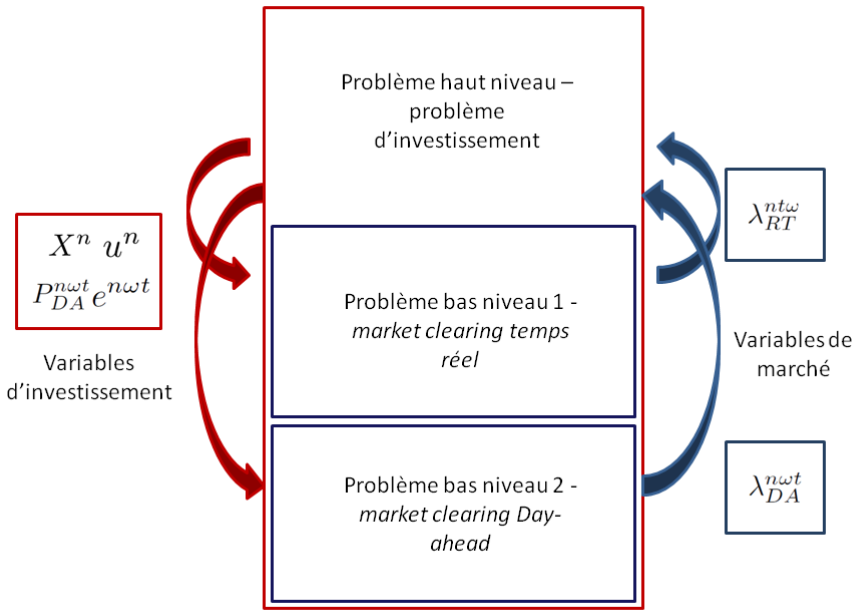



FIGURE 3.8 – Découplage des problèmes de marchés

A présent, les deux échéances du problème de marché sont découplées. Nous obtenons deux problèmes d'optimisation qui répondent aux exigences leur permettant d'être remplacés par leurs conditions de KKT. Nous sommes donc en mesure de nous affranchir du caractère multi-niveaux du problème. De plus, le problème présente une forme qui permet d'utiliser une décomposition de Benders que nous détaillons dans la partie suivante.

## 3.5 Mise en place de l'algorithme de résolution

### 3.5.1 Présentation de la décomposition de Benders

Dans cette partie, nous présentons le principe et le fonctionnement de la décomposition de Benders, avant de voir comment elle s'applique à notre problème.

## Principe de la décomposition

La décomposition de Benders [57, 50, 106, 54] permet de gagner en temps de calcul en accélérant la résolution d'un problème d'optimisation et s'applique aux problèmes qui ont la forme suivante :

$$\min_{\mathbf{x}\in\mathbb{R}^n_+,\mathbf{y}\in\mathbb{R}^m_+} \mathbf{c}'\mathbf{x} + f(\mathbf{y}) \tag{2A}$$

$$\mathbf{a}\mathbf{x} + F(\mathbf{y}) \geq \mathbf{b} \tag{2B}$$

où $\mathbf{c} \in \mathbb{R}^n, f(\mathbf{y}) \in \mathbb{R}, \mathbf{a} \in \mathbb{R}^q \times \mathbb{R}^n, F(\mathbf{y}) \in \mathbb{R}^q, \mathbf{b} \in \mathbb{R}^q$

Nous retrouvons cette forme avec notre problème, où **x** correspond aux variables d'investissement (problème de haut niveau), et **y** correspond aux variables du problème de marché (problème de bas niveau). C'est le même type de structure que celle des problèmes traités dans [54, 56, 52, 53].

La variable **x** est une variable coordinatrice (« *complicating variable* » en anglais) qui introduit une dépendance entre les contraintes du problème, tout en étant présente de manière indépendante vis-à-vis des autres variables d'optimisation dans la fonction objectif.

Le fait de fixer cette variable d'optimisation permet donc de rendre les contraintes indépendantes et, grâce à la forme de la fonction objectif il est possible de décomposer le problème initial en problèmes indépendants de taille inférieure.

Cette méthode se base sur le processus suivant : d'abord, nous trouvons la valeur optimale de **x** (dans notre cas, les variables d'investissement) à l'aide d'un problème maître (ce qui reviendrait à une résolution dont **x** serait l'unique variable d'optimisation), de sorte qu'elle coïnciderait avec une optimisation sur l'axe des abscisses telle qu'illustrée dans la figure 3.9), puis nous trouvons **y** (dans notre cas, les variables de marché) à l'aide d'un sous-problème pour lequel la valeur de **x** est fixée à la solution trouvée avec le problème maître (ce qui revient à une optimisation dans un plan d'abscisse fixée telle qu'illustrée sur la figure 3.9).

La solution de ce sous-problème est ensuite utilisée pour ajouter une contrainte à l'itération suivante pour le problème maître.

Ces deux étapes sont ensuite répétées jusqu'à ce que les solutions du problème maître et du sous-problème soient suffisamment proches par rapport à un critère défini. La convergence vers la solution optimale du problème traité est assurée si l'enveloppe de sa fonction objectif est convexe vis-à-vis de la variable coordinatrice, ici **x**.

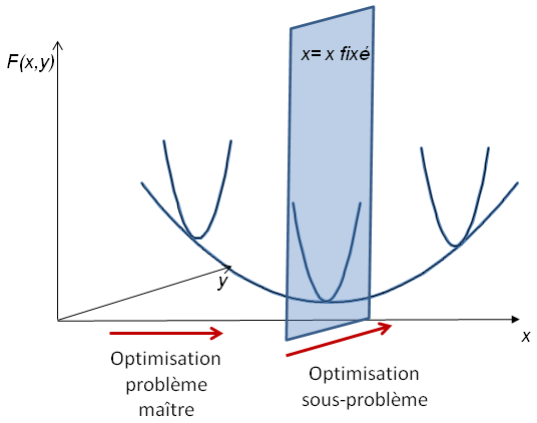



FIGURE 3.9 – Principe de la décomposition de Benders

## Présentation du problème maître

Le problème maître est défini pour l'itération $k \in \mathbb{N}$, et pour $\mathbf{y} \in \mathbb{R}$ fixé, par :

$$\min_{\mathbf{x}\in\mathbb{R}^n_+,\alpha\in\mathbb{R}} \mathbf{c}'\mathbf{x} + \alpha \tag{2C}$$

$$\mathbf{a}\mathbf{x} \geq \mathbf{b} - F(\mathbf{y}) \tag{2D}$$

$$\alpha \geq \alpha_{down} \tag{2E}$$

$\forall p \in [\![2 : k]\!]$

$$\alpha \geq f(\boldsymbol{y}^{(p-1)}) + \boldsymbol{\lambda}'(\boldsymbol{x} - \boldsymbol{x}^{(p-1)}) \tag{2F}$$

où $\alpha_{down} \in \mathbb{R}, \boldsymbol{\lambda} \in \mathbb{R}^n_+$.

La contrainte (2F) ajoutée au problème maître à chaque itération (sauf la première) constitue une borne inférieure pour la variable d'optimisation $\alpha$. Cette borne inférieure est une approximation linéaire de la fonction $f(\mathbf{y})$ au point trouvé à l'itération précédente et dans la suite, coïncide avec (3.35) pour notre problème.

La solution de ce problème maître pour l'étape $k$ fournit $\left(\mathbf{x}^{(k)}, \alpha^{(k)}\right)$. L'image de la fonction objectif en ce point constitue une borne inférieure $Z^{(k)}_{down} \in \mathbb{R}$ pour la valeur de la fonction objectif du problème initial en la solution. En effet, ce problème correspond à une simplification du problème « MILP » initial[31], c'est-à-dire qu'il ne contient pas toutes les contraintes du problème. Par conséquent, la valeur trouvée pour la fonction objectif de ce problème sera forcément meilleure que la solution optimale du problème complet, qui comprend toutes les contraintes.

### Présentation du sous-problème

Le sous-problème est défini pour l'itération $k \in \mathbb{N}$ par :

$$\min_{\boldsymbol{x}, \in \mathbb{R}^n_+, \boldsymbol{y} \in \mathbb{R}^m_+} \boldsymbol{c}'\mathbf{x} + f(\boldsymbol{y}) \tag{2G}$$

$$\mathbf{a}\mathbf{x} + F(\mathbf{y}) \geq \mathbf{b} \tag{2H}$$

$$\mathbf{x} = \mathbf{x}^{(k)} : (\boldsymbol{\lambda}) \tag{2I}$$

$\boldsymbol{\lambda}$ fournit le coût associé[32] à la contrainte (2I). Son signe permet de déterminer la direction dans laquelle la variable d'optimisation associée doit être modifiée (augmentation ou diminution de sa valeur) pour améliorer la solution. Dans la figure 3.10, nous illustrons le sens dans lequel la valeur de la fonction objectif va évoluer (augmentation ou diminution) pour trouver la solution optimale, en fonction du signe de cette variable duale.

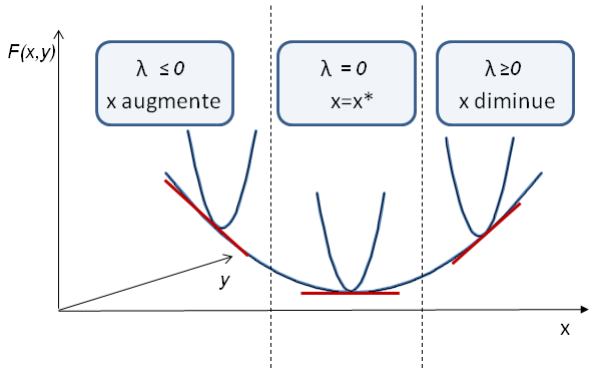



FIGURE 3.10 – Illustration du processus de résolution

La solution du sous-problème fournit $\mathbf{y}^{(k)}$. L'image de la fonction objectif en ce point constitue une borne supérieure $Z^{(k)}_{up} \in \mathbb{R}$ pour la valeur de la fonction objectif du problème initial en la solution. En effet, il correspond à une solution faisable du problème initial. Sa valeur sera donc supérieure ou égale à la valeur minimale pouvant être obtenue, par définition de l'optimum.

31. Nous entendons par problème initial, le problème MILP obtenu après le processus de transformation détaillé dans la section 3.4.2, impliquant l'introduction du ratio de disponibilité en « *Day-ahead* » $\beta$, l'utilisation des conditions de Karush-Kuhn-Tucker, et le théorème de dualité forte. Ces deux dernières parties du processus sont fournies en annexe.

32. Il s'agit de l'augmentation (dans le cas d'un problème de minimisation) de la valeur de la fonction objectif, ou autrement dit de la perte d'efficacité, liée au fait d'ajouter cette contrainte, par rapport à un cas où elle n'apparaitrait pas.

**Résumé du processus de décomposition de Benders**

Comme nous l'avons vu dans les sous-sections précédentes, nous sommes en mesure d'obtenir alternativement une borne supérieure et une borne inférieure pour le problème. S'il y a égalité entre les deux, l'optimum est donc trouvé.

De cette manière, si l'on considère un problème d'optimisation convexe, l'utilisation de ces deux problèmes permet de trouver la solution optimale en suivant les étapes suivantes :

1. L'initialisation se fait pour $k = 0$, avec $Z_{down}^{(0)}$ et $Z_{up}^{(0)}$ mis à $-\infty$ et $\infty$, respectivement.
2. Nous résolvons le problème maître pour l'itération $k+1$ et trouvons $\mathbf{x}^{(k+1)}$. La valeur de sa fonction objectif en la solution donne $Z_{down}^{(k+1)}$.
3. Nous résolvons le sous-problème pour l'itération $k+1$ en utilisant $\mathbf{x}^{(k+1)}$ pour fixer $\mathbf{x}$ dans ce sous-problème. La valeur de sa fonction objectif en la solution donne $Z_{up}^{(k+1)}$.
4. Nous comparons $Z_{down}^{(k+1)}$ et $Z_{up}^{(k+1)}$. Si leur différence est suffisamment faible par rapport à un seuil défini préalablement, $Z_{up}^{(k+1)}$ et la solution associée sont retenus. Autrement, nous passons à l'itération suivante et recommençons à la deuxième étape.

Notre algorithme a donc la structure illustrée dans la figure 3.11.

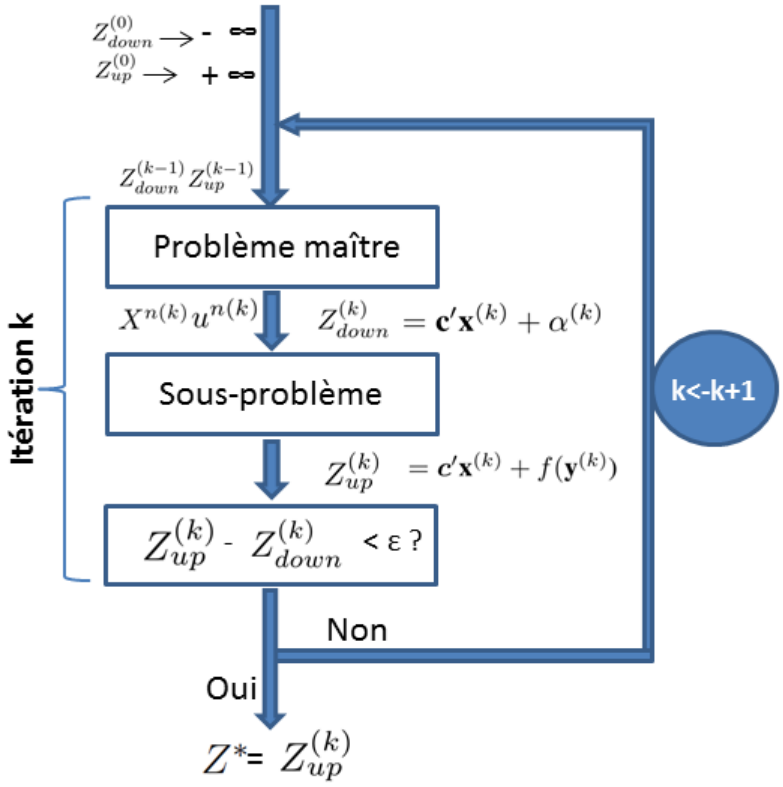



FIGURE 3.11 – Algorithme de Benders

Grâce à cette décomposition, nous pouvons passer d'un problème de taille $s \times T \times \Omega$ à $T \times \Omega$ problèmes de taille $s$ et gagner en temps de calcul.

### 3.5.2 Application à notre problème

**Lecture du problème pour la décomposition de Benders**

(a) **Interprétation pour le problème maître**
Dans notre cas, $\boldsymbol{x}$ correspond aux variables d'investissement $X^n, u^n, P_{DA}^{n\omega t}$ et $e^{n\omega t}$, $\forall n \in [\![1 : N]\!]$ (capacité investie, nombre de blocs de puissance installés, production éolienne vendue la veille pour

le lendemain, et déviation introduite en temps réel, sur chaque nœud) dans le problème maître.

Ensuite, la nouvelle contrainte (3.35) ajoutée au problème maître à chaque itération, constitue une borne inférieure[33] pour la partie revenu issu des opérations de marché de la fonction objectif globale, revenu représenté par la variable d'optimisation $\alpha$. Cette contrainte correspond à (2F) dans la présentation de la décomposition de Benders.

Cette borne inférieure est une approximation linéaire de la fonction de revenu issu de la participation au marché (correspondant à $f(\boldsymbol{y})$ dans la section précédente), en la solution de l'itération précédente du sous-problème. Pour l'itération $k$, pour chaque scénario $\omega$ et pas de temps $t$, $\left(\tau^{(k)n\omega t}, \mu^{(k)n\omega t}\right)$ correspondent à la pente de la tangente de cette approximation linéaire par rapport à la variable d'investissement associée, $\left(X^{n(k)}\right.$ et $\left.u^{n(k)}\right)$ respectivement.

A l'itération $k$, pour chaque nœud $n$, l'ensemble des variables $\left(\tau^{(k)n\omega t}, \mu^{(k)n\omega t}\right)$ est ensuite associé à sa probabilité de réalisation et au nombre d'heures associé dans (3.36) et (3.37) pour déterminer un multiplicateur commun sur l'ensemble des scénarios et pas de temps afin de mutualiser l'information pour déterminer le coût de la contrainte de fixation des variables $(X^n, u^n)$ utilisée dans le sous-problème.

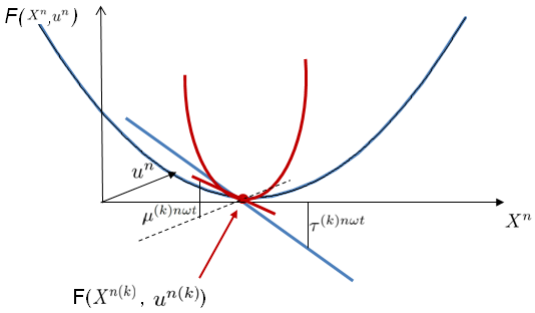



FIGURE 3.12 – Illustration de l'approximation linéaire en la solution du sous-problème pour l'étape $k$, le scénario $\omega$ et le pas de temps $t$

(b) **Interprétation pour le sous-problème**

Une fois l'investissement fixé avec le problème maître, le sous-problème se décompose dans notre cas en multiples sous-problèmes, chacun correspondant à un pas de temps $t$ et à un scénario $\omega$ ou bien à une condition de fonctionnement[34].

Comme expliqué dans la section précédente portant sur la présentation du problème maître, $f(\boldsymbol{y})$ correspond à la somme de la rémunération perçue en participant aux marchés « *Day-ahead* » et temps réel. Le problème étant formulé comme une minimisation d'un coût, les sommes perçues seront négatives et les sommes déboursées positives.

Nous avons $(X^n, u^n)$ fixées à $\left(X^{n(k)}, u^{n(k)}\right)$ pour l'itération $k$ et le noeud $n$.

Dans le sous-problème, les variables duales $\left(\tau^{(p)n\omega t}, \mu^{(p)n\omega t}\right)$ utilisées par le problème maître correspondent à $\boldsymbol{\lambda}$ dans (2I) et sont associées aux contraintes (3.39) et (3.40) fixant les variables d'investissement à l'itération $k$ pour le noeud $n$, pour chaque scénario $\omega$ et pas de temps $t$.

Ces variables donnent le coût (ici le revenu perdu) impliqué par l'application d'une contrainte. Leur signe permet de déterminer la direction dans laquelle la variable d'investissement associée doit être

33. Étant donné que nous sommes dans le cadre de la minimisation d'un coût cette borne inférieure s'interprète comme une borne de revenu maximal.

34. Nous donnons plus de détails sur la définition de ces scénarios et conditions de fonctionnement dans la partie 3.7.2 de ce chapitre.

modifiée (augmentation ou diminution de la capacité installée sur un nœud), et leur comparaison pour les différents nœuds $n$ permet de déterminer sur quel site l'investissement doit être réalisé en priorité. Dans la figure 3.12 la variable duale $\tau^{(k)n\omega t}$ associée à la contrainte fixant $X^n = X^{n(k)}$ est négative, ce qui signifie que la solution sera améliorée en augmentant $X^n$ à l'étape $k+1$.

## Formulation de la décomposition de Benders appliquée au problème

Nous décrivons dans la suite comment notre problème se transpose en problème maître et en sous-problème pour lui appliquer la décomposition de Benders.

(a) **Formulation du problème maître**

Pour notre cas, le problème maître est le suivant pour l'itération $k$ :

$$\min_{X^n, u^n, \alpha, \forall n} \sum_{n=1}^{N} c_{inv}.X^n + \alpha \tag{3.32}$$

où

$$\alpha \geq \alpha_{down} \tag{3.33}$$

$$(3.5), (3.6), (3.7), (3.8) \tag{3.34}$$

et nous avons les coupes de Benders suivantes :
$\forall p \in [\![1 : (k-1)]\!]$

$$\begin{aligned}
\alpha \geq & -\sum_{t=1}^{T}\sum_{\omega=1}^{\Omega} p_\omega [-\sum_{i\in\Psi} c_i g_{DA}^{i\omega t(p)} + \sum_{n=1}^{N} \lambda_{DA}^{n\omega t(p)}.d_{DA}^{n\omega t} - \sum_k f_{max}^k.\beta.(\Phi_{DAmin}^{k\omega t(p)} + \Phi_{DAmax}^{k\omega t(p)}) \\
& - \sum_{i\in\Psi} g_{maxDA}^i.\Psi_{DAmax}^{i\omega t(p)} - \pi. \sum_{n\in[\![1:N]\!]\setminus N_{ref}} (\xi_{DAmin}^{n\omega t(p)} + \xi_{DAmax}^{n\omega t(p)}) \\
& - \sum_{j\in\Psi^{R+}, l\in\Psi^{R-}} (c_j R^{j\omega t(p)} + c_l R^{l\omega t(p)}) - \sum_k f_{max}^k.(1-\beta).(\Phi_{RTmin}^{k\omega t(p)} + \Phi_{RTmax}^{k\omega t(p)}) \\
& - \sum_{j\in\Psi^{R+}} R_{max}^j.\Psi_{max}^{j\omega t(p)} - \sum_{l\in\Psi^{R-}} R_{max}^l.\Psi_{min}^{l\omega t(p)} - \pi. \sum_{n\in[\![1:N]\!]\setminus N_{ref}} (\xi_{RTmin}^{n\omega t(p)} + \xi_{RTmax}^{n\omega t(p)})] \\
& + \sum_{n=1}^{N} (X^n - X^{n(p)}).\tau^{n(p)} + \sum_{n=1}^{N} (u^n - u^{n(p)}).\mu^{n(p)}
\end{aligned} \tag{3.35}$$

où

$$\tau^{n(p)} = \sum_{t=1}^{T}\sum_{\omega=1}^{\Omega} p_\omega \tau^{(p)n\omega t} \tag{3.36}$$

$$\mu^{n(p)} = \sum_{t=1}^{T}\sum_{\omega=1}^{\Omega} p_\omega \mu^{(p)n\omega t} \tag{3.37}$$

Nous avons alors $Z_{down}^{(k)} = \sum_{n=1}^{N} c_{inv}.X^{n(k)} + \alpha^{(k)}$
où $\forall n, \in [\![1 : N]\!], (X^{n(k)}, \alpha^{(k)})$ est solution du problème maître à l'itération $k$.

(b) **Formulation du sous-problème**

Le sous-problème, résolu une fois que l'investissement est connu, pour chaque scénario $\omega$ et pas de temps $t$, s'écrit de la manière suivante (les indices de scénario et pas de temps sont enlevés pour simplifier la lecture) à l'itération $k$ :

$\Delta^{master} = \{X^n, u^n, \alpha, \forall n \in [\![1:N]\!]\} \cup setDA \cup setRT$
où $setDA = \left\{\lambda_{DA}^{n\omega t}, P_{DA}^{n\omega t}, g_{DA}^{i\omega t}, f_{DA}^{k\omega t}, \delta_{DA}^{n\omega t}, t \in [\![1:T]\!], \omega \in [\![1:\Omega]\!], n \in [\![1:N]\!], i \in \Psi, k \in \Psi^K\right\}$
et

$$setRT = \left\{\lambda_{RT}^{n\omega t}, e^{n\omega t}, R^{j\omega t}, R^{l\omega t}, f_{RT}^{k\omega t}, \delta_{RT}^{n\omega t}, \right.$$
$$\left. \forall t \in [\![1:T]\!], \forall \omega \in [\![1:\Omega]\!], \forall n \in [\![1:N]\!], \forall j \in \Psi^{R+}, \forall l \in \Psi^{R-}, \forall k \in \Psi^K\right\}$$

$$\begin{aligned}
\min_{\Delta^{master}} & \sum_{n=1}^{N} c_{inv}.X^n + \sum_{i\in\Psi} c_i g_{DA}^i - \sum_{n=1}^{N} \lambda_{DA}^n.d_{DA}^n - \sum_k f_{max}^k.\beta.(\Phi_{DAmin}^k + \Phi_{DAmax}^k) \\
& + \sum_{i\in\Psi} g_{maxDA}^i.\Psi_{DAmax}^i \\
& + \pi. \sum_{n\in[\![1:N]\!]\setminus N_{ref}} (\xi_{DAmin}^n + \xi_{DAmax}^n) + \sum_{j\in\Psi^{R+}, l\in\Psi^{R-}} (c_j R^j + c_l R^l) \\
& + \sum_k f_{max}^k.(1-\beta).(\Phi_{RTmin}^k + \Phi_{RTmax}^k) \\
& + \sum_{j\in\Psi^{R+}} R_{max}^j.\Psi_{max}^j + \sum_{l\in\Psi^{R-}} R_{max}^l.\Psi_{min}^l \\
& + \pi. \sum_{n\in[\![1:N]\!]\setminus N_{ref}} (\xi_{RTmin}^n + \xi_{RTmax}^n)
\end{aligned} \tag{3.38}$$

$$X^n = X^{n(k)} : (\tau^{(k)n\omega t}) \tag{3.39}$$

$$u^n = u^{n(k)} : (\mu^{(k)n\omega t}) \tag{3.40}$$

(3.9),(3.10)
(3.21),(3.22),(3.26)
(3.14),(3.19),(3.29)
(D.1)-(D.4)
(D.5)-(D.16)
(D.52)-(D.63)
(D.23) - (D.27)
(D.28) - (D.43)
(D.64)-(D.79)

Nous avons alors $Z_{up}^{(k)} = \sum_{n=1}^{N} c_{inv}.X^{n(k)} - \sum_{n=1}^{N}(\lambda_{DA}^{n\omega t(k)}.P_{DA}^{n\omega t(k)} + \lambda_{RT}^{n\omega t(k)}.e^{n\omega t(k)})$
où $\left\{X^{n(k)}, \lambda_{DA}^{n\omega t(k)}, P_{DA}^{n\omega t(k)}, \lambda_{RT}^{n\omega t(k)}, e^{n\omega t(k)}\right\}$ est solution du sous-problème à l'itération $k$.

Comme le sous-problème appartient à la catégorie des « MILP » (« *Mixed Integer Linear Programming* »), nous le résolvons deux fois pour trouver les variables duales $(\tau^{(k)n\omega t}, \mu^{(k)n\omega t})$ associées aux contraintes fixant les variables d'investissement. La première fois, nous obtenons les valeurs optimales pour les variables entières. A la seconde, nous les fixons afin que le problème soit à variables continues, ce qui nous permet d'obtenir les variables duales.

(c) **Limites à l'utilisation de la décomposition pour notre problème**

Remarquons que nous ne sommes pas assurés de la forme convexe du problème global vis-à-vis de la variable coordinatrice. Le problème n'est par exemple pas purement convexe dans [54, 56], mais comme c'est indiqué dans [54], l'enveloppe de la fonction objectif devient de plus en plus convexe à mesure que le nombre de scénarios pris en compte augmente. Il n'est cependant pas possible de savoir à l'avance combien de scénarios seront nécessaires pour pouvoir s'assurer de la convexité de

la fonction objectif.

Ainsi pour tenter de s'assurer que le minimum trouvé sera un minimum global nous réalisons plusieurs initialisations, avant de retenir la meilleure solution comme c'est aussi pratiqué dans [54, 56]. Il s'agira alors de ne pas débuter en posant $Z_{up}^{(0)}$ et $Z_{down}^{(0)}$ respectivement à $+\infty$ et $-\infty$ mais de calculer $Z_{down}^{(k)}$ en initialisant les valeurs des variables d'investissement (en ne commençant pas par la résolution du problème maître) puis de réaliser une première itération du sous-problème en fixant ces variables d'investissement aux valeurs choisies.

## 3.6 Sélection du ratio de disponibilité en « *Day-ahead* » $\beta$

Dans les sections précédentes, nous avons vu comment l'introduction du ratio de disponibilité en « *Day-ahead* »[35] permettait d'obtenir un algorithme de résolution de notre problème d'optimisation basé sur la décomposition de Benders. Toutefois nous n'avons pas été plus loin pour déterminer comment obtenir ce ratio. Or, dans la réalité, nous estimons que c'est le gestionnaire de réseau qui devrait fixer les valeurs prises par $\beta$, acteur dont le comportement n'est pas modélisé dans notre problème[36]. Nous nous intéressons donc ici à une méthode réaliste pour choisir la valeur de $\beta$ susceptible d'être choisie en réalité, en nous plaçant du point de vue du gestionnaire de réseau.

**Principe pour la sélection du ratio de disponibilité en « *Day-ahead* » $\beta$**

La sélection de $\beta$ s'effectuerait unilatéralement, *a priori* de manière à minimiser le coût du système. Nous choisissons de considérer que le gestionnaire de réseau effectue un choix en envisageant plusieurs valeurs avant de choisir celle qui minimise le coût du système. Cette fixation interviendrait avant la détermination des opérations de marché, et constituerait une donnée d'entrée pour ses participants, dont le producteur éolien envisagé. Elle pourrait être modifiée par la suite, en s'adaptant aux évolutions du système électrique dans son ensemble, et du mix énergétique en particulier.

Nous considérons que le gestionnaire de réseau effectue plusieurs simulations avec des valeurs de $\beta$ différentes, et considère leur impact sur l'investissement éolien et le coût de système associé, avant de sélectionner une valeur et de la transmettre aux participants du marché. L'investisseur pourra alors utiliser ce $\beta$ comme une indication sur la valeur de ce ratio pour l'avenir, au moment où il participera effectivement au marché.

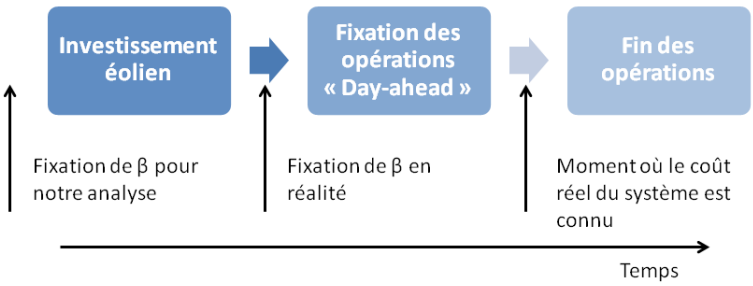



FIGURE 3.13 – Temporalité pour la fixation de $\beta$

Nous discutons dans la partie 3.8 d'alternatives concernant la manière dont le vecteur[37] $\beta$ pourrait être déterminé.

35. Pour rappel, ce ratio détermine la part de capacité allouée aux opérations de la veille pour le lendemain, le reste étant alloué aux opérations en temps réel.
36. Nous ne pouvons en effet pas inclure la détermination de la valeur de $\beta$ dans notre problème car celui-ci s'envisage du point de vue du producteur éolien qui cherche à minimiser ses coûts.
37. Il s'agit en effet d'un vecteur dans la mesure où il est nécessaire d'avoir une valeur par ligne et par pas de temps considéré.

**Méthode pour la sélection du ratio de disponibilité en « *Day-ahead* » $\beta$**

Nous proposons de tester plusieurs valeurs de $\beta$, pour lesquelles le problème d'optimisation défini plus haut est résolu. Ensuite, le coût annuel du système incluant cet investissement est calculé. Ce coût annuel est composé d'une partie correspondant au opérations déterminées la veille pour le lendemain, et d'une partie correspondant aux opérations en temps réel.

Pour chaque échéance (« *Day-ahead* » ou temps réel), nous calculons la valeur de la fonction objectif correspondant au problème de « *market clearing* » avec la solution obtenue.

Ainsi, nous obtenons $S_{DA}$ et $S_{RT}$, correspondant respectivement au coût du système en « *Day-ahead* » et en temps réel, qui sont calculés de la manière suivante :

$$S_{DA} = \sum_{i \in \Psi} c_i g_{DA}^{*i\omega t} \tag{3.41}$$

$$S_{RT} = \sum_{j \in \Psi^{R+}, l \in \Psi^{R-}} c_j R^{*j\omega t} + c_l R^{*l\omega t} \tag{3.42}$$

où $\left\{\forall t \in [\![1:T]\!], \forall \omega \in [\![1:\Omega]\!], \forall i \in \Psi, \forall j \in \Psi^{R+}, \forall l \in \Psi^{R-}, g_{DA}^{*i\omega t}, R^{*j\omega t}, R^{*l\omega t}\right\}$ est inclus dans la solution du problème d'investissement.

Il est à noter que nous parlons de coût de système en interprétant comme telle la fonction que le problème de marché cherche à minimiser. Toutefois, le coût minimisé ici est composé des coûts marginaux des différentes centrales.

Or le plus souvent pour les opérations déterminées la veille pour le lendemain, les centrales percevront toutes le prix de marché, correspondant au coût marginal de la dernière centrale appelée, de sorte que le coût du système sera plus élevé que celui calculé avec notre méthode. Le véritable coût du système pour l'échéance « *Day-ahead* » serait donc composé de la somme des productions multipliés par le prix de marché, en adoptant un système de « *Pay-as-clear* ». Le coût que nous utilisons correspondrait bien au coût total du système dans le cas d'un système de « *Pay-as-bid* ».

Cependant, ce coût est suffisant pour obtenir une classification des coûts du système en fonction de la valeur de $\beta$ car l'ordre resterait inchangé en utilisant le véritable coût du système, et donc la valeur de $\beta$ correspondant au coût minimal resterait également la même.

En revanche, un mécanisme de « *Pay-as-bid* » est parfois envisagé pour les marchés de régulation[131], et le coût de système utilisé pour cette échéance est donc plus représentatif du coût réel pouvant être attendu.

Une fois l'ensemble de ces coûts associés à des valeurs différentes de $\beta$ calculé, il est possible de sélectionner la valeur de $\beta$ associée au coût du système le plus bas.

## 3.7 Test du modèle sur un cas d'étude issu de la littérature

Dans cette partie, nous commençons par quelques mots sur les calculs réalisés avant de présenter les hypothèses de travail puis les cas d'étude qui ont été utilisés pour mener notre analyse. Ensuite nous décrivons les résultats obtenus avant d'effectuer une analyse de sensibilité au choix de la valeur pour le ratio de disponibilité en « *Day-ahead* » $\beta$.

### 3.7.1 Avant-propos sur le calcul

Les calculs ont été réalisés en utilisant le package Rcplex 0.3-1 [63] sous R 3.0.1 [141] et avec l'aide du solveur CPLEX 12.5 d'IBM sur une machine 16 cœurs de 2.4 GHz et 32 Go de RAM.

Nous n'avons pas effectué de comparaison de la résolution avec et sans décomposition de Benders pour analyser la performance de l'algorithme. Dans [56], cette comparaison est faite et les temps de calculs d'une optimisation avec problème de marché pour la partie « *Day-ahead* » seule (pas de participation au marché temps réel) pour un réseau à 24 nœuds et 25 « *clusters* »[38] sur une année d'étude, passent de 1.04h sans décomposition à 2.98 min.

38. Il s'agit d'un paquet de données issus d'un partitionnement de données.

### 3.7.2 Hypothèses de travail

Pour définir notre cas d'étude, nous avons fait un certain nombre de choix détaillés dans la suite :

1. **L'investissement ne peut avoir lieu que sur un sous-ensemble de nœuds défini du réseau** (par exemple pour des raisons techniques ou d'acceptabilité).
2. **Le modèle décrit la rémunération et les coûts d'investissement des centrales pour une année de fonctionnement**. La solution se base sur une période où l'investissement est encore en cours d'amortissement[39] et suppose que l'année de fonctionnement utilisée sera représentative du comportement des centrales sur le marché.
3. **La demande, mais aussi les niveaux de production normalisée prévus et disponibles en temps réel sont approximés pour réduire le temps de calcul** selon deux approches détaillées dans la suite, à la manière de [56].

L'approximation des données est effectuée en ne conservant qu'un sous-ensemble d'heures de l'année. Chaque sous-ensemble correspond à un bloc d'heures pour lequel le comportement restera constant.

Ensuite, l'approximation peut être effectuée de deux manières : en décrivant des conditions de fonctionnement comme illustré pour la demande dans la figure 3.14, ou en utilisant des scénarios, comme illustré pour la demande dans la figure 3.15.

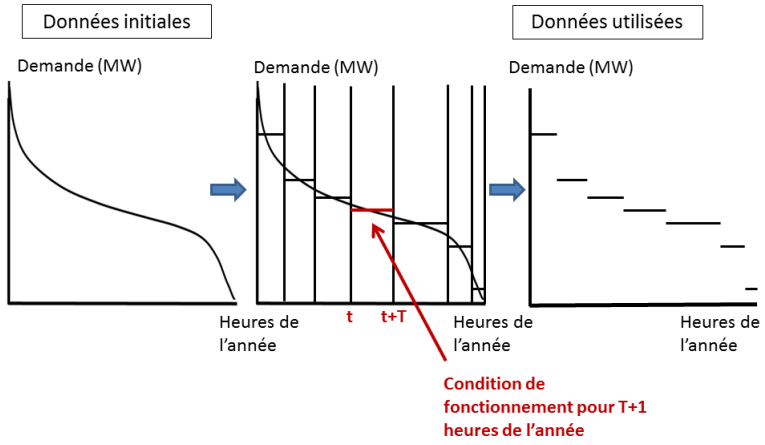



FIGURE 3.14 – Détermination de conditions de fonctionnement à partir de données réelles

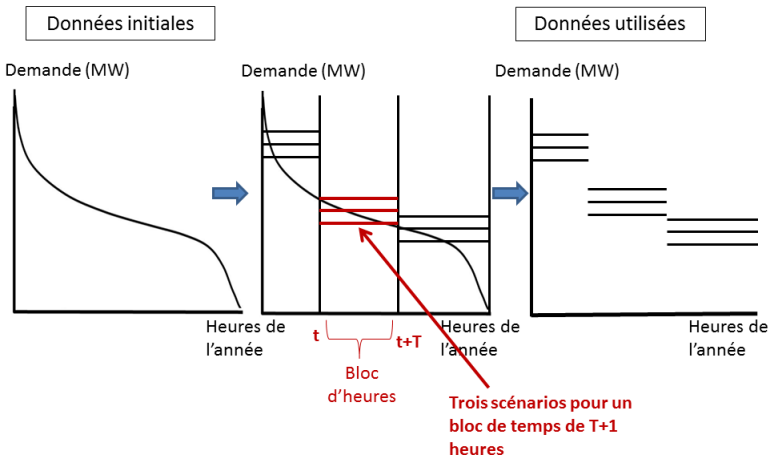



FIGURE 3.15 – Formation de scénarios à partir de données réelles

39. Ou bien, ce qui revient au même, considère que la période d'amortissement est assimilée à la durée de vie des centrales de sorte que nous mettons toujours en regard les revenus perçus avec le coût initial d'investissement.

— La première méthode consiste à associer une et une seule condition de fonctionnement à chaque bloc d'heures. Il faut alors sélectionner suffisamment de blocs pour décrire les principaux comportements des données dans l'année pour être représentatif (méthode de « *K-Means Clustering* » décrite dans [56]) ;

— La deuxième méthode (méthode « *Wind-Load Duration curve* » également décrite dans [56]), consiste à considérer un nombre de blocs d'heures (ou pas de temps) limité et à compléter la description des données pour chaque bloc par le biais de scénarios associés à des probabilités, afin d'améliorer la représentativité des données. Ainsi, pour chaque pas de temps, plusieurs comportements alternatifs (mais constants pour l'ensemble des heures du bloc) seront décrits, et associés à une probabilité. Cette méthode, par le biais de l'introduction de scénarios, offre également la possibilité de modéliser les incertitudes portant sur les données au moment où l'étude d'investissement est réalisée.

Mentionnons qu'avec la méthode de « *K-Means Clustering* », la corrélation entre les données éoliennes et celles de la demande est conservée pour chaque pas de temps et entre les zones géographiques, tandis qu'elle reste la même pour les différentes zones avec la méthode de « *Wind-Load Duration curve* ». Plus de détails sur ces données et leur méthode de formulation sont fournis dans [56].

Dans la suite, nous utilisons deux jeux de données issus de ces deux méthodes.

### 3.7.3 Présentation du cas d'étude

Nous reprenons un premier cas d'étude basé sur le travail effectué dans la thèse [56].

#### Données pour l'investissement

Le coût d'investissement considéré est de $1M€$ par mégawatt, soit un coût d'investissement annuel actualisé de $116800€$ en considérant un amortissement sur 15 ans pour un prêt à $8\%$ d'intérêt. L'annuité se monte alors à $\frac{C.r}{(1-(1+r)^{-n})}$ où $C$ est le capital de départ, r le taux d'intérêt et n la période de remboursement. L'investissement est supposé limité aux nœuds 1, 7, 13 et 15. Sur chacun de ces nœuds, la capacité maximale pouvant être installée est de 800MW et l'investissement est supposé se faire en blocs de puissance de 10MW. Un budget limite l'investissement total de sorte que la somme des capacités installées ne doit pas dépasser 1600MW.

#### Données pour la génération et la consommation

Les données pour les centrales concurrentes (capacité disponible et coût marginal) et les pics de demande pour les différents nœuds sont également issues de [56] et détaillées dans le tableau 3.1. Pour chaque nœud, le niveau de demande utilisé est obtenu en multipliant le pic de demande pour ce nœud avec le facteur de charge de la demande pour le scénario considéré. Ces scénarios sont fournis dans la suite.

| Nœud | Centrale | | Pic de demande(MW) |
|---|---|---|---|
| | Capacité(MW) | Coût marginal(€/MWh) | |
| 1 | 172,90,82 | 75, 83, 91 | 108 |
| 2 | 172, 90, 82 | 77, 84, 93 | 97 |
| 3 | - | - | 180 |
| 4 | - | - | 74 |
| 5 | - | - | 71 |
| 6 | - | - | 136 |
| 7 | 240, 140, 100 | 75, 85, 92 | 125 |
| 8 | - | - | 171 |
| 9 | - | - | 175 |
| 10 | - | - | 195 |
| 13 | 285, 150, 135 | 70, 79, 82 | 265 |
| 14 | 200, 100, 100 | 72, 81, 86 | 194 |
| 15 | 215, 130, 85 | 67, 76, 80 | 317 |
| 16 | 155, 100, 55 | 69, 77, 87 | 100 |
| 17 | - | - | - |
| 18 | 400, 250, 150 | 71, 75, 84 | 333 |
| 19 | - | - | 181 |
| 20 | - | - | 128 |
| 21 | 400, 250, 150 | 68, 79, 89 | - |
| 22 | 300, 200, 100 | 70, 80, 75 | - |
| 23 | 660, 400, 260 | 65, 81, 90 | - |

TABLE 3.1 – Données pour la demande et les centrales concurrentes

**Données pour les scénarios portant sur les facteurs de charge de la demande et de la production éolienne**

Les données de facteurs de charge pour la demande sont basées sur des historiques de l'année 2008 pour la péninsule ibérique. Pour la méthode « *K-Means Clustering* » les données sur la demande sont séparées en trois zones, $t, t+1$ et $t+2$. Les facteurs de charge pour les zones $t+1$ et $t+2$ sont les mêmes que pour la zone $t$ mais avec respectivement 1 et 2 heures de décalage. Dans [56] cette hypothèse est effectuée par simplicité en raison d'un manque de données désagrégées.

Les données éoliennes sont basées sur des historiques à un pas horaire des villes de Tortosa (Nord Est de l'Espagne) et Tarifa (Sud Ouest de l'Espagne) pour la même année. L'objectif est de caractériser des conditions éoliennes pour deux zones, dénotées nord et sud dans la suite. Les vitesses éoliennes sont obtenues en utilisant des bases de données de l'université de Cantabrie [73, 118], qui sont transformées en facteur de charge en utilisant ces vitesses de vent et des courbes de puissance d'une centrale Nordex N80/2500[40].

Ces données sont détaillées dans les tableaux 3.2, 3.3, 3.4.

40. Nordex, July 2013. Disponible sur http://www.nordex-online.com/.

| Bloc de demande | Nombre d'heures (h) | Facteur de charge pour la demande (p.u) | Probabilité | Facteur de charge éolien(p.u) | | Probabilité |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | Nord | Sud | |
| 1 | 750 | 0.9441<br>0.9012<br>0.8785 | 0.3<br>0.4<br>0.3 | 0.7992<br>0.2218<br>0.0132<br>0 | 0.9173<br>0.4276<br>0.0888<br>0.0027 | 0.2<br>0.3<br>0.3<br>0.2 |
| 2 | 3500 | 0.8401<br>0.7910<br>0.7459 | 0.3<br>0.4<br>0.3 | 0.7540<br>0.1556<br>0.0120<br>0 | 0.8556<br>0.3728<br>0.1285<br>0.0176 | 0.2<br>0.3<br>0.3<br>0.2 |
| 3 | 3500 | 0.7004<br>0.6506<br>0.5969 | 0.3<br>0.4<br>0.3 | 0.7341<br>0.1758<br>0.0075<br>0 | 0.8307<br>0.3507<br>0.0876<br>0.0030 | 0.2<br>0.3<br>0.3<br>0.2 |
| 4 | 1010 | 0.5625<br>0.5372<br>0.4916 | 0.3<br>0.4<br>0.3 | 0.7180<br>0.1923<br>0.0129<br>0 | 0.7679<br>0.3237<br>0.0738<br>0.0032 | 0.2<br>0.3<br>0.3<br>0.2 |

TABLE 3.2 – Données pour les scénarios de demande et de production éolienne - Jeu de données « *Load-Duration Curve* »

| Cluster | Facteur de charge pour la demande(p.u) | | | Cluster | Facteur de charge pour la demande(p.u) | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Zone t | Zone t+1 | Zone t+2 | | Zone t | Zone t+1 | Zone t+2 |
| 1 | 0.5586 | 0.5560 | 0.5668 | 25 | 0.6345 | 0.6255 | 0.6220 |
| 2 | 0.8298 | 0.8278 | 0.8150 | 26 | 0.6136 | 0.6157 | 0.6282 |
| 3 | 0.5827 | 0.5754 | 0.5796 | 27 | 0.7571 | 0.7699 | 0.7771 |
| 4 | 0.6798 | 0.6737 | 0.6711 | 28 | 0.7237 | 0.7313 | 0.7355 |
| 5 | 0.5500 | 0.5440 | 0.5482 | 29 | 0.7273 | 0.7128 | 0.6986 |
| 6 | 0.6771 | 0.6616 | 0.6548 | 30 | 0.6890 | 0.6882 | 0.6929 |
| 7 | 0.8014 | 0.8176 | 0.8208 | 31 | 0.7532 | 0.7558 | 0.7524 |
| 8 | 0.6587 | 0.6573 | 0.6625 | 32 | 0.6743 | 0.6601 | 0.6533 |
| 9 | 0.8452 | 0.8514 | 0.8473 | 33 | 0.6114 | 0.6026 | 0.6044 |
| 10 | 0.5628 | 0.5572 | 0.5640 | 34 | 0.7723 | 0.7789 | 0.7791 |
| 11 | 0.6509 | 0.6526 | 0.6612 | 35 | 0.8217 | 0.8244 | 0.8202 |
| 12 | 0.8774 | 0.8878 | 0.8811 | 36 | 0.8195 | 0.8226 | 0.8181 |
| 13 | 0.8843 | 0.8887 | 0.8825 | 37 | 0.6007 | 0.5937 | 0.6000 |
| 14 | 0.8380 | 0.8417 | 0.8307 | 38 | 0.8632 | 0.8643 | 0.8589 |
| 15 | 0.6149 | 0.6067 | 0.6071 | 39 | 0.8456 | 0.8464 | 0.8399 |
| 16 | 0.5828 | 0.5766 | 0.5794 | 40 | 0.8153 | 0.8209 | 0.8134 |
| 17 | 0.8055 | 0.7987 | 0.7914 | 41 | 0.6360 | 0.6348 | 0.6426 |
| 18 | 0.7351 | 0.7332 | 0.7305 | 42 | 0.6120 | 0.6166 | 0.6304 |
| 19 | 0.7701 | 0.7786 | 0.7755 | 43 | 0.6896 | 0.7085 | 0.7245 |
| 20 | 0.6782 | 0.6860 | 0.7014 | 44 | 0.7678 | 0.7690 | 0.7630 |
| 21 | 0.6261 | 0.6231 | 0.6290 | 45 | 0.8463 | 0.8407 | 0.8281 |
| 22 | 0.6947 | 0.6870 | 0.6855 | 46 | 0.8251 | 0.8276 | 0.8216 |
| 23 | 0.8711 | 0.8767 | 0.8726 | 47 | 0.7831 | 0.7893 | 0.7885 |
| 24 | 0.8372 | 0.8452 | 0.8431 | 48 | 0.8940 | 0.9032 | 0.8959 |

TABLE 3.3 – Données pour la demande - Jeu de données « *K-Means Clustering* »

| Cluster | Facteur de charge éolien(p.u) | | Nombre d'heures(h) | Cluster | Facteur de charge éolien(p.u) | | Nombre d'heures(h) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Nord | Sud | | | Nord | Sud | |
| 1 | 0.7843 | 0.3994 | 68 | 25 | 0.2014 | 0.3496 | 93 |
| 2 | 0.3767 | 0.0670 | 129 | 26 | 0.8341 | 0.5863 | 38 |
| 3 | 0.0198 | 0.5994 | 230 | 27 | 0.6852 | 0.0771 | 153 |
| 4 | 0.0214 | 0.0284 | 610 | 28 | 0.0336 | 0.5466 | 299 |
| 5 | 0.3550 | 0.1829 | 120 | 29 | 0.4232 | 0.2582 | 93 |
| 6 | 0.9238 | 0.2141 | 65 | 30 | 0.2374 | 0.7002 | 103 |
| 7 | 0.6480 | 0.9352 | 24 | 31 | 0.6781 | 0.2580 | 113 |
| 8 | 0.0232 | 0.1798 | 417 | 32 | 0.9459 | 0.9472 | 25 |
| 9 | 0.0130 | 0.9747 | 223 | 33 | 0.6194 | 0.0741 | 193 |
| 10 | 0.0336 | 0.0552 | 694 | 34 | 0.1796 | 0.0957 | 196 |
| 11 | 0.5245 | 0.8083 | 60 | 35 | 0.9435 | 0.1830 | 103 |
| 12 | 0.9298 | 0.0520 | 107 | 36 | 0.9446 | 0.7721 | 27 |
| 13 | 0.0354 | 0.0429 | 305 | 37 | 0.9351 | 0.0546 | 171 |
| 14 | 0.4388 | 0.5577 | 55 | 38 | 0.0427 | 0.2351 | 243 |
| 15 | 0.0147 | 0.3518 | 346 | 39 | 0.1698 | 0.9587 | 70 |
| 16 | 0.4644 | 0.5343 | 87 | 40 | 0.3725 | 0.8754 | 56 |
| 17 | 0.9700 | 0.4162 | 44 | 41 | 0.2137 | 0.9682 | 88 |
| 18 | 0.9339 | 0.0381 | 143 | 42 | 0.0223 | 0.8028 | 234 |
| 19 | 0.0162 | 0.0534 | 632 | 43 | 0.7537 | 0.8011 | 36 |
| 20 | 0.4477 | 0.0421 | 140 | 44 | 0.0247 | 0.2260 | 542 |
| 21 | 0.2417 | 0.0545 | 239 | 45 | 0.7365 | 0.4725 | 36 |
| 22 | 0.0226 | 0.9627 | 276 | 46 | 0.0383 | 0.4380 | 268 |
| 23 | 0.0438 | 0.6725 | 158 | 47 | 0.0221 | 0.7770 | 255 |
| 24 | 0.3045 | 0.2949 | 75 | 48 | 0.5825 | 0.0512 | 78 |

TABLE 3.4 – Données pour la production éolienne - Jeu de données « *K-Means Clustering* »

Enfin, nous obtenons les scénarios sur les erreurs de prévision en considérant trois scénarios d'erreur pour chaque scénario de prévision. Ainsi, la prévision est multipliée par trois facteurs différents : $85, 95$ et $115\%$. Nous considérons donc deux scénarios de surestimation de la production maximale disponible et un scénario de sous-estimation. Leur probabilité d'occurrence est fixée à $0.25, 0.4$ et $0.35$, respectivement.

### Données pour le réseau électrique

Le réseau utilisé s'appuie sur le système test à 24 nœuds d'IEEE [86] illustré dans la figure 3.16.

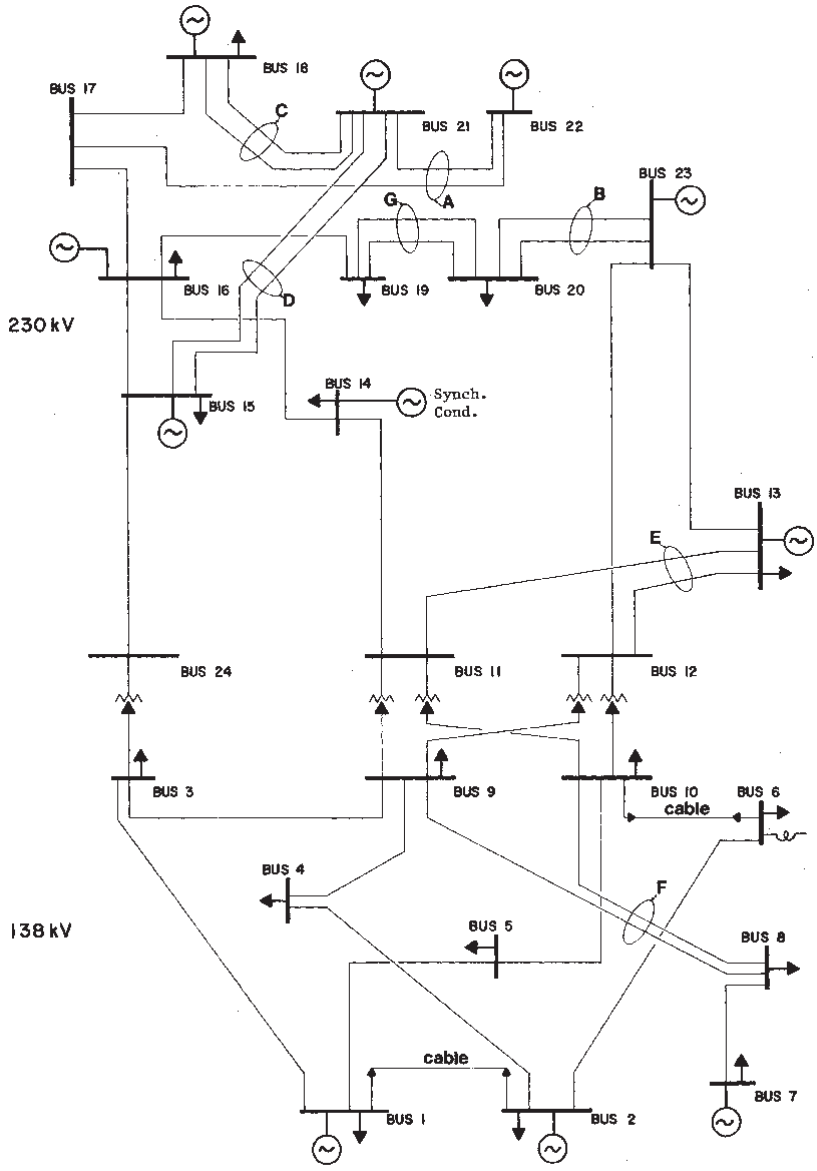



FIGURE 3.16 – Réseau considéré pour le cas d'étude

Les données utilisées pour les lignes sont fournies dans le tableau 3.5. Les réactances sont données en per unit pour une puissance de base de 100MW. Comme précisé auparavant, les résistances des lignes sont supposées nulles de sorte qu'il n'y aura pas de pertes.

| Ligne | Capacité (MW) | Réactance(p.u) |
|---|---|---|
| 1-2 | 175 | 0.014 |
| 1-3 | 175 | 0.211 |
| 1-5 | 175 | 0.085 |
| 2-4 | 175 | 0.127 |
| 2-6 | 175 | 0.192 |
| 3-9 | 175 | 0.119 |
| 3-24 | 400 | 0.084 |
| 4-9 | 175 | 0.104 |
| 5-10 | 175 | 0.088 |
| 6-10 | 175 | 0.061 |
| 7-8 | 175 | 0.061 |
| 8-9 | 175 | 0.161 |
| 8-10 | 175 | 0.165 |
| 9-11 | 400 | 0.084 |
| 9-12 | 400 | 0.084 |
| 10-11 | 400 | 0.084 |
| 10-12 | 400 | 0.084 |
| 11-13 | 500 | 0.048 |
| 11-14 | 500 | 0.042 |
| 12-13 | 500 | 0.048 |
| 12-23 | 500 | 0.087 |
| 13-23 | 500 | 0.075 |
| 14-16 | 500 | 0.059 |
| 15-16 | 500 | 0.017 |
| 15-21 | 1000 | 0.0245 |
| 15-24 | 500 | 0.052 |
| 16-17 | 500 | 0.026 |
| 16-19 | 500 | 0.023 |
| 17-18 | 500 | 0.014 |
| 17-22 | 500 | 0.105 |
| 18-21 | 1000 | 0.013 |
| 19-20 | 1000 | 0.02 |
| 20-23 | 1000 | 0.011 |
| 21-22 | 500 | 0.068 |

TABLE 3.5 – Données pour les lignes

Les lignes 15-21, 18-21, 19-20 et 20-23 sont doublées et les données fournies dans ce manuscrit en tiennent compte.

**Données pour les moyens de réserve**

Dans un premier temps, nous modélisons le fait que des moyens de réserve sont disponibles pour chaque nœud du réseau électrique. Leur coût marginal est fixé à 120% du coût de la centrale concurrente la plus chère (avec un coût positif pour la régulation à la hausse, comme une production classique et un coût négatif pour une régulation à la baisse, comme une consommation).

Une analyse rapide montre que le prix du mécanisme d'ajustement français, utilisé pour avoir une indication sur le coût des moyens de réserve et des centrales flexibles qui sera modélisé pour le marché en temps réel, peut largement varier. Ainsi, pour la journée du 20/6/15 le prix spot est passé de 21 €/MWh à 36 €/MWh entre 15h et 23h respectivement, tandis que le mécanisme d'ajustement affichait un prix à 29 €/MWh à la hausse et 14.5€/MWh à la baisse entre 15h et 15h30, puis 33.6€/MWh à la hausse et 25€/MWh à la baisse entre 23h et 23h30. Ainsi le prix de la régulation appelée via le mécanisme d'ajustement a pu varier de 70% à 138% du prix spot[41, 42].

Par ailleurs, nous choisissons quatre nœuds proches des sites d'investissement potentiels (les nœuds 2, 8, 16 et 23) sur lesquels des centrales de réserve moins onéreuses peuvent être installées pour appliquer un

coût réduit à la réserve (80% du coût de la centrale concurrente la plus chère). Le but est de mettre en relief le rôle de $\beta$, le ratio de disponibilité en « *Day-ahead* » sur le revenu des centrales éoliennes. En effet, si $\beta$ est élevé, les producteurs disposent d'une moindre capacité sur les lignes en temps réel, et le volume d'erreur peut être suffisamment important pour ne pas pouvoir être compensé à partir des centrales de réserve les moins onéreuses, augmentant le coût des centrales de régulation appelés, et le prix de marché en temps réel. En revanche dans ce cas, la participation au marché « *Day-ahead* » est plus aisée.

Nous fixons la capacité maximale disponible pour toutes les centrales proposant des volumes de régulation à 100MW.

**Paramétrage pour le calcul**

Nous fixons $\alpha_{down}$ à $-1.10^{12}$, $\epsilon$, le seuil de différence admise entre $Z_{down}$ et $Z_{up}$, à 0 et fixons le nombre maximal d'itérations à 20.

### 3.7.4 Résultats

Nous commençons par illustrer le fait que notre problème n'est pas parfaitement convexe. Toutefois, comme indiqué dans la littérature, le fait de prendre en compte des scénarios supplémentaires (en incluant les erreurs de prévision avec la partie opérations en temps réel) lisse la fonction de revenu moyen et son enveloppe devient plus convexe.

C'est ce que nous pouvons constater avec les figures 3.17 et 3.18. Elles décrivent le coût (dans la mesure où il est négatif, il revient à un revenu) pour différentes valeurs d'investissement éolien sur les différents nœuds, dans le cas où seul le revenu provenant de la participation au marché « *Day-ahead* » est pris en compte (DA), puis en prenant également en compte le terme correspondant aux pénalités (RT), avec un ratio de disponibilité en « *Day-ahead* » $\beta = 0.9$ fixé pour toutes les lignes.

Chaque courbe décrit l'évolution de ce revenu moyen en fonction de l'investissement sur un seul nœud, les autres restant inexploités.

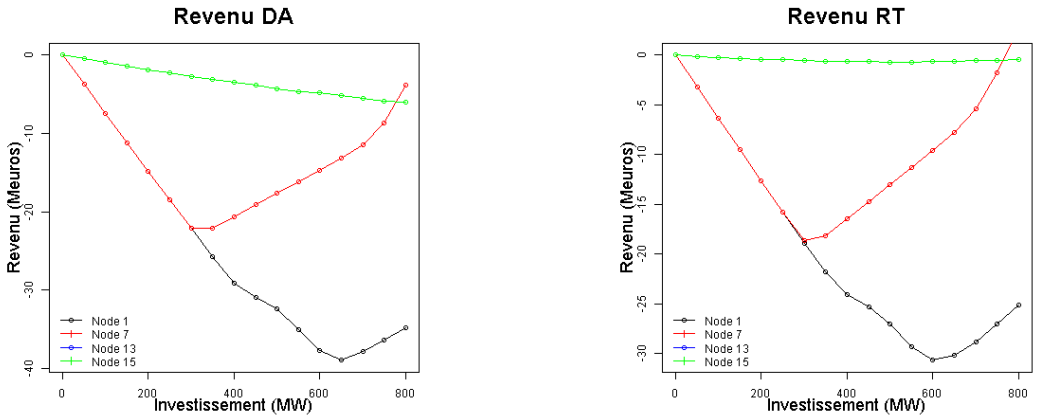



FIGURE 3.17 – Illustration de la non convexité du problème pour la partie « *Day-ahead* » (DA) et temps réel (RT), respectivement - Jeu « *Wind-Load Duration curve* »

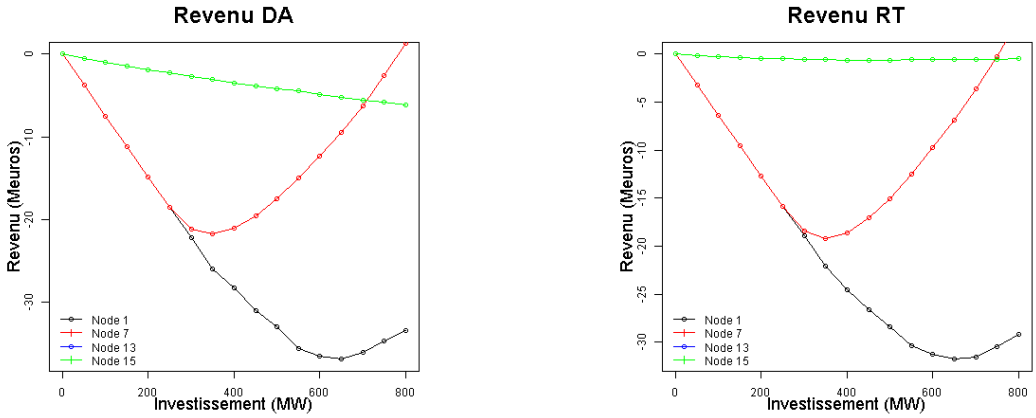



FIGURE 3.18 – Illustration de la non convexité du problème pour la partie « *Day-ahead* » (DA) et temps réel (RT), respectivement - Jeu « *K-Means Clustering* »

L'investissement sur le nœud 13 a les mêmes conséquences que sur le nœud 15 c'est pourquoi on ne le voit pas apparaitre sur les figures. On voit qu'on obtient une forme relativement convexe, avec un palier pour le revenu issu de l'investissement pour le nœud 1, lissé en prenant en compte la partie temps réel de la rémunération car elle implique davantage de scénarios.

De plus l'utilisation du deuxième jeu de données issu de la méthode « *K-Means Clustering* » lisse encore davantage la fonction de revenu moyen.

Comparons à présent les résultats obtenus avec et sans la partie pénalités pour les déviations introduites liées aux erreurs de prévisions. Les résultats fournis dans le tableau 3.6 correspondent aux capacités investies (en MW) pour les nœuds 1, 7, 13 et 15[41].

| Cas | Revenu (M€) | Investissement (MW) |
|---|---|---|
| « *Day-ahead* » uniquement, Jeu « *Load-Wind duration curve* » | 61.76 | 683.3 / 320.1 / 335 / 0 |
| « *Day-ahead* » uniquement, Jeu « *K-Means Clustering* » | 61.81 | 653.8 / 330.5 / 615.7 / 0 |
| Avec pénalités, Jeu « *Load-Wind duration curve* » $\beta = 0.9$ | 49.36 | 641.2 / 309.5 / 66.3 / 0 |

TABLE 3.6 – Résultats avec et sans pénalités

Le résultat pour le revenu provenant d'opérations « *Day-ahead* » uniquement a été obtenu en retenant la meilleure solution issue de différentes initialisations et correspond bien aux résultats trouvés dans [56].

On trouve un résultat intuitif : le fait de prendre en compte les pénalités pour les erreurs de prévision diminue l'espérance du bénéfice potentiel, et les capacités investies sont moindres.

### 3.7.5 Analyse de sensibilité pour le producteur

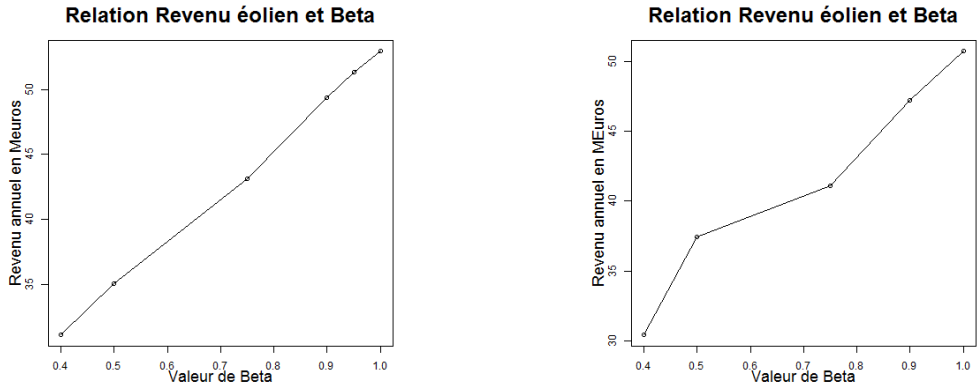
Nous souhaitons à présent obtenir quelques résultats sur la sensibilité de la solution au choix du ratio de disponibilité en « *Day-ahead* » $\beta$, qui est rappelons-le, fixé *a priori*. Nous commençons par utiliser une valeur fixe dans le temps avant d'analyser la réponse de la solution lorsque $\beta$ varie dans le temps.

41. Rappelons qu'ils sont les seuls considérés comme sites potentiels d'installation.

**Paramètre du ratio de disponibilité en « *Day-ahead* » $\beta$ fixé**

Nous commençons par utiliser le même paramètre $\beta$, le ratio de disponibilité en « *Day-ahead* » pour tous les pas de temps et toutes les lignes. Dans la mesure où nous modélisons un réseau doté de moyens de réserve disponibles pour chaque nœud, il n'est pas indispensable de libérer de la capacité dans les lignes pour les opérations réalisées en temps réel. En effet, les capacités disponibles sont importantes et suffisantes pour couvrir localement les déséquilibres. En revanche, un minimum de disponibilité des lignes est nécessaire pour les opérations de la veille pour le lendemain, ce qui explique que $\beta$ ne puisse être inférieur à $0.4$, borne en dessous de laquelle nous ne trouvons pas de solution (dès $\beta = 0.35$).

Dans la suite nous cherchons à illustrer le comportement des différentes variables d'intérêt. Nous montrons les résultats obtenus avec les deux jeux de données, le premier issu de la méthode « *Load Duration Curve* », et le deuxième issu de la méthode « *K-Means Clustering* ». Les résultats fournis correspondent à la meilleure solution trouvée lorsque des initialisations supplémentaires sont effectuées. Pour des raisons de temps, nous n'en avons pas réalisé pour le premier jeu de données, mais nous en avons effectué trois supplémentaires pour le deuxième jeu.




[c]

FIGURE 3.19 – Evolution du revenu moyen en fonction de $\beta$ - Jeu « *Load Duration Curve* » et « *K-Means Clustering* »

Nous observons dans la figure 3.19 une diminution du revenu moyen avec la diminution de $\beta$ ce qui peut se comprendre par une participation limitée au marché pour l'échéance « *Day-ahead* » où les volumes échangés sont plus importants, tandis que la participation au marché pour la partie temps réel ne correspond qu'à une diminution du revenu, car le producteur est le seul à introduire un déséquilibre.

En ce qui concerne l'investissement, les résultats sont détaillés dans le tableau 3.7.

| Valeur de $\beta$ (pour toutes les lignes) | Investissement (MW)<br>Jeu « *Wind-Load duration curve* » | Investissement (MW)<br>Jeu « *K-Means Clustering* » |
|---|---|---|
| 0.9 | 641.2 / 309.5 / 66.3 / 0 | 613.5 / 328.7 / 338.7 / 0 |
| 0.75 | 519.4 / 285.3 / 27.3 / 0 | 502.5 / 299.7 / 387.1 / 0 |
| 0.5 | 409.8 / 219.8 / 366.2 / 0 | 285.7 / 246.1 / 331.6 / 69.2 |
| 0.4 | 300.1 / 205.5 / 244.4 / 0 | 279 / 223.3 / 221.5 / 42 |

TABLE 3.7 – Analyse de sensibilité - $\beta$ fixé

On illustre dans la suite les valeurs prises par un certain nombre de variables d'optimisation. Elles sont tracées par scénario puis par bloc de temps (4 blocs annuels pour le premier jeu de données et 48 pour le deuxième). Ainsi on retrouve une même structure avec des blocs de valeurs non-nulles, séparés par des valeurs nulles. Ces dernières correspondent aux scénarios qui restent à zéro car ils n'appartiennent pas au bloc de temps considéré.

Il faut aussi remarquer que les données ne sont pas chronologiques[42]. En effet, le premier jeu de données

42. Des détails sur la construction des scénarios et conditions de fonctionnement sont donnés dans la partie 3.7.2.

est issu de la monotone de consommation, classant les heures de la plus forte à la plus faible consommation tandis que le second fait émerger des ensembles d'heures pour lesquelles le comportement est similaire, et qui sont représentées par une seule condition de fonctionnement pour plusieurs heures. Elles peuvent donc être réparties dans l'année.

Dans la suite, les figures correspondant au « *Day-ahead* » sont notées « DA » et celles correspondant au temps réel sont notées « RT ». Ensuite, un zoom sur le premier bloc de temps est fourni pour le premier jeu de données pour les différentes variables observées.

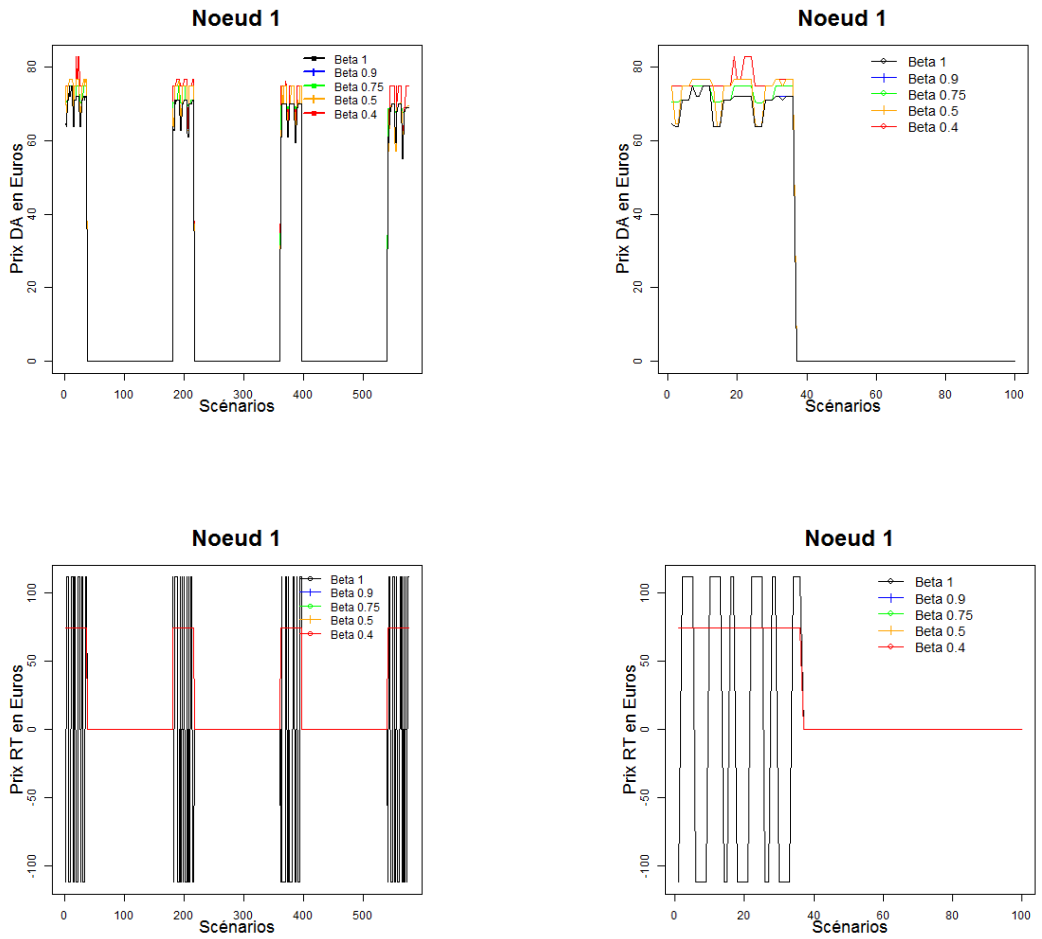



FIGURE 3.20 – Prix de marché « *Day-ahead* » et temps réel - Noeud 1 - Jeu « *Load Duration Curve* »

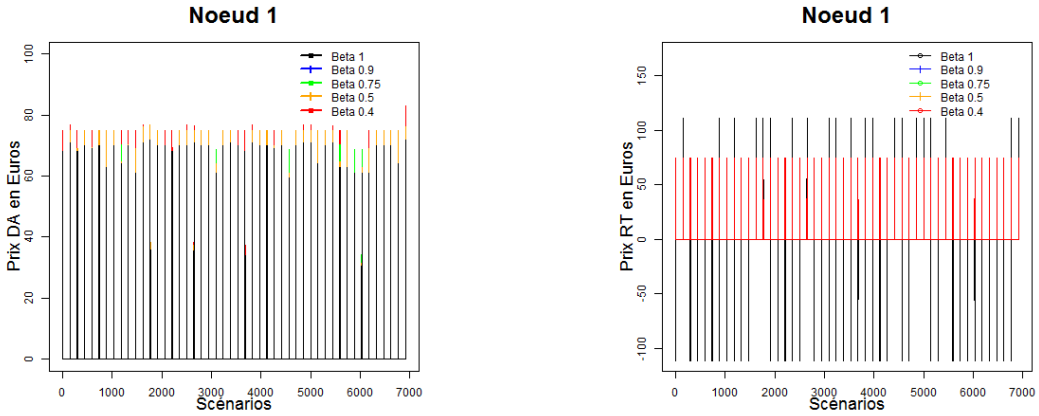


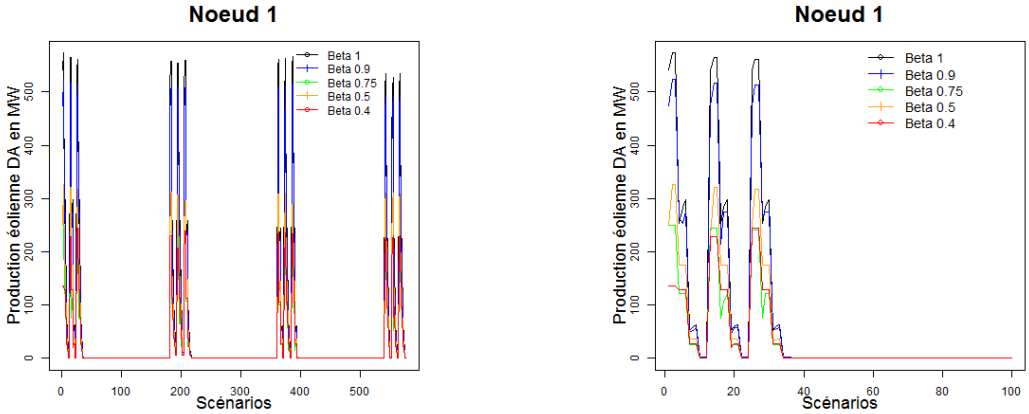

FIGURE 3.21 – Prix de marché « *Day-ahead* » et temps réel - Noeud 1 - Jeu « *K-Means Clustering* »

On voit dans les figures 3.20 et 3.21 que les prix « *Day-ahead* » sont les plus hauts pour les valeurs de $\beta$ les plus faibles et vice-versa pour le marché temps réel, ce qui s'explique par le fait que lorsque les lignes sont disponibles pour une échéance de temps, les prix peuvent diminuer puisqu'il est possible de faire appel aux centrales moins coûteuses.

Cet effet est observable dès que $\beta$ vaut $0.9$. On note en effet un niveau de prix supérieur en temps réel lorsque $\beta$ vaut $1$, puis il reste le même pour toutes les autres valeurs de $\beta$. Cela signifie que même un niveau faible de capacité disponible pour les opérations en temps réel suffit pour faire appel aux centrales de réserve les moins onéreuses.

Les prix pour le marché temps réel restent positifs pour $\beta = 0.4$ ce qui signifie que seuls des moyens de régulation à la hausse sont appelés, et que le producteur s'assure de ne pas introduire d'écart positif.

Au contraire, pour $\beta = 1$ les prix sont alternativement positifs et négatifs en fonction de l'écart introduit comme il doit être compensé par des centrales onéreuses directement sur les nœuds où un déséquilibre est introduit du fait de ne pas disposer de capacités sur les lignes en temps réel.



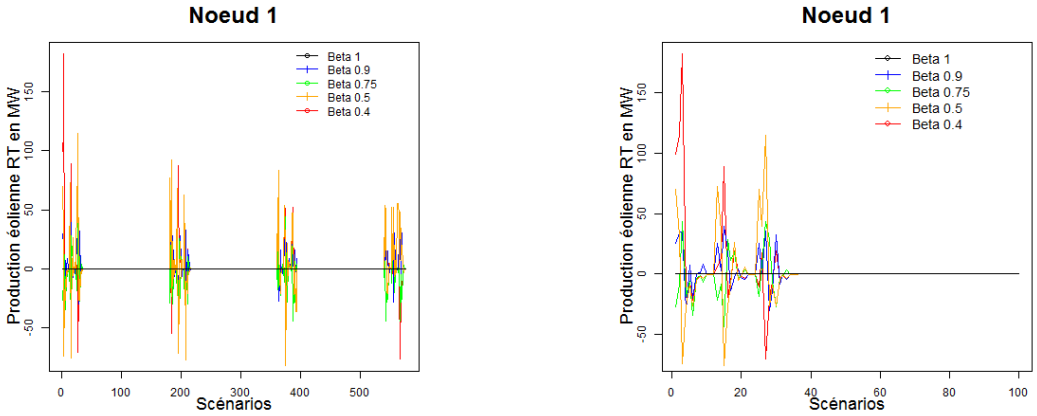



FIGURE 3.22 – Production éolienne en « *Day-ahead* » et temps réel - Noeud 1 - Jeu « *Load Duration Curve* »

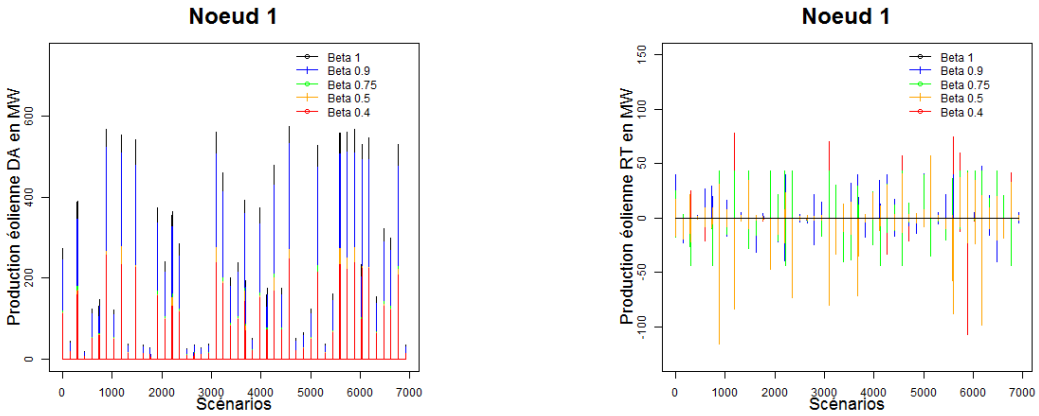
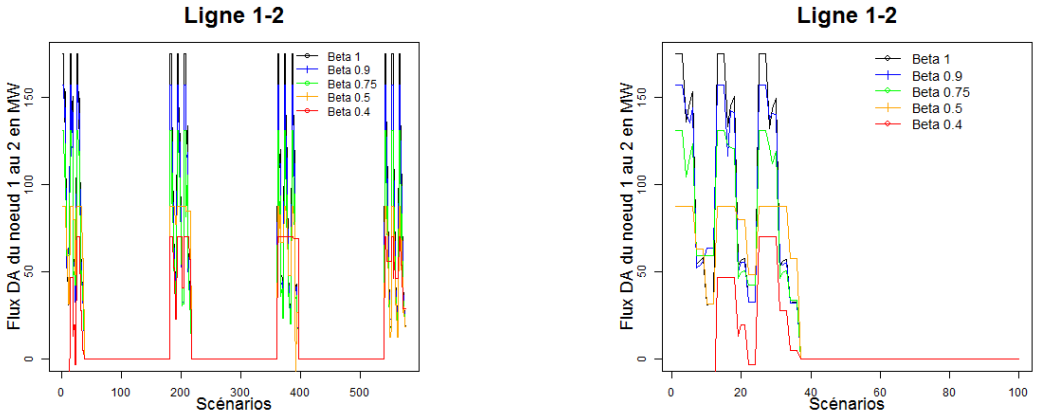



FIGURE 3.23 – Production éolienne en « *Day-ahead* » et temps réel - Noeud 1 - Jeu « *K-Means Clustering* »

On observe dans les figures 3.22 et 3.23 que les plus grands volumes de production éolienne sont bien produits pour les valeurs de $\beta$ les plus hautes pour le « *Day-ahead* », puisque c'est là que la plus forte capacité est disponible aux niveaux des lignes pour cette échéance. C'est l'inverse pour le temps réel, comme on pouvait s'y attendre.



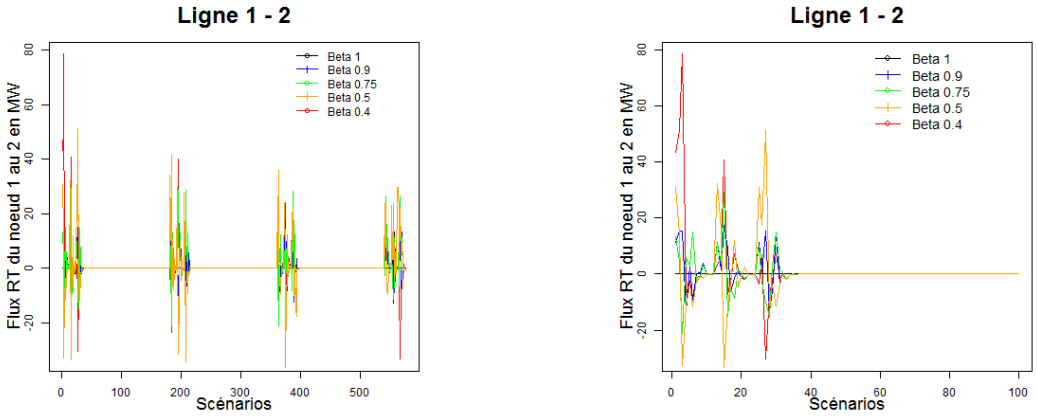



FIGURE 3.24 – Flux de puissance en « *Day-ahead* » et temps réel - Ligne 1-2 - Jeu « *Load Duration Curve* »

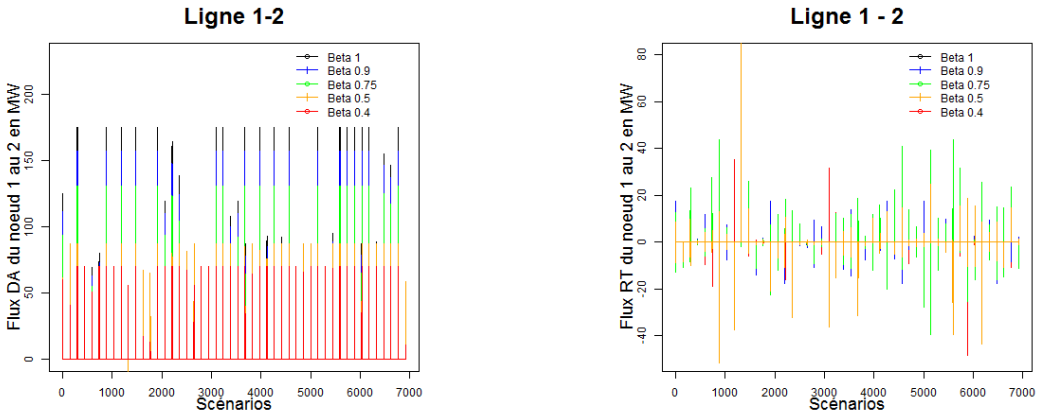



FIGURE 3.25 – Flux de puissance en « *Day-ahead* » et temps réel - Ligne 1-2 - Jeu « *K-Means Clustering* »

On s'intéresse à présent aux flux traversant la ligne 1-2 illustrés dans les figures 3.24 et 3.25. Le nœud 1 correspond au bus auquel des centrales éoliennes sont raccordées tandis que le nœud 2 dispose d'un moyen de réserve moins onéreux que le nœud 1.

On observe que les flux sont plus importants pour les opérations de la veille pour le lendemain avec un $\beta$ élevé, comme on pouvait s'y attendre, de sorte que le nœud 1 transmet toujours de la production au nœud 2.

En revanche, pour le temps réel, on observe que le flux peut être négatif, ce qui correspond aux cas où l'on fait appel à la réserve peu onéreuse du nœud 2. Pour maximiser le bénéfice espéré, la réserve du nœud 1 ne sera jamais appelée. Pour ce faire, le producteur s'appuie sur le scénario d'erreur maximale afin de déterminer le volume vendu.

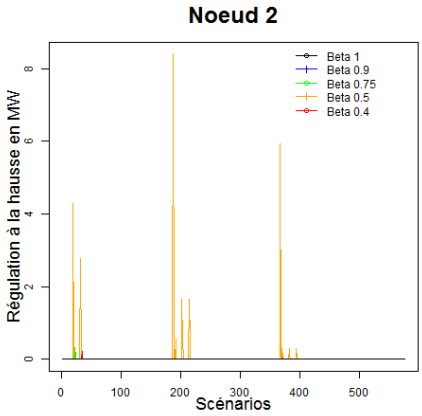



FIGURE 3.26 – Utilisation de la régulation à la hausse en « *Day-ahead* » et temps réel - 2 - Jeu « *Load Duration Curve* »

Comme détaillé auparavant et illustré dans la figure 3.26, le producteur n'utilise pas la réserve à la baisse, et n'utilise que dans certains cas la régulation à la hausse fournie par le nœud 2, pour le premier jeu de données, tandis que pour le deuxième, elle n'est jamais appelée, ni pour la régulation à la hausse, ni à la baisse.

**Paramètre du ratio de disponibilité en « *Day-ahead* » $\beta$ non stationnaire**

Dans la réalité, la valeur du ratio de disponibilité en « *Day-ahead* » $\beta$ devrait potentiellement varier pour chaque heure de la journée en fonction des opérations prévues par le gestionnaire de réseau, ce qui jouera naturellement sur les opérations menées par le producteur éolien.

Dans cette optique, nous analysons à présent deux cas d'étude : l'un où $\beta$, le ratio de disponibilité en « *Day-ahead* » est d'abord fixé à $0.5$ pour les deux premiers blocs de temps puis à $0.9$ pour les deux suivants, et un deuxième cas où c'est l'inverse. Cette fois, nous n'utilisons que le premier jeu de données, celui issu de la méthode « *Load Duration Curve* ».

Dans le premier cas, le revenu moyen obtenu est de $37.87M€$, tandis que pour le second il est de $38.4$M€. Contrairement aux résultats précédents, le revenu n'est plus supérieur pour les valeurs les plus importantes de $\beta$, puisqu'il est en moyenne plus faible sur l'année dans le second cas (en effet les deux premiers blocs d'heures totalisent 4250 heures contre 4510 pour les deux suivants).

Ces résultats s'expliquent car le deuxième cas permet d'avoir davantage de capacité disponible pour les opérations « *Day-ahead* » au bon moment, pour les deux premiers pas de temps, c'est-à-dire là où la demande est la plus forte[43], même si cette période dure moins longtemps. Ceci permet de vendre des volumes plus importants et donc d'augmenter le revenu du producteur . Les résultats concernant l'espérance du revenu et l'investissement optimal sont détaillés dans le tableau 3.8.

| Descriptif cas | $\beta$ moyen sur l'année | Revenu (M€) | Investissement (MW) |
|---|---|---|---|
| $\beta = 0.5$ puis $0.9$ | 0.706 | 37.87 | $393.6/333.6/150.8/0$ |
| $\beta = 0.9$ puis $0.5$ | 0.694 | 38.4 | $426.6/302.1/328.2/0$ |

TABLE 3.8 – Analyse de sensibilité - $\beta$ variable dans le temps

Dans la suite, les résultats sont similaires à ceux de la partie précédente :

43. En effet, le jeu de données utilisé se base sur la monotone de consommation qui classe les heures de la plus forte à la plus faible consommation.

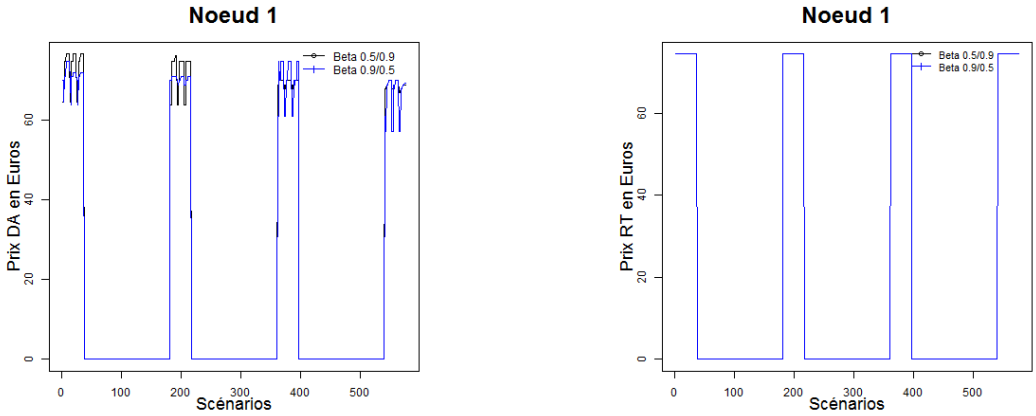



FIGURE 3.27 – Prix de marché « *Day-ahead* » et temps réel - Noeud 1

Les prix de marché « *Day-ahead* » illustrés dans 3.27 sont supérieurs lorsque $\beta$ est faible, ce qui est également compréhensible dans la mesure où les lignes sont moins disponibles, de sorte que des centrales plus onéreuses doivent être appelées pour répondre à la demande.

Pour le marché temps réel, nous trouvons que les prix sont les mêmes, ce qui peut s'expliquer par le fait qu'une faible capacité disponible sur les lignes pour les opérations en temps réel suffit pour appeler les centrales de réserve les moins chères et ainsi le prix ne change pas que $\beta$ soit égal à 0.5 ou à 0.9.

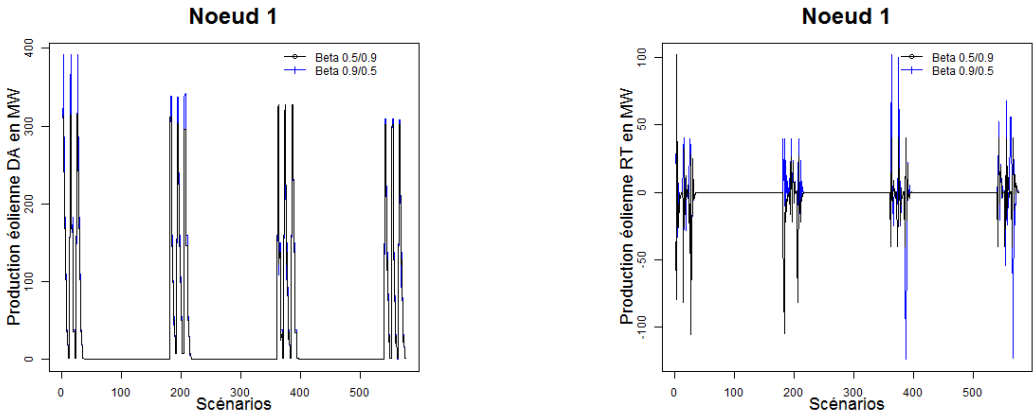



FIGURE 3.28 – Production éolienne en « *Day-ahead* » et temps réel - Noeud 1

Comme on peut l'observer dans les figures 3.28, les productions éoliennes vendues pour le « *Day-ahead* » sont plus importantes pour les pas de temps où $\beta$ vaut 0.9, puisque c'est là que le flux sur les lignes est le plus fort.

C'est l'inverse pour le temps réel, pour lequel un $\beta$ faible signifie que davantage de capacité est disponible sur les lignes pour cette échéance.

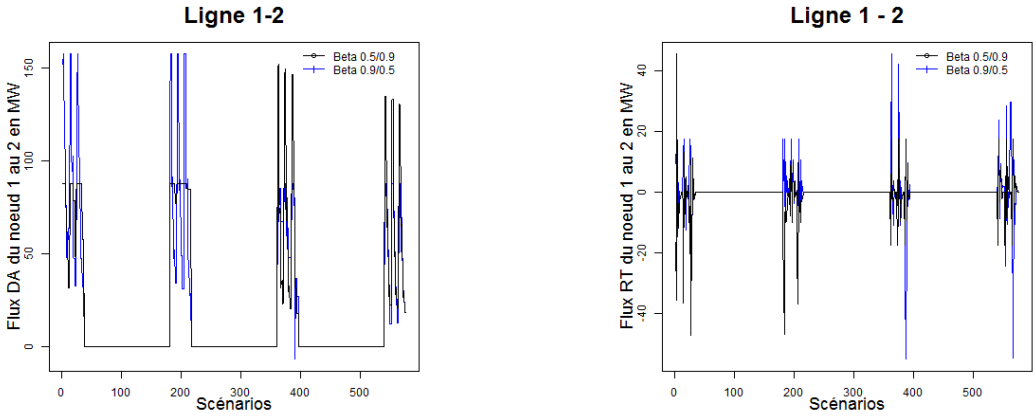



FIGURE 3.29 – Flux de puissance en « *Day-ahead* » et temps réel - Ligne 1-2

Le flux transmis du nœud 1 au nœud 2 illustré dans la figure 3.29 pour les opérations de la veille pour le lendemain, est plus fort pour $\beta = 0.9$, ce qui se comprend puisque l'investisseur profite de cette opportunité pour transmettre un maximum de puissance.

Pour le flux transmis en temps réel, nous voyons qu'il peut l'être dans les deux sens. Un sens positif implique une surproduction en temps réel qui est transmise du nœud 1 au nœud 2. Un sens négatif signifie que la réserve disponible au nœud 2 est appelée pour compenser le déséquilibre au nœud 1.

Les échanges sont logiquement plus importants lorsque $\beta$ est faible, puisque davantage de capacité est alors disponible sur les lignes pour les opérations réalisées en temps réel.

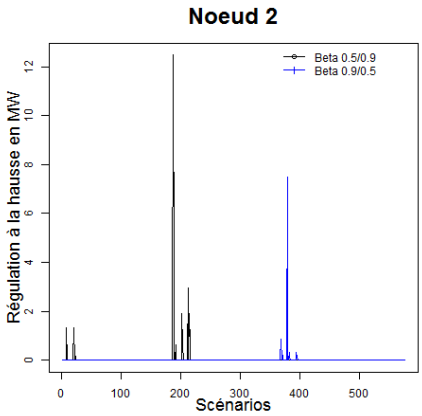



FIGURE 3.30 – Utilisation de la réserve en « *Day-ahead* » et temps réel - Noeud 1 et 2

Comme auparavant, la réserve n'est pas appelée pour les moyens de régulation à la baisse. Le producteur préfère « curtailer », couper, sa production.

En revanche la réserve du nœud 2 est appelée pour les déséquilibres liés à des sous-productions du nœud 1. Elles est logiquement appelée lorsque $\beta$ est faible. Ces résultats sont montrés dans la figure 3.30.

## 3.8 Conclusions

**Bilan**

Nous avons développé un modèle permettant de résoudre le problème d'investissement tout en générant les prix de marché « *Day-ahead* » et les pénalités utilisées pour les écarts introduits entre production vendue

en « *Day-ahead* » et quantité injectée en temps réel, avec un système à prix nodal, et dont le mix énergétique (dont la production éolienne) et son effet sur les prix est paramétrable.

Nous avons testé le comportement du modèle sur un cas issu de la littérature [86, 56]. Il est cohérent et favorise les opérations en « *Day-ahead* » lorsque les valeurs du ratio de disponibilité à cette échéance $\beta$ est important et inversement lorsqu'il est faible. Les prix augmentent en valeur absolue lorsque les opérations sont limitées, bien qu'un effet de seuil sur la valeur de $\beta$ soit rapidement constaté. Les prix sont positifs en « *Day-ahead* » et peuvent prendre des valeurs négatives en temps réel si le producteur s'autorise à prendre des risques et introduire des écarts entre production vendue en « *Day-ahead* » et injectée en temps réel. Comme ce producteur est le seul à introduire des erreurs, les prix positifs en temps réel impliquent un écart à la baisse et les prix négatifs impliquent un écart à la hausse. Les services de régulation sont peu ou pas appelés.

Nous obtenons le même type de comportement que dans les travaux [56, 134]. Comme dans [134], les bénéfices de l'investisseur dans des centrales de production renouvelable sont réduits en considérant les erreurs de prévision.

**Limites, discussion et perspectives**

Un modèle est par essence, un compromis entre la pertinence de la description et la facilité d'utilisation. Pour citer George Box, « *Essentially, all models are wrong, but some are useful.* ».

Dans cet esprit, nous mentionnons les points qui pourraient constituer des perspectives d'amélioration de la finesse de la description permise par le modèle, tout en conservant à l'esprit que ceci peut rendre plus malaisée la résolution du problème.

(a) **Discussion sur notre modèle : le problème d'investissement**

Au niveau du modèle pour l'investissement,nous pourrions envisager un investissement adaptatif, dont les décisions d'investissements sont prises à échéances régulières dans le temps pour adapter au fur et à mesure le plan d'installation en fonction des évolutions constatées dans le système électrique. Nous aurions alors un problème dynamique, mais la question du temps de calcul pour la résolution pourrait devenir problématique.

Ensuite, au niveau du problème d'investissement comme du problème de marché, l'hypothèse d'un coût marginal constant, que ce soit pour la production ou l'investissement est discutable, comme nous l'avons vu au chapitre un. Pour les problème d'investissement, la modélisation par bloc de puissance permet dans une certaine mesure de prendre en compte cette critique en modifiant les coûts associés à chaque bloc de puissance.

Les données de prévision et de production éoliennes sont aussi simplifiées en considérant des scénarios. Ainsi, nous pouvons noter que nous ne considérons pas d'évènements de « rampes », ou de variations brutales de production.

Par ailleurs, nous pouvons remarquer, comme le fait [134], que notre problème implique la détermination d'une stratégie d'investissement pour le producteur éolien. Ainsi, les résultats peuvent traduire un sous-investissement en production renouvelable (par rapport à un cas où il serait décidé par un opérateur unique dont l'objectif serait de minimiser les coûts globaux du système) pour faire monter les prix de marché. Bien que nous ne considérons pas de stratégie au niveau de la participation au marché, c'est en ce sens que nous considérons que le producteur éolien puisse être « *price-maker* », car il influence les prix de marché.

(b) **Discussion sur notre modèle : le problème de marché**

Un des partis pris principaux de ce travail a été de considérer que le problème de « *market-clearing* » en « *Day-ahead* » était inclus dans les contraintes du problème de « *market-clearing* » pour la régulation. Nous notons que le travail réalisé dans [134] indique que cette formulation permet de diminuer le temps de calcul par rapport à une hypothèse où les deux marchés serait modélisés indépendamment.

Nous avons également considéré un marché inefficace, c'est-à-dire ne réservant pas de flexibilités en avance pour les opérations de régulation. Le travail réalisé dans [134] montre que l'impact des pertes liées aux pénalités est adouci (le profit net est même triplé) lorsqu'un marché efficace est considéré. Au vu de nos hypothèses, l'effet des pénalités est donc potentiellement particulièrement fort. Le design de marché a donc également un rôle pour diminuer le coût total des opérations tout en augmentant la part de renouvelables.

Ensuite, comme pour la partie concernant le problème d'investissement, l'hypothèse de coût marginal constant pour le fonctionnement des centrales est critiquable. Tout d'abord, l'hypothèse d'information parfaite sur les coûts des concurrents, ainsi que leur attitude non-stratégique[44] sont des hypothèses largement discutées dans la littérature.

Or, le caractère de marché local implique un ensemble de participants plus concentré, et augmente le risque de voir les comportements stratégiques émerger, notamment si les participants sont « *price-maker* », c'est-à-dire s'ils influencent suffisamment les opérations du marché considéré.

Des scénarios sur ces coûts pourraient être envisagés pour prendre en compte l'information imparfaite les concernant et pourraient être implémentés relativement facilement. En revanche, transformer les paramètres de coût en variables d'optimisation comme c'est le cas dans [149] complexifierait largement la résolution puisque le problème de marché « *Day-ahead* » ne serait plus linéaire[45].

Une autre manière de coller davantage à la réalité du fonctionnement des coûts pour les producteurs serait d'envisager de passer d'un modèle de plateforme de marché (où la fonction objectif et les contraintes sont linéaires) à un système de « *pool* », où les contraintes de type « *Unit-commitment* » sont par exemple prises en compte, comme c'est expliqué dans le chapitre un. Toutefois cette modification de la forme du problème de marché empêcherait d'utiliser les outils mis en œuvre pour transformer notre problème multi-niveaux en problème simple à résoudre[46].

L'hypothèse de demande inélastique peut aussi être remise en cause comme le montre [110]. De plus l'augmentation de la pénétration d'énergie d'origine renouvelable dans le mix énergétique peut aller de pair avec le développement des applications de gestion de la demande qui pourraient apporter davantage de flexibilité aux fournisseurs, ce qui se répercuterait au niveau du marché de gros. L'impact des exportations peut également se traduire par une demande qui ne serait plus inélastique. Pour répondre à ces critiques, la prise en compte d'une demande élastique pourrait se faire en l'incluant aux participants et en considérant un coût marginal (et négatif) qui lui serait propre.

Pour valider le réalisme du modèle de marché et les hypothèses considérées, une comparaison des prix obtenus avec notre résolution et ceux observés historiquement pourrait être réalisée ou une revue des outils de l'économétrie pourrait faire émerger d'autres moyens d'analyser la pertinence de notre modèle de marché. Toutefois, il faudrait veiller à effectuer une comparaison pertinente, soit avec une modélisation avec un niveau de détail suffisant, soit en assimilant des zones géographiques à des nœuds pour être capables de comparer les résultats avec des données réelles.

De même, l'hypothèse de capacité de transmission fixe pourrait également être modifiée, et des scénarios pourraient être ajoutés pour prendre en compte une variabilité de ces capacités dans le temps. Toutefois, ces paramètres ne pourraient devenir des variables d'optimisation du problème sans le complexifier. Ainsi l'utilisation d'un « *Dynamic Line Rating* »[119] ne pourrait se faire que par essai-erreur.

44. Nous rappelons que cette attitude implique de proposer des offres de prix égales aux coûts marginaux des productions considérées.

45. Le fait que les opérations de régulation puissent être concernées ou non par des attitudes stratégiques est discutable du fait du nombre potentiellement faible d'acteurs concernés.

46. Nous pourrions également vouloir modéliser des contraintes de fonctionnement par exemple en utilisant une valeur non nulle pour la capacité minimale de fonctionnement des centrales conventionnelles, plutôt que de considérer comme nous le faisions qu'elles sont parfaitement flexibles. Dans ce cas il est envisageable d'utiliser des limites de production maximales et minimales variables dans le temps à l'aide de scénarios.

Enfin, le régime de régulation utilisé est celui d'un marché en temps réel à prix nodal, et tout autre régime nécessiterait une modification du problème de marché correspondant, avec un mécanisme potentiellement plus complexe à modéliser.

(c) **Biais de rémunération supplémentaire**

Au delà d'une description plus précise des opérations pouvant être rendues nécessaires par les évolutions du système, d'autres marges de manœuvre existent pour explorer les modifications que pourrait connaitre le revenu du producteur éolien considéré. Par exemple, la prise en compte des erreurs pouvant être introduites par d'autres producteurs, que ce soit des centrales conventionnelles (même si cela est moins fréquent), ou des centrales éoliennes ou photovoltaïques concurrentes. Dans ce cas, nous pourrions introduire des scénarios supplémentaires correspondant à ces variations. La prise en compte de ces erreurs pourrait permettre d'améliorer le revenu du producteur qui pourrait compenser les écarts de ses concurrents.

Une autre manière d'augmenter potentiellement le revenu du producteur éolien, serait de participer à un marché de services système, comme décrit dans les annexes du chapitre un. Si son modèle peut être formulé de manière indépendante aux autres problèmes de marché[47], il serait possible de le traiter comme les modèles de marché « *Day-ahead* » et temps réel dans notre problème.

(d) **Discussion sur la méthode de résolution**

L'aspect central de notre méthodologie a été l'introduction d'un « ratio de disponibilité en *Day-ahead* », répartissant la part de capacité des lignes réservées pour les opérations menées la veille pour le lendemain et pour les opérations de régulation[48].

Cette hypothèse nous a permis d'obtenir un problème « *Mixed Integer Linear Programming* » (MILP) pouvant être résolu à l'aide d'une décomposition de Benders afin de gagner en temps de calcul. Dans [134], une hypothèse d'égalité entre les productions vendues et celles prévues est choisie pour obtenir une heuristique ayant la forme d'un problème « MILP ». Comme nous le précisions auparavant il s'agit d'une hypothèse assez forte dans un cadre où les productions renouvelables deviendraient plus importantes, et où la gestion des opérations s'effectuerait dans un contexte plus local, car elle revient à considérer que la production renouvelable ne dépasse pas la demande, et qu'il n'existe pas de problème de congestion sur les lignes.

Au vu du problème traité et des hypothèses prises, nous avons identifié l'introduction du « ratio de disponibilité en *Day-ahead* », comme une solution pour traiter notre problème tout en considérant les contraintes du réseau. Elles n'étaient par exemple pas modélisées dans l'article de conférence fourni en annexe, dans lequel nous nous passions de $\beta$ et où nous utilisions des hypothèses supplémentaires de priorité d'accès au réseau (comme pour [134], mais pour les deux horizons de transaction) et d'absence de stratégie, telles que décrites dans le chapitre deux, de sorte que les déviations introduites correspondaient exactement aux erreurs de prévision.

En revanche ce choix pose un certain nombre de questions, du point de vue du producteur éolien qui chercherait à anticiper la valeur de ce ratio, et du point de vue du gestionnaire de réseau qui le fixerait effectivement.

Du point de vue de l'investisseur éolien, nous avons considéré ce ratio de la façon la plus simple, en supposant qu'il était connu à l'avance (et qu'il était identique pour toutes les lignes, voire tous les pas de temps). En réalité, cela pourrait ne pas être le cas, et il faudrait alors une méthode pour gérer cette incertitude, soit en considérant des scénarios (nécessitant un minimum d'information sur la distribution de probabilité de ces valeurs), soit en intégrant un calcul d'optimisation pour cette valeur (mais

47. Cette caractéristique serait vraisemblablement déterminée par le choix du type de service système considéré.
48. Ce mécanisme rappelle le principe de marché efficace au sens de [134], où des capacités, de production cette fois, sont allouées en avance pour les opérations de régulation.

dans ce cas cette optimisation devrait représenter le point de vue d'un acteur cherchant à minimiser les coûts totaux du système, soit en ajoutant un niveau au problème d'optimisation, soit en intégrant cette problématique aux problèmes de « *market-clearing* »).

Du point de vue du gestionnaire de réseau déterminant ce ratio, le fait de fixer $\beta$ *a priori* correspond à une allocation de capacité de type ATC, comme nous la présentions dans la partie 1.2. Une méthode pour permettre l'optimisation de ce ratio dans le temps (car il correspond à un vecteur injecté dans le problème en réalité) et en fonction des lignes serait d'intérêt pour aller dans le sens d'un mécanisme « *Flow-based* » qui soit plus efficace. Nous avons proposé une façon simple de le fixer, mais au moment de l'utilisation du modèle, ces valeurs pourraient provenir d'une optimisation basée sur un mécanisme de « *Flow-based* » du gestionnaire de réseau ou d'un autre modèle.

Il serait par ailleurs intéressant de considérer le couplage de l'utilisation de ce mécanisme de réservation de capacités pour les lignes pour les différents horizons de temps avec la réservation de capacités de production pour la régulation, pour obtenir un cadre de transactions efficaces, à la fois sur la partie « *energy-only* » et sur les transactions implicites de capacités des lignes.

Toujours en ce qui concerne le réseau, l'utilisation de l'approximation DC limite également le champs d'application de notre modèle à des installation connectées au réseau de transmission, de taille suffisamment importante. Le développement attendu de la production au niveau du réseau de distribution pose la question de sa gestion opérationnelle au niveau du système, et financière au niveau de sa participation au marché.

Finalement, l'utilisation de scénarios pour les données de production et de prévision éolienne, ainsi que de demande, pose la question de leur méthode de détermination, et du nombre à utiliser pour obtenir des résultats pertinents sans altérer de manière superflue le temps de résolution. Une analyse plus poussée de la convexité de la fonction objectif serait d'intérêt pour déterminer le nombre de scénarios nécessaires. Il est à noter que le fait de se baser sur une hypothèse d'information parfaite sur les paramètres ou les scénarios correspond de plus à une hypothèse de « *perfect foresight* » qui pourrait être discutée.

# Chapitre 4

# Rôle de la prédictibilité dans un contexte prospectif

## 4.1 Introduction

**Contexte**

Nous avons vu au chapitre deux qu'en l'état actuel des choses, la prédictibilité[1] ne constitue pas un critère suffisamment intéressant pour prendre le pas sur le facteur de charge[2] lors de la décision d'implantation de centrales éoliennes sur un site particulier[3]. Toutefois cette analyse est issue de l'utilisation de prix historiques issus de trois marchés.

En conséquence, dans le chapitre trois, nous avons développé un algorithme pour résoudre le problème d'investissement sous contraintes de marché, prenant en compte le revenu provenant d'une participation au marché « *Day-ahead* », mais aussi les pénalités perçues pour les écarts de production liées aux erreurs de prévision. Ces pénalités sont fixées en utilisant les prix de marché en temps réel, dans un contexte où les deux échéances de marché considérées utilisent des prix nodaux. Ainsi, les prix et pénalités sont générés au sein même du modèle, avec la prise en compte du mix énergétique et des spécificités du système, plutôt qu'obtenus à partir de données exogènes.

**Problématique**

Dans ce contexte, nous avons identifié, notamment dans le chapitre deux, plusieurs paramètres ayant potentiellement un impact sur la décision d'investissement, et plus particulièrement sur l'influence relative du facteur de charge ou de la prédictibilité sur la solution. Il s'agit du coût de la régulation (assimilé ici au coût de la réserve dans un contexte de régulation basée sur un marché en temps réel), comparé au prix des centrales conventionnelles (utilisées pour les opérations prévues la veille pour le lendemain) ; de la capacité disponible sur les lignes pour transmettre les flux échangés ; et de la corrélation entre les données éoliennes des différents sites. Nous expliquons pourquoi dans la suite.

**Le coût de la régulation** (issu du coût des moyens de réserve) influence directement le dommage causé par les pénalités sur le bénéfice attendu pour un producteur. Ainsi, un coût important pourrait favoriser un investissement sur un site où la production est plus fiable, même si elle est moins importante en volume, et donc jouer sur l'intérêt du critère de prédictibilité dans la décision d'investissement, comme nous le précisions en conclusion du chapitre deux.

1. Il s'agit de la capacité d'un site à fournir de bonnes prévisions.
2. Il s'agit du critère habituellement utilisé pour prendre une décision sur la localisation d'un investissement dans une centrale éolienne. Il correspond au rapport entre la production réelle et la production théorique si la centrale avait fonctionné à sa puissance nominale pendant toute la période considérée.
3. Cette analyse s'appuyait sur des conditions de fonctionnement classiques de turbines, mais il est à noter que des éoliennes nouvelle génération ont été développées [17] : « Ces turbines, à pales plus grandes pour une puissance de génératrice donnée, offrent une production accrue à des vitesses de vent plus faibles. En contrepartie, la vitesse de vent maximale autorisant leur fonctionnement se trouve elle aussi réduite. Cette nouvelle technologie de turbines doit permettre d'accroître le potentiel de production des sites les moins ventés et ainsi, permettre de rendre exploitables des sites considérés aujourd'hui comme non rentables. ».

**La capacité disponible sur les lignes** peut avoir une influence sur le revenu, notamment dans notre contexte de marché à prix nodal, car les contraintes liées au réseau électrique sont directement prises en compte pour déterminer les transactions sur le marché. Nous avions par exemple indiqué en conclusion du chapitre deux que les importantes interconnexions disponibles pour le Danemark pouvaient influencer les résultats.

Cette influence est plus susceptible d'avoir un impact pour la régulation en temps réel, comme la capacité des lignes allouée est susceptible d'être plus faible. Dans ce cas, l'appel à la régulation la moins chère ne sera pas toujours permise, augmentant le prix en temps réel (autrement dit la pénalité), et favorisant par conséquent l'investissement sur un nœud où la production est plus fiable, avec une meilleur prédictibilité.

Dans le cas où ce sont les opérations de la veille pour le lendemain qui seraient limitées par la capacité des lignes, l'effet devrait être plus symétrique sur les deux sites. En effet, cela se traduirait par davantage d'appel de production locale au noeud de consommation, et moins là où les centrales éoliennes pourraient être implantées, qu'elles aient un bon facteur de charge ou une bonne prédictibilité.

**La corrélation entre les sites de production** peut également avoir une influence sur la décision d'investissement. En effet, si les sites sont fortement corrélés en termes de production éolienne, les écarts entre production vendue et injectée en temps réel ne peuvent être compensés d'un nœud à l'autre car les erreurs se produisent en même temps. Dans ce cas l'investissement est susceptible d'être concentré sur un ou quelques nœuds, sélectionnés selon si les caractéristiques du système favorisent un investissement dans une centrale dont la production serait fiable (avec une bonne prédictibilité) ou bien importante (avec un bon facteur de charge).

Dans le cas où les productions des sites seraient décorrélées en revanche, une compensation de l'écart introduit sur un nœud peut être réalisée par la production sur un autre nœud. Dans ce cas, on s'attend à des investissements plus complémentaires sur l'ensemble des nœuds.

**Dans ce cadre, quelles caractéristiques changeraient les résultats du chapitre deux, c'est-à-dire qu'elles favoriseraient un investissement sur un site à bonne prédictibilité plutôt qu'à fort facteur de charge ?**

**Contribution**

Dans ce chapitre, nous proposons de répondre à cette problématique en concevant un cas d'étude permettant de mettre en concurrence les caractéristiques de facteur de charge et de prédictibilité. Ainsi nous formulons un problème d'investissement où deux sites sont mis en concurrence, l'un disposant d'un facteur de charge plus favorable que le second et inversement pour la prédictibilité. Un paramétrage du cas d'étude est également effectué pour faire ressortir le rôle des facteurs d'intérêt identifiés précédemment, à savoir, le coût de la régulation, la capacité des lignes du réseau électrique, et la corrélation des données éoliennes.

La résolution de ce problème d'investissement pour chaque configuration permettra de conclure sur l'importance à donner aux critères de facteur de charge et de prédictibilité dans chaque cas de figure. En effet, la solution du problème fournira l'investissement optimal pour maximiser les bénéfices, et dans le cas où elle favorisera un site vis-à-vis d'un autre, il sera possible de conclure sur l'importance à accorder au critère correspondant. Par exemple, si elle implique, pour un paramétrage particulier, un investissement maximal sur le site à bonne prédictibilité, nous pourrons conclure que dans ce cas précis, ce facteur est à favoriser vis-à-vis de celui du facteur de charge.

Dans la suite de ce chapitre, nous commençons par présenter la méthodologie adoptée, puis le cas d'étude utilisé. Ensuite, nous analysons l'impact sur l'investissement des facteurs d'intérêt identifiés : le rapport entre le coût de la régulation (ici correspondant au coût de la réserve) et les prix de marché « *spot* » (ici correspondant au coût des centrales conventionnelles) ; la capacité des lignes, et enfin la corrélation de la production éolienne entre les sites considérés, avant de donner quelques conclusions.

## 4.2 Méthodologie adoptée

### 4.2.1 Principe

Nous déterminons un cas d'étude présentant deux sites concurrents pour l'investissement, c'est-à-dire qu'un budget maximal est fixé, contraignant l'investissement à être maximal sur un seul site, ou bien à être réparti entre les deux.

Comme nous l'expliquions plus haut, nous souhaitons analyser la sensibilité de la solution pour l'investissement aux facteurs de coût de la régulation, de capacité des lignes, et de corrélation des données éoliennes. Ces facteurs sont complexes et nous en effectuons la paramétrisation en introduisant une variable pour chacun d'eux, que nous faisons varier, selon la configuration.

Ensuite, nous résolvons le problème d'investissement associé, en utilisant l'algorithme développé au chapitre trois. Sa solution nous permet de quantifier le rapport entre facteur de charge et prédictibilité à favoriser dans la décision d'investissement pour la configuration en question.

La description de la méthodologie utilisée dans ce chapitre est illustrée dans la figure 4.1.

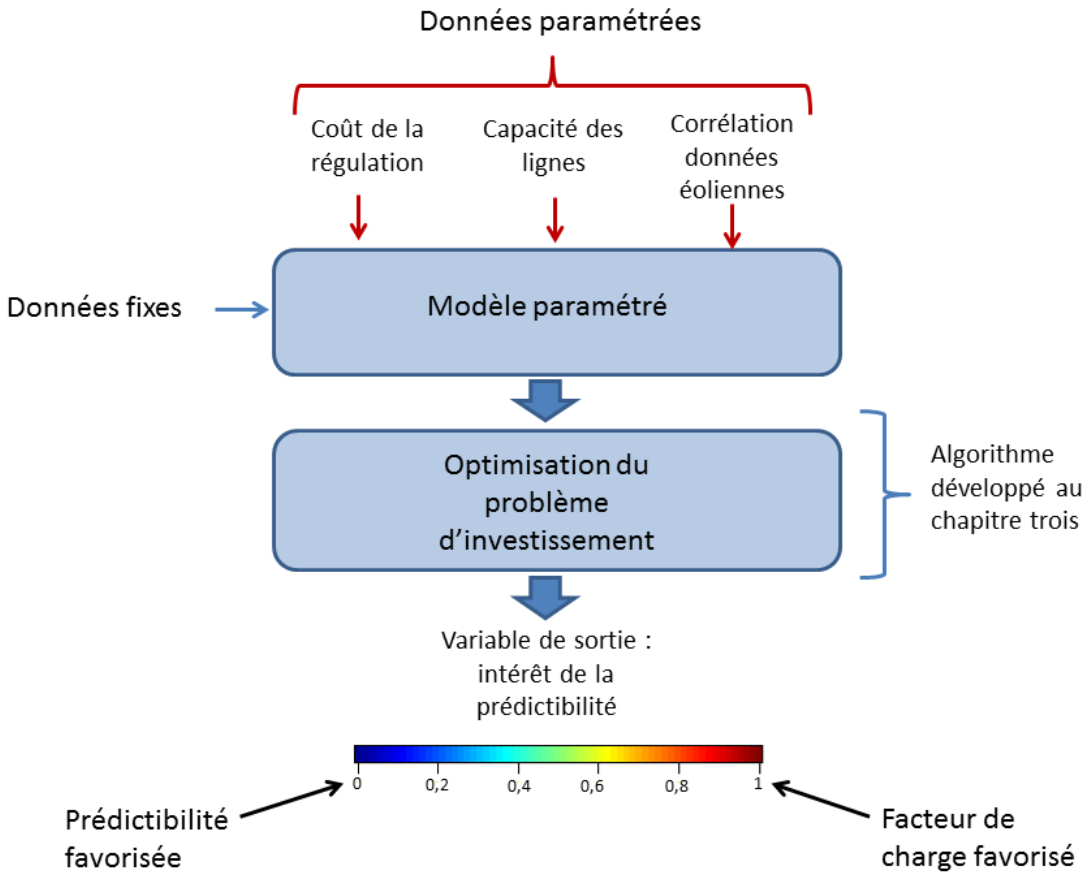



FIGURE 4.1 – Méthodologie adoptée

**Données paramétrées**

(a) **Paramétrage du coût de la régulation**

Nous paramétrons le coût de la réserve (fixant le coût de la régulation) en fonction du coût des centrales conventionnelles. Ces dernières ont toutes le même coût par souci de simplicité.

Ainsi, le cout des centrales de réserve $c_r$ est déterminé en fonction du coût marginal des centrales conventionnelles $c_i$ et du paramètre $\zeta$ que nous sélectionnons selon la configuration souhaitée, de la manière suivante :

$$c_r = c_i \times \zeta \tag{4.1}$$

De cette façon, le ratio $\zeta$, fournit le rapport entre prix de marché « *Day-ahead* » (dépendant du montant des offres des centrales pour les opérations de la veille pour le lendemain) et temps réel (dépendant du montant des offres pour les services de régulation).

(b) **Paramétrage de la capacité des lignes**
Les capacités initiales des lignes $f^k_{max}, \forall k$ sont multipliées par un facteur $\delta$ de la manière suivante :

$$f^k_{maxNew} = f^k_{max} \times \delta \tag{4.2}$$

(c) **Paramétrage de la corrélation des données éoliennes**
La corrélation des données éoliennes est calculée en utilisant la formule suivante :

$$corr(X, Y) = \frac{E(X \times Y) - E(X)E(Y)}{\sigma_X \sigma_Y} \tag{4.3}$$

où $corr(X, Y)$ est la corrélation entre les variables $X$ et $Y$, $E()$ est l'espérance, et $\sigma$ est l'écart-type de la variable considérée.

Pour modifier la corrélation entre les deux sites de production envisagés (qui correspondent à deux nœuds du réseau dans notre étude) pour l'investissement éolien, nous modifions les données de production en temps réel $prod^{n_2}(t)$ du nœud 2 en y incluant un terme de production $prod^{n_1}(t)$ du nœud 1, afin d'obtenir un nouveau terme pour la production $prod^{n_2}_{New}(t)$. Par souci de cohérence, les données de prévisions $prev^{n_2}(t)$ sont modifiées de la même manière, mais elles sont vouées à être à nouveau transformées pour configurer la prédictibilité, comme nous allons le détailler dans la partie suivante où nous fournissons davantage de détails sur le paramétrage des données éoliennes.

$$\forall t, prev^{n_2}_{New}(t) = \frac{(prev^{n_2}(t) + prev^{n_1}(t) \times \gamma)}{1 + \gamma} \tag{4.4}$$

$$\forall t, prod^{n_2}_{New}(t) = \frac{(prod^{n_2}(t) + prod^{n_1}(t) \times \gamma)}{1 + \gamma} \tag{4.5}$$

où $\gamma$ est le facteur permettant de déterminer dans quelle mesure les données des deux sites seront corrélées, $prev^{n_2}_{New}(t)$ est la nouvelle valeur de prévision de production pour le nœud 2 et le pas de temps t,$prod^{n_2}_{New}(t)$ est la nouvelle valeur de production pour le nœud 2 et le pas de temps t.

**Optimisation du problème d'investissement**

Pour résoudre les problèmes d'investissements correspondants aux différents paramétrages, nous utilisons l'algorithme développé dans le chapitre trois de ce manuscrit. Pour ce faire, nous avons besoin de fixer une valeur pour le ratio $\beta$, le ratio de disponibilité en « *Day-ahead* ».

Pour rappel, ce paramètre fixe la part de capacité des lignes allouée aux opérations de la veille pour le lendemain, le reste étant laissé disponible pour les opérations de régulation en temps réel. Ainsi, une valeur de 1 implique que toute la capacité des lignes est utilisée pour le « *Day-ahead* ». Dans ce cas, toute déviation doit être compensée sur le nœud même où elle a été introduite.

Pour fixer la valeur de ce ratio, nous utilisons la méthode proposée dans le chapitre trois, qui consiste à tester plusieurs valeurs de $\beta$ et sélectionner celle qui admet le coût le plus bas pour l'ensemble du système. Dans le cas où plusieurs valeurs renvoient le même résultat, nous sélectionnons la valeur qui semble la plus intéressante en termes de flexibilité offerte au système, c'est-à-dire qu'elle limite moins les opérations.

L'application de cette méthode de sélection pour obtenir le ratio $\beta$ utilisé dans notre cas d'étude est présentée dans les annexes.

**Variable de sortie : intérêt de la prédictibilité**

La solution du problème d'optimisation pour chaque configuration nous fournit $X_1$ et $X_2$, les capacités à installer sur chaque site (un et deux respectivement) pour maximiser le revenu du producteur éolien considéré.

Nous en déduisons une variable de sortie, l'« intérêt de la prédictibilité » définie comme $\frac{X_2}{X_2+X_1}$. Elle correspond à notre variable d'intérêt car elle représente la distribution de l'investissement entre deux sites aux caractéristiques de prédictibilité et de facteur de charge opposées.

Cette variable d'« intérêt de la prédictibilité » varie entre 0 et 1. En l'occurrence, $X_1$ est la capacité à investir sur le site à meilleure prédictibilité et moins bon facteur de charge, tandis que $X_2$ est la capacité à investir sur le site à facteur de charge plus important, mais prédictibilité moindre. Par conséquent, une valeur proche de 0 favorise la prédictibilité tandis qu'une valeur proche de 1 favorise le facteur de charge comme l'illustre la figure 4.1.

Cette variable d'« intérêt de la prédictibilité » quantifie donc le rapport entre prédictibilité et facteur de charge à favoriser pour maximiser les bénéfices dans une configuration donnée.

La configuration des productions des deux sites, pour fixer les niveaux de facteur de charge et de prédictibilité, se fait en paramétrant leurs données de production et de prévisions, comme nous le détaillons dans la suite.

### 4.2.2 Détail sur la configuration des données éoliennes

Nous avons vu dans la partie précédente comment nous déterminons les données paramétrées, comment la résolution du problème d'investissement est menée, et comment la solution du problème peut fournir la valeur de la variable d'« intérêt de la prédictibilité », nous permettant de conclure sur le rôle de la prédictibilité et du facteur de charge dans une configuration particulière.

Pour paramétrer ce facteur de charge et cette prédictibilité dans chaque cas, nous avons besoin de données éoliennes de production et de prévisions, que nous modifions en fonction des caractéristiques voulues. C'est ce que nous abordons dans cette partie.

Nous souhaitons analyser l'impact du rapport entre facteur de charge et prédictibilité de manière fine. Pour ce faire, nous fixons les données d'un site (noté $n_1$), et introduisons des facteurs pour pouvoir modifier de manière continue les données éoliennes du second site en fonction de celles du premier. Nous introduisons donc $cap^{n_2}_{DANew}, cap^{n_2}_{RTNew}, NMAE_{New}$, les nouveaux facteurs de charge du deuxième site (noté $n_2$), respectivement pour les données de prévision et de production, et la nouvelle valeur pour la prédictibilité, ainsi que $prev^{n_2}_{New}(t), prod^{n_2}_{New}(t)$, les nouvelles valeurs pour la prévision de production et la production du noeud 2 à l'instant $t$. Ces valeurs sont définies de manière paramétriques à l'aide de ratios $\kappa$ et $\eta$ définis dans la suite, pour balayer les valeurs souhaitées.

Par ailleurs, lorsque nous disposons de données éoliennes pour de nombreux sites, et dans la mesure où nous nous intéressons davantage à la caractérisation d'un comportement en fonction de paramètres d'intérêt identifiés que d'une analyse des potentiels d'investissements à une échelle importante, une sélection des données utilisées doit être effectuée. Nous fournissons en annexe un critère nous permettant de choisir les régions où un investissement pourra être suffisamment profitable afin de s'assurer qu'il soit réalisé, notre objectif étant d'analyser les modalités de cet investissement et le rôle des caractéristiques des sites d'installation dans cette décision, et non le fait qu'il puisse effectivement avoir lieu ou non.

Précisons également qu'au vu de notre méthode, nous supposons au sein de chaque configuration que l'ensemble des données est parfaitement connu, et nous ne formulons donc pas de scénarios pour les données éoliennes, comme ce fut le cas pour le chapitre trois. Nous nous plaçons alors dans un cadre où l'unique objectif est de conclure sur les situations où la prédictibilité est à favoriser en regard du facteur de charge, autrement dit **nous effectuons une analyse *a posteriori* de l'investissement qui aurait été optimal dans chaque cas de figure**.

Nous montrons à présent comment nous paramétrons les données éoliennes en fonction des configurations souhaitées pour le facteur de charge et la prédictibilité, sachant que la corrélation entre les données des deux sites est aussi paramétrée comme nous l'avons expliqué plus haut, puis nous détaillons comment l'ensemble de ces paramétrages est successivement pris en compte pour la détermination des données utilisées.

**Construction et paramétrage des données éoliennes**

**Nous conservons les valeurs des données éoliennes pour le premier site et paramétrons les données du deuxième relativement au premier**.

Le facteur de charge est classiquement quantifié par la valeur moyenne des données (productions et prévisions) normalisées. Il est paramétré sur le deuxième site par un facteur $\kappa$ à l'aide duquel nous modifions les données éoliennes initiales, en fonction du rapport souhaité avec les données du premier site.

La prédictibilité est quantifiée par un niveau d'erreur entre les prévisions et les productions. Elle est quant à elle paramétrée sur le deuxième site par un facteur $\eta$, qui quantifie le niveau d'erreur de ce site, toujours relativement au premier.

(a) **Facteur de charge**

Le facteur de charge moyen est obtenu en calculant la moyenne des données sur l'année[4].

Comme nous le mentionnions plus haut, nous introduisons les ratios $\kappa_{DA}$ et $\kappa_{RT}$ qui fixent le rapport entre les facteurs de charge des deux nœuds pour les deux horizons considérés pour les opérations (« *Day-ahead* » et temps réel) :

$$\kappa_{DA} = \frac{cap^{n_2}_{DANew}}{cap^{n_1}_{DA}} \tag{4.6}$$

$$\kappa_{RT} = \frac{cap^{n_2}_{RTNew}}{cap^{n_1}_{RT}} \tag{4.7}$$

Ensuite nous calculons les nouvelles valeurs des données de prévision et de production, en les bornant entre 0 et 1 afin qu'elles conservent leurs propriétés de données normalisées, et en introduisant les facteurs $\kappa_{DA}$ et $\kappa_{RT}$ dans la notation pour conserver le rapport entre les données des deux sites dans l'écriture :

$$\begin{aligned} prev^{n_2}_{New}(t) &= min(1, max(0, prev^{n_2}(t) \times \frac{cap^{n_2}_{DANew}}{cap^{n_2}_{DA}})) \\ &= min(1, max(0, prev^{n_2}(t) \times \frac{\kappa_{DA} \times cap^{n_1}_{DA}}{cap^{n_2}_{DA}})) \end{aligned} \tag{4.8}$$

$$\begin{aligned} prod^{n_2}_{New}(t) &= min(1, max(0, prod^{n_2}(t) \times \frac{cap^{n_2}_{RTNew}}{cap^{n_2}_{RT}})) \\ &= min(1, max(0, prod^{n_2}(t) \times \frac{\kappa_{RT} \times cap^{n_1}_{RT}}{cap^{n_2}_{RT}})) \end{aligned} \tag{4.9}$$

où $cap^{n_1}_{DA}$ et $cap^{n_1}_{RT}$ sont les facteurs de charge du nœud 1,
$cap^{n_2}_{DA}$ et $cap^{n_2}_{RT}$ sont les facteurs de charge initiaux du nœud 2,
$cap^{n_2}_{DANew}$ et $cap^{n_2}_{RTNew}$ sont les nouveaux facteurs de charge du nœud 2.

(b) **Prédictibilité**

La prédictibilité, comme c'est le cas dans la deuxième partie du chapitre deux, est représentée par la « NMAE » (« *Normalized Mean Absolute Error* »), la moyenne des valeurs absolues des écarts normalisés. Ainsi, une bonne prédictibilité se traduira par une « NMAE » faible.

Pour modifier les niveaux d'erreurs, nous conservons les valeurs de facteur de charge pour la production en temps réel (telles que déjà modifiées en fonction du facteur de charge et de la corrélation souhaités) et recalculons les prévisions en fonction du niveau d'erreur voulu.

L'objectif est de contrôler simplement les erreurs tout en conservant qualitativement les performances de la prévision. Ainsi, plutôt que d'introduire un terme de bruit blanc dans le terme de prévision pour

4. Les données utilisées sont déjà normalisées.

prendre en compte les erreurs, nous utilisons l'erreur initiale que nous amplifions ou atténuons, et nous bornons les nouvelles valeurs entre 0 et 1 pour conserver les propriétés de données normalisées. Ainsi $\forall t$,

$$prev(t)_{New} = min\,(1, max\,(0, p)) \tag{4.10}$$

où

$$p = prod(t) + (prev(t) - prod(t)).\frac{NMAE_{New}}{NMAE} \tag{4.11}$$

Par conséquent, le sens de l'erreur (sous-production ou sur-production en temps réel par rapport aux niveaux estimés en « *Day-ahead* ») est conservé. L'aspect qualitatif de la prévision l'est également au sens où les écarts importants entre niveaux prévus et disponibles en temps réel sont conservés sur les mêmes heures et amplifiés. Ceci s'explique en considérant que les erreurs de prévision importantes proviennent le plus souvent d'irrégularités météorologiques. Ainsi le modèle de prévision offre de bonnes performances pour les heures où la production est stable, tandis que les erreurs se concentrent sur les heures où des phénomènes irréguliers empêchent une prévision correcte de la production, ce que nous conservons avec notre méthode de construction.

Comme nous le mentionnions plus haut, nous introduisons un ratio $\eta$ qui fixe le rapport voulu entre les « NMAE » des nœuds 2 et 1. Nous avons alors :

$$\eta = \frac{NMAE^{n_2}_{New}}{NMAE^{n_1}} \tag{4.12}$$

de sorte que nous obtenons :

$$p^{n_2} = prod^{n_2}(t) + (prev^{n_2}(t) - prod^{n_2}(t)).\frac{\eta \times NMAE^{n_1}}{NMAE^{n_2}} \tag{4.13}$$

(c) **Modification des données avec tous les paramètres souhaités**

Les données de prévision et de production sur le nœud 1, $prev^{n_1}(t)$ et $prod^{n_1}(t)$ restent à leurs valeurs originales comme nous l'avons déjà précisé, et ce sont les données du nœud 2 qui sont modifiées en fonction des paramètres souhaités.

Comme vu précédemment, le coefficient $\gamma$ est utilisé pour corréler les données de prévision et de production.

Nous avons alors, une fois la corrélation et le facteur de charge configurés pour la prévision, d'après (4.4) et (4.8) :

$$prev^{n_2}_{New}(t) = \frac{(prev^{n_2}(t) + prev^{n_1}(t) \times \gamma)}{1+\gamma} \times \kappa_{DA} \times \frac{cap^{n_1}_{DA}}{cap^{n_2}_{DANew}} \tag{4.14}$$

où $cap^{n_2}_{DANew} = \frac{cap^{n_2}_{DA} + cap^{n_1}_{DA} \times \gamma}{1+\gamma}$ est le facteur de charge une fois la corrélation prise en compte pour la partie « *Day-ahead* ».
d'où

$$prev^{n_2}_{New}(t) = \frac{(prev^{n_2}(t) + prev^{n_1}(t) \times \gamma)}{1+\gamma} \times \kappa_{DA} \times \frac{cap^{n_1}_{DA} \times (1+\gamma)}{cap^{n_2}_{DA} + cap^{n_1}_{DA} \times \gamma} \tag{4.15}$$

Et nous obtenons enfin :

$$prev^{n_2}_{New}(t) = \frac{(prev^{n_2}(t) + prev^{n_1}(t) \times \gamma) \times \kappa_{DA} \times cap^{n_1}_{DA}}{cap^{n_2}_{DA} + cap^{n_1}_{DA} \times \gamma} \tag{4.16}$$

De même nous avons, pour la production, une fois la corrélation et le facteur de charge configurés, d'après (4.5) et (4.9),

$$prod^{n_2}_{New}(t) = \frac{(prod^{n_2}(t) + prod^{n_1}(t) \times \gamma)}{1+\gamma} \times \kappa_{RT} \times \frac{cap^{n_1}_{RT}}{cap^{n_2}_{RTNew}} \tag{4.17}$$

où $cap^{n_2}_{RTNew} = \frac{cap^{n_2}_{RT} + cap^{n_1}_{RT} \times \gamma}{1+\gamma}$ est le facteur de charge une fois la corrélation prise en compte pour la partie temps réel.

d'où

$$prod^{n_2}_{New}(t) = \frac{(prod^{n_2}(t) + prod^{n_1}(t) \times \gamma)}{1+\gamma} \times \kappa_{RT} \times \frac{cap^{n_1}_{RT} \times (1+\gamma)}{cap^{n_2}_{RT} + cap^{n_1}_{RT} \times \gamma} \tag{4.18}$$

Et nous obtenons enfin :

$$prod^{n_2}_{New}(t) = \frac{(prod^{n_2}(t) + prod^{n_1}(t) \times \gamma) \times \kappa_{RT} \times cap^{n_1}_{RT}}{cap^{n_2}_{RT} + cap^{n_1}_{RT} \times \gamma} \tag{4.19}$$

Ensuite, reste à configurer la prédictibilité. Pour ce faire, $prev^{n_2}_{New}(t)$ est à nouveau modifié pour prendre en compte le niveau d'erreur souhaité, paramétré par $\eta$ :

$$prev^{n'_2}_{New}(t) = min\,(1, max\,(0, p^{n_2}_{New})) \tag{4.20}$$

où, d'après (4.10)

$$p^{n_2}_{New} = prod^{n_2}_{New}(t) + (prev^{n_2}_{New}(t) - prod^{n_2}_{New}(t)).\frac{\eta^{n_2} \times NMAE^{n_1}}{NMAE^{n_2}_{New}} \tag{4.21}$$

## 4.3 Sensibilité de l'investissement éolien aux différents paramètres d'intérêt

Dans cette partie, nous commençons par fournir les valeurs utilisées pour le paramétrage de notre cas d'étude. Nous nous penchons d'abord sur les données fixes utilisées, puis sur les données paramétrées (coût de la régulation, capacité des lignes et corrélation des données éoliennes).

Les résultats obtenus à partir de ces opérations sont ensuite décrits et traités pour inférer sur l'intérêt de la prédictibilité par rapport au facteur de charge dans la décision d'investissement, selon la configuration concernant le coût de la régulation, puis la capacité des lignes, et enfin la corrélation entre les données éoliennes des sites potentiels d'installation.

Ces résultats sont obtenus grâce à la résolution du problème d'investissement pour les différents paramétrages en utilisant l'algorithme développé au chapitre trois. Des détails sur les modalités de ce calcul sont fournies en annexes de ce manuscrit.

Nous terminons ce chapitre avec quelques conclusions et discussions sur ce travail.

### 4.3.1 Données pour le modèle paramétré : description du cas d'étude

**Données fixes**

Nous décrivons dans cette partie le cadre initial du cas d'étude, dont certains paramètres (coût de la régulation, capacités des lignes) sont voués à être modifiés comme nous l'avons décrit dans la partie précédente.

***Données pour l'investissement*** Le coût d'investissement considéré est de $1M€$ par mégawatt, soit un coût d'investissement annuel actualisé de $116800$ € en considérant un amortissement sur 15 ans d'un prêt à $8\%$ d'intérêt. L'annuité se monte alors à $\frac{C.r}{(1-(1+r)^{-n})}$ où $C$ est le capital de départ, r le taux d'intérêt et n la période de remboursement.

L'investissement est supposé limité aux nœuds 1 et 2. Sur chacun de ces nœuds, la capacité maximale pouvant être installée est de 150MW et nous considérons que l'investissement se fait par blocs de puissance de 10MW. Comme nous l'abordions plus haut, un budget limite l'investissement total de sorte que la somme des capacités installées ne doit pas dépasser 150MW.

***Données pour le réseau*** Nous utilisons un simple réseau à 3 nœuds, comme illustré dans la figure 4.2. Nous supposons que les deux nœuds où les investissements sont envisagés ne sont pas directement connectés entre eux pour faciliter l'interprétation des résultats, notamment concernant les flux traversant les lignes.

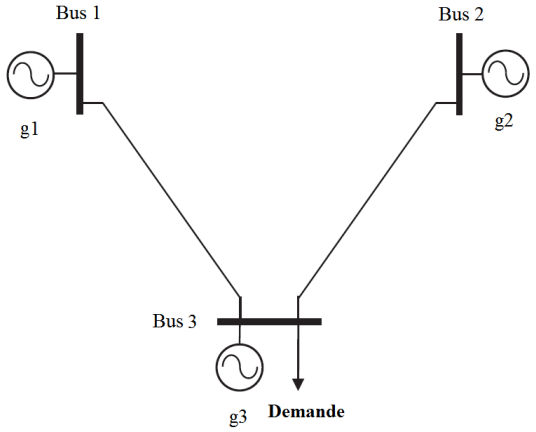



FIGURE 4.2 – Système utilisé pour le cas d'étude dans ce chapitre

Les données utilisées pour les lignes sont les suivantes, sachant que les réactances sont données en *per unit* pour une puissance de base de 100MW. Comme précisé dans le chapitre précédent, les résistances des lignes sont supposées nulles car nous ne considérerons pas de pertes[5].

| Ligne | Capacité (MW) | Réactance(p.u) |
|---|---|---|
| 1-2 | 175 | 0.211 |
| 2-3 | 175 | 0.211 |

TABLE 4.1 – Données pour le réseau à 3 nœuds utilisé dans ce chapitre

***Données pour la consommation*** Nous considérons que l'ensemble de la demande est soutirée sur un seul nœud. Nous utilisons les données de consommation française pour l'année 2011 pour décrire les fluctuations de la demande, que nous normalisons pour la rapporter à celle du nœud considéré en supposant qu'il soutire au maximum 270 MW. Les données utilisées sont illustrées dans la figure 4.3.

5. Cette hypothèse est également utilisée dans [17].

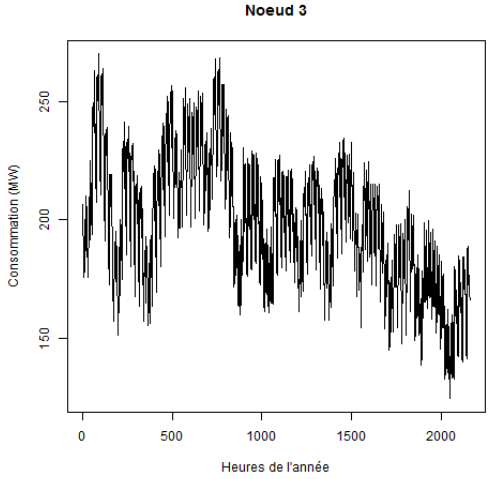



FIGURE 4.3 – Demande utilisée

Comme pour le paramétrage des données éoliennes, nous ne considérons pas de scénarios pour la demande, contrairement au chapitre trois. Nous supposons ainsi que les données de consommations sont parfaitement connues, et que nous effectuons une analyse *a posteriori* de l'investissement qui aurait été optimal pour chaque configuration.

***Données pour les centrales concurrentes*** Nous paramétrons un seul coût marginal pour l'ensemble des centrales conventionnelles concurrentes (nous ne considérons pas d'autres centrales éoliennes).

Les données utilisées pour les centrales conventionnelles sont sélectionnées pour être dans le même ordre de grandeur que celles utilisées dans le cas d'étude basé sur la littérature [86, 56] du chapitre trois et sont fournies dans le tableau 4.2.

| Nœud | Capacité (MW) | Coût marginal ( €/MWh) |
|---|---|---|
| 1 | 50 | 80 |
| 2 | 50 | 80 |
| 3 | 175 | 80 |

TABLE 4.2 – Données pour les centrales concurrentes

Comme nous l'avons fait au chapitre trois, ces centrales sont supposées parfaitement fiables, et n'introduisent donc pas de déviations entre les quantités prévues et injectées en temps réel. Cette hypothèse permet de simplifier l'interprétation des résultats, bien qu'en réalité les centrales conventionnelles soient aussi sujettes à des erreurs de prévision, notamment en cas de pannes. Nous considérons que les déviations introduites par les productions éoliennes restent bien plus significatives[6], d'autant que c'est l'aspect que nous souhaitons traiter ici.

***Données pour la réserve*** Nous supposons qu'il n'y a qu'une centrale de régulation installée au nœud où est soutirée la demande (nœud 3), dont la puissance disponible est de 100MW. Son coût initial est identique à celui des centrales conventionnelles.

$$c_j = -c_l = c_i, \forall j \in \Psi^{R^+}, l \in \Psi^{R^-}, i \in \Psi \tag{4.22}$$

où $c_j$ est le coût de la régulation à la hausse de la centrale $j$, $c_l$ est le coût de régulation à la baisse de la centrale $l$, et $c_i$ est le coût de la centrale conventionnelle $i$ (les notations sont identiques au chapitre trois).

6. Nous pourrions cependant traiter un cas où des productions renouvelables feraient partie des technologies des centrales concurrentes.

**Données paramétrées**

(a) **Paramétrage du coût de la régulation**
Le ratio $\zeta$, fournit le rapport entre prix de marché « *Day-ahead* » (dépendant du montant des offres des centrales concurrentes pour les opérations de la veille pour le lendemain) et temps réel (dépendant du montant des offres pour les services de régulation).

Nous avions déjà effectué une analyse rapide dans le chapitre trois pour choisir un coût de la régulation. Nous avions alors vu que pour le cas français, pour la journée du 20/6/15, le prix de la régulation appelée via le mécanisme d'ajustement a pu varier de 70% à 138% du prix spot.

En considérant cela, nous choisissons donc des valeurs de $\zeta$ situées dans cet intervalle, à l'exception d'une valeur maximale de 2, qui a vocation à illustrer un cas limite.

Ainsi, $\zeta$ sera choisi parmi les valeurs $0.8, 1.5$ et $2$.

(b) **Paramétrage de la capacité des lignes électriques**
Nous avons fait le choix d'analyser l'impact d'une limitation au niveau de la capacité disponible sur les lignes.

De ce fait, la comparaison des valeurs de $\delta$ à des valeurs réalistes n'a que peu de sens, car c'est le rapport à la capacité des centrales de production qui est dimensionnant. Ainsi, une analyse plus poussée du rôle de la capacité des lignes au vu des capacités à accueillir, qu'elles soient définies par les capacités des centrales de production disponibles, ou de la demande serait d'intérêt.

Dans notre analyse, nous avons considéré que les capacités des lignes initiales sont multipliées par un facteur $\delta$ valant $1, 0.7$ ou $0.5$.

**Paramétrage des données éoliennes**

Notre cas d'étude repose sur un cas simple, avec deux sites d'implantations possibles. Le premier site (nœud 1) est paramétré pour posséder une meilleure prédictibilité mais un moindre facteur de charge que le deuxième (nœud 2).

Par le choix de ce système très sommaire, nous souhaitons mettre en relief l'opposition entre facteur de charge et prédictibilité au moment de la décision d'investissement, sur des sites dont les autres caractéristiques sont identiques ou symétriques (accès au réseau, centrales conventionnelles et de régulation disponibles, niveau de demande).

(a) **Source des données de prévision et de production éolienne**
Comme pour le chapitre deux, nous disposons de données de production normalisées prévues et disponibles en temps réel pour chacune des 21 régions françaises[17], de 2005 à 2013. Nous choisissons d'utiliser les données pour les trois premiers mois de l'année 2011 pour des questions de temps de calcul.

Les données de prévision ont été générées au sein du projet « *Smart Reserve* »[40] en utilisant un modèle statistique pour réaliser des estimations de production. Les données d'entrée utilisées dans ce modèle incluent des prévisions météorologiques ECMWF[7] et les données de production. Ces dernières ont été simulées au sein du projet « Vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050 » [17] en utilisant des données de ré-analyses météorologiques MERRA[8] converties en données de production à l'aide de courbes de puissance.

7. « *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* ».
8. « *Modern Era Retrospective-Analysis for Research and Applications* ». Il s'agit de données de vitesse du vent fournies par la NASA « *National Aeronautics and Space Administration* ».

(b) **Sélection des régions pour les données éoliennes utilisées**

Nous utilisons l'indicateur (E.2) présenté dans la partie E.1 des annexes de ce manuscrit pour identifier les régions françaises offrant les plus forts potentiels éoliens.

Nous trouvons que la Basse-Normandie est la région susceptible de maximiser les bénéfices d'après le critère proposé, suivi par le Nord-Pas-de-Calais. Ce sont donc ces deux régions que nous utiliserons, pour garantir l'existence d'une solution à notre problème d'optimisation.

Nous avons en effet besoin des données de deux régions différentes. Dans un premier temps, nous souhaitons utiliser des données éoliennes proches, pour analyser le rôle du coût de la régulation et de la capacité des lignes en gardant un paramètre fixe pour la corrélation. Pour ce faire, nous utilisons donc les données des deux premiers points de grille de Basse-Normandie. Ce choix se justifie par le fait de vouloir utiliser un cas réaliste, où l'investisseur a le choix entre deux sites d'implantation voisins, susceptibles d'être très corrélés en termes de production éolienne. **Nous appelons ce jeu de données le cas « *Sites voisins* ».**

Dans un deuxième temps, le paramètre de corrélation entre les deux sites des données éoliennes étant lui-même analysé, nous utilisons les données des premiers points de grille de Basse-Normandie et du Nord-Pas-de-Calais, pour avoir des données moins corrélées au départ. **Nous appelons ce jeu de données le cas « *Sites distants* ».**

(c) **Valeurs des paramètres pour la configuration des données éoliennes**

***Facteur de charge et prédictibilité***

— En utilisant les **données éoliennes des 204 centrales danoises** considérées dans le chapitre deux, nous obtenons des bornes pour le facteur de charge des données de production, noté $cap_{RT}$, et l'erreur moyenne normalisée (caractérisant la prédictibilité) notée $NMAE$.

$$39.3\% \geq cap_{RT} \geq 18.5\% \tag{4.23}$$

De fait, nous aurons, en sélectionnant les deux sites considérés n'importe où sur ces 204 points et en effectuant le ratio des valeurs extrémales :

$$0.47 \leq \kappa \leq 2.13 \tag{4.24}$$

Nous obtenons également

$$9.6\% \leq NMAE \leq 16.6\% \tag{4.25}$$

De fait, nous aurons,

$$0.58 \leq \eta \leq 1.73 \tag{4.26}$$

— En ce qui concerne les **données éoliennes françaises**, nous obtenons, en considérant l'ensemble des points de grille des régions (à l'exception des points sans aucune production) pour la Basse Normandie :

$$29.1\% \leq cap_{RT} \leq 66\% \tag{4.27}$$

et pour le Nord-Pas-de-Calais :

$$26.9\% \leq cap_{RT} \leq 55.9\% \tag{4.28}$$

Ainsi, en considérant l'ensemble des deux régions pour la sélection des deux sites considérés, nous obtenons des bornes assez proches de celles du Danemark :

$$0.41 \leq \kappa \leq 2.45 \tag{4.29}$$

En ce qui concerne la prédictibilité, nous obtenons les bornes suivantes pour la Basse Normandie :

$$9.5\% \leq NMAE \leq 14.3\% \tag{4.30}$$

et pour le Nord-Pas-de-calais :

$$8.9\% \leq NMAE \leq 12.7\% \tag{4.31}$$

De fait, nous aurons en considérant également l'ensemble des points pour la sélection des sites :

$$0.62 \leq \eta \leq 1.61 \tag{4.32}$$

Nous décidons de nous situer à l'intérieur des bornes réalistes pour le facteur de charge, bornes définies à la fois pour le cas danois et français. En revanche, pour la prédictibilité, nous choisissons des valeurs incluses dans ces bornes à l'exception d'une valeur maximale de $\eta = 2$, qui a vocation à faire émerger un comportement limite.

***Corrélation des données éoliennes***

La corrélation initiale des données éoliennes entre le premier point de grille de Basse Normandie et celui du Nord-Pas-de-Calais est de $0.7247931$ pour l'année 2011. Des valeurs de corrélations bien plus importantes peuvent être atteintes pour des sites plus proches géographiquement, allant jusqu'à des valeurs proches de $1$.

Par conséquent, nous sélectionnons des valeurs de $\gamma$ permettant d'avoir des cas avec des corrélations suffisamment différentes. Ainsi, nous sélectionnons la valeur de $\gamma$ parmi $0, 0.25$ et $1$. La corrélation obtenue pour les données paramétrées de production est reportée dans le tableau 4.3 :

| $\gamma$ \ $\kappa$ | 1.1 | 1.3 | 1.5 |
|---|---|---|---|
| 0 | 0.7456547 | 0.7422539 | 0.7306452 |
| 0.25 | 0.8514123 | 0.8571017 | 0.852076 |
| 1 | 0.9510487 | 0.9571761 | 0.9478014 |

TABLE 4.3 – Corrélations des données éoliennes pour la Basse Normandie et le Nord-Pas-de-Calais en fonction du paramétrage pour la corrélation ($\gamma$) et le facteur de charge ($\kappa$)

### 4.3.2 Résultats principaux

Nous fournissons ici quelques éléments de résultats sur la résolution du problème d'investissement, en fonction du facteur de charge et de la prédictibilité des deux sites considérés. Elle s'effectue d'abord pour différentes configurations du rapport entre prix de marché en temps réel (correspondant au coût de la régulation et sur lequel sont basées les pénalités pour les écarts), et prix de marché « *Day-ahead* », paramétré par $\zeta$ ; puis pour différentes configurations de capacité des lignes disponibles, paramétrée par $\delta$ ; et enfin pour différentes configurations de la corrélation entre les données de production éolienne des deux sites considérés, et paramétrée par $\gamma$.

Nous rappelons les valeurs utilisées pour le paramétrage des différents facteurs dans le tableau 4.4.

| Facteur paramétré | Facteur de charge | Prédictibilité | Coût de la régulation | Capacité des lignes | Corrélation données |
|---|---|---|---|---|---|
| Paramètre | $\kappa$ | $\eta$ | $\eta$ | $\delta$ | $\gamma$ |
| Valeurs utilisées | 1.1/1.3/1.5 | 1.3/1.6/2 | 0.8/1.5/2 | 0.5/0.7/1 | 0/0.25/1 |

TABLE 4.4 – Paramètres et valeurs utilisées dans ce chapitre

Le jeu de données « Sites voisins » est utilisé dans les deux premiers cas[9], et le jeu « Sites distants » dans le dernier[10]. Lorsque l'analyse de sensibilité ne porte pas sur le facteur correspondant, $\zeta$ vaut 1.5, $\delta$ vaut 1 et $\gamma$ vaut 0. Les calculs sont menés pour trois mois dans tous les cas.

Nous rappelons que $X_1$ est le résultat obtenu pour la capacité à installer sur le nœud 1 et $X_2$ le résultat pour la capacité à installer sur le nœud 2. Tous les résultats obtenus indiquent que l'ensemble du budget est utilisé pour l'investissement, de sorte que l'on a à chaque fois $X_1 + X_2 = 150MW$.

De manière générale dans la suite, nous considérerons qu'un site est favorisé vis-à-vis de l'autre dès lors que la capacité optimale installée de la solution y est majoritaire. En l'occurrence, l'investissement total maximal étant de $150MW$, valeur toujours atteinte, ce sera le cas dès que la capacité installée dépasse $75MW$.

Nous commençons par reporter rapidement quelques résultats en fonction des facteurs d'intérêt pour notre analyse avant de voir comment le facteur de charge et la prédictibilité influence les résultats. **Des résultats plus détaillés sont fournis dans les annexes de ce manuscrit**.

## Sensibilité au coût de la régulation

Nous reportons dans les figures 4.4 la valeur de l'« intérêt de la prédictibilité » pour différents paramétrages de $\eta$ et $\kappa$, chaque figure correspondant à une valeur différente de $\zeta$, le paramètre de coût de la régulation.

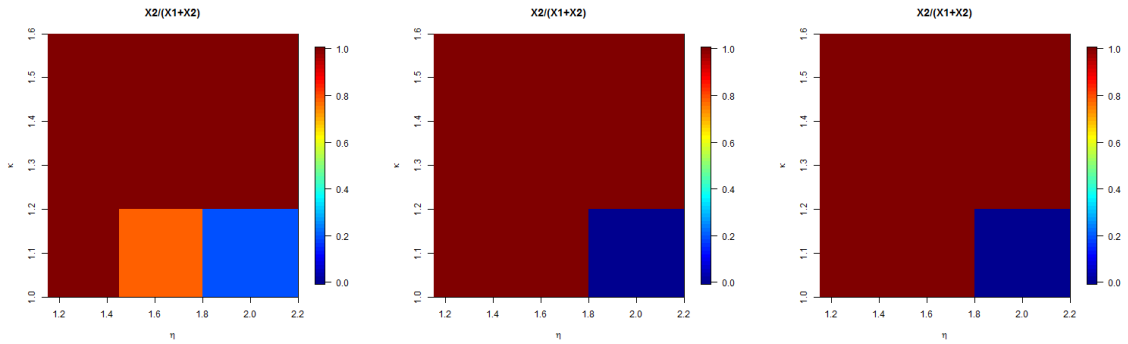



FIGURE 4.4 – « Intérêt de la prédictibilité » ($\frac{X_2}{X_1+X_2}$) pour $\zeta$, le paramètre de coût de la régulation, valant $0.8, 1.5$ et 2 respectivement

Les investissements (et l'espérance des bénéfices) augmentent avec le coût de la régulation (et donc avec $\zeta$), mais son impact est rapidement saturé.

Un effet de seuil existe entre $\zeta = 0.8$ et $\zeta = 1.5$. Dans la mesure où tout volume échangé sur le marché en temps réel représente une charge pour le producteur éolien[11], des écarts ne peuvent exister dans notre solution que dans le cas où les prix de marché en temps réel sont inférieurs à ceux du marché en « *Day-ahead* ». Or, ce cas favorable correspond à $\zeta \leq 1$, ce qu'on retrouve dans nos résultats pour $\zeta = 0.8$.

9. Nous utilisons ce jeu de données car nous jugeons plus réaliste d'avoir deux nœuds au sein de la même région, même si les données sont alors très corrélées.

10. Cette fois-ci nous utilisons les données du jeu « Sites distants », pour avoir des données moins corrélées au départ, et moduler davantage ce paramètre.

11. Dans le cas d'un excès de production, le prix pour les volumes échangés est négatif et ceux sont les volumes échangés qui sont négatifs dans le cas d'une sous-production.

### Sensibilité à la capacité des lignes

Nous reportons dans les figures 4.5 la valeur de l'« intérêt de la prédictibilité » pour différents paramétrages de $\eta$ et $\kappa$, chaque figure correspondant à une valeur différente de $\delta$, le paramètre de capacité des lignes.

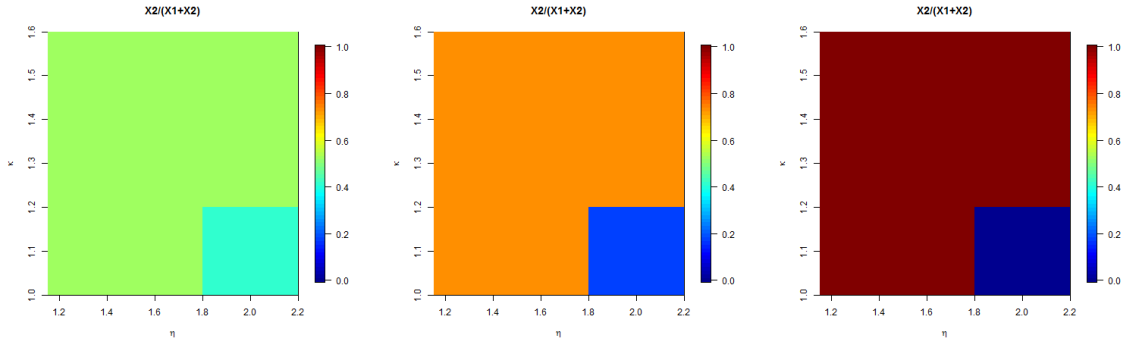



FIGURE 4.5 – « Intérêt de la prédictibilité » ($\frac{X_2}{X_1+X_2}$) pour $\delta$, le paramètre de capacité des lignes, valant $0.5, 0.7$ et $1$ respectivement

L'investissement se polarise avec l'augmentation de la capacité disponible sur les lignes ($\delta$), ce qui s'interprète par le fait que la diminution des contraintes posées sur la résolution permet d'investir davantage là où c'est le plus avantageux. Cela se traduit également par une augmentation de l'espérance des bénéfices avec $\delta$.

### Sensibilité à la corrélation des données de production éolienne

Nous reportons dans les figures 4.6 la valeur de l'« intérêt de la prédictibilité » pour différents paramétrages de $\eta$ et $\kappa$, chaque figure correspondant à une valeur différente de $\gamma$, le paramètre de corrélation des données.

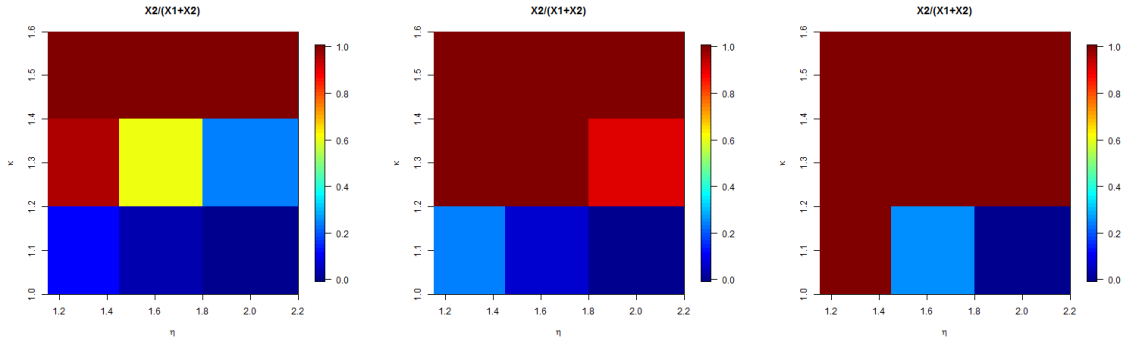



FIGURE 4.6 – « Intérêt de la prédictibilité » ($\frac{X_2}{X_1+X_2}$) pour $\gamma$, le paramètre de corrélation des données éoliennes, valant $0, 0.25$ et $1$ respectivement

L'investissement se polarise avec l'augmentation de la corrélation ce qui s'explique car les possibilités de compensation d'un noeud à l'autre[12] s'amoindrissent de sorte que l'investissement devient focalisé sur le site le plus intéressant. Les bénéfices augmentent également en conséquence.

### Rôle du facteur de charge et de la prédictibilité

Pour tous les facteurs d'analyse, nous obtenons que l'investissement (s'il n'est pas saturé) et l'espérance des bénéfices augmente avec le facteur de charge (augmentation de $\kappa$) et la prédictibilité (diminution de $\eta$).

12. Il existe en effet des compensations pour les erreurs d'un noeud à l'autre, mais globalement le niveau d'erreur est nul car le coût de la régulation est trop important pour que le producteur puisse se permettre d'introduire un écart.

**Liens entre nos configurations et les indicateurs du chapitre deux**

Dans le chapitre deux, nous avons été en mesure d'obtenir des résultats sur l'importance du facteur de charge et de la prédictibilité dans la décision d'investissement d'un producteur éolien pour des marchés réels.

Nous cherchons ici à établir des liens avec les indicateurs utilisés dans ce chapitre deux, pour calculer l'estimateur pour $r$, le coefficient de corrélation linéaire entre le revenu et le facteur de charge dans l'équation (2.25) :

$$r^2 = 1 + \frac{(\alpha^2 - 1)X^2Y^2}{1 + X^2Y^2 + 2XY\alpha}$$

où

$$\alpha = \frac{cov(CF, NMAE)}{\sigma_{CF}\sigma_{NMAE}} \tag{4.33}$$

$$X = \frac{\overline{\lambda_{RT}}}{\overline{\lambda}} \tag{4.34}$$

$$Y = \frac{\sigma_{NMAE}}{\sigma_{CF}} \tag{4.35}$$

Dans notre cas, les covariances et les écarts types ne sont calculés que sur deux valeurs, puisque seuls deux sites sont analysés. De ce fait, nous utilisons :

$$cap^{n_2}_{RTNew} = \kappa \times cap^{n_1}_{RT}$$

et

$$NMAE^{n_2}_{New} = \eta \times NMAE^{n_1}$$

Nous obtenons :

$$\sigma_{CF} = \frac{(cap^{n_1}_{RT})^2 \left[1 + \kappa\right]^2}{4} \tag{4.36}$$

$$\sigma_{NMAE} = \frac{(NMAE^{n_1})^2 \left[1 + \eta\right]^2}{4} \tag{4.37}$$

$$cov(CF, NMAE) = \frac{NMAE^{n_1} \times cap^{n_1}_{RT}}{4} \left[1 - \kappa - \eta + \kappa \times \eta\right] \tag{4.38}$$

Nous avons donc été en mesure d'établir des liens entre les indicateurs du chapitre deux, et nos paramètres pour le facteur de charge ($\kappa$) et la prédictibilité ($\eta$). Par ailleurs nous pouvons remarquer que :

$$\zeta = X \tag{4.39}$$

puisque $\zeta$ représente le rapport entre le coût des centrales de régulation et les centrales conventionnelles appelées la veille pour le lendemain. Or dans notre cas, toutes les centrales ont le même coût marginal, qui correspond au prix de marché pour l'enchère considérée (« *Day-ahead* » ou temps réel).

Dans le cas où nous aurions des coûts différents selon les centrales, cette égalité pourrait être conservée si $\zeta$ correspond au ratio des coûts marginaux pour les dernières centrales appelées pour chaque enchère. Toutefois au niveau du paramétrage, la sélection de $\zeta$ ne pourrait se faire en fonction de cette information, disponible *a posteriori*, mais en fonction d'informations disponibles *a priori*, comme le coût moyen des centrales, ou le coût de la centrale la plus élevée.

Avec les valeurs utilisées dans nos cas d'étude (pour rappel, nous avions $cap^{n_1}_{RT} = 61.47\%$ et $NMAE^{n_1} = 12.78\%$) nous obtenons que le coefficient de corrélation linéaire entre le revenu et le facteur de charge pour les deux sites considérés, vaut $r^2 = 1$ pour toutes les configurations de facteur de charge ($\kappa$), prédictibilité ($\eta$) et coût de la régulation ($\zeta$), car nous obtenons $\alpha = 1$ à chaque fois.

## 4.4 Conclusions

**Bilan**

Comme nous l'avons vu, la prédictibilité peut jouer un rôle important lors de la détermination de la stratégie optimale d'investissement lorsque la « NMAE » du site à meilleur facteur de charge dépasse un certain seuil. Nous avons donc été en mesure de proposer des cas pour lesquels les résultats du chapitre deux ne s'appliquent pas, qui correspondent aux cas où l'investissement sur le noeud 2 est supérieur à celui réalisé sur le noeud 1. C'est aussi le type de conclusion qui est obtenue dans [134], où l'impact des erreurs de prévisions dans la question d'investissement est suffisamment fort pour inverser la priorité donnée aux deux zones danoises considérées dans l'étude (DK1 et DK2) en termes d'investissement.

Il apparait que le coût de la régulation impacte peu la stratégie d'investissement car il possède un effet de seuil assez bas au delà duquel les producteurs s'interdisent tout écart entre production vendue en « *Day-ahead* » et vendue en temps réel, quitte à réduire la production vendue en « *Day-ahead* ». Les résultats obtenus dans [134] montrent aussi que le coût de la régulation, correspondant dans ce travail aux « *flexibility cost* » ont un impact, d'autant plus fort que le marché est inefficace, ce qui correspond au cas que nous modélisons.

Par contre, comme on pouvait s'y attendre, la capacité disponible sur les lignes a une influence notable sur l'investissement. En effet, lorsque celle-ci est trop basse, l'investissement est plus équilibré entre les nœuds pour limiter les déviations introduites par la production du nœud à la moins bonne prédictibilité d'une part, et permettre plus d'interactions et de complémentarité entre les deux nœuds d'autre part.

Enfin, la corrélation des données de production éolienne des sites envisagés présente également un impact sur la décision d'investissement. Lorsqu'elle est importante, l'investissement se polarise, et le choix du site d'implantation dépend alors de la prédictibilité et du facteur de charge moyen, tandis qu'il est plus réparti entre les deux nœuds pour des données moins corrélées.

**Limites, discussion et perspectives**

(a) **Discussion sur le modèle**

Comme nous l'avons précisé au chapitre trois, nous n'avons considéré que les transactions sur le marché en « *Day-ahead* » et en temps réel, mais d'autres sources de revenu pourraient être prises en compte. De plus d'autres formes de gestion de la régulation qu'un marché à prix nodal en temps réel pourraient être utilisées.

Par ailleurs, comme nous le faisions remarquer dans le chapitre trois, le fait que les erreurs introduites ne soient le fait que du producteur considéré, augmente l'impact de la prédictibilité sur les revenus et donc sur la décision d'investissement.

Enfin, la capacité des lignes pouvant influencer la répartition des investissements, les travaux portant sur la prévision de capacités disponibles sur les lignes et l'utilisation de « *Dynamic Line Rating* »[119] présentent un intérêt supplémentaire à être analysés.

Par ailleurs, utiliser un paramétrage qui introduise une proportionnalité (par exemple en modifiant $\delta$ pour avoir $f^k_{maxNew} = \delta \times g^i_{max}$) entre la capacité des lignes et celle des centrales de production (ou bien celle de la demande) pourrait être intéressante, car elle fournit un critère intéressant de dimensionnement du système.

(b) **Discussion sur les données utilisées**

Les analyses menées l'ont été sur un nombre limité de paramétrages. En effet, nous avons construit les données éoliennes utilisées en fonction d'un paramétrage convenu, visant à faire ressortir les cas d'intérêt. Une analyse empirique pour obtenir des valeurs réalistes pour les ratio $\kappa$ (rapport entre les facteurs de charge des deux nœuds) et $\eta$ (rapport entre les « NMAE » des deux nœuds) serait utile pour les comparer aux valeurs sélectionnées dans nos cas d'analyse.

En ce qui concerne le paramétrage de la prédictibilité, nous avons choisi de conserver les écarts initiaux entre production prévue et réalisée, et de les multiplier par un facteur déterminé comme nous

l'avons montré dans la partie 4.2.2. Nous aurions pu utiliser une autre approche qui aurait consisté à utiliser un terme de bruit blanc pour construire les données de prévision.

Nous avons également sélectionné des régions à très forte production, ce qui devrait impliquer des bénéfices moindres pour les autres régions françaises. De plus, on considère seulement les trois premiers mois de l'année, où la production est généralement plus importante, ce qui implique également une surestimation du revenu.

D'autre part, nous avons déterminé un cas d'étude simplifié pour le paramétrage et l'analyse des résultats, en considérant un coût identique pour toutes centrales de production et de régulation. Toutefois, une description réaliste entrainerait vraisemblablement plus de complexité dans la description du problème.

(c) **Discussion sur les résultats**

Dans la mesure où tous les écarts entre production vendue en « *Day-ahead* » et injectée en temps réel introduits le sont par le producteur considéré, toute déviation se traduit obligatoirement par une diminution du revenu du producteur :

Si l'écart est positif, cela traduit un surplus de consommation, et donc une régulation à la hausse. Étant donné qu'elle n'est appelée qu'en raison du producteur, cette régulation est fixée à un prix négatif. Si l'écart est négatif, le prix est positif et le produit avec l'écart considéré se traduit à nouveau comme un coût.

De ce fait, si les écarts n'étaient pas uniquement attribuables au producteur considéré, nous pourrions avoir des exemples où l'introduction d'écarts ne serait pas systématiquement rejetée, y compris dans les cas où les prix en temps réel sont supérieurs à ceux en « *Day-ahead* » .

Cela pourrait être le cas si nos calculs étaient menés à une échelle plus importante et prenaient en compte des centrales introduisant déjà régulièrement des déviations sur le système, qu'elles soient éoliennes ou issues d'une autre technologie. Ainsi, l'emplacement des nouvelles centrales pourrait tirer partie de ces écarts pour minimiser les effets de ses propres erreurs de prévision.

L'analyse des résultats effectuée dans ce chapitre pourrait être approfondie. Il serait notamment intéressant de comprendre de manière fine les éléments permettant de favoriser un investissement réparti sur les deux nœuds plutôt qu'un seul. Lorsque des écarts sont tolérés entre les productions vendues en « *Day-ahead* » et celles injectées en temps réel, pour des valeurs faibles de coût de la régulation, la stratégie optimale de production peut être de tirer avantage à la fois de la régulation, et de la production complémentaire sur les deux nœuds pour minimiser les frais liés à la régulation en temps réel. Lorsque les écarts ne sont pas tolérés, mais que la capacité des lignes est limitée, un surplus de capacité à installer peut exister, qui ne serait pas utilisé sur le noeud le plus intéressant, et qu'il devient plus avantageux d'installer sur le deuxième noeud. En revanche, en l'absence d'appel à la régulation, il est encore nécessaire d'appréhender pourquoi l'investissement peut être réparti sur les deux nœuds pour le cas d'analyse de l'impact de la corrélation entre les données de production éolienne des deux sites.

D'autre part, une compréhension fine des mécanismes impliquant des prix de marché négatifs serait également intéressante.

# Chapitre 5

# Conclusion et perspectives de la thèse

**Synthèse des résultats et apports à la littérature**

— ***Dans le chapitre un***, nous avons commencé par dresser un bref état des lieux du **fonctionnement du marché de l'électricité**, et notamment en termes de transactions qu'il opère, mais aussi en termes de challenges à relever pour intégrer les volumes de plus en plus importants de production renouvelable.

  Ensuite, nous nous sommes intéressés à la question de la **rémunération des productions éoliennes**, d'abord d'un point de vue des évolutions réglementaires, c'est-à-dire le passage d'un régime de subventions à une participation directe au marché de l'électricité, et l'obligation de responsabilité d'équilibre. Ensuite nous avons décrit comment cette participation au marché pourrait être effectuée afin qu'elle soit la plus profitable possible.

  Les conséquences en termes de modification de la rémunération, puis les conséquences en termes d'investissement pour les producteurs éoliens.

  Nous avons ensuite formulé la **problématique traitée dans ce travail**, et dont le contexte a pu être détaillé auparavant, puis nous avons formulé les objectifs de cette thèse, l'organisation du manuscrit, et les contributions fournies lors de ce travail de thèse.

— ***Dans le chapitre deux***, nous nous sommes intéressés à l'impact respectif du facteur de charge et de la prédictibilité, c'est-à-dire la capacité d'un site à fournir de bonnes prévisions, dans la formation du revenu d'un producteur éolien.

  En effet, la participation de ces producteurs au marché, et le fait qu'ils soient susceptibles de devenir « responsables d'équilibre » pose la question de l'impact des pénalités sur leur rémunération, de sorte que la prédictibilité semble être une caractéristique supplémentaire à considérer lors d'une décision d'investissement.

  Nous avons effectué des régressions pour déterminer l'impact du facteur de charge et de l'erreur moyenne absolue normalisée (« NMAE » utilisée comme indicateur pour estimer la prédictibilité de la production) sur le revenu que percevraient des centrales éoliennes réalistes si elles participaient à différents marchés dans les mêmes conditions que celles observées historiquement. Ce travail s'insérait dans la suite de celui entrepris dans [84]. **Indépendamment du facteur de charge, la « NMAE » n'expliquait qu'une partie négligeable du revenu attendu**.

  **Nous avons également proposé un estimateur du revenu en utilisant des données de prix de marché moyens, de facteur de charge, et de données moyennes sur les erreurs, que nous avons validé pour des données empiriques.** A notre connaissance, l'apport d'un outil simplifié pour juger de l'intérêt d'un investissement sur un site particulier est nouveau dans la littérature.

Cet estimateur, permettant de jauger le revenu potentiel d'un producteur souhaitant s'implanter sur un site particulier à partir de données plus faciles à obtenir, et sans nécessiter une connaissance précise des fluctuations des prix du marché et de la production éolienne, **permet également d'effectuer une analyse en première approximation de l'impact du facteur de charge sur les bénéfices potentiels d'un investissement. Ceci permet d'avoir une indication sur l'importance à accorder à ce critère lors de la sélection d'un site d'implantation.** A notre connaissance, cette méthode est nouvelle dans la littérature.

— ***Dans le chapitre trois***, nous avons proposé un **modèle de résolution du problème d'investissement éolien dans un contexte de marché à prix nodal, et incluant les pénalités pour les écarts entre production vendue en « *Day-ahead* » et injectée en temps réel, dues aux erreurs de prévision**.

Contrairement au chapitre deux, les prix de marché en « *Day-ahead* » et les pénalités utilisées étaient générées au sein même du modèle, en fonction des paramètres du mix énergétique considéré, le modèle se décomposant alors en problème d'investissement de haut niveau, interagissant avec les problèmes de marché (« *Day-ahead* » et temps réel pour la détermination des pénalités). Ce travail représentait donc un apport dans la littérature en considérant les travaux tels que [54, 56, 52, 53] qui déterminent un investissement dans un contexte de marché à prix nodal, mais en ne considérant que le produit des ventes sur le marché « Day-ahead ». Ainsi, les erreurs de prévisions sont écartées du problème, et leur impact financier est ignoré. Comme nous l'avons abordé plus en détails dans ce chapitre, une autre formulation de ce problème, avec des hypothèses et une résolution différente, existe en revanche dans [134], qui n'inclut cependant pas directement la modélisation du marché à prix nodal.

Dans le cadre de ce travail de thèse, **nous avons proposé l'utilisation d'un facteur de « disponibilité en *Day-ahead* » $\beta$ pour représenter la part de capacité disponible en « *Day-ahead* » sur les lignes, le reste étant alloué aux opérations en temps réel**. Ce ratio nous a permis de rendre indépendants les problèmes de marché considérés et de proposer une résolution simplifiée du problème, basée sur une décomposition de Benders.
Nous avons ensuite testé ce modèle sur un cas simple issu de la littérature[86, 56] et validé son comportement.

— ***Dans le chapitre quatre***, nous avons utilisé le modèle présenté dans le chapitre trois pour mettre en relief le rôle du facteur de charge et de la prédictibilité dans la décision d'investissement.

Nous souhaitions ainsi faire ressortir les conditions dans lesquelles les conclusions du chapitre deux n'étaient plus vérifiées. Les paramètres analysés, hormis le facteur de charge et la prédictibilité, étaient le coût de la régulation, la capacité disponible sur les lignes, et enfin, la corrélation entre les données de production éolienne des sites considérés.

Il ressort que **le prédictibilité peut être favorisée vis-à-vis du facteur de charge dans un ensemble de cas**. Notre intérêt pour la question de l'impact de la prédictibilité dans la décision d'investissement éolienne, n'est pas à notre connaissance représentée dans la littérature hormis par [84], et où cet impact était jusqu'à présent analysé statistiquement. Ici, nous proposons un outil paramétrable. Ainsi les prix de marché ne sont plus des données historiques observées ou paramétrées, mais ils sont générés avec le problème et font partie de la solution.

**Nous avons également constaté l'importance du coût de la régulation, de la disponibilité des lignes du réseau électrique, et de la corrélation entre les productions des différents sites considérés.** A notre connaissance, la prise en compte de ces facteurs, mis en regard des caractéristiques éoliennes de facteur de charge et de prédictibilité pour la question d'investissement, est nouvelle dans la littérature.

## Conclusion générale

La prise de responsabilité en ce qui concerne l'équilibre du système, par le biais de compensations financières versées pour les déséquilibres introduits du fait d'écarts entre production vendue en « *Day-ahead* » et injectée en temps réel, peut avoir un impact suffisant sur les bénéfices des producteurs éoliens pour influencer la décision d'investissement optimal.

Il est donc nécessaire de traiter cet aspect pour mener des analyses sur les revenus potentiels des producteurs renouvelables dans un contexte libéralisé.

## Limites au travail réalisé

Cette partie n'a pas vocation à reprendre toutes les hypothèses utilisées dans ce travail et les limites associées, qui justifieraient des analyses supplémentaires et sont recensées au sein de chaque chapitre, mais à faire ressortir les points que nous estimons les plus critiques.

Nous avons fait le choix de considérer une participation au marché « *Day-ahead* » uniquement, et choisi un mécanisme de marché en temps réel pour fixer le prix des pénalités.

Le fait de vouloir prendre en compte l'impact de la production renouvelable sur les prix de marché et les volumes importants de vente potentiels a été la principale motivation pour effectuer ce choix, mais la participation à d'autres types de transaction ne devrait pas être négligée et un revenu important pourrait en découler. Toutefois il serait envisageable d'intégrer ce type de transaction à notre problème dans le futur en traitant le problème de marché considéré, que ce soit l'infra-journalier ou le marché de services système, comme celui de marché en temps réel, à condition qu'il soit indépendant des autres problèmes de marché traités.

Par ailleurs, d'autres mécanismes de gestion de la régulation que celui choisi ici existent. Notre proposition s'applique à un contexte très libéralisé, où cette gestion de la régulation, de même que celle des contraintes réseau, s'effectue par le marché. Il serait d'intérêt de mener une analyse plus poussée pour estimer la vraisemblance de la diffusion de ce type de mécanisme au sein des marchés.

Nous avons également fait le choix de considérer un marché inefficace au sens de [134], c'est-à-dire qu'aucune capacité de production n'est réservée pour les opérations de régulation en temps réel. Il serait intéressant de coupler ce type de design de marché avec notre méthode, afin de réserver la veille pour le lendemain des capacités à la fois en termes de production et de transmission pour la régulation.

De plus, nous nous sommes dans un premier temps contentés d'une méthode simple pour déterminer ces capacités de transmission réservées pour les différents horizons des transactions, mais une formulation du problème du point de vue du gestionnaire de réseau pour fixer ces valeurs[1] serait intéressante.

En ce qui concerne le choix d'utiliser une gestion des contraintes du réseau électrique directement par le biais du marché, à travers un système de prix nodaux que nous avons déjà justifié, il serait intéressant de comparer l'impact de la sélection de ce système vis-à-vis des autres méthodes de gestion des contraintes réseau.

Dans tous les cas, un « *benchmark* » au niveau de la réglementation internationale au sujet de la libéralisation du système électrique, et la rémunération des productions renouvelables serait pertinent pour anticiper davantage les évolutions dans ces domaines. Couplée à une analyse économique, ces éléments permettraient d'obtenir une vision plus détaillée du système électrique futur. Ces informations sur son fonctionnement et sa composition pourraient ainsi être utilisées pour apprécier les modifications touchant les termes de moyenne et de covariance utilisés dans (2.18) du chapitre deux, ainsi que pour les paramètres de coût et de demande de notre problème d'optimisation des chapitres trois et quatre[2].

De plus, hormis l'hypothèse de connaissance parfaite des valeurs pouvant être prises par les paramètres, nous avons utilisé une description simplifiée des contraintes du réseau et du fonctionnement des centrales de production. Comme tout modèle, cette décision s'explique par un choix entre représentativité du modèle et simplicité d'utilisation et de calcul mais elle constitue une perspective importante à explorer.

Par ailleurs, le fait de considérer des fermes de centrales éoliennes de taille raisonnable, auquel s'ajoute un manque d'informations détaillées si l'on souhaitait considérer le réseau de distribution, justifie le fait de s'intéresser dans un premier temps au réseau de transport, pour lequel l'approximation DC est justifiée, mais l'investissement au niveau du réseau de distribution pose aussi question.

1. Nous nous référons au « ratio de disponibilité en *Day-ahead* » défini dans le chapitre trois.
2. L'ensemble des paramètres utilisés est en effet supposé connu, ou divisé en quelques valeurs définies, associées à des probabilité de réalisation. Nous avons ainsi soit des valeurs soit des scénarios fixées dans une hypothèse de « perfect foresight ».

Enfin, nous avons également écarté toutes les solutions de gestion des déséquilibres hormis l'appel à des moyens de réserve tout en ne prenant en compte que des déviations introduites par le producteur considéré. La considération des déviations introduites par d'autres acteurs, et l'augmentation de la disponibilité des moyens de flexibilité pour les gérer pourrait permettre de créer des opportunités de revenu supplémentaire pour l'investisseur.

**Perspectives de ce travail de thèse**

Dans les chapitres trois et quatre de ce travail de thèse, nous nous sommes limités à la sélection du portefeuille de centrales éoliennes optimal pour maximiser l'espérance du revenu. La prochaine étape consistera à prendre en compte des portefeuilles de technologies différentes pour l'investisseur considéré.

D'autre part, nous nous sommes limités à des cas d'étude paramétrés ou issus de la littérature [86]. La suite du travail serait naturellement d'étendre ces analyses à un cas plus réaliste et complexe, comme par exemple le cas européen, en représentant par exemple chaque pays par un noeud pour analyser les questions d'investissements renouvelables à cette échelle.

Enfin, dans ces travaux, c'est l'espérance des bénéfices que nous avons voulu maximiser. Or il est raisonnable de penser que les investisseurs potentiels ont une attitude très opposée au risque et pourraient désirer un indicateur de la fiabilité pour leur décision d'investissement.

Pour cette raison, nous pourrions chercher à développer une méthode de résolution robuste, que ce soit en appliquant un coût à la fonction objectif pour pénaliser la variabilité de la solution [112], ou comme nous le proposions dans un travail mené à l'occasion de la conférence « *European Energy Market 2014* », en sélectionnant une solution qui dépasse un niveau de bénéfices voulu avec une certaine probabilité. Pour ce faire, des scénarios d'évolution de la demande et de la production renouvelable peuvent être formulés et associés à une probabilité.

Les scénarios pourraient soit refléter les incertitudes sur la production renouvelable, pour déterminer une solution qui puisse s'adapter aux fluctuations de la production, ou bien ils pourraient refléter les incertitudes sur les grandes tendances d'évolutions du mix énergétique, comme par exemple les volumes globaux de production renouvelable ou de demande.

Ensuite il est possible d'obtenir pour chaque scénario, les bénéfices obtenus pour différentes valeurs d'investissement, puis d'en déduire quels investissements permettent de dépasser le niveau souhaité avec une probabilité définie comme acceptable.

La comparaison des cas où l'incertitude est portée sur les fluctuations de la production renouvelable pour un niveau de capacité installée déterminé, et où elle est portée sur les volumes installés à l'échelle du système pourrait être intéressante afin de déterminer quel paramètre a le plus d'impact sur la solution, et à quelle échelle temporelle se situe l'enjeu principal de l'intégration des productions renouvelables.

Nous proposons d'utiliser la méthode de « *screening curves* »[85] pour déterminer l'évolution du mix énergétique pour les différents scénarios. Nous la détaillons un peu plus dans l'article de conférence fourni dans les annexes.

Ce type de méthode pourrait être utilisé de manière complémentaire avec le modèle développé dans le chapitre trois. En effet, il serait intéressant de partir d'un système existant, de déterminer l'investissement éolien à y installer, puis de déterminer les évolutions du système énergétique en fonction de ces nouvelles productions éoliennes et ainsi de suite. Il serait ainsi possible de produire pas à pas des scénarios d'évolution du mix énergétique.

# Annexe A

# Nomenclature

**Notation**

Dans la suite, les vecteurs sont notés en gras. De plus, les variables duales d'intérêt sont séparées des contraintes auxquelles elles sont associées par deux points et notées entre parenthèses.

***Ensembles***

$\Psi$ Ensemble des producteurs concurrents
$\Psi_n$ Ensemble des générateurs présents sur le nœud $n$
$\Psi^K$ Ensemble des lignes
$\Psi^{R+}$ Ensemble des moyens de réserve fournissant une régulation à la hausse
$\Psi^{R-}$ Ensemble des moyens de réserve fournissant une régulation à la baisse
$\Psi_n^{R+}$ Ensemble des moyens de réserve fournissant une régulation à la hausse pour le nœud $n$
$\Psi_n^{R-}$ Ensemble des moyens de réserve fournissant une régulation à la baisse pour le nœud $n$

***Paramètres***

$T \in \mathbb{N}$ Nombre de pas de temps considéré[1]
$\Omega \in \mathbb{N}$ Nombre de scénarios
$p_\omega \in [0:1]$ Probabilité du scénario $\omega$
$o(k)$ Extrémité émettrice de la ligne $k$
$r(k)$ Extrémité réceptrice de la ligne $k$
$n(i)$ Nœud où est placée la centrale $i$
$N$ Nombre de nœuds du réseau considéré

**Paramètres de coût**

$c_{inv} \in \mathbb{R}_+$ Coût marginal d'investissement
$c_i \in \mathbb{R}_+$ Coût marginal de production pour la centrale concurrente $i$
$c_j \in \mathbb{R}_+$ Coût marginal de régulation à la hausse pour le moyen de réserve $j$
$c_l \in \mathbb{R}_-$ Coût marginal de régulation à la baisse pour le moyen de réserve $l$

**Paramètres de contraintes techniques**

$X_{max}^n \in \mathbb{R}_+$ Capacité maximale pouvant être installée sur le nœud $n$
$X_{max} \in \mathbb{R}_+$ Capacité maximale pouvant être installée sur l'ensemble des nœuds
$U \in \mathbb{R}_+$ Capacité d'un bloc de puissance à installer
$g_{max}^i \in \mathbb{R}_+$ Production maximale de la centrale concurrente $i$
$R_{max}^j \in \mathbb{R}_+$ Capacité maximale pour le moyen de réserve $j$
$N_{ref} \in \mathbb{N}$ Nœud de référence
$B^k \in \mathbb{R}_-$ Susceptance pour la ligne $k$
$f_{max}^k \in \mathbb{R}$ Capacité maximale de la ligne $k$

1. Les pas de temps sont assimilés à des blocs d'heures.

***Données***

$d_{DA}^{n\omega t} \in \mathbb{R}_+$ Demande en « *Day-ahead* » pour le nœud $n$, le scénario $\omega$, et le pas de temps $t$
$prev(n, \omega, t) \in [0 : 1]$ Prévision la veille pour le lendemain de la production éolienne disponible normalisée pour le nœud $n$, le scénario $\omega$, le pas de temps $t$
$prod(n, \omega, t) \in [0 : 1]$ Production normalisée disponible en temps réel pour le nœud $n$, le scénario $\omega$, le pas de temps $t$

***Variables d'optimisation***

**Investissement**

$X^n \in \mathbb{R}_+$ Capacité installée au nœud $n$
$u^n \in \mathbb{N}$ Nombre de blocs installés au nœud $n$

**Opérations en « *Day-ahead* »**

$\lambda_{DA}^{n\omega t} \in \mathbb{R}$ Prix du marché « *Day-ahead* » au nœud $n$, pour le scénario $\omega$, et le pas de temps $t$
$P_{DA}^{n\omega t} \in \mathbb{R}_+$ Production éolienne vendue en « *Day-ahead* » pour le nœud $n$, le scénario $\omega$, le pas de temps $t$
$g_{DA}^{i\omega t} \in \mathbb{R}_+$ Production vendue en « *Day-ahead* » par le générateur concurrent $i$, pour le scénario $\omega$, le pas de temps $t$
$f_{DA}^{k\omega t} \in \mathbb{R}$ Flux de puissance prévu en « *Day-ahead* » pour la ligne $k$, le scénario $\omega$, le pas de temps $t$
$\delta_{DA}^{n\omega t} \in \mathbb{R}$ Angle de tension prévu en « *Day-ahead* » pour le nœud $n$, le scénario $\omega$, le pas de temps $t$

**Opérations en temps réel**

$\lambda_{RT}^{n\omega t} \in \mathbb{R}$ Prix du marché en temps réel au nœud $n$, pour le scénario $\omega$, et le pas de temps $t$
$e^{n\omega t} \in \mathbb{R}$ Écart de production éolienne en temps réel sur le nœud $n$, le scénario $\omega$, le pas de temps $t$ (production injectée en temps réel moins la quantité $P_{DA}^{n\omega t}$ contractée la veille)
$R_+^{j\omega t} \in \mathbb{R}_+$ Volume de régulation à la hausse pour le moyen de réserve $j$, le scénario $\omega$, le pas de temps $t$
$R_-^{l\omega t} \in \mathbb{R}_-$ Volume de régulation à la baisse pour le moyen de réserve $l$, le scénario $\omega$, le pas de temps $t$
$f_{RT}^{k\omega t} \in \mathbb{R}$ Flux de puissance en temps réel pour la ligne $k$, le scénario $\omega$, le pas de temps $t$
$\delta_{RT}^{n\omega t} \in \mathbb{R}$ Angle de tension en temps réel pour le nœud $n$, le scénario $\omega$, le pas de temps $t$

# Annexe B

# Annexes du Chapitre 1

## B.1 Déréglementation et marchés de l'électricité

### Principes et historique de la déréglementation pour le secteur de l'électricité

La déréglementation qui touche le secteur de l'électricité[120] est issue d'un mouvement politique et économique plus général prônant la libéralisation. L'objectif est de minimiser l'intervention de l'Etat dans la vie économique, au profit d'un mécanisme de marché pour favoriser le développement de la concurrence.

Elle a d'abord été mise en place au Chili, puis au Royaume-Uni et aux États-Unis, en appliquant les principes défendus par les travaux de Milton Friedman et de l'école de Chicago. Pour la France, les efforts de libéralisation ont débuté à la fin des années 90, sous l'influence de l'Union Européenne, dans un processus de déplacement des prises de décision vers une échelle transnationale.

Cette libéralisation du secteur de l'électricité a plusieurs aspects. Elle inclut des efforts de dé-intégration des monopoles historiques[1], mais dans le cadre de ce travail, nous nous intéressons spécifiquement au développement des places de marché. Celles-ci ont pour but d'améliorer la transparence et la compétition, les piliers sur lesquels repose la théorie libéraliste[2].

Nous allons à présent voir comment ce mouvement de libéralisation et le développement des places de marché se concrétisent dans les marchés de l'électricité mondiaux.

### Préambule sur le marché de l'électricité et les plateformes d'échanges

Il est important de bien comprendre et de décrire correctement le marché utilisé dans la perspective du problème d'investissement. En effet le marché a une influence directe sur les prix et donc la rémunération des producteurs.

Or un nombre important de facteurs peuvent influencer les transactions, leur volume et leur prix. Une description correcte des opérations de marché servant à déterminer les prix peut donc être nécessaire si des facteurs comme le mix énergétique sont susceptibles d'être modifiés entre les données disponibles au moment de l'analyse, et la période considérée pour le fonctionnement des unités de production.

Nous présentons dans cette partie le fonctionnement de plateformes de marché sur lequel nous nous baserons pour déterminer un modèle de marché, avant de donner quelques indications sur les imperfections de marché que l'on peut trouver et qui expliquent entre autres les différences entre modèle économique et réalité empirique.

#### *Fonctionnement*

1. Pour favoriser le fonctionnement des marchés, la déréglementation se traduit par une dé-intégration[120] (« *unbundling* »), ou découplage des activités de production, transport, distribution et fourniture d'électricité de la part des opérateurs historiques. L'objectif défendu est de favoriser la concurrence là où elle est possible, comme pour la production et la fourniture d'électricité, et de se limiter à réguler la gestion du réseau électrique (Transport et Distribution), ce secteur présentant des caractéristiques de monopole naturel.

2. En quelques mots, et sans prétendre à l'exhaustivité concernant ce sujet complexe, la théorie des marchés parfaits sur laquelle repose la libéralisation suppose une information parfaite de tous les participants et un comportement rationnel des agents ainsi qu'une concurrence parfaite. La concurrence parfaite repose, elle, sur l'atomicité des acheteurs et vendeurs, l'homogénéité des produits, la transparence de l'information et la libre entrée et sortie du marché.

(a) **Le « Market-clearing »**

Au sein d'une plateforme de marché, l'ensemble des producteurs proposent un ensemble de couples de quantités-prix, correspondant aux volumes de production qu'ils sont prêts à fournir si le prix de marché est supérieur ou égal au prix proposé. C'est le même mécanisme pour la demande, où les quantités sont achetées si le prix de marché est inférieur ou égal au prix demandé. La figure B.1 montre comment les courbes offre-prix permettent de déterminer le prix de marché, dans un cas avec une demande élastique (qui varie en fonction du prix de marché) puis avec une demande inélastique (c'est-à-dire qu'elle reste la même quelque soit le niveau de prix de marché).

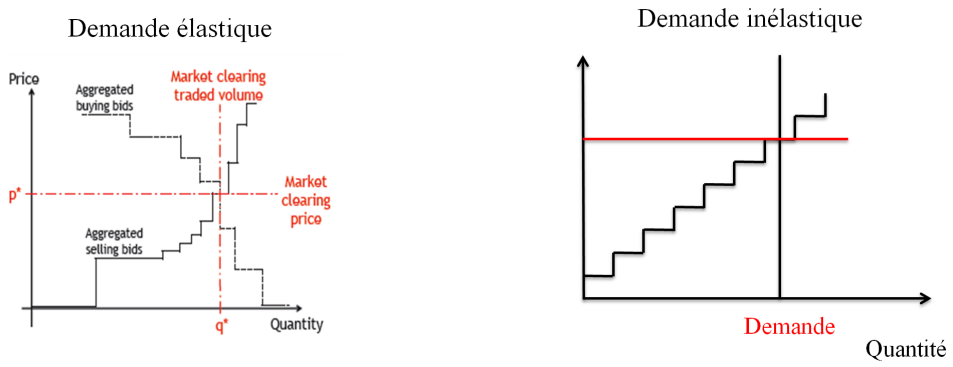



FIGURE B.1 – Courbes d'offre et de demande pour les cas de demande élastique et inélastique

(b) **Principe du merit order**

Le fait de minimiser le coût d'approvisionnement revient à opérer un « *merit order* » pour la sélection des offres, c'est-à-dire une hiérarchisation des offres par prix croissants.

(c) **« *Pay-as-clear* » versus « *Pay-as-bid* »**

Classiquement, c'est la dernière offre acceptée pour répondre à la demande qui fixe le prix de marché, avec lequel tous les participants acceptés (qui ont proposé une offre de prix inférieure ou égale au niveau sélectionné) seront rémunérés. C'est en tous cas la manière de procéder dans un système de « *Pay-as-clear* »ou d'« *Uniform Price Auction* ». Toutefois, il est à noter que des systèmes de « *Pay-as-bid* »peuvent également exister, où chaque participant accepté est rémunéré selon l'offre de prix qu'il a proposé.

Ainsi, dans un système classique de « *Pay-as-clear* », et dans le cas d'une concurrence pure et parfaite, l'offre de prix d'un producteur est censée correspondre à son coût marginal, autrement dit le coût encouru pour la génération d'une unité de production supplémentaire (ici une unité d'énergie).

Dans un « *Pay-as-clear* », les coûts d'investissement et les coûts fixes devraient alors être rémunérés lorsque le prix de marché est supérieur à l'offre de prix, correspondant aux heures où le participant est sélectionné, mais n'est pas le dernier appelé. Cette différence de prix (entre l'offre et le prix de marché) s'appelle la rente infra-marginale. Elle peut correspondre à une rente de rareté pour les centrales utilisant une ressource non renouvelable limitée, dont la technologie a des coûts fixes élevés, mais une fois amortis, bénéficie d'un coût marginal faible, les plaçant dans une position avantageuse, comme c'est le cas pour le nucléaire.

Dans un système de « *Pay-as-bid* », les participants sont rémunérés uniquement en fonction de leur offre. Ainsi, le coût utilisé pour établir leur offre de prix doit inclure à la fois les coûts fixes et variables de la production. Dans le cadre d'un « *Pay-as-clear* »les offres sont au contraire censées correspondre uniquement aux coûts variables, et les coûts fixes sont censés être rémunérés grâce aux rentes infra-marginales. D'autre part, les participants n'ont pas d'intérêt à proposer leur prix minimal lorsqu'ils peuvent penser que certains concurrents plus onéreux pourraient être acceptés et peuvent alors augmenter leurs offres pour se placer juste sous le niveau d'acceptation comme l'évoque [168].

Ainsi, en théorie le système « *Pay-as-bid* »pourrait s'avérer équivalent au système « *Pay-as-clear* »[3].

***Imperfections de marché et hypothèses simplificatrices*** Les principes économiques supposent que pour n'importe quel type de fonctionnement (monopole, échange bilatéraux, ou marché organisé sous forme de bourse ou de plateforme d'échanges), l'ensemble des participants cherche à maximiser leur revenu, ou autrement dit à minimiser son coût.

Ainsi, un monopole, comme un opérateur de marché (dans la mesure où l'on considère un marché à demande inélastique[4]) recherchera la minimisation du coût pour faire fonctionner le système électrique, c'est-à-dire satisfaire les contraintes techniques ainsi que la satisfaction de la demande. Lorsque ces calculs sont effectués par un monopole en charge de la gestion du système électrique, lorsque les coûts et contraintes pris en compte correspondent à la réalité et déterminent les opérations à réaliser par chaque participant pour assurer le fonctionnement du système à moindre coût, on parle de « *unit commitment* ».

Dans un cadre de marché parfait[5], une gestion basée sur une plateforme d'échange pour les quantités d'énergie, et notamment une plateforme de marché, est la piste privilégiée. Toutefois, comme tout modèle, il s'appuie sur un ensemble d'hypothèses simplificatrices qui n'ont pas toujours cours en réalité. Des « imperfections de marché » peuvent apparaitre et il est important de prendre conscience des différents facteurs pouvant influer sur le résultat final.

En premier lieu, la fonction de coût utilisée peut décrire de manière incomplète les coûts puisque des effets bénéfiques ou non sur la collectivité pourraient être passés sous silence, comme par exemple l'impact de la solution en termes de pollution.

Ensuite, nous pouvons questionner l'hypothèse d'information parfaite. Il existe en effet toujours des incertitudes sur l'évolution de l'offre et la demande (l'ensemble des données étant à estimer au moment de l'étude pour la période à laquelle les centrales fonctionneront), mais aussi sur les données des acteurs en présence.

Cet effet est potentiellement d'autant plus fort qu'ils peuvent adopter un comportement stratégique, comme de proposer des offres de prix ne reflétant pas leurs coûts réels[6] [149, 150]. Ceci peut donc aboutir à des prix de marché ne correspondant pas aux coûts réels.

D'autre part, les évolutions réglementaires (niveau des pénalités[7], comme l'attractivité des marchés de services système[8] ou l'obligation de participation à la constitution de réserves[9]) sont également incertaines au moment de la prise de décision.

De plus, les participants n'ont en réalité pas une information parfaite, que ce soit sur leur propre fonctionnement (aléas, erreurs de prévision de production pour les énergies renouvelables météo-dépendantes), sur celui des concurrents (information sur leurs coûts, leur stratégie) ou celui du système, d'autant plus qu'une grande partie des opérations sont déterminées pour un horizon relativement lointain.

Ensuite, malgré la déréglementation, le nombre de concurrents est souvent faible[10], ce qui ne permet pas de garantir l'absence de manipulation du marché par les participants. Par exemple en France, [68] note une forte concentration du marché pour le deuxième trimestre 2015. Il est aussi à noter qu'à plus long terme, les décisions d'investissement, et les politiques en ce qui concerne le réglementation du marché de l'électricité sont difficiles à évaluer et sujettes à beaucoup de modifications.

En outre, le marché n'est pas contestable, au sens où il n'est pas possible d'entrer et de sortir sans coût pour le participant (notamment du fait des investissements). D'autre part, les investisseurs, orientés par une

3. Cette différentiation se pose aussi dans les processus compétitifs pour déterminer les niveaux de subventions accordées aux énergies renouvelables comme l'illustre [65]

4. Il s'agit d'une hypothèse souvent utilisée dans la littérature, comme c'est le cas dans [53, 56], mais qui peut être remise en cause. Par exemple, en tenant compte des exportations, cette hypothèse peut ne plus être pertinente car les marchés voisins réagissent aux prix pour déterminer s'ils effectueront des importations, et elle est aussi remise en cause dans [110].

5. Une définition en est donnée dans la partie B.1.

6. Nous appelons acteurs stratégiques les participants au marché qui font des offres de prix différentes de leur coût marginal.

7. Le mécanisme de pénalités est expliqué en détail dans la partie 1.2 de la section suivante.

8. Ces marchés sont décrits dans la section B.2.

9. Le mécanisme de constitution des réserves est abordé dans la section 1.2.

10. Bien que des données plus récentes puissent être disponibles, [146] donne un exemple de la concentration de marché de l'électricité pour le cas français.

logique de profit réticente au risque (et non plus par une obligation de service public dans un cadre dérèglementé), sont susceptibles de ne pas investir dans des moyens de pointe ou de réserve qui seraient peu appelés.

Le marché implémenté par le système de plateforme d'échanges est aussi imparfait puisque l'offre n'est en réalité pas linéaire et qu'il existe des indivisibilités. Les coûts d'investissement ne sont par exemple pas proportionnels à la capacité installée (une centrale de 100 MW ne coûte pas 10 fois plus cher qu'une centrale de 10 MW). De plus, ce fonctionnement requiert des producteurs qu'ils agrègent leurs coûts dans leur offre de prix, là où une gestion centralisée ou un système de marché sous forme de bourse autoriserait la prise en compte des contraintes internes comme celles de démarrage-arrêt (coût, temps de démarrage, inflexibilités) en tant que contraintes du problème global.

Enfin, l'hypothèse que l'introduction d'un système de marché diminuerait les prix est basée sur l'idée qu'augmenter la concurrence permettrait de se fournir chez des producteurs moins chers. Cependant ce résultat se base sur la supposition que le réseau sera adapté pour livrer cette production, ce qui n'est pas forcément le cas. Ainsi, l'expérience a montré des exemples où l'introduction du marché libéralisé, notamment du fait des coûts de congestion, s'est traduit par des coûts supplémentaires, comme pour le marché PJM[25].

Des illustrations de défaillances de marché peuvent également être trouvées avec les exemples de pics de prix, par exemple avec la crise californienne en 2000 et 2001 où les prix ont augmenté jusqu'à $800\%$ de leurs valeurs habituelles)[28], ou dans une moindre mesure en France comme nous l'illustrons dans la figure B.2[11][12]. Ces imperfections peuvent aussi être reflétées par des épisodes de prix négatifs observés en Allemagne, en France, en Suisse et en Autriche[29] comme illustré dans la figure B.3[30].

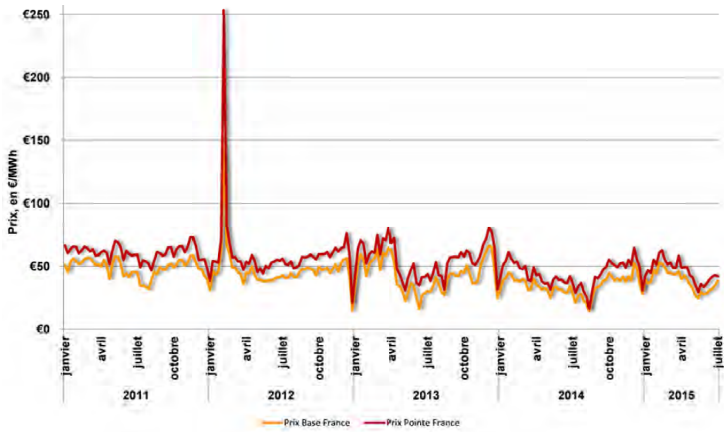



FIGURE B.2 – Prix *Day-ahead* sur EPEX SPOT pour la France - moyennes hebdomadaires

11. [68]
12. Les produits « Base » sont vendus 24 heures sur 24, 7 jours sur 7 (c'est pourquoi les moyennes mensuelles glissantes pour les produits Base sont calculées sur 28 jours i.e. sur les jours ouvrés ainsi que les week-ends), et les produits « Pointe » sont vendus de 8 heures à 20 heures, du lundi au vendredi (c'est pourquoi les moyennes mensuelles glissantes pour les produits Pointe sont calculées sur 20 jours i.e. sur les jours ouvrés uniquement) [68]

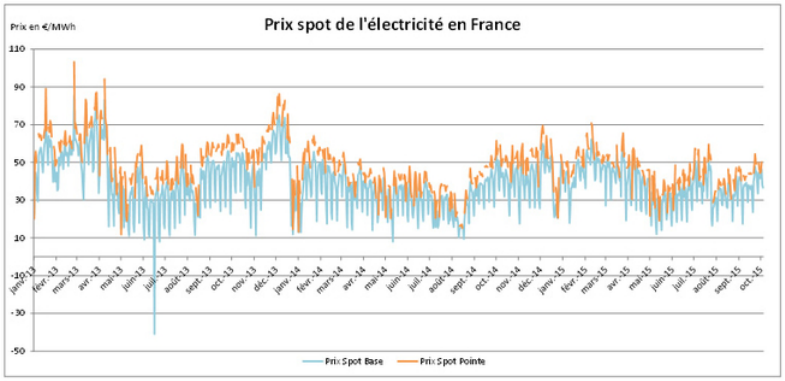



FIGURE B.3 – Prix *Day-ahead* sur EPEX SPOT pour la France

***Critiques sur les systèmes de pénalités*** Les critiques des systèmes de pénalités vis-à-vis des systèmes de marché en temps réel reposent sur le fait que ce système est très pénalisant pour les erreurs de prévision et ne permet pas de se couvrir contre le risque, car les deux prix utilisés étant soumis à de fortes variations, ils sont difficiles à prévoir. Ceci implique les remarques suivantes :

1. Le mécanisme à deux prix agit comme un système de pénalité handicapant qui favorise notamment les grandes entreprises, capables de faire davantage foisonner leurs écarts ;
2. Il encourage excessivement les « *long positions* », c'est-à-dire le choix d'une sous-estimation de la production pour favoriser un écart à la hausse plutôt qu'à la baisse ;
3. Les producteurs étant encouragés à prendre moins de risques, ils agissent également de manière sous-optimale, par exemple en laissant des centrales allumées quitte à réduire leur production plutôt que de les éteindre et risquer de sous-produire par rapport aux niveaux conclus.

La comparaison entre les deux systèmes de régulation est aussi traitée dans [163], et [94] propose une analyse de l'impact de la sélection du mécanisme de « Dual-pricing » dont nous résumons ici les principaux résultats[13] :

1. Le système avec pénalités augmente à la fois la volatilité des prix de la régulation (« *imbalance prices* ») et la volatilité de la covariance entre ces « *imbalance prices* » et le revenu des fournisseurs, s'ils ne se couvrent pas contre le risque d'écart. De ce fait les fournisseurs, principaux clients du marché de gros, préféreront acheter de trop grandes quantités sur le marché « *forward* » pour se couvrir contre la volatilité au niveau du marché de régulation. Ceci a pour conséquence de créer une distorsion du marché « *forward* » en augmentant son prix et de favoriser l'apparition d'un pouvoir de marché.

2. Ce mécanisme entraine également (du fait de l'augmentation des prix sur le « *forward* ») un déplacement du surplus des fournisseurs vers les producteurs. Il augmente notamment le revenu des plus gros producteurs, et ceux qui sont intégrés verticalement car il défavorise les agents qui ont besoin de faire face à plus d'insécurité. Ceci dissuade l'entrée de nouveaux agents et sape la compétition.

3. Ce système favorise un excès de revenu pour le gestionnaire de réseau de transport, ce qui diminue les incitations à la gestion optimale de l'équilibrage, sans s'assurer que la sécurité d'approvisionnement soit améliorée.

4. Dans le cas où les producteurs sont flexibles, il ne semble pas y avoir d'impact en termes d'efficacité pour la génération[14]. En revanche, en présence de producteurs inflexibles, des inefficacités apparaissent. Elles s'expliquent par le fait que ces producteurs s'appuient sur le marché « *forward* » pour

13. Plus précisément, il compare trois systèmes de régulation, basés sur des échanges en temps réel, avec un terme de pénalité nul, moyen, ou important. Notons que ce travail a été effectué avec des hypothèses fortes (compétition parfaite, pas de contraintes sur les capacités de production disponibles, pas de contraintes sur les capacités des lignes, pas de marché pour la réserve).
14. La référence pour l'efficacité maximale correspondant au cas de base de l'analyse.

décider de leurs niveaux de production tandis qu'il y a davantage de volatilité pour l'ajustement.

**Dates importantes pour le développement du marché de l'électricité français**

Le tableau B.1[15] fournit quelques dates importantes concernant le mouvement de déréglementation du marché de l'électricité pour la France, et les processus de couplages entre les marchés européens.

| **Date** | **Évènement** |
|---|---|
| Novembre 2000 | La CRE valide la première version du contrat de responsable d'équilibre (RE) |
| Début 2001<br>Mai 2001<br>Septembre 2001<br>Novembre 2001 | Premiers achats de pertes sur le marché par RTE<br>Premières cotations OTC publiées concernant le marché français<br>Premières mises aux enchères de capacités de production par EDF (VPP[16])<br>Lancement du marché Powernext Day-Ahead |
| Juin 2004<br>Juillet 2004 | Lancement du marché Powernext Futures<br>Premiers achats de pertes sur le marché par ERDF |
| Janvier 2006<br><br>Novembre 2006 | Mise en place d'enchères de capacités explicites aux frontières (à l'exception de la Suisse)<br>Démarrage du couplage de marché « *market coupling* »entre la France, la Belgique et les Pays-Bas |
| Juillet 2007 | Lancement des marchés Powernext Intraday et Continuous |
| Avril 2009 | Fusion de Powernext et EEX ; lancement d'EPEX SPOT et d'EPD pour les produits à terme |
| Novembre 2010<br><br>Décembre 2010 | Extension du couplage de marchés « *market coupling* »entre la France, la Belgique et les Pays-Bas au Luxembourg et à l'Allemagne.<br>Couplage des marchés infra-journaliers français et allemand d'EPEX SPOT et adoption de la loi NOME |
| Juillet 2011<br>Novembre 2011<br>Novembre 2011 | Ouverture des droits à l'ARENH[17]<br>Les produits « *futures* » négociés sur EPD France deviennent à règlement financier<br>Arrêt des enchères VPP[18] |
| Janvier 2012<br><br>Janvier 2012<br><br>Juin 2012 | Début des allocations de capacités long-terme d'interconnexion entre la France et la Suisse par enchères explicites<br>Début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et la Suisse<br>Début des allocations infra-journalières de capacités d'interconnexion entre la France et l'Italie |
| Juin 2013 | Couplage des marchés infra-journaliers français et suisse (marché infra-journalier suisse créé par la même occasion) d'EPEX SPOT |
| Février 2014<br>Avril 2014<br>Mai 2014<br>Septembre 2014<br>Décembre 2014 | Couplage de la zone NWE<br>Couplage de la zone SWE<br>Couplage des marchés NWE et SWE<br>Nouvelle plateforme transparence EEX[3]<br>Nouvelle plateforme transparence RTE afin de se mettre en conformité avec le règlement transparence CE 543/2013 |
| Février 2015 | Extension du couplage des marchés journaliers à la frontière France-Italie ainsi qu'à la frontière Autriche-Slovénie |

TABLE B.1 – Principales étapes de la déréglementation du marché de l'électricité français

15. Source : Commission régulation de l'Energie (CRE)[68]

## B.2 Réglementation pour la rémunération éolienne

**Contexte réglementaire pour la production éolienne**

Nous abordons à présent le contexte réglementaire de ces producteurs renouvelables et éoliens en particulier.

***Principes et historique des politiques de soutien aux énergies renouvelables et à l'éolien***

(a) **Le contexte des négociations climatiques internationales**

La prise de conscience concernant le réchauffement climatique au niveau international s'est largement étendue et démocratisée depuis la première conférence internationale sur le climat en 1968.

Celle-ci a permis d'adopter en 1997 le protocole de Kyoto qui fixait pour la première fois des engagements chiffrés de réduction ou de limitation des émissions de gaz à effet de serre (GES) pour les pays industrialisés pour la période 2008- 2012 (objectif de $-5,2\%$ par rapport à 1990).

Depuis, les négociations se sont heurtées - et continuent de se heurter - à la difficulté d'adopter un consensus autour d'un objectif commun et des efforts partagés pour limiter ce réchauffement. C'est ce que nous ont montré les sommets de Copenhague en 2009, de Cancun en 2010. Les résultats principaux de ces sommets ont été l'adoption de fonds pour l'adaptation à ce réchauffement des pays les plus pauvres et un objectif de limiter le réchauffement à moins de $2°$ par rapport à l'ère pré-industrielle (1880-1899), sans parvenir à un accord contraignant. En Décembre 2015, l'accord de Paris formule même un objectif de rester sous la barre des $1.5°$ bien que cette cible semble d'ores-et-déjà hors d'atteinte[44].

Pour tenter de respecter cet objectif en termes de réchauffement, il est prévu que les États fournissent des engagements volontaires en matière d'émission de gaz à effet de serre, qui seront revus tous les 5 ans et qu'ils communiquent sur les actions menées pour limiter ou réduire ces émissions.

(b) **Motivations pour mettre en œuvre des politiques favorisant le développement des productions renouvelables**

Aux négociations climatiques, s'ajoutent des enjeux énergétiques supplémentaires tels que les questions d'indépendance énergétique et de dépendance aux énergies fossiles non renouvelables[71]. Elles favorisent l'adoption de mesures prônant le développement des énergies d'origine renouvelable à l'échelle nationale ou pour des groupes de pays comme l'Union Européenne.

Ces dispositions permettent ainsi de s'attaquer à la nécessité d'intervenir dans la lutte contre le réchauffement climatique tout en traitant des questions stratégiques du point de vue énergétique. Toutefois, nous pouvons remarquer que l'objectif de limitation du réchauffement climatique, et plus largement la situation économique actuelle pose la question de la viabilité de notre modèle énergétique et de consommation et le « remplacement » de ressources énergétiques fossiles par des ressources renouvelables, sans interroger nos modes de consommation est pour le moins discutable[19].

Une réduction de nos consommations passant par la remise en question de nos besoins, puis la recherche de l'efficacité énergétique, et enfin une utilisation de ressources renouvelables pour les besoins énergétiques restants uniquement constituent les trois axes de travail proposés par l'association NegaWatt, comme illustré dans la figure B.4.

19. Pour le cas français, une analyse a toutefois montré la faisabilité d'un mix énergétique entièrement renouvelable[17], mais des hypothèses sur la consommation et la gestion de la demande avaient toutefois été adoptées.

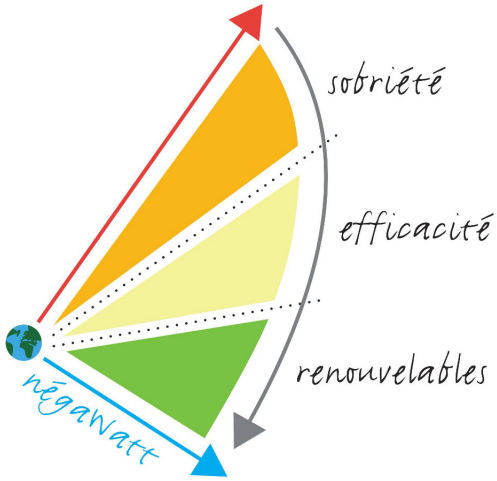



FIGURE B.4 – La démarche NegaWatt

(c) **Des engagements nationaux pour les renouvelables**

Comme nous l'évoquions plus haut, les objectifs défendus en matière de production renouvelable sont le plus souvent nationaux ou régionaux, du fait de leur dépendance aux politiques en matière d'énergie. L'Inde s'est par exemple engagée à produire 40% de son électricité à partir d'énergies renouvelables d'ici 2030.

Au niveau européen, le paquet Energie-Climat adopté fin 2008 et sa directive 2009/28/CE adoptée en avril 2009 fixe l'objectif de 20% d'énergies renouvelables dans le mix énergétique européen pour 2020. Il s'articule en objectifs nationaux reportés sur la figure B.5. L'énergie éolienne est susceptible d'être une actrice importante pour répondre à cet objectif avec une capacité installée pour les pays de l'Union Européenne qui devrait passer de 74.7 GW fin 2010 à 230 GW d'ici 2020, selon des projections d'EWEA[143].

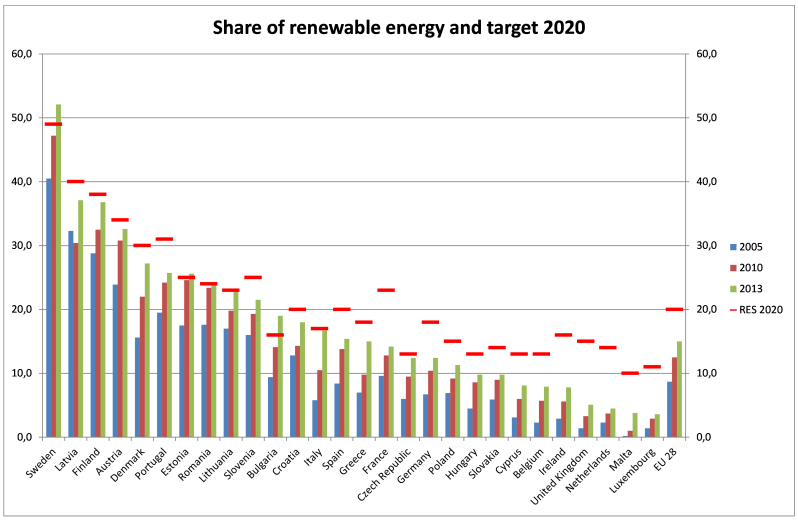



FIGURE B.5 – Engagements nationaux dans le cadre du paquet Energie-Climat européen

De plus la directive européenne 2001/77/EC fixe un objectif de pousser la part de d'électricité d'origine renouvelable à 21% en 2010.

Ensuite, en Octobre 2014, les dirigeants européens ont conclu un accord [64] pour augmenter la part d'énergie renouvelable à 27% de la consommation d'ici 2030.

Au niveau français, l'adoption du paquet Energie Climat pour 2020 se traduit par un objectif de 23% de la consommation à fournir par des énergies renouvelables. Auparavant, le « livre blanc » fixait en 1997 les premiers objectifs en matière de production renouvelable : passer de 5.4% à 12% en 2010 de la consommation brute fournie par ce type de production.

Depuis les lois Grenelle, et récemment la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) sont notamment venues modifier la réglementation en matière de développement de la production renouvelable. Ainsi, avec cette dernière loi, la France a désormais un objectif de couvrir 32% de ses besoins énergétiques par des productions renouvelables en 2030.

(d) **Des moyens variés pour mettre en œuvre cette volonté**

Le plus souvent, les objectifs officiels prennent la forme d'une part de la consommation à fournir avec ce type de production. Néanmoins elles peuvent simplement correspondre à un budget alloué à cette question comme c'est le cas de la France qui s'est engagée pendant la COP 21 à investir 2 milliards d'euros pour stimuler cette filière en Afrique.

Nous pouvons donc distinguer divers instruments politiques, légaux et financiers pour encourager et gérer les productions d'énergie d'origine renouvelable.

Parmi eux, les principaux (notamment en Europe) sont :

— les **subventions** à la production renouvelable (une rémunération fixe par unité d'énergie produite ou injectée sur le réseau),
— les primes ou **« *premiums* »** (une part de subvention fixe pour assurer un revenu de base auquel s'additionnent les revenus issus des ventes sur le marché de l'électricité),
— l'aide à l'investissement (subvention, prêt à taux réduit),
— l'exigence donnée aux générateurs d'inclure une part d'énergie d'origine renouvelable dans leur production.

On peut également trouver des mécanismes sur les quantités produites ou investies (enchères concurrentielles[20], quotas comme les certificats verts[21]/RPS), des incitations fiscales (tva réduite, crédits d'impôts, taxe carbone...).

Le premier mécanisme de **subvention** sous forme d'un tarif de rachat est très répandu, comme on peut le voir dans la figure B.6 [77]. Plus d'une centaine de pays dans le monde l'a adopté. Il intervient souvent dans les premiers stades de développement et d'implantation des technologies renouvelables sur un marché.

20. Au sein de ce système, les producteurs sont sélectionnés par appel d'offres sur le prix du kWh, avec des quantités de production fixées à l'avance.
21. Au sein de ce système, les producteurs vendent leur production sur le marché et reçoivent en échange des certificats.

| YEAR | CUMULATIVE[1] # | COUNTRIES / STATES / PROVINCES ADDED THAT YEAR |
|---|---|---|
| 1978 | 1 | United States[2] |
| 1990 | 2 | Germany |
| 1991 | 3 | Switzerland |
| 1992 | 4 | Italy |
| 1993 | 6 | Denmark; India |
| 1994 | 9 | Luxembourg; Spain; Greece |
| 1997 | 10 | Sri Lanka |
| 1998 | 11 | Sweden |
| 1999 | 14 | Portugal; Norway; Slovenia |
| 2000 | 14 | |
| 2001 | 17 | Armenia; France; Latvia |
| 2002 | 23 | Algeria; Austria; Brazil; Czech Republic; Indonesia; Lithuania |
| 2003 | 29 | Cyprus; Estonia; Hungary; Slovak Republic; South Korea; Maharashtra (India) |
| 2004 | 34 | Israel; Nicaragua; Prince Edward Island (Canada); Andhra Pradesh and Madhya Pradesh (India) |
| 2005 | 41 | China; Ecuador; Ireland; Turkey; Karnataka, Uttar Pradesh, and Uttarakhand (India) |
| 2006 | 46 | Argentina; Pakistan; Thailand; Ontario (Canada); Kerala (India) |
| 2007 | 55 | Albania; Bulgaria; Croatia; Dominican Republic; Finland; Macedonia; Moldova; Mongolia; South Australia (Australia) |
| 2008 | 71 | Iran; Kenya; Liechtenstein; Philippines; San Marino; Tanzania; Ukraine; Queensland (Australia); Chhattisgarh, Gujarat, Haryana, Punjab, Rajasthan, Tamil Nadu, and West Bengal (India); California (USA) |
| 2009 | 81 | Japan; Serbia; South Africa; Australian Capital Territory, New South Wales, and Victoria (Australia); Taiwan (China); Hawaii, Oregon, and Vermont (USA) |
| 2010 | 87 | Belarus; Bosnia and Herzegovina; Malaysia; Malta; Mauritius; United Kingdom |
| 2011 | 94 | Ghana; Montenegro; Netherlands; Syria; Vietnam; Nova Scotia (Canada); Rhode Island (USA) |
| 2012 | 99 | Jordan; Nigeria; Palestinian Territories; Rwanda; Uganda |
| 2013 | 101 | Kazakhstan; Pakistan |
| 2014 | 103 | Egypt; Virgin Islands (USA) |
| **Total[3]** | **108** | |

FIGURE B.6 – Développement historique des politiques de tarifs de rachat pour les productions renouvelables dans le monde - Année, Nombre total de pays concernés, Nouveaux pays ayant adopté ce type de mesure pour l'année en question

Comme l'illustre [65], il existe plusieurs modes de fixation du niveau de subvention : une fixation administrative basée sur une estimation des coûts et/ou bénéfices de l'investissement, un processus de compétition comme une enchère ou un appel d'offres, ou encore un système de quota. Elle peut également être fixe ou bien utiliser une indexation pour s'adapter à l'évolution des coûts. La durée durant laquelle elle sera perçue est également fondamentale et il est possible de différencier les tarifs en fonction des technologies que l'on souhaite favoriser.

Le coût correspondant à ces subventions est la plupart du temps pris en charge par les consommateurs. C'est le cas en France, en Allemagne, au Danemark, en Espagne... Bien qu'une participation directe au marché soit souvent encouragée, la Commission Européenne a conclu en 2008, dans un document de travail portant sur l'usage des productions d'énergie renouvelables[19] que, comme pour le travail réalisé en 2005, « *well-adapted feed in tariff regimes are generally the most efficient and effective support schemes for promoting renewable electricity*. ».

Ensuite, à divers stades de maturité, le mécanisme de premium est souvent adopté pour inciter les centrales à participer au marché de l'électricité et à se plier davantage aux contraintes de fonctionnement du système, avant d'envisager une rémunération intégralement basée sur cette participation, sans plus aucune forme de subvention.

Celui-ci peut être choisi flottant ou fixé, et la durée de référence durant laquelle il sera perçu peut être modifiée pour jouer sur l'exposition au risque des investisseurs. Son montant peut également être fixé a priori ou a posteriori par rapport aux opérations physiques.

Davantage de détails sur le fonctionnement de ces mécanismes sont fournis dans la partie B.2 de ces annexes.

***Statut de la réglementation pour l'énergie éolienne***

(a) **Un contexte réglementaire complexe**

Nous présentons dans cette partie quelques éléments pour illustrer la complexité du cadre réglementaire dans lequel s'insère ce type de production, à l'intersection de lois internationales et nationales, dont l'objet principal peut être l'énergie comme l'aménagement du territoire, et qui sont régulièrement modifiées et renégociées. Ces éléments n'ont donc pas vocation à être exhaustifs et se limitent à la situation réglementaire telle qu'elle apparait à l'autrice au moment de la rédaction de ce manuscrit.

Nous fournissons ainsi quelques exemples de réglementations, le plus souvent pour les cas européen et français car ils appartiennent au contexte dans lequel les méthodes développées dans cette thèse ont été appliquées, bien que ce travail puisse trouver une utilité pour d'autres zones géographiques.

A l'échelle des pays, les politiques adoptées, leur calendrier, et les manières de les implémenter, sont hétérogènes. Les différents systèmes de gouvernance utilisés pour déterminer le montant et les conditions d'attribution de subventions en Europe sont par exemple illustrés dans [65].

Rien qu'en France, les lois impactant le déploiement de l'énergie éolienne se sont succédées, créant un contexte mouvant et complexe du fait de la multiplicité des facteurs réglementaires mis en jeu. Nous retenons quelques dates pour ce cas précis, mais comme nous le mentionnions plus haut, il s'agit de montrer sur un exemple familier l'intrication et l'instabilité des lois mises en jeu. Le tableau B.6 fourni dans ces annexes donne plus de détails sur ces éléments[20].

Le tableau B.2 illustre ainsi quelques exemples de lois impactant les installations de production éolienne « *onshore* », implantées en France métropolitaine. Nous décrivons à chaque fois l'origine de la loi, nationale, ou européenne, son domaine d'application (à savoir si la loi a une mission d'incitation ou de soutien à la rémunération ou bien un rôle sur la politique d'implantation et les règles d'installations techniques et géographiques), et si elle annule et remplace des réglementations existantes.

| Date | Evènement | Origine de la loi | | Domaine de la loi | | Remplace une loi précédente |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Nationale | Internationale | Rémunération | Implantation | |
| 1996 | Programme « Éole 2005 » | x | | x | | |
| 2000 | Loi relative à la modernisation et au développement du service public | x | | x | | x |
| 2001 | Arrêté fixant les conditions d'achat par EDF de l'électricité éolienne | x | | x | | |
| 2003 | Loi urbanisme et habitat | x | | | x | |
| 2005 | Loi fixant les orientations de la politique énergétique | x | | x | x | |
| 2006 | Arrêté améliorant les conditions d'achat d'électricité éolienne | x | | x | | |
| 2007 | « Grenelle de l'environnement » | x | | | x | |
| 2008 | Arrêté concernant le tarif de rachat | x | | x | | x |
| 2009 | Directive 2009/28/CE du Parlement Européen et du Conseil | | x | x | | |
| 2010 | Distance de 500m aux habitations imposée, émissions sonores soumises à réglementation des bruits de voisinage | x | | | x | |
| Juillet 2010 | Loi portant engagement national pour l'environnement dite Loi Grenelle 2 | x | | | x | |
| Avril 2013 | Loi visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre (dite Loi Brottes) | x | | | x | x |
| Décembre 2013 | La Cour de justice européenne (CJUE) considère que le système de rachat de l'électricité d'origine éolienne tel qu'il est organisé en France est un avantage accordé au moyen de ressources d'Etat au bénéfice des industriels de l'électricité éolienne contraire au règlement du marché européen | | x | x | | |
| 2014 | Arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations éoliennes à terre | x | | x | | x |
| 2015 | Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte | x | | x | | x |

TABLE B.2 – Évolution réglementaire concernant l'éolien « *onshore* » métropolitain

Nous constatons ainsi que les lois ont été régulièrement modifiées, remplaçant ou complétant le cadre réglementaire existant quasiment tous les ans depuis les années 2000, en impactant en particulier soit la manière dont la rémunération des centrales est effectuée, soit la manière dont elles doivent être implantées et opérées.

(b) **Un mouvement vers plus de dérégulation pour les renouvelables et l'éolien**

Malgré la complexité et la versatilité de la réglementation en matière de production d'électricité d'origine éolienne, nous pouvons distinguer une tendance de fond qui cible une intégration de plus en plus forte aux marchés organisés de l'électricité.

***Motivations pour passer d'un régime de subventions à une participation directe des productions éoliennes au marché***

Les subventions fournissent un cadre incitatif favorable qui permet de soutenir des technologies à différents stades de maturité, en limitant leurs risques, leur garantissant une rentabilité et une stabilité, tout en étant simple à mettre en œuvre.

Le développement de l'éolien, dont les filières soutenues par ces subventions est si important que la question de la pénurie de sites à fort potentiel devient une préoccupation pour certains acteurs [121, 160], et que de nouveaux types de centrales sont développées pour fonctionner avec des régimes de vent plus faibles[17] : « *Ces turbines, à pales plus grandes pour une puissance de génératrice donnée, offrent une production accrue à des vitesses de vent plus faibles. En contrepartie, la vitesse de vent maximale autorisant leur fonctionnement se trouve elle aussi réduite. Cette nouvelle technologie de turbines doit permettre d'accroître le potentiel de production des sites les moins ventés et ainsi, permettre de rendre exploitables des sites considérés aujourd'hui comme non rentables.* ».

Toutefois, le coût de ces mécanismes de subventions, et des tarifs de rachat notamment, est souvent critiqué[22] ainsi que leur habilité à contrôler le volume global de capacités investies, critiques auxquelles s'ajoute l'absence de concurrence entre les producteurs pour obtenir ces subventions, le problème de l'obligation d'achat faite aux entreprises (y compris en cas d'épisodes de prix négatifs), et enfin et surtout l'absence de réaction des productions éoliennes face aux signaux de prix du marché dans ce type de cadre.

Pour répondre à ces griefs, plusieurs solutions sont envisageables : la limitation des rentes avec des tarifs adaptables dynamiquement, la mise en place d'un contrôle sur les quantités, et enfin la solution la plus souvent retenue étant l'introduction des productions sur le marché de l'électricité en assurant un complément de rémunération sous la forme d'un premium[23].

Ainsi, de manière générale, les dispositifs de soutien au déploiement des énergies renouvelables sont encouragés lorsque les investissements émanents d'une rémunération uniquement basée sur le marché de l'électricité sont jugés insuffisants par rapport aux objectifs collectifs, ou pour corriger des défaillances de marché[24]. Au niveau de l'Union Européenne, ce sont ces cas qui justifient une aide d'état, qui doit obligatoirement être transitoire.

Or, les productions renouvelables, et éoliennes « *onshore* » en particulier, atteignent un stade de développement intéressant et commencent à être concurrentielles.

Dans ce cadre, la position officielle, pour l'Union Européenne notamment[25] est donc d'encourager ces productions à participer au marché, avec un éventuel complément de rémunération dans un premier temps, l'objectif étant d'avoir « *an internal market with price signals reflecting real market conditions* »[65][26].

22. En France, elles sont par exemple financées par la Contribution au Service Public de l'Electricité (CPSE), une taxe sur la consommation d'électricité pouvant atteindre 10 à 13% de la facture des ménages.

23. Nous ne développons pas ici la question des instruments de soutien aux énergies renouvelables basées sur les quantités dont les limites tiennent principalement aux risques de volatilité des prix et des difficultés de mise en œuvre, car elles sont moins souvent appliquées, mais il existe également des solutions pour répondre à leurs limitations comme la mise en place d'enchères.

24. La partie B.1 de ces annexes fournit quelques explications sur les défauts de marché, qui peuvent prendre la forme de prix ne correspondant pas aux coûts réels ou à tous les avantages qu'ils représentent pour la collectivité.

25. Ce travail de thèse ne se limite pas à une contribution au niveau européen, mais nous utilisons souvent des exemples européens pour illustrer les tendances perçues sur l'évolution des systèmes électriques.

26. Cette remise en cause est toutefois à nuancer car il est à noter que les énergies conventionnelles, bien que plus matures, sont

En Allemagne par exemple, les productions renouvelables qui reçoivent des subventions doivent participer au marché EPEX SPOT depuis 2010. Toutefois, [65] rappelle que l'implémentation des lignes directrices du « *Council of European Energy Regulators* » (CEER) n'est pas encore réalisée dans la plupart de Etats membres.

Pour encourager cette participation des productions renouvelables aux marchés, il est préconisé de développer les marchés court-terme comme le « *Day-ahead* » et l'infra-journalier. La diminution des coûts de production pour les moyens renouvelables, l'adaptation des marchés conventionnels avec la fermeture de certaines centrales, et donc l'augmentation des opportunités de rémunération, et l'internalisation de coûts externes, comme les gaz à effet de serre, devraient également encourager la participation de ce type de production au marché.

Des liens entre tarifs de rachat et participation au marché peuvent tout de même être faits. L'ensemble de la production bénéficiant de subventions peut par exemple être récupérée par un acteur indépendant qui pourrait la vendre sur le marché. Le gestionnaire de réseau de transmission (TSO) allemand endosse par exemple ce rôle. Dans ce cas, même si les producteurs ne sont pas influencés par les prix de marché, les transactions réalisées sur le marché prennent au moins compte de ces opérations. Des bonus peuvent être envisagés pour ces acteurs pour les encourager à obtenir les meilleurs prévisions possibles, mais il est également possible d'agréger les productions pour limiter le risque, par exemple avec l'introduction d'un nouveau type d'opérateur participant au marché[27]. Un tarif de rachat différencié, par exemple en fonction des périodes de l'année, peut aussi être envisagé pour encourager les productions renouvelables à s'adapter aux besoins du marché.

En France à partir de 2016[65], l'électricité achetée auprès de ces producteurs sera en partie vendue sur le marché « spot », et en partie via des contrats « *futures* ». Des détails sur ces différents types de contrats sont données dans la partieB.2. Une différentiation des tarifs de rachat en fonction de la période de l'année couverte est également déjà appliquée pour les productions hydrauliques. Les liens entre tarifs de rachat et marché pour l'Autriche, la Hongrie et l'Allemagne sont également abordés dans [65].

**A terme, une participation complète, directe et sans subventions, au marché dans des conditions similaires aux productions traditionnelles a deux conséquences : un revenu modifié qui passe d'un système de rémunération fixe par unité d'énergie, à un système où elle dépend du prix de marché, ainsi que la prise de responsabilité en termes d'équilibre du système électrique**.

***Réglementation pour la participation des productions éoliennes au marché de l'électricité***

S'insérant dans ce mouvement vers une participation directe des productions renouvelables aux marchés de l'électricité, la commission Européenne a fourni en 2014 de nouvelles lignes directrices encadrant les aides d'État à l'énergie et l'environnement. Celles-ci font une distinction pour déterminer l'aide à apporter en fonction de la taille des installations et de la maturité des technologies considérées :

— Pour les installations d'une puissance inférieure à 500 kW, (3 MW pour l'éolien), ou les projets de démonstration : les tarifs de rachat peuvent être conservés ;

— Pour les installations de puissance supérieure à 500 kW, (3 MW pour l'éolien) : obligation de recourir à des mécanismes de rémunération sur le marché avec prime à compter du 1er janvier 2016[28].

également susceptibles de bénéficier de subventions directes ou indirectes. Selon une note du FMI (Fonds Monétaire International), « 8% *des recettes publiques à l'échelle de la planète, soit plus de* 2% *du PIB mondial » seraient consacrées à la subvention des énergies fossiles.* »[4] sous la forme de « *subventions aux produits pétroliers, à l'électricité, au gaz naturel et au charbon* »[93]. La question des subventions pour l'énergie nucléaire se pose également. Nous n'avons pas été plus loin pour traiter cet aspect, que nous soulevons par souci d'impartialité.

27. Il est intéressant que l'évolution réglementaire qui allait vers une « dé-intégration » favorise à nouveau l'émergence d'acteurs de taille plus importante, même si leur intégration serait horizontale plutôt que verticale.

28. La prime serait fixée a posteriori, en fonction des prix de marché. En cas d'épisodes de prix négatifs, la participation au marché ne serait pas obligatoire.

— Pour les installations de puissance supérieure à 1MW, (6 MW pour l'éolien) : obligation de passer par des appels d'offres technologiquement neutres à compter du 1er janvier 2017[29].

Comme nous l'avons esquissé dans le tableau B.2 de cette partie, l'éolien est pour le moment exempté de ces réformes en France[5]. En effet, « *Juridiquement, "comme le tarif [d'obligation d'achat éolien] a été notifié et approuvé par la Commission européenne avant l'entrée en vigueur des nouvelles lignes directrices, il pourra être maintenu pendant 10 ans à compter de son approbation par la Commission européenne", a assuré Ségolène Royal le 16 janvier devant les acteurs de la filière des énergies renouvelables. Elle a néanmoins précisé aux professionnels que ce mécanisme devrait évoluer avant 10 ans, sans préciser de délais pour le moment. La priorité sera donc donnée pour le moment aux discussions portant sur l'évolution des modes de soutien aux autres énergies renouvelables* »[24].

Ainsi, la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTEC)[2], et ses articles 23 et 24 en particulier, implémentent les directives européennes en supprimant les tarifs de rachat pour toute installation, hors éolien, d'une puissance supérieure à 1 MW au 1er janvier 2016 et à 500 kW au 1er janvier 2017, au profit d'une introduction sur le marché de l'électricité avec un complément de rémunération sous forme de prime[30]. Pour les plus petites installations d'énergies renouvelables, le système d'obligation d'achat est maintenu.

« *Selon les lignes directrices de la Commission Européenne, seront aussi concernées les installations éoliennes supérieures à 3 MW ou 3 unités de production. "Cela vise, il me semble, à ne pas appliquer les lignes directrices à des petits projets éoliens participatifs, de petits porteurs de projets qui auraient des difficultés à vendre l'électricité sur le marché", analyse Damien Mathon, délégué général du Syndicat des énergies renouvelables (SER). Mais, comme nous l'avons vu, l'éolien français échappe à cette disposition pour quelques années : les tarifs d'obligation d'achat seront maintenus pour tous les projets éoliens, quelle que soit leur taille.* »[24].

Néanmoins, que ce soit en considérant les autres pays européens et au niveau mondial, ou en considérant la France et le mouvement général esquissé vers plus de déréglementation, ainsi que l'avertissement concernant une modification réglementaire de la rémunération des centrales éoliennes « *avant 10 ans* », **nous pouvons d'ores-et-déjà nous projeter dans un cadre de participation directe des productions éoliennes au marché de l'électricité, d'autant plus que nous nous intéressons aux questions d'investissement qui impliquent de se projeter dans le futur à moyen terme**.

***Fin du régime d'exemption pour la responsabilité d'équilibre***

Les directives européennes, dans la lignée des modifications des règles en matière d'aide d'Etat aux énergies renouvelables, ont également institué l'obligation de respect des contraintes d'équilibre d'offre-demande pour les productions renouvelables participant au marché, à compter du 1er janvier 2016 : « *From 2016, generators need to sell their electricity in the market and be subject to balancing responsibilities (an obligation on producers to compensate for short-term deviations from their previous delivery commitments)* »[23].

**Ceci implique que ces producteurs soient soumis, comme les productions classiques, à des pénalités lorsque les quantités injectées sur le réseau diffèrent de celles qui avaient été conclues en « *Day-ahead* »**. Nous revenons sur ce point dans la suite du chapitre, où ce mécanisme est expliqué en détail dans la section B.2.

29. Des exemptions au critère de neutralité technologique sont prévues. Attribution des aides par l'intermédiaire de dispositifs d'enchères ouverts à toutes les sources d'énergie renouvelable

30. « *Il revient aux décrets et aux arrêtés de fixer les détails de dimensionnement de la prime, la façon et la fréquence dont elle sera attribuée et de ses modalités concrètes, prévient Damien Mathon. Cela est important car, selon la façon de faire, cette prime pourrait devenir très défavorable aux énergies renouvelables. En France, Ségolène Royal s'oriente vers une prime dite « ex-post ». « Dans ce système, on détermine un niveau cible de rémunération qui garantit la rentabilité de l'installation, comme pour un tarif d'achat. Ensuite, les producteurs vendent leur électricité sur le marché et il y a une prime qui arrive ex-post, pour compenser le différentiel entre le niveau cible et le prix du marché », nous éclaire le délégué général du SER. « Ce choix est plutôt une bonne nouvelle, même s'il reste encore beaucoup de travail sur le dimensionnement du niveau cible, la fréquence d'attribution de la prime, la marche à suivre en cas de prix négatif… », poursuit-il. Cette prime sera donc variable en fonction du prix du marché* »[24].

## Mécanismes de subvention et de premium

Les éléments fournis ici sont basés sur les directives du « *Council of European Energy Regulators* » (CEER) publiés en Janvier 2016[65].

### *Subventions*

Les niveaux de subventions ou tarifs de rachat peuvent être déterminées *administrativement*, par un processus de *compétition* comme une enchère ou un appel d'offres, ou encore par un système de *quota* basé sur des certificats.

Une fixation **administrative** est le choix retenu dans un grand nombre de pays européens. Il s'appuie alors soit sur une estimation du coût de production, basé sur le concept de LCOE « *Levelized Cost of Energy* », critère le plus souvent retenu, ou bien sur les externalités positives permises par les productions renouvelables. Plus de détails sont fournis dans [65].

Dans le cas d'un processus **compétitif**, qui est le cas favorisé par le CEER dans l'hypothèse où la concurrence est suffisante, deux principaux types de compétition existent :

— les enchères basées sur les prix, pour lesquelles les participants requérant une subvention minimale sont sélectionnés,

— et une enchère multi-critère.

Des **seuils** de prix minimums et maximums peuvent aussi être appliqués, et la **périodicité** des enchères joue également un rôle important. Un mécanisme de **pénalité** peut également être mis en place pour décourager la spéculation et s'assurer de la réalisation des projets, et le mécanisme peut soit s'appliquer à un **projet**, ou à un **soumissionnaire**, ainsi que disposer d'un **marché secondaire**, bien que peu de retour d'expérience existe quant à ce dernier mécanisme. Ce résultat peut servir à déterminer un niveau de tarif de rachat, un premium, ou bien un paiement par unité de capacité installée.

La subvention peut être **fixée** ou utiliser une **indexation** pour s'adapter à l'évolution des coûts. Les deux cas posent des difficultés d'un point de vue administratif : l'information est imparfaite, et il est nécessaire de disposer d'une règle de décision simple pour une diversité de cas, tout en disposant d'un système qui soit adaptable aux évolutions des besoins.

En France, une disposition prise en 2000 prévoit un processus d'attribution de subvention en utilisant un mode **compétitif** lorsque les investissements ne répondent pas aux objectifs nationaux. Cet appel d'offres est basé sur un système « Pay-as-bid »[31], en mode **projet**, et **technologiquement spécifique**, permettant également l'utilisation de **critères de sélection**. Un système de **pénalités** est prévu. Ce mécanisme est implémenté par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie). Il a été appliqué 14 fois, pour des projets de biomasse, photovoltaïques, et pour des installations éoliennes offshore.

Ce retour d'expérience semble indiquer que le mécanisme d'attributions de subventions par enchères a permis une diminution importante du montant des subventions aux nouvelles installations. Il est toutefois nécessaire de se remémorer que ceci est réaliste dans le cas d'une compétition suffisamment importante, avec assez d'offres, mais également si le risque est relativement limité pour les participants afin qu'ils n'augmentent par leurs offres pour se couvrir contre les risques.

A titre indicatif, le tableau B.3[6] fournit les subventions perçues par les différents moyens de production renouvelables déjà installés en France.

31. La défintion de « Pay-ad-bid » est fournie dans la partie (c) de cette annexe.

| Technologie | Date | Durée | Montant de la subvention |
|---|---|---|---|
| Photovoltaïque | 2014 | 20 ans | Résidentiel (intégré) : 27,9 c€/kWh ($\leq 9kW$); intégration simplifiée 14,2 c€/kWh (13.4 c€/kWh si $P \geq 36kW$); autres types 7,2 c€/kWh |
| Biogaz de décharge | 07/06 | 15 ans | Entre 8.1 et 9,7 c€/kWh selon la puissance + prime à l'efficacité énergétique entre 0 et 4 c€/kWh |
| Cogénération | 31/07/01 | 12 ans | 6,1 à 9,15 c€/kWh environ en fonction du prix du gaz, de la durée de fonctionnement et de la puissance |
| Hydraulique | 03/07 | 20 ans | 6,1 c€/kWh + prime 0,5 -2,5 c€/kWh petites instal. + prime 0 et 1,7 c€/kWh en hiver selon régularité production 15 c€/kWh pour énerg hyd des mers |
| Éolien onshore | 11/08 | 15 ans | 8,2 c€/kWh pendant 10 ans, puis 2,8 à 8,2 c€/kWh pendant 5 ans selon les sites |
| Éolien offshore | 11/08 | 20 ans | 13 c€/kWh pendant 10 ans, puis 3 à 13 c€/kWh pendant 10 ans selon les sites |

TABLE B.3 – Montant des subventions françaises aux énergies renouvelables

Il est à noter que la coexistence de mécanismes de soutien, par exemple d'appels d'offre et de subventions semble être inefficace car les participants choisissent alors le mécanisme le plus avantageux.

En ce qui concerne les mécanismes de compétition pour déterminer les niveaux de subventions perçues, l'EEAG se prononce pour une compétition **neutre en termes de technologie**, en n'autorisant les offres spécifiques pour certaines technologies qu'en cas de compétition insuffisante, ou pour assurer une diversité des technologies renouvelables.

***Premium***

Le « *premium* » peut être déterminé par des *marchés de certificats*, qui exposent les producteurs au risque de marché incluant les responsabilité d'équilibre, ou avec une *prime venant en complément de cette participation au marché*.

Il peut être choisi **flottant**, **fixé**, et la **durée de référence** peut être modifiée pour jouer sur l'exposition au risque.

De nos jours, 10 états membres ont introduit un mécanisme de premium « *Feed-in-premium* », avec des designs très différents comme détaillé dans [65].

Les principaux mécanismes existants sont un premium **fixe**, **flottant** « *floating* », avec un **seuil supérieur ou inférieur** (« *cap* » ou « *floor* »).

Le premier (**fixe**) est rarement adopté car les risques sont importants des deux côtés. Le mécanisme **flottant** se fixe un **prix de marché de référence** et attribue un premium en fonction de la différence entre ce prix de référence et le prix de marché. Les producteurs peuvent alors théoriquement avoir à débourser une somme si le premium est plus élevé que le prix de marché ou percevoir un premium nul, notamment pour les technologies matures.

Le **prix de référence** peut être fixé au pas horaire, ou bien varier de manière mensuelle. Le second cas permet d'avoir une production qui s'intègre mieux sur le marché, mais avec plus de risques pour les producteurs. Ce prix peut également être fixé **ex ante ou bien ex post**, auquel cas, il permet une meilleure adaptation aux conditions du système mais également une moins bonne prévisibilité pour les producteurs, notamment s'ils sont opposés au risque. Dans ce cas ils seraient encouragés à participer davantage aux marchés « *Day-ahead* » et infra-journalier.

A terme, les revenus sont garantis, mais ce sont les transactions financières qui varient en fonction du système retenu.

Le système de premium **flottant** est toutefois celui qui est le plus retenu parmi les états membres de l'Union Européenne. En appliquant des **seuils** et des **plafonds** aux premium, il est possible de compenser les défauts inhérents aux systèmes à premium fixe et flottant, en délivrant un premium fixe si le prix de marché est dans une zone déterminée, et un premium flottant au delà.

Le choix du mécanisme doit également prendre en compte la possibilité de prix de marché négatifs qui peuvent être observés s'il y a une surabondance d'offre. Dans ce cas, les producteurs bénéficiant d'un premium pourraient continuer de produire. La prise en compte de cet effet en adaptant le mécanisme de

premium doit cependant tenir compte de l'effet produit sur le marché infra-journalier, et de la difficulté de prédire les occurrences de prix négatifs[32].

Un mécanisme de premium a par exemple été adopté en Allemagne, sur une base volontaire en 2012. Il est à présent obligatoire depuis Août 2014 pour tous les producteurs dont la capacité installée dépasse 500 kW, et pour les installations dépassant 100kW depuis Janvier 2016.

Les retours semblent indiquer une bonne acceptation de ce système, principalement par les producteurs éoliens et de biomasse. Les risques encourus par ces producteurs se rapprochent également de ceux des producteurs conventionnels, et ne se situent qu'à une échéance mensuelle, tout en étant protégé à moyen et long terme.

Les productions répondent davantage aux signaux du marché. **De nouveaux acteurs, agrégeant les productions de différentes centrales renouvelables, font aussi leur apparition**. De nouveaux produits apparaissent également sur le marché, comme des **produits de très court terme** (15 minutes), permettant d'améliorer la participation des renouvelables au marché, et d'améliorer leur retour d'expérience sur la participation au marché, pavant la voie vers une participation complète.

L'objectif est d'obliger les producteurs renouvelables à prendre en charge une partie du risque et de la responsabilité d'équilibrage du système électrique, et d'améliorer la rentabilité de la production renouvelable, notamment en améliorant ses prévisions. Toutefois cette participation au marché s'accompagne de **coûts** : de transaction, d'équilibrage « *balancing* », de prévision et de planification.

Ces coûts peuvent être pris en compte par le mécanisme de soutien aux nouveaux entrants, qu'il soit fixé administrativement ou par une compétition, et une exemption de l'obligation de participation au marché peut être donnée aux petits producteurs pour lesquels ces coûts seraient trop importants. La transition d'un système de « FIT » à un système de FIP (« *Feed-In-Premium* ») peut se faire en s'appliquant aux nouveaux entrants, mais également aux bénéficiaires du FIT sur une base volontaire.

### Transactions opérées par les marchés de l'électricité

Nous détaillons ici les différents types de transactions opérées par le marché, que nous n'avons pas pris en compte comme facteurs de rémunération pour les productions éoliennes, mais qui constituent des perspectives intéressantes au travail réalisé dans le cadre de cette thèse.

Pour chaque type de transaction, nous commencerons par détailler les objectifs et le fonctionnement du mécanisme en question avant de donner les raisons pour lesquelles nous décidons de ne pas les considérer en tant qu'options possibles pour la rémunération des productions éoliennes.

Rappelons que nous pouvons faire une distinction entre les transactions « *forward* »[33] qui sont conclues avant la livraison des produits échangés (le plus souvent des quantités d'énergie), et celles qui concernent les flux physiques, en temps réel. Nous allons ainsi commencer par donner quelques détails sur les marchés « *forward* » : les « *futures* », le « *Day-ahead* »(décrit dans le chapitre un) et le marché infra-journalier. Le marché en temps réel et les transactions qui ont lieu après les opérations physiques, correspondant au mécanisme d'ajustement sont, elles aussi, décrites dans le chapitre un.

Ensuite, nous abordons les places de marché dont les produits ne se rapportent plus directement à des échanges classiques d'énergie mais servent à assurer la bonne marche du système. Il s'agit des services système mais aussi des mécanismes de capacités, ou encore des adaptations liées à la gestion des contraintes de réseau électrique par le biais du marché.

***Transactions « forward »*** Au sein des produits « *forward* » ayant vocation à organiser à l'avance les opérations du système[34], nous pouvons distinguer deux grands types de transaction, qui portent sur deux types de produits : les produits à terme, ou « *futures* », et les produits « spot », concernant des produits journaliers « *Day-ahead* »(que nous avons déjà décrit dans le chapitre un de cette thèse et que nous ne détaillerons pas ici) ou infra-journaliers.

(a) **Les « *futures* »**

32. Il est à noter que, toujours d'après [65], les prix de marché négatifs ne sont pas du fait des productions renouvelables, mais plutôt d'un manque de flexibilité du système.

33. Contrat standard passé pour la livraison d'une quantité donnée à un prix donné sur une échéance donnée[68].

34. Ces produits sont échangés sur des marchés organisés mais il existe également des transactions réalisées par le biais d'échanges bilatéraux ou via un courtier sous forme de contrats OTC (« Over-The-Counter ») qui répondent à ce même objectif.

L'objectif de ces transactions est de sécuriser une partie des opérations à l'avance afin de se couvrir contre des risques à un horizon proche du temps réel. Ces risques peuvent par exemple prendre la forme d'une variation importante des prix ou de difficultés d'approvisionnement.

Ces transactions portent donc sur des contrats standards passés pour la livraison de volumes déterminés à des prix fixés. Les échéances proposées varient selon les marchés organisés (semaine, mois, trimestre, semestre, année) [68].

Comme l'illustre la figure 1.1, ces transactions représentent une fraction des contrats de long terme comparé aux transactions bilatérales, mais elles représentent tout de même un volume important[35], et une opportunité intéressante de rémunération, surtout si la part de transactions réalisées au sein du marché organisé augmente pour ce type d'opérations.

Bien que la participation à ces échanges soit une source possible de revenus, nous ne la considérons pas comme une source de rémunération pour un producteur éolien dans ce travail, car ses prévisions à long terme sont limitées. Le couplage avec des moyens de stockage, ou d'autres solutions pour s'assurer des niveaux de production suffisants pourraient toutefois être des moyens intéressants de permettre aux productions éoliennes de participer à ces marchés.

Nous pouvons remarquer que dans la mesure où ces transactions peuvent servir à réduire les risques pour les participants au marché, les producteurs renouvelables pourraient en revanche être consommateurs de ces produits.

(b) **Le marché infra-journalier**
A plus court terme, il peut être nécessaire d'introduire de la flexibilité dans la gestion du système pour compléter le « *Day-ahead* » et utiliser des informations encore plus proches du terme (comme les mises à jours de prévisions de production renouvelable ou bien la prise en compte d'une panne par exemple).

Pour ce faire, le marché infra-journalier permet d'effectuer des transactions déterminant de nouvelles opérations le jour-même, une ou plusieurs heures avant l'horizon des opérations physiques.

Comme nous l'avons évoqué plus haut, nous n'incluons pas la participation au marché infra-journalier dans le cadre de cette thèse car nous nous plaçons dans un cadre où les volumes échangés sur le marché infra-journalier ne seraient pas suffisants pour écouler l'ensemble de la production éolienne. La figure 1.1 illustre le fait que ces transactions représentent un volume faible de ventes. Toutefois la participation à cette échéance pourrait être un biais intéressant de complément de rémunération, et un moyen de se donner de la flexibilité pour se couvrir contre les pénalités pour les écarts entre production vendue en « *Day-ahead* » et celle injectée en temps réel, introduits du fait des erreurs de prévision[36].

***Services système*** Le bon fonctionnement du système électrique implique d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande à chaque instant. En cas de panne ou d'écart imprévu par rapport au plan de fonctionnement, il est alors nécessaire de faire appel à la réserve.

Plusieurs niveaux de réserve peuvent être distingués, notamment selon le temps de réponse et l'activation automatique ou manuelle de ces moyens. La Commission de Régulation de l'Energie (CRE) en propose une définition illustrée dans la figure B.7[37] :

— Les systèmes électriques étant organisés en zones synchrones en termes de fréquence, la réserve primaire (« Frequency Containment Reserve » ou FCR dans la figure) est gérée automatiquement au sein

35. Pour l'année 2010, elles représentent un volume de 42TWh, du même ordre de grandeur que le « *Day-ahead* » présenté dans la suite.
36. Les renouvelables allemands participent ainsi aux deux échéances de marché[36].

de chaque zone de fréquence, grâce à l'action des centrales de productions connectées au réseau. En Europe, elle intervient entre 15 et 30 secondes après le déséquilibre et doit pouvoir faire face à la perte des deux plus grandes centrales, soit l'équivalent de 3GW de puissance.

En France, elle est constituée en réservant une partie du potentiel de production d'un ensemble de centrales[37].

Elle est encore gérée dans une large mesure par le biais d'obligations données par le législateur (comme c'est le cas pour la France). Un mécanisme de marché a toutefois été mis en place dans quelques pays : c'est le cas de la Suède, de la Finlande, du Danemark ou de l'Allemagne où une bourse a été mise en place [88].

— La réserve secondaire (« Frequency Restoration Reserve » ou FRR dans la figure) est gérée au niveau national par le pays qui rompt l'équilibre et sert à ramener la fréquence à sa valeur de référence sur la zone considérée, 50 Hz en Europe par exemple. Elle est activée entre 100 et 200 secondes après le déséquilibre.

  L'« European Network of Transmission System Operators for Electricity » (ENTSOE) distingue la réserve secondaire automatique et manuelle[88]. En France, elle est constituée des centrales de plus de 120 MW qui ont l'obligation de réserver une partie de leur puissance pour la partie automatique, mais elle peut également être gérée par un marché organisé. Pour la partie manuelle, la France et la Norvège ont un marché organisé (il correspond au mécanisme d'ajustement), mais les autres pays scandinaves (Danemark, Finlande, Suède) ont une obligation d'approvisionnement.

— La réserve tertiaire (« Replacement Reserve » ou RR dans la figure), est activée manuellement pour reconstituer les réserves primaires et secondaires. Ce mécanisme étant manuel, il peut être l'objet d'une contractualisation de gré à gré ou via un marché organisé. En France, le mécanisme d'ajustement correspond à ce marché organisé (qui intègre donc réserve secondaire et tertiaire), mais une part importante des réserves reste directement gérée de manière bilatérale.

37. Tous les anciens groupes français de plus de 120 MW et tous les nouveaux de plus de 40 MW ont l'obligation de participer à ce mécanisme, hormis les centrales renouvelables.

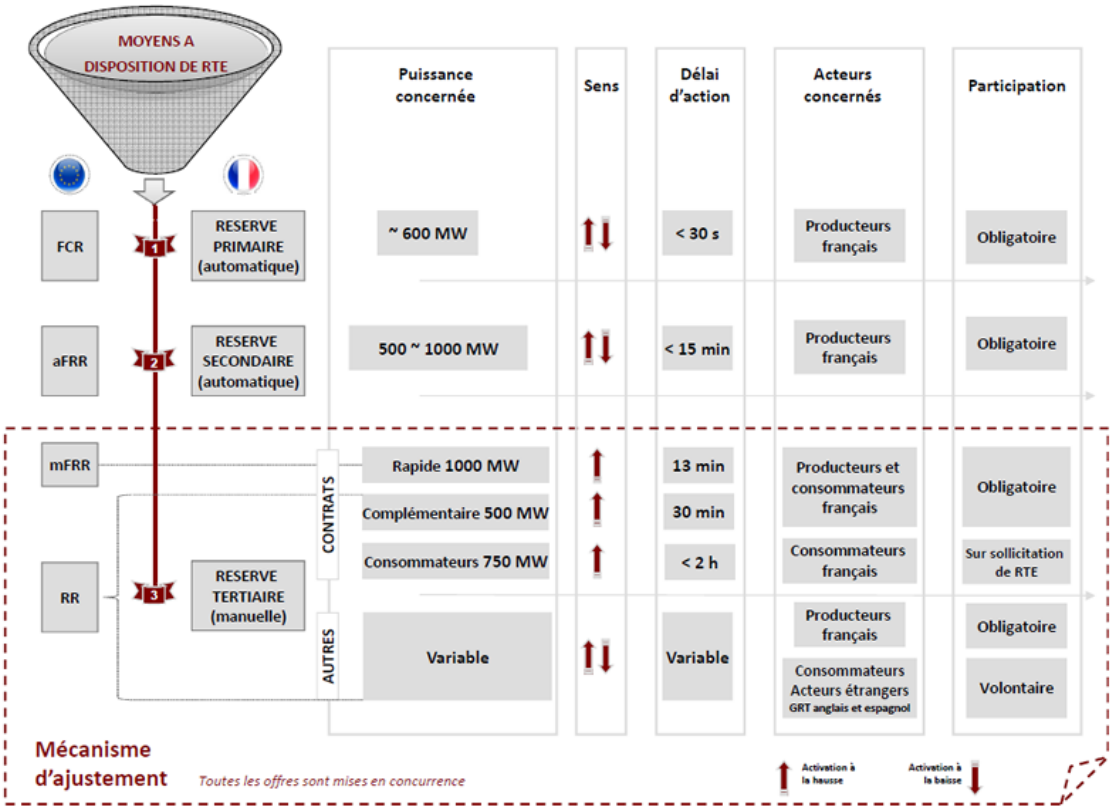



FIGURE B.7 – Illustration du fonctionnement de la réserve en France

Dans une perspective libéralisée, nous pouvons envisager qu'une part importante de ces mécanismes soit gérée par le marché. L'objectif des marchés de services système que nous avons introduits plus haut est donc notamment de mettre à disposition des services de régulation pouvant servir à alimenter la réserve en cas de besoin.

Les modalités de ce fonctionnement par le biais du marché pourront être différentes en fonction du système considéré. Il pourra par exemple s'agir de mettre en place un prix pour la mise à disposition de ces moyens, puis un autre pour leur utilisation si elle a lieu. Le montant perçu pourra aussi varier si ce marché fonctionne en « *pay-as-clear* »[38] ou en « *pay-as-bid* »[39], où chacun est rémunéré en fonction du prix proposé lors du dépôt de ses offres.

A notre connaissance, les productions éoliennes n'ont pas d'obligation de participer à la constitution de réserves pour le moment. Ceci peut s'expliquer par les difficultés pratiques que pouvaient avoir les anciennes générations de centrales à fournir de type de services, par exemple du fait de leur manque d'inertie.

Désormais, les nouvelles générations peuvent fournir certains services au système, comme la provision de réactif pour la gestion des variations de tension[158][40] ou l'émulation d'inertie[125] pour soutenir la réserve primaire. Les possibilités en termes de réglage de fréquences sont par exemple analysées dans [166]. L'analyse des possibilités de fourniture de services système (ou « ancillary services ») par les centrales éoliennes est ainsi l'objet du travail réalisé dans [16]. Il conclut que « *Besides the limitations induced by the stochastic nature of the wind speed, most of the functionalities necessary for delivering the considered AS are either already existing in wind power plants today, or possible to implement, but not used today. From a technical point of view, most of the necessary enhancements are related to communication – which needs to be fast and reliable – and controllers, that need to be developed and/or tuned for delivering the required performances. Regarding reactive power support, where technological limitations were found, they could be overcome using hardware that is available today.* ».

38. Le prix payé à tous correspond au prix demandé pour la dernière offre acceptée comme expliqué dans la partie B.1 de ces annexes.
39. Chacune des offres acceptée est rémunérée en fonction de l'offre qu'elle a déposé.
40. C'est le cas des turbines utilisant le principe de « Double Fed Induction Generator »[70].

Le tableau B.8, illustre ainsi les difficultés principales qui peuvent décourager la fourniture de services système par les productions éoliennes.

| | Manufacturers | Developers |
|---|---|---|
| Frequency control | MECHANICAL / STRUCTURAL DESIGN<br>Mechanical impact of FFR (very fast ramp rates)<br>Fatigue impact on WT beyond certain number of FFR<br>Lack of design feedback on operation beyond certified ranges<br>Influence of rotor speed variations on WT dynamics<br>Redesign / recertification is time consuming<br><br>DESIGN OF CONTROL AND ELECTRICAL SUBSYSTEM<br>Design of control systems and reliable communications between WF controller and all WTs<br>Higher rating of auxiliary electrical/electronic systems<br>Limitations of WT control and actuation systems<br><br>CONTROL METHODS AND STRATEGIES<br>Accurate estimation of available power (WT and WPP)<br>df/dt: Accurate measuring and producing reference signal<br>Dealing with uncertainty of forecast<br><br>GENERAL<br>Providing the solutions in a cost effective way | PLANNING<br>Limited availability of the FFR functionality from manufacturers<br>Availability of very large wind turbines providing fast ramping<br><br>OPERATION<br>WTs operating outside design (certified) range<br>Communication with TSO / obtaining right setpoints from TSO<br>Achieve frequency control in a cost effective way<br><br>WIND FARM CONTROL<br>Develop WF controller strategies, with varying conditions at the individual WTs.<br>Implementing forecasts |
| Voltage | DESIGN OF CONTROL AND ELECTRICAL SUBSYSTEM<br>Design limitations of the converter<br>Design of auxiliary equipment for over and under-voltages<br><br>CONTROL METHODS AND STRATEGIEs<br>Voltage stability, avoiding hunting phenomena and oscillations<br>Correct plant FRCI response with respect to grid fault clearance, for example also avoiding over-voltages<br>Parallel operation of plants in voltage control mode<br>Symmetric voltage support, provision of negative currents<br><br>GENERAL<br>Provide the solutions in a cost effective way | PLANNING<br>Availability of wind turbines in the market with capability to provide SSVC /PQ without external additional equipment<br>Complexity of FCRI according TSO specs with actual technology<br><br>WIND FARM CONTROL<br>Combined control of WTs and external solutions<br>Uncertainty about control behaviour of WT outside+/-5% of U rated<br><br>GENERAL<br>Achieve enhanced PQ in a cost effective way |

FIGURE B.8 – Difficultés pour la fourniture de services système par la production éolienne [16]

Dans ce contexte, on peut s'attendre à ce que l'exemption d'obligation de participation à ces mécanismes finisse par être levée. Il est aussi envisageable que dans la lignée du développement du marché de l'électricité, les transactions de service système se développent et deviennent un biais intéressant de rémunération. Nous pouvons remarquer dans la figure 1.1, que le volume échangé sur le mécanisme d'ajustement peut être plus important que celui échangé sur l'infra-journalier, et donc représenter une opportunité plus

intéressante de rémunération.

Dans ce travail, nous ne prendrons pas en compte de participation au marché de services système.

***Mécanismes de capacité*** Dans un contexte libéralisé, la rémunération des moyens de pointe[41] est parfois considérée comme problématique du fait du faible nombre d'heures pour lesquelles elles sont rétribuées. En effet, comme abordé dans la partie (c) de ces annexes, la théorie prévoie que ces acteurs se rémunèrent sur les heures de l'année où le prix est supérieur à leur coût marginal, qui sont peu nombreuses. Se basant sur ces arguments, les moyens de pointe mettent en avant l'existence de plafonds de prix présents sur certains marchés qui les empêcheraient d'atteindre une rémunération suffisante.

Ces plafonds pourraient correspondre aux heures de défaillance, et la rémunération associée, au coût de l'énergie non consommée, qui est fixée a priori en estimant la valeur d'un délestage. Le prix de l'énergie non distribuée constitue alors un prix maximum pour le marché. En France, il est d'environ 26€/kWh pour les coupures longues (plus de 3 minutes), et d'un peu plus de 3 €/kW pour les coupures brèves (moins de trois minutes), ou les creux de tension [145].

Ce manque à gagner peut poser problème d'autant qu'en France par exemple, la demande en pointe augmente chaque année et un manque en capacité de pointe (pour respecter les niveaux réglementaires de risque de défaillance) est envisagé[18].

Une solution proposée est d'apporter un complément de rémunération aux producteurs en développant des mécanismes dits de capacité pour encourager l'investissement dans les moyens de pointe. Ces mécanismes sont généralement de deux types : une rémunération fixée par quantité de capacité mise à disposition ou construite, ou bien un objectif de capacité à atteindre, réparti entre les acteurs (pouvant donner lieu à un marché d'échange d'obligations de capacité par exemple).

Bien que le mécanisme généralement reconnu comme le meilleur soit l'obligation de capacité, les retours d'expériences américaines évoqués dans l'article [79] montrent qu'il n'est pas suffisant et un mécanisme de bouclage est donc proposé pour résoudre les problèmes liés à la planification de la capacité nécessaire, comme des adaptations sont souvent nécessaires après coup. En France, les producteurs avaient jusqu'au 15 octobre 2015 et les opérateurs d'effacement jusqu'au 31 octobre 2016 pour déclarer les capacités mises à disposition en 2017 pour se voir délivrer des certificats de capacité[7].

Quoique ces mécanismes puissent constituer une source intéressante de rémunération pour un producteur d'électricité, nous ne traiterons pas la participation du producteur éolien à ce type de transactions car ce marché nous semble en être encore à ses balbutiements, et la possibilité de fournir de la puissance en période de pointe nous semble limitée pour les productions éoliennes.

### Dates importantes pour la réglementation de la production éolienne en France

Nous présentons ici un résumé des principaux faits marquants pour la réglementation des centrales éoliennes en France, qu'ils portent sur des lois concernant l'énergie ou l'aménagement du territoire[20], ainsi que les puissances éoliennes installées correspondantes[8].

Les évènements internationaux sont notés en gras.

41. Il s'agit des moyens fournissant de hauts niveaux de puissance quelques heures dans l'année.

| Évènement | Date | Puissance installée (MW) |
|---|---|---|
| Promulgation de la loi relative à l'aménagement, la protection et la mise en valeur du littoral. La loi fait obligation d'implanter les éoliennes en continuité de l'urbanisation | 1986 | - |
| Lancement du programme « Éole 2005 » pour la promotion de l'énergie éolienne. Il fixe pour objectif l'installation de 250 à 500 MW de puissance éolienne à l'horizon 2005 | 1996 | - |
| **Signature du Protocole de Kyoto** (entré en vigueur en 2005) | 1997 | - |
| • Le « livre blanc »fixe les premiers objectifs en matière de renouvelables : passer de 5.4% 12% de la consommation brute fournie par la production renouvelable<br>• **Signature du Protocole Kyoto pour la Communauté européenne** - engagement pour une réduction de 8% des GES entre 1990 et 2008-2012 | 1998 | - |
| • Promulgation de la loi relative à la modernisation et au développement du service public. Elle met fin au programme Éole 2005 et engage EDF et les distributeurs non nationalisés à racheter l'électricité entre autre aux « *installations qui utilisent l'énergie mécanique du vent implantées dans le périmètre d'une zone de développement de l'éolien* »<br>• Publication d'un décret fixant la puissance maximale des installations bénéficiant d'un tarif de rachat de l'électricité | 2000 | |
| Publication d'un arrêté fixant les conditions d'achat par EDF de l'électricité éolienne (environ 3 fois le prix de revient moyen des autres sources) | 2001 | - |
| • Promulgation de la loi de « Contribution au service public de l'électricité » (CSPE) pour compenser les charges telles que tarifs sociaux, péréquation tarifaire : « tarif timbre poste », tarifs de rachat pour les particuliers ou opérateurs privés producteurs d'énergie renouvelable ou de cogénération<br>• Promulgation de la loi urbanisme et habitat : création du « schéma régional éolien » (qui n'ont qu'une valeur indicative) et les éoliennes de plus de 12 mètres sont soumises à l'obtention d'un permis de construire | 2003 | - |
| Publication du rapport Burette sur l'impact visuel des éoliennes | 2004 | - |
| Promulgation de la loi fixant les orientations de la politique énergétique. Création de « Zones de développement éolien » (ZED). Seules les centrales qui y sont implantées peuvent bénéficier de tarifs de rachat et les centrales de plus de 50m devront être soumises à des études d'impact. Formulation d'un objectif de production de 10% des besoins énergétiques français à partir de sources d'énergie d'origine renouvelables à l'horizon 2010, et d'une production intérieure d'électricité d'origine renouvelable de 21% de la consommation en 2010. Extension prévue du parc à 13,5 GW d'ici 2010 et à 17GW en 2015 | 2005 | 600 |
| • Recommandation de l'Académie nationale de médecine de respecter une distance de 1500m aux habitations pour les centrales de plus de 2,5MWh<br>• Rapport de Bataille et Birraux estimant que l'éolien n'est pas en mesure d'assurer une part importante de la production mais qu'il peut avoir une importance locale<br>• Publication d'un arrêté améliorant les conditions d'achat d'électricité éolienne, contre l'avis de la Commission de régulation de l'Energie (CRE)<br>• Décrêt relatif à la lutte contre les bruits de voisinage régissant également les émissions sonores des éoliennes | 2006 | 1300 |
| • Le conseil des Ministres de l'énergie des 27 pays de l'Union européenne fixe à l'unanimité l'objectif de **20% d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique globale** en 2020<br>• Grenelle de l'environnement- 500 éoliennes par an prévues pour atteindre 25 GW en 2020 | 2007 | 2460 |

TABLE B.4 – Principales dates pour l'éolien français

| Évènement | Date | Puissance installée (MW) |
|---|---|---|
| • Publication d'un rapport de Agence Française de sécurité sanitaire, de l'environnement et du travail(AFFSET) récusant toute distance minimale vis-à-vis des habitations<br>• Publication d'un arrêté renouvelant le tarif d'achat après annulation du précédent en août 2008 par le Conseil d'État<br>• Adoption du **Paquet « Energie-Climat »** :fixant pour 2020 un objectif de réduction des GES européens de 20% et 20% d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique européenne (23% pour la France) | 2008 | 3300 |
| • **Directive 2009/28/CE du Parlement Européen et du Conseil relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables**<br>• Promulgation de programmation de la mise en oeuvre du Grenelle de l'environnement (dite Loi Grenelle I) qui matérialise les engagements français dans l'éolien avec un objectif d'augmentation de 20 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) d'énergies renouvelables d'ici 2020 dont 3,4 pour l'éolien terrestre et 1,4 pour l'éolien offshore. Ce scénario correspond à un total de 19 000 MW sur terre et à 6 000 MW sur mer, soit l'équivalent de près de 9 000 éoliennes au total (ce qui suppose d'installer quelque 700 éoliennes par an). | 2009 | 4400 |
| • En 2010, la distance de 500 mètres est imposée et les émissions sonores des parcs éoliens sont soumises à la réglementation des bruits de voisinage (décret du 18 avril 1995 et circulaire du 27 février 1996). L'émergence maximale tolérée, quelle que soit l'origine du bruit, est de 3 décibels la nuit et de 5 décibels le jour à l'extérieur.<br>• Promulgation de la loi portant engagement national pour l'environnement (JO du 13), dite Loi Grenelle 2. Cette loi durcit les conditions d'installation des éoliennes, désormais classées dans la réglementation Installation classée pour la protection de l'environnement (ICPE) qui interdit l'installation de parcs à moins de 500 mètres des habitations. Elle prévoit, par ailleurs l'obligation de constituer une unité de production d'au moins cinq éoliennes pour éviter la dispersion des fermes éoliennes sur le territoire. Le texte introduit de nouveaux critères pour la mise en place des zones de développement de l'éolien terrestre (ZDET) : la préservation de la sécurité publique, les paysages, la biodiversité, les monuments historiques ou encore les sites protégés. Enfin, des schémas régionaux de développement des énergies renouvelables définissent les zones géographiques favorables à la construction de parc. La loi modifie également la loi littoral car les contraintes de la loi littoral pouvait aboutir à l'interdiction d'implantations d'éoliennes offshore (désormais « *cette interdiction ne s'applique pas aux constructions ou installations nécessaires à des services publics ou à des activités économiques exigeant la proximité immédiate de l'eau, et notamment aux ouvrages de raccordement aux réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité des installations marines utilisant les énergies renouvelables* »)<br>• La directive 2001/77/EC fixe un objectif de pousser la part de d'électricité d'origine renouvelable à 21% en 2010. | 2010 | 5600 |
| Rapport de la Cour des comptes sur la contribution au service public de l'électricité (CSPE) qui recommande notamment de réexaminer le financement du soutien au développement des énergies renouvelables et des autres charges de service public de l'électricité par le consommateur d'énergie | 2011 | 6640 |

TABLE B.5 – Principales dates pour l'éolien français

| Évènement | Date | Puissance installée (MW) |
|---|---|---|
| • Publication d'un arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent situées dans des zones particulièrement exposées au risque cyclonique et disposant d'un dispositif de prévision et de lissage de la production.<br>• Promulgation de la loi visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes (dite Loi Brottes). Cette loi supprime les zones de développement de l'éolien (ZDE) et le seuil minimum de cinq mâts pour la construction d'éoliennes. Ce sont désormais les Schémas Régionaux Éoliens (SRE) qui constituent l'outil de planification géographique des implantations éoliennes. Par ailleurs, le texte établit une dérogation pour les DOM à la loi littoral. La loi prévoyait, avant cette dérogation, que la construction d'éoliennes ne pouvait s'effectuer qu'en continuité avec des zones déjà urbanisées. Dans les DOM, cette réglementation constituait ainsi un obstacle à l'extension de la filière.<br>• **La Cour de justice européenne (CJUE) considère que le système de rachat de l'électricité d'origine éolienne tel qu'il est organisé en France est un avantage accordé au moyen de ressources d'Etat au bénéfice des industriels de l'électricité éolienne contraire au règlement du marché européen**. | 2013 | 8140 |
| • Le Conseil d'État annule l'arrêté du 17 novembre 2008 sur l'obligation d'achat de l'électricité à un tarif préférentiel, suite à la décision de la CJUE.<br>• Arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations éoliennes à terre. Cet arrêté a été publié au Journal officiel le 1er juillet 2014. Les nouveaux projets éoliens pourront ainsi disposer des mêmes conditions de rentabilité. La Commission européenne, par une décision du 27 mars 2014, avait validé le dispositif en concluant que « *[le] régime français octroyant un soutien à la production d'électricité à partir d'éoliennes terrestres était compatible avec les règles de l'UE en matière d'aides d'État* ». La CRE (Commission de régulation de l'Énergie) rendait en revanche un avis défavorable à l'utilisation de ce tarif pour les nouvelles installations[9].<br>• Présentation en Conseil des ministres du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte. Le texte vise notamment à favoriser le développement des énergies renouvelables (dont l'éolien et en particulier l'éolien en mer). | 2014 | 9100 |

TABLE B.6 – Principales dates pour l'éolien français

**Matières premières**

Comme il n'est jamais bon d'être endetté, j'honore ici mon pari perdu auprès de Daria, ma fantastique et fantasque coloc italienne. A présent, non seulement cette femme de lettres et de bédés collectionne, conserve et transmet des œuvres littéraires, mais elle apparait littéralement dans pas moins de deux manuscrits dont quelques personnes (mais pas leur auteur.ice.s) vantent la postérité !
L'objet du pari étant de parler de blé suite à un régime réussi, j'ai considéré d'évoquer les risques de la consommation de gluten (risque qu'ignorant.e.s malavisé.e.s nous méprisions et pour lesquels, une fois de plus, Daria nous a montré toute l'étendue de sa sagesse). Autant donner une utilité à ce texte après tout ! Toutefois, pour éviter des suites juridiques, je vous encourage simplement très fortement à lire « Le charme discret de l'intestin » de G. Enders, doctorante de son état, et vous livre simplement une recette de pâte à crêpes (vegane s'il-vous-plait !), car après tout, il faut savoir vivre dangereusement.
Pour 15 crêpes, vous aurez donc besoin de 70 cl de lait d'avoine, 1 cuillère à soupe de sucre de canne ou 1 grosse pincée de sel, 3 cuillères à soupe bombées de fécule de maïs, 1 cuillère à soupe d'huile de tournesol. Mélanger dans un saladier la farine, la fécule et le sucre/sel. Verser l'huile, puis incorporer progressivement le lait d'avoine en fouettant. Le reste est dans le coup de main et la poêle anti-adhésive ! Bon appétit !

# Annexe C

# Annexes du Chapitre 2

## C.1 Calcul pour l'estimation du revenu des producteurs éoliens

Dans cette partie, nous fournissons un détail du calcul permettant de faire apparaitre dans le terme de revenu correspondant aux opérations menées en « *Day-ahead* », la production moyenne vendue et le prix moyen pour ce marché. Ensuite, nous fournissons un détail du calcul permettant de faire apparaitre la moyenne des erreurs positives et le montant moyen pour les écarts positifs d'une part, et la moyenne des erreurs négatives et le montant moyen pour les écarts négatifs d'autre part. Ce calcul est ensuite utilisé dans 2.4.1.

**Calcul pour le terme de revenu pour les opérations en « *Day-ahead* »**

Pour la partie « *Day-ahead* », nous pouvons écrire la relation suivante :

$$\begin{aligned} cov(\lambda_{DA}^t, P_{DA}^t) &= \frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}(\lambda_{DA}^t - \overline{\lambda_{DA}})(P_{DA}^t - \overline{P_{DA}}) \\ &= \frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}\lambda_{DA}^t P_{DA}^t - \frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}\lambda_{DA}^t\overline{P_{DA}} - \frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}\overline{\lambda_{DA}}P_{DA}^t + \overline{\lambda_{DA}}P_{DA}^t \end{aligned} \tag{C.1}$$

en notant $cov(x, y)$ la covariance de $\{x, y\}$ et $\overline{x}$, la moyenne dans le temps de la variable $x$ :

$$\overline{x} = \frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T} x^t \tag{C.2}$$

En annulant les deux derniers termes de (C.1), nous en déduisons que la somme du montant des ventes pour l'ensemble des pas de temps vaut :

$$\frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}\lambda_{DA}^t P_{DA}^t = cov(\lambda_{DA}^t, P_{DA}^t) + \overline{\lambda_{DA}P_{DA}} \tag{C.3}$$

**Calcul pour le terme de pénalité**

Pour la partie temps réel, nous pouvons écrire les relations suivantes respectivement pour la gestion des écarts à la hausse et à la baisse :

$$cov(\lambda_{RT}^{t+}, e^{t+}) = \frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}(\lambda_{RT}^{t+} - \overline{\lambda_{RT}^{+}})(e^{t+} - \overline{e^{+}}) = \frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}\lambda_{RT}^{t+}e^{t+} - \frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}\lambda_{RT}^{t+}\overline{e^{+}} - \frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}\overline{\lambda_{RT}^{+}}e^{t+} + \overline{\lambda_{RT}^{+}}.\overline{e^{t+}} \tag{C.4}$$

et

$$cov(\lambda_{RT}^{t-}, e^{t-}) = \frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}(\lambda_{RT}^{t-} - \overline{\lambda_{RT}^{-}})(e^{t-} - \overline{e^{-}}) = \frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}\lambda_{RT}^{t-}e^{t-} - \frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}\lambda_{RT}^{t-}\overline{e^{-}} - \frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}\overline{\lambda_{RT}^{-}}e^{t-} + \overline{\lambda_{RT}}.\overline{e^{t-}} \tag{C.5}$$

En annulant les deux derniers termes de (C.4) et (C.5), nous en déduisons que la somme du montant des pénalités pour les écarts à la hausse et à la baisse vaut respectivement :

$$\frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}\lambda_{RT}^{t+}e^{t+} = cov(\lambda_{RT}^{t+}, e^{t+}) + \overline{\lambda_{RT}^{+}}\overline{e^{+}} \tag{C.6}$$

et

$$\frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}\lambda_{RT}^{t-}e^{t-} = cov(\lambda_{RT}^{t-}, e^{t-}) + \overline{\lambda_{RT}^{-}}\overline{e^{-}} \tag{C.7}$$

## C.2 Calcul pour l'estimation du rôle du facteur de charge dans la formation du revenu des producteurs éoliens

Nous notons $r$, le coefficient de régression linéaire entre le revenu et le facteur de charge en considérant les valeurs obtenues sur la même période pour des centrales différentes, $CF$ et $NMAE$, respectivement les vecteurs de facteur de charge moyen et d'erreur absolue normalisée pour les différents sites, sur la période considérée, $\overline{\lambda}$ et $\widehat{\lambda_{RT}}$, respectivement le prix moyen en « *Day-ahead* » et en temps réel sur la période considérée, et $Rev$ le revenu perçu pour la période considérée, nous obtenons :

$$\begin{aligned}
r^2 &= \frac{cov(CF, Rev)^2}{var(CF)var(Rev)} \\
&= \frac{cov(CF, Rev)^2/\sigma_{CF}^2}{var(Rev)} \\
&= \frac{cov(CF, \overline{\lambda}CF + \widehat{\lambda_{RT}}NMAE)^2/\sigma_{CF}^2}{var(Rev)} \\
&= \frac{[(\overline{\lambda}var(CF) + \widehat{\lambda_{RT}}cov(CF, NMAE))/\sigma_{CF}]^2}{var(Rev)} \\
&= \frac{(\overline{\lambda}\sigma_{CF} + cov(CF, NMAE)\widehat{\lambda_{RT}}/\sigma_{CF})^2}{var(Rev)}
\end{aligned} \tag{C.8}$$

en notant $cov(x, y)$ la covariance entre les variables $x$ et $y$, $var(x)$ la variance de la variable $x$, $\sigma_x$, l'écart type de la variable $x$, et en utilisant la relation suivante basée sur (2.18) :

$$Rev = \overline{\lambda}CF + \widehat{\lambda_{RT}}NMAE \tag{C.9}$$

or, d'après (C.9),

$$\begin{aligned}
var(Rev) =& var(\overline{\lambda}CF + \widehat{\lambda_{RT}}NMAE) \\
=& \overline{\lambda}^2 var(CF) + \widehat{\lambda_{RT}}^2 var(NMAE) + 2\overline{\lambda}\widehat{\lambda_{RT}}cov(CF, NMAE)
\end{aligned} \tag{C.10}$$

d'où

$$\begin{aligned}
r^2 &= \frac{(\overline{\lambda}\sigma_{CF} + cov(CF, NMAE)\widehat{\lambda_{RT}}/\sigma_{CF})^2}{\overline{\lambda}^2 var(CF) + \widehat{\lambda_{RT}}^2 var(NMAE) + 2\overline{\lambda}\widehat{\lambda_{RT}}cov(CF, NMAE)} \\
&= \frac{\sigma_{CF}^2\overline{\lambda}^2[1 + \frac{cov(CF,NMAE)}{\sigma_{CF}\sigma_{NMAE}}\frac{\widehat{\lambda_{RT}}}{\overline{\lambda}}\frac{\sigma_{NMAE}}{\sigma_{CF}}]^2}{\sigma_{CF}^2\overline{\lambda}^2[1 + (\frac{\widehat{\lambda_{RT}}}{\overline{\lambda}})^2(\frac{\sigma_{NMAE}}{\sigma_{CF}})^2 + 2\frac{\widehat{\lambda_{RT}}}{\overline{\lambda}}\frac{\sigma_{NMAE}}{\sigma_{CF}}\frac{cov(CF,NMAE)}{\sigma_{CF}\sigma_{NMAE}}]} \\
&= \frac{[1 + \frac{cov(CF,NMAE)}{\sigma_{CF}\sigma_{NMAE}}\frac{\widehat{\lambda_{RT}}}{\overline{\lambda}}\frac{\sigma_{NMAE}}{\sigma_{CF}}]^2}{[1 + (\frac{\widehat{\lambda_{RT}}}{\overline{\lambda}})^2(\frac{\sigma_{NMAE}}{\sigma_{CF}})^2 + 2\frac{\widehat{\lambda_{RT}}}{\overline{\lambda}}\frac{\sigma_{NMAE}}{\sigma_{CF}}\frac{cov(CF,NMAE)}{\sigma_{CF}\sigma_{NMAE}}]}
\end{aligned} \tag{C.11}$$

Ensuite, en introduisant les notations suivantes :

$$\alpha = \frac{cov(CF, NMAE)}{\sigma_{CF}\sigma_{NMAE}} \tag{C.12}$$

$$X = \frac{\widehat{\lambda_{RT}}}{\overline{\lambda}} \tag{C.13}$$

$$Y = \frac{\sigma_{NMAE}}{\sigma_{CF}} \tag{C.14}$$

Nous obtenons :

$$\begin{aligned} r^2 &= \frac{[1+\alpha XY]^2}{1+X^2Y^2+2XY\alpha} \\ &= \frac{1+2\alpha XY+\alpha^2X^2Y^2}{1+X^2Y^2+2XY\alpha} \\ &= 1+\frac{(\alpha^2-1)X^2Y^2}{1+X^2Y^2+2XY\alpha} \end{aligned} \tag{C.15}$$

# Annexe D

# Annexes du Chapitre 3

Dans cette partie, nous commençons par fournir des détails sur les éléments de théorie mathématique utilisés dans le chapitre trois. Ensuite, nous complétons le calcul pour le passage du problème d'investissement initial à la forme à laquelle la décomposition de Benders sera appliquée.

## D.1 Méthodes mathématiques utilisées dans notre travail

**Conditions de Karush-Kuhn-Tucker**

Si un problème est convexe, les conditions de Karush-Kuhn-Tucker [103, 138, 101] sont des conditions suffisantes d'optimalité. Elles sont également nécessaires si le problème répond à une qualification des contraintes (conditions de régularité).

Ainsi, lorsqu'un problème d'optimisation se présente sous la forme (3A), il peut être remplacé par un certain nombre d'équations que sa solution doit satisfaire, et cette solution sera un optimum global[1]. Comme auparavant, nous notons les variables duales séparées des contraintes auxquelles elles sont associées par deux points.

$$\underset{\boldsymbol{x}\in\mathbb{R}^n_+,\boldsymbol{\lambda}\in\mathbb{R}^q_+}{min} \boldsymbol{c}'\boldsymbol{x} \tag{3A}$$

tel que

$$a\boldsymbol{x} \geq \boldsymbol{b} : (\boldsymbol{\lambda}) \tag{3B}$$

où $\boldsymbol{c} \in \mathbb{R}^n_+, a \in \mathbb{R}^q \times \mathbb{R}^n, \boldsymbol{b} \in \mathbb{R}^q$

Les conditions équivalentes de ce problème d'optimisation sont :

$$\forall i \in [\![1:n]\!], \frac{\partial L(\boldsymbol{x},\boldsymbol{\lambda})}{\partial x^i} = 0 \tag{3C}$$

$$(a\boldsymbol{x} - \boldsymbol{b})'\boldsymbol{\lambda} \geq 0 \tag{3D}$$

$$\boldsymbol{x} \in \mathbb{R}^n_+, \boldsymbol{\lambda} \in \mathbb{R}^q_+ \tag{3E}$$

où :

$$L(\boldsymbol{x},\boldsymbol{\lambda}) = \boldsymbol{c}'\boldsymbol{x} - (a\boldsymbol{x} - \boldsymbol{b})'\boldsymbol{\lambda} \tag{3F}$$

est le lagrangien de la fonction objectif.

**Théorème de dualité forte**

Le théorème de dualité forte [96, 62] utilisé dans [149] indique que pour un problème convexe, le saut de dualité est nul, autrement dit le problème primal est égal au problème dual en la solution.

Ainsi, si nous avons un problème primal :

1. Il est à noter que dans le cadre de notre problème, nous n'obtenons pas un problème parfaitement convexe.

$$\min_{\boldsymbol{x}\in\mathbb{R}_+^n,\boldsymbol{\lambda}\in\mathbb{R}_+^q} \boldsymbol{c}'\boldsymbol{x} \tag{4A}$$

$$a\boldsymbol{x} \geq \boldsymbol{b} - F(\boldsymbol{y}) : (\boldsymbol{\lambda}) \tag{4B}$$

son dual s'écrira de la manière suivante :

$$\max_{\boldsymbol{\lambda}\in\mathbb{R}_+^q} (\boldsymbol{b} - F(\boldsymbol{y}))'\boldsymbol{\lambda} \tag{4C}$$

$$\boldsymbol{c} \geq a'\boldsymbol{\lambda} \tag{4D}$$

où $\boldsymbol{c} \in \mathbb{R}_+^n, a \in \mathbb{R}^q \times \mathbb{R}^n, \boldsymbol{b} \in \mathbb{R}^q, F(\boldsymbol{y}) \in \mathbb{R}, \boldsymbol{b} \in \mathbb{R}^q$

et si $\{\boldsymbol{x}^*, \boldsymbol{\lambda}^*\}$ est solution, nous avons :

$$\boldsymbol{c}'\boldsymbol{x}^* = (\boldsymbol{b} - F(\boldsymbol{y}^*))'\boldsymbol{\lambda}^* \tag{4E}$$

**Transformation de Fortuny-Amat**

La transformation de Fortuny-Amat expliquée dans [78] implique de trouver une valeur de $M \in \mathbb{R}$ suffisamment grande pour pouvoir remplacer

$$x.y = 0 \tag{5A}$$
$$x, y \in \mathbb{R}_+$$

par

$$x \leq M(1-\omega) \tag{5B}$$
$$y \leq M\omega$$
$$\omega \in \{0, 1\}$$
$$x, y \in \mathbb{R}_+$$

## D.2 Transformation du problème initial - suite et fin

Nous détaillons ici comment nous passons du problème initial non-linéaire et multi-niveaux, après avoir introduit un ratio de disponibilité en « *Day-ahead* » $\beta$ pour rendre indépendants les deux échéances du problème de marché, à une forme du problème que nous puissions implémenter et résoudre à l'aide d'un solveur disponible sur le marché en utilisant des algorithmes du même type que ceux utilisés dans [54, 56, 52, 53]. Nous abordons ici le complément de la section 3.4 du chapitre trois.

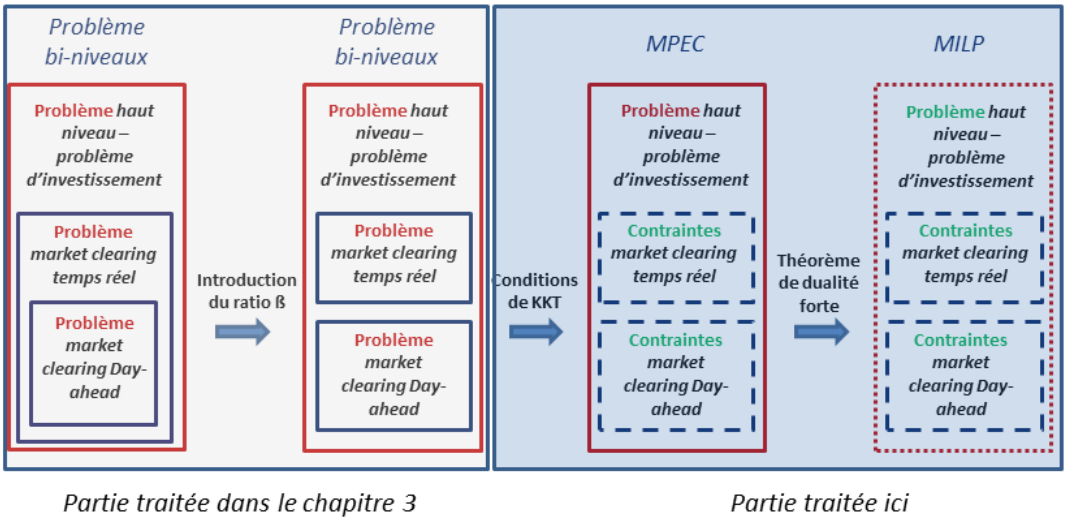



FIGURE D.1 – Processus aboutissant au problème utilisé dans la section 3.5 du chapitre trois

Nous allons maintenant voir que l'utilisation de leurs conditions de Karush-Kuhn-Tucker permet de s'affranchir du caractère multi-niveaux du problème d'investissement. Ensuite, l'utilisation du théorème de dualité forte permet de linéariser la fonction objectif comme nous allons le détailler, nous permettant d'obtenir un problème MILP (« *Mixed Integer Linear Programming* ») qui sera décomposé.

### Étape de transformation du problème de marché - Conditions de Karush-Kuhn-Tucker

Les deux échéances du problème de marché sont remplacées par leurs conditions de Karush-Kuhn-Tucker, dans la mesure où les deux problèmes sont convexes. Nous commençons par décrire les équations de Karush-Kuhn-Tucker qui remplacent le problème de marché « *Day-ahead* », puis nous écrirons celles qui remplacent le marché temps réel.

### Transformation du problème « *Day-ahead* »

Nous cherchons à remplacer le problème

$$\begin{gathered}(3.20)\\(3.21)\ (3.22)\ (3.27)\ (3.24)\ (3.25)\ (3.26)\end{gathered}$$

par un ensemble de conditions équivalentes à sa solution. Tout d'abord, les contraintes d'égalité sont conservées :

$$(3.21),(3.22),(3.26)$$

Ensuite, nous écrivons les conditions de premier ordre : la dérivée du Lagrangien de la fonction objectif, selon chaque variable d'optimisation du problème de marché pour l'échéance considérée, est nulle :

Dérivée selon $g_{DA}^{i\omega t}$ :

$$c^i - \lambda_{DA}^{n(i)\omega t} - \Psi_{DAmin}^{i\omega t} + \Psi_{DAmax}^{i\omega t} = 0, \forall i \in \Psi \tag{D.1}$$

Dérivée selon $f_{DA}^{k\omega t}$ :

$$\lambda_{DA}^{o(k)\omega t} - \lambda_{DA}^{r(k)\omega t} - \Phi_{DA}^{k\omega t} - \Phi_{DAmin}^{k\omega t} + \Phi_{DAmax}^{k\omega t} = 0, \forall k \tag{D.2}$$

Dérivée selon $\delta^{n\omega t}$ :

$$\sum_{k|o(k)=n} B^k.\Phi_{DA}^{k\omega t} - \sum_{k|r(k)=n} B^k.\Phi_{DA}^{k\omega t} - \xi_{DAmin}^{n\omega t} + \xi_{DAmax}^{n\omega t} = 0, \forall n \setminus N_{ref} \tag{D.3}$$

Dérivée selon $\delta^{N_{ref}\omega t}$ :

$$\sum_{k|o(k)=n} B^k.\Phi_{DA}^{k\omega t} - \sum_{k|r(k)=n} B^k.\Phi_{DA}^{k\omega t} - \chi_{DA}^{\omega t} = 0, n = N_{ref} \tag{D.4}$$

Nous écrivons ensuite les contraintes de bornes sur les variables d'optimisation, les variables duales associées aux contraintes d'inégalité devant être positives (contraintes de positivité) :

$\forall k$

$$f_{DA}^{k\omega t} + f_{max}^{k}.\beta \geq 0 \tag{D.5}$$

$$\Phi_{DAmin}^{k\omega t} \geq 0 \tag{D.6}$$

$$f_{max}^{k}.\beta - f_{DA}^{k\omega t} \geq 0 \tag{D.7}$$

$$\Phi_{DAmax}^{k\omega t} \geq 0 \tag{D.8}$$

$\forall i \in \Psi$

$$g_{DA}^{i\omega t} \geq 0 \tag{D.9}$$

$$\Psi_{DAmin}^{i\omega t} \geq 0 \tag{D.10}$$

$$g_{maxDA}^{i} - g_{DA}^{i\omega t} \geq 0 \tag{D.11}$$

$$\Psi_{DAmax}^{i\omega t} \geq 0 \tag{D.12}$$

$\forall n \setminus N_{ref}$

$$\delta_{DA}^{n\omega t} + \pi \geq 0 \tag{D.13}$$

$$\xi_{DAmin}^{n\omega t} \geq 0 \tag{D.14}$$

$$\pi - \delta_{DA}^{n\omega t} \geq 0 \tag{D.15}$$

$$\xi_{DAmax}^{n\omega t} \geq 0 \tag{D.16}$$

Puis nous ajoutons les conditions de relâchement supplémentaires :

$$(f_{DA}^{k\omega t} + f_{max}^{k}.\beta).\Phi_{DAmin}^{k\omega t} = 0 \tag{D.17}$$

$$(f_{max}^{k}.\beta - f_{DA}^{k\omega t}).\Phi_{DAmax}^{k\omega t} = 0 \tag{D.18}$$

$$g_{DA}^{i\omega t}.\Psi_{DAmin}^{i\omega t} = 0 \tag{D.19}$$

$$(g_{maxDA}^{i} - g_{DA}^{i\omega t}).\Psi_{DAmax}^{i\omega t} = 0 \tag{D.20}$$

$$(\delta_{DA}^{n\omega t} + \pi).\xi_{DAmin}^{n\omega t} = 0 \tag{D.21}$$

$$(\pi - \delta_{DA}^{n\omega t}).\xi_{DAmax}^{n\omega t} = 0 \tag{D.22}$$

**Transformation du problème en temps réel**

Nous cherchons à remplacer le problème

$$\begin{gathered}(3.28)\\(3.29)\ (3.30)\ (3.14),(3.16),(3.17),(3.18),(3.19)\end{gathered}$$

par un ensemble de conditions équivalentes à sa solution. Tout d'abord les contraintes d'égalité sont conservées :

$$(3.14),(3.19),(3.29)$$

Ensuite, nous écrivons les conditions de premier ordre : il s'agit d'écrire que la dérivée du Lagrangien de la fonction objectif selon chaque variable d'optimisation du problème de marché pour l'échéance considérée est nulle :

Dérivée selon $R^{j\omega t}$ :

$$c^j - \lambda_{RT}^{n(j)\omega t} - \Psi_{min}^{j\omega t} + \Psi_{max}^{j\omega t} = 0, \forall j \in \Psi^{R+} \tag{D.23}$$

Dérivée selon $R^{l\omega t}$ :

$$c^l - \lambda_{RT}^{n(l)\omega t} - \Psi_{min}^{l\omega t} + \Psi_{max}^{l\omega t} = 0, \forall l \in \Psi^{R-} \tag{D.24}$$

Dérivée selon $f_{RT}^{k\omega t}$ :

$$\lambda_{RT}^{o(k)\omega t} - \lambda_{RT}^{r(k)\omega t} - \Phi_{RT}^{k\omega t} - \Phi_{RTmin}^{k\omega t} + \Phi_{RTmax}^{k\omega t} = 0, \forall k \tag{D.25}$$

Dérivée selon $\delta_{RT}^{n\omega t}$ :

$$\sum_{k|o(k)=n} B^k.\Phi_{RT}^{k\omega t} - \sum_{k|r(k)=n} B^k.\Phi_{RT}^{k\omega t} - \xi_{RTmin}^{n\omega t} + \xi_{RTmax}^{n\omega t} = 0, \forall n \setminus N_{ref} \tag{D.26}$$

Dérivée selon $\delta_{RT}^{N_{ref}\omega t}$ :

$$\sum_{k|o(k)=n} B^k.\Phi_{RT}^{k\omega t} - \sum_{k|r(k)=n} B^k.\Phi_{RT}^{k\omega t} - \chi_{RT}^{\omega t} = 0, n = N_{ref} \tag{D.27}$$

Nous écrivons ensuite les contraintes de bornes sur les variables d'optimisation, les variables duales associées aux contraintes d'inégalité devant être positives (contraintes de positivité) :

$\forall k$

$$f_{RT}^{k\omega t} + f_{max}^k.(1-\beta) \geq 0 \tag{D.28}$$

$$\Phi_{RTmin}^{k\omega t} \geq 0 \tag{D.29}$$

$$f_{max}^k.(1-\beta) - f_{RT}^{k\omega t} \geq 0 \tag{D.30}$$

$$\Phi_{RTmax}^{k\omega t} \geq 0 \tag{D.31}$$

$\forall j \in \Psi^{R+}$

$$R^{j\omega t} \geq 0 \tag{D.32}$$

$$\Psi_{min}^{j\omega t} \geq 0 \tag{D.33}$$

$$R_{max}^j - R^{j\omega t} \geq 0 \tag{D.34}$$

$$\Psi_{max}^{j\omega t} \geq 0 \tag{D.35}$$

$\forall l \in \Psi^{R-}$

$$(R^{l\omega t} + R^{l}_{max}) \geq 0 \tag{D.36}$$

$$\Psi^{l\omega t}_{min} \geq 0 \tag{D.37}$$

$$-R^{l\omega t} \geq 0 \tag{D.38}$$

$$\Psi^{l\omega t}_{max} \geq 0 \tag{D.39}$$

$\forall n \setminus N_{ref}$

$$\delta^{n\omega t}_{RT} + \pi \geq 0 \tag{D.40}$$

$$\xi^{n\omega t}_{RTmin} \geq 0 \tag{D.41}$$

$$\pi - \delta^{n\omega t}_{RT} \geq 0 \tag{D.42}$$

$$\xi^{n\omega t}_{RTmax} \geq 0 \tag{D.43}$$

Puis nous ajoutons les conditions de relâchement supplémentaires :

$$(f^{k\omega t}_{RT} + f^{k}_{max}.(1-\beta)).\Phi^{k\omega t}_{RTmin} = 0 \tag{D.44}$$

$$(f^{k}_{max}.(1-\beta) - f^{k\omega t}_{RT}).\Phi^{k\omega t}_{RTmax} = 0 \tag{D.45}$$

$$R^{j\omega t}.\Psi^{j\omega t}_{min} = 0 \tag{D.46}$$

$$(R^{j}_{max} - R^{j\omega t}).\Psi^{j\omega t}_{max} = 0 \tag{D.47}$$

$$(R^{l\omega t} + R^{l}_{max}).\Psi^{l\omega t}_{min} = 0 \tag{D.48}$$

$$-R^{l\omega t}.\Psi^{l\omega t}_{max} = 0 \tag{D.49}$$

$$(\delta^{n\omega t}_{RT} + \pi).\xi^{n\omega t}_{RTmin} = 0 \tag{D.50}$$

$$(\pi - \delta^{n\omega t}_{RT}).\xi^{n\omega t}_{RTmax} = 0 \tag{D.51}$$

**Étape de linéarisation des contraintes - Transformation de Fortuny-Amat**

Nous introduisons des variables entières afin de linéariser les contraintes non-linéaires issues des conditions de relâchement supplémentaires. Ainsi, les équations (D.17)-(D.22) sont linéarisées en utilisant la transformation de Fortuny-Amat [56].

$$(f^{k\omega t}_{DA} + f^{k}_{max}.\beta) \leq M.(1 - \omega^{k\omega t}_{fDAmin}) \tag{D.52}$$

$$\Phi^{k\omega t}_{DAmin} \leq M.\omega^{k\omega t}_{fDAmin} \tag{D.53}$$

$$(f^{k}_{max}.\beta - f^{k\omega t}_{DA}) \leq M.(1 - \omega^{k\omega t}_{fDAmax}) \tag{D.54}$$

$$\Phi^{k\omega t}_{DAmax} \leq M.(1 - \omega^{k\omega t}_{fDAmax}) \tag{D.55}$$

$$g^{i\omega t}_{DA} \leq M.(1 - \omega^{i\omega t}_{gDAmin}) \tag{D.56}$$

$$\Psi^{i\omega t}_{DAmin} \leq M.\omega^{i\omega t}_{gDAmin} \tag{D.57}$$

$$(g^{i}_{maxDA} - g^{i\omega t}_{DA}) \leq M.(1 - \omega^{i\omega t}_{gDAmax}) \tag{D.58}$$

$$\Psi^{i\omega t}_{DAmax} \leq M.\omega^{i\omega t}_{gDAmax} \tag{D.59}$$

$$(\delta^{n\omega t}_{DA} + \pi) \leq M.(1 - \omega^{n\omega t}_{\delta DAmin}) \tag{D.60}$$

$$\xi^{n\omega t}_{DAmin} \leq M.\omega^{n\omega t}_{\delta DAmin} \tag{D.61}$$

$$(\pi - \delta^{n\omega t}_{DA}) \leq M.(1 - \omega^{n\omega t}_{\delta DAmax}) \tag{D.62}$$

$$\xi^{n\omega t}_{DAmax} \leq M.\omega^{n\omega t}_{\delta DAmax} \tag{D.63}$$

avec $\forall t, \forall \omega, \forall k, \forall i, \forall n \left\{ \omega^{k\omega t}_{fDAmin}, \omega^{k\omega t}_{fDAmax}, \omega^{i\omega t}_{gDAmin}, \omega^{i\omega t}_{gDAmax}, \omega^{n\omega t}_{\delta DAmin}, \omega^{n\omega t}_{\delta DAmax} \right\} \in \{0, 1\}$

Les équations (D.44)-(D.51) sont également linéarisées en utilisant la relation de Fortuny-Amat de la même manière.

$$(f^{k\omega t}_{RT} + f^{k}_{max}.(1 - \beta)) \leq M.(1 - \omega^{k\omega t}_{fRTmin}) \tag{D.64}$$

$$\Phi^{k\omega t}_{RTmin} \leq M.\omega^{k\omega t}_{fRTmin} \tag{D.65}$$

$$(f^{k}_{max}.(1 - \beta) - f^{k\omega t}_{RT}) \leq M.(1 - \omega^{k\omega t}_{fRTmax}) \tag{D.66}$$

$$\Phi^{k\omega t}_{RTmax} \leq M.\omega^{k\omega t}_{fRTmax} \tag{D.67}$$

$$R^{j\omega t} \leq M.(1 - \omega^{j\omega t}_{Rmin}) \tag{D.68}$$

$$\Psi^{j\omega t}_{min} \leq M.\omega^{j\omega t}_{Rmin} \tag{D.69}$$

$$(R^{j}_{max} - R^{j\omega t}) \leq M.(1 - \omega^{j\omega t}_{Rmax}) \tag{D.70}$$

$$\Psi^{j\omega t}_{max} \leq M.\omega^{j\omega t}_{Rmax} \tag{D.71}$$

$$(R^{l\omega t} + R^{l}_{max}) \leq M.(1 - \omega^{l\omega t}_{Rmin}) \tag{D.72}$$

$$\Psi^{l\omega t}_{min} \leq M.\omega^{l\omega t}_{Rmin} \tag{D.73}$$

$$-R^{l\omega t} \leq M.(1 - \omega^{l\omega t}_{Rmax}) \tag{D.74}$$

$$\Psi^{l\omega t}_{max} \leq M.\omega^{l\omega t}_{Rmax} \tag{D.75}$$

$$(\delta_{RT}^{n\omega t} + \pi) \leq M.(1 - \omega_{\delta RTmin}^{n\omega t}) \tag{D.76}$$

$$\xi_{RTmin}^{n\omega t} \leq M.\omega_{\delta RTmin}^{n\omega t} \tag{D.77}$$

$$(\pi - \delta_{RT}^{n\omega t}) \leq M.(1 - \omega_{\delta RTmax}^{n\omega t}) \tag{D.78}$$

$$\xi_{RTmax}^{n\omega t} \leq M.\omega_{\delta RTmax}^{n\omega t} \tag{D.79}$$

avec $\forall t, \forall \omega, \forall k, \forall j, \forall l, \forall n,$
$\left\{\omega_{fRTmin}^{k\omega t}, \omega_{fRTmax}^{k\omega t}, \omega_{Rmin}^{j\omega t}, \omega_{Rmax}^{j\omega t}, \omega_{Rmin}^{l\omega t}, \omega_{Rmax}^{l\omega t}, \omega_{\delta RTmin}^{n\omega t}, \omega_{\delta RTmax}^{n\omega t}\right\} \in \{0, 1\}$

**Étape de linéarisation de la fonction objectif - Théorème de dualité forte**

Sous cette forme, le problème d'investissement devient un MPEC, (« *Mathematical Program with Equilibrium Constraints* »). La fonction objectif du problème (correspondant à la fonction objectif du problème principal) est cependant toujours non-linéaire. Le problème est donc converti en MILP (« *Mixed Integer Linear Programming* ») en utilisant le théorème de dualité forte sur les deux échéances du problème de marché pour obtenir respectivement un terme linéaire équivalent à $\lambda_{DA}^{n\omega t} \times P_{DA}^{n\omega t}$ et $\lambda_{RT}^{n\omega t} \times e^{n\omega t}$ pour chaque pas de temps $t$ et chaque scénario $\omega$.

Le problème de marché pour l'échéance « *Day-ahead* » étant convexe et continu nous pouvons écrire l'égalité suivante en la solution :

$$\begin{aligned}\sum_{i\in\Psi} c_i g_{DA}^{i\omega t*} = &\sum_{n=1}^{N} \lambda_{DA}^{n\omega t*}.(d_{DA}^{n\omega t} - P_{DA}^{n\omega t}) - \sum_{k} f_{max}^{k}.\beta.(\Phi_{DAmin}^{k\omega t*} + \Phi_{DAmax}^{k\omega t*}) \\ &- \sum_{i\in\Psi} g_{maxDA}^{i}.\Psi_{DAmax}^{i\omega t*} \\ &- \pi.\sum_{n\in[\![1:N]\!]\setminus N_{ref}} (\xi_{DAmin}^{n\omega t*} + \xi_{DAmax}^{n\omega t*})\end{aligned} \tag{D.80}$$

Ceci permet d'obtenir un équivalent linéaire du terme de revenu pour la participation au marché pour l'échéance « *Day-ahead* » dans la fonction objectif du problème d'investissement :

$$\begin{aligned}-\sum_{n=1}^{N} \lambda_{DA}^{n\omega t*}.P_{DA}^{n\omega t} = &\sum_{i\in\Psi} c_i g_{DA}^{i\omega t*} - \sum_{n=1}^{N} \lambda_{DA}^{n\omega t*}.d_{DA}^{n\omega t} + \sum_{k} f_{max}^{k}.\beta.(\Phi_{DAmin}^{k\omega t*} + \Phi_{DAmax}^{k\omega t*}) \\ &+ \sum_{i\in\Psi} g_{maxDA}^{i}.\Psi_{DAmax}^{i\omega t*} \\ &+ \pi.\sum_{n\in[\![1:N]\!]\setminus N_{ref}} (\xi_{DAmin}^{n\omega t*} + \xi_{DAmax}^{n\omega t*})\end{aligned} \tag{D.81}$$

Le problème de marché pour l'échéance temps réel étant à présent indépendant de la partie « *Day-ahead* », il est convexe et continu, et nous pouvons écrire l'égalité suivante en sa solution :

$$\begin{aligned}\sum_{j\in\Psi^{R+}, l\in\Psi^{R-}} (c_j R^{j\omega t*} + c_l R^{l\omega t*}) = &\sum_{n=1}^{N} \lambda_{RT}^{n\omega t*}.(-e^{n\omega t}) - \sum_{k} f_{max}^{k}.(1-\beta).(\Phi_{RTmin}^{k\omega t*} + \Phi_{RTmax}^{k\omega t*}) \\ &- \sum_{j\in\Psi^{R+}} R_{max}^{j}.\Psi_{max}^{j\omega t*} - \sum_{l\in\Psi^{R-}} R_{max}^{l}.\Psi_{min}^{l\omega t*} \\ &- \pi.\sum_{n\in[\![1:N]\!]\setminus N_{ref}} (\xi_{RTmin}^{n\omega t*} + \xi_{RTmax}^{n\omega t*})\end{aligned} \tag{D.82}$$

Ceci permet d'obtenir un équivalent linéaire du terme de revenu pour la participation au marché pour l'échéance temps réel dans la fonction objectif du problème d'investissement :

$$
\begin{aligned}
-\sum_{n=1}^{N} \lambda_{RT}^{n\omega t*}.e^{n\omega t} = & \sum_{j\in\Psi^{R+},l\in\Psi^{R-}} (c_j R^{j\omega t*} + c_l R^{l\omega t*}) + \sum_k f_{max}^k.(1-\beta).(\Phi_{RTmin}^{k\omega t*} + \Phi_{RTmax}^{k\omega t*}) \\
& + \sum_{j\in\Psi^{R+}} R_{max}^j.\Psi_{max}^{j\omega t*} + \sum_{l\in\Psi^{R-}} R_{max}^l.\Psi_{min}^{l\omega t*} \\
& + \pi. \sum_{n\in[\![1:N]\!]\setminus N_{ref}} (\xi_{RTmin}^{n\omega t*} + \xi_{RTmax}^{n\omega t*})
\end{aligned}
\tag{D.83}
$$

# Annexe E

# Annexes du Chapitre 4

## E.1 Critère de sélection des régions utilisées pour les données éoliennes

**Méthode**

Nous proposons un critère pour sélectionner les régions les plus intéressantes en termes de potentiel de production L'objectif est de s'assurer que les conditions soient suffisamment favorables pour que des solutions non nulles au problème d'investissement puissent exister.

Pour ce faire, ou autrement dit, pour que l'investissement puisse être profitable, le revenu issu de la participation au marché « *Day-ahead* » doit au moins être supérieur au coût d'investissement car il est susceptible d'être diminué par les pénalités perçues pour les déviations introduites en temps réel. En considérant un producteur opposé au risque, la quantité de production minimale vendue peut être estimée par le minimum entre les données de prévisions de production, et les niveaux réellement disponibles en temps réel afin d'éviter l'introduction de déviations en temps réel.

Nous formulons alors le critère de sélection suivant pour un site $i$ :

$$i| \sum_t min(prev^i(t), prod^i(t)).\lambda_{DA}^{it}.X^i \geq c_{inv}^i.X^i \tag{E.1}$$

où $prev^i(t)$ est la prévision de production pour le pas de temps $t$ pour le site $i$,
$prod^i(t)$ est la production pour le pas de temps $t$ pour le site $i$,
$\lambda_{DA}^{it}$ est le prix de marché en « *Day-ahead* » pour le pas de temps $t$, pour le site $i$,
$X^i$ est la capacité installée sur le site $i$,
$c_{inv}^i$ est le coût d'investissement pour le site $i$.

Ceci signifie que la somme des productions vendues au prix de marché, et correspondant à une situation de moindre risque doit être supérieure au coût d'investissement.

Dans un cas simplifié où le prix de marché en « *Day-ahead* » est assimilé au coût des centrales conventionnelles (qui est constant dans notre cas d'étude), c'est-à-dire en considérant des participants non stratégiques, le prix de marché est fixé à $\lambda_{DA}^*$, valant le coût marginal des centrales conventionnelles de sorte que nous avons le critère de sélection suivant :

$$i| \sum_t min(prev^i(t), prod^i(t)) \geq \frac{c_{inv}^i}{\lambda_{DA}^*} \tag{E.2}$$

Nous nous servons de ce critère dans la suite, pour sélectionner les régions françaises utilisées dans le chapitre.

**Application à notre cas d'étude**

Dans le chapitre quatre, le ratio $\frac{c_{inv}}{\lambda^*_{DA}}$ vaut 773 pour 8700[1] heures lorsque l'on assimile le prix de marché au coût marginal des centrales conventionnelles.

Nous reportons dans le tableau E.1 les valeurs obtenues pour l'intégrale de cet indicateur sur une année, pour les deux premiers points de grille de chaque région, qui correspondent aux emplacements envisagés pour la suite.

| Région | $\sum_t min(prev(t), prod(t))$ |
|---|---|
| Provence-Alpes-Cote d'Azur | 65.61333 |
| Midi-Pyrénées | 618.50060 |
| Auvergne | 981.91079 |
| Rhône-Alpes | 1167.48378 |
| Franche-Comte | 1204.84382 |
| Alsace | 1311.20824 |
| Languedoc-Roussillon | 1372.76399 |
| Aquitaine | 1450.73796 |
| Limousin | 1500.14670 |
| Ile-de-France | 1594.62387 |
| Lorraine | 1677.00677 |
| Poitou-Charentes | 1892.61867 |
| Bourgogne | 2008.81983 |
| Pays de la Loire | 2071.63234 |
| Centre | 2449.80615 |
| Haute-Normandie | 2456.93567 |
| Champagne-Ardenne | 2536.09929 |
| Bretagne | 2699.67092 |
| Picardie | 2714.54405 |
| Nord-Pas-de-Calais | 2789.00290 |
| Basse-Normandie | 4513.40308 |

TABLE E.1 – Valeur du critère de sélection (E.2) pour les 21 régions françaises

Nous trouvons que la Basse-Normandie est la région susceptible de maximiser les bénéfices d'après le critère proposé, suivi par le Nord-Pas-de-Calais. Ce sont donc ces deux régions que nous utiliserons dans le chapitre quatre, pour garantir l'existence d'une solution à notre problème d'optimisation.

## E.2 Caractéristiques des données éoliennes utilisées

Nous donnons ici quelques détails sur les caractéristiques des données éoliennes utilisées dans le chapitre quatre, avant et après leur paramétrage.

Ensuite, nous sommes en mesure d'en tirer des conclusions sur les sites d'investissement favorisés avant même de résoudre le problème d'investissement. Les résultats obtenus dans ce chapitre quatre sont d'ailleurs comparés à ces « pronostics » dans le corps du chapitre.

Nous présentons séparément les données pour le jeu de données « Sites voisins » et « Sites distants ».

**Valeurs initiales des données éoliennes**

Les tableaux E.2, E.3 et E.4 fournissent les valeurs initiales des différentes caractéristiques pour les données éoliennes utilisées, pour les trois premiers mois de l'année 2011.

1. Les données éoliennes utilisées pour l'année 2011 incluent 8700 heures au lieu de 8760.

| Nœud | Sites voisins | | Sites distants | |
|---|---|---|---|---|
| | « *Day-ahead* » | Temps réel | « *Day-ahead* » | Temps réel |
| 1 (Sud) | 57.73836 | 61.46769 | 57.73836 | 61.46769 |
| 2 (Nord) | 57.00146 | 60.14859 | 38.481 | 40.20169 |

TABLE E.2 – Facteur de charge (en %)

| Nœud | Sites voisins | Sites distants |
|---|---|---|
| 1 (Sud) | 12.78308 | 12.78308 |
| 2 (Nord) | 11.44689 | 12.24074 |

TABLE E.3 – « NMAE » (en %)

| Échéance | Sites voisins | Sites distants |
|---|---|---|
| « *Day-ahead* » | 0.984315 | 0.629774 |
| Temps réel | 0.9742129 | 0.6971398 |

TABLE E.4 – Corrélation entre les deux sites

**Caractéristiques des données éoliennes utilisées**

Nous illustrons ici les caractéristiques des données de prévisions et de production des centrales éoliennes, pour le noeud 1, qui restent inchangées, et pour le noeud 2 où elles varient en fonction de $\kappa$, le rapport entre les facteurs de charge des deux sites, $\eta$, le rapport entre les niveaux d'erreurs des deux sites, et $\gamma$, le paramètre déterminant la corrélation entre les données des deux sites.

(a) **Jeu de données « Sites voisins »**

Nous illustrons les valeurs des données pour la Basse-Normandie, pour différentes valeurs de $\kappa$ et $\eta$, pour une valeur de $\gamma = 0$ dans les figures E.1, E.2 et E.3. A chaque fois, nous représentons les données pour les trois mois d'étude, puis nous effectuons un « zoom » sur une semaine de données environ.

Il est à noter que $\eta$ n'intervenant que dans la formulation des données de prévision, les données de production observées utilisées sont les mêmes quelque soit la valeur de la prédictibilité utilisée pour le nœud 2, pour une même valeur de $\kappa$.

Les données de production illustrées dans la figure E.1 augmentent bien avec le facteur de charge du nœud 2 représenté par $\kappa$.

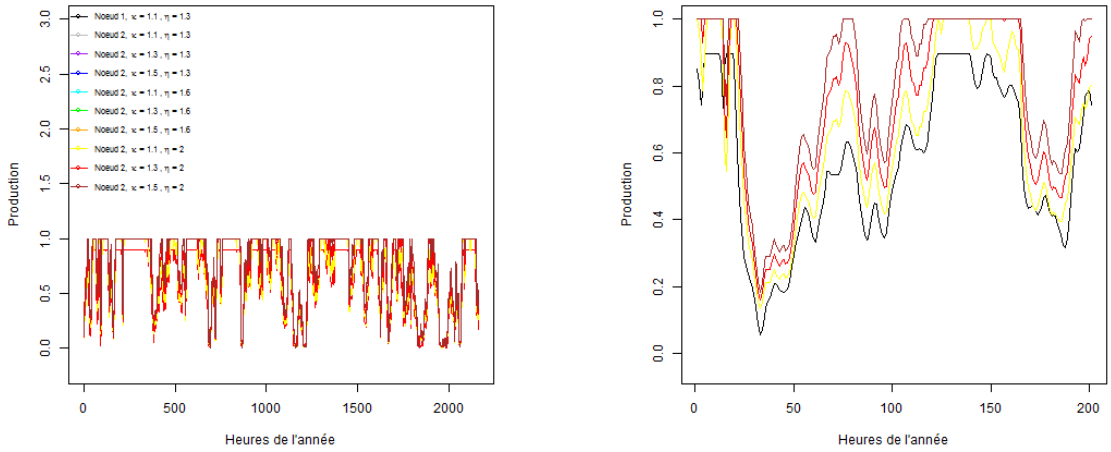



FIGURE E.1 – Illustration des données de production pour les nœuds 1 et 2, pour les différentes valeurs de $\kappa$ et $\eta$

Les données de prévisions illustrées dans la figure E.2, construites à partir des données de productions observées, augmentent comme elles avec le facteur de charge du nœud 2 représenté par $\kappa$.

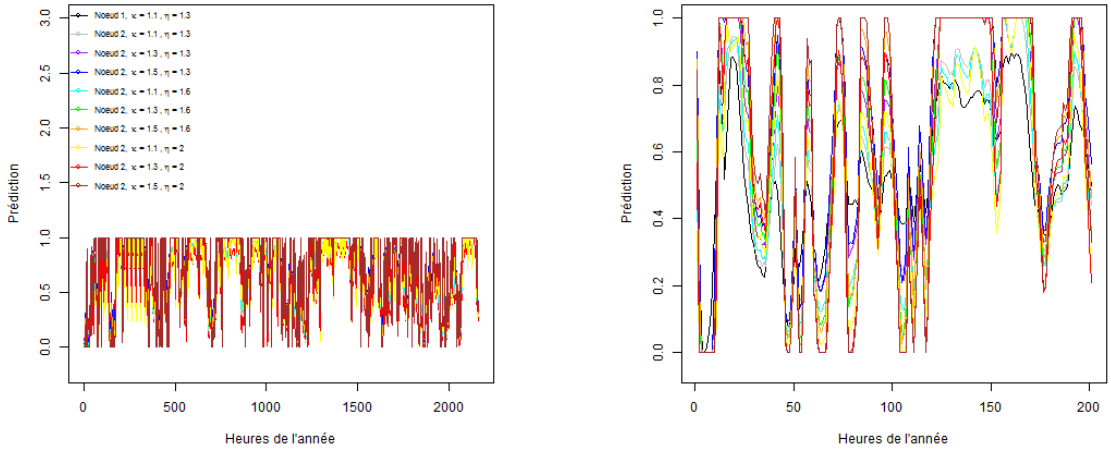



FIGURE E.2 – Illustration des données de prévision de production pour les nœuds 1 et 2, pour les différentes valeurs de $\kappa$ et $\eta$

On retrouve le rôle de $\eta$ en traçant les figures E.3 illustrant la différence entre les données pour la production observée et les prévisions. Ces écarts sont amplifiés avec les valeurs importantes de $\eta$ mais aussi de $\kappa$.

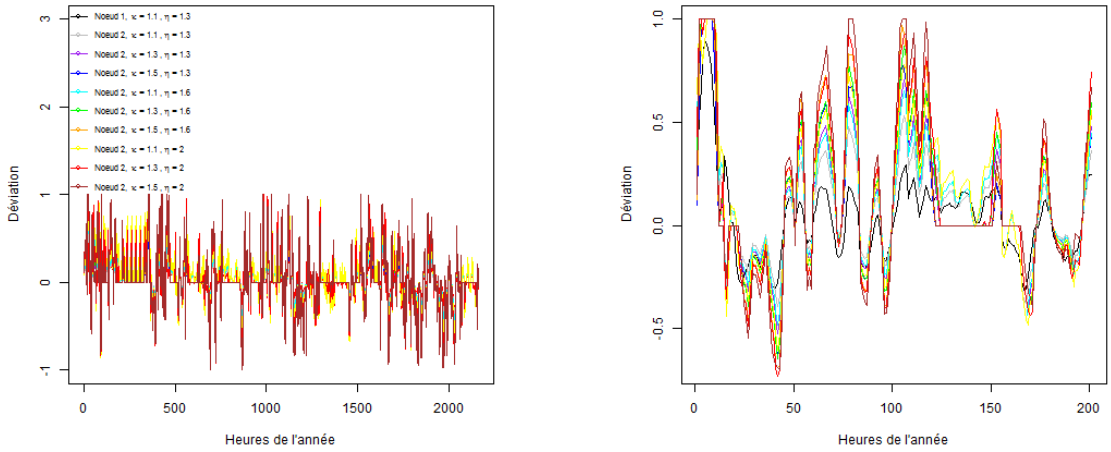



FIGURE E.3 – Illustration des écarts entre les données de production et de prévision pour les nœuds 1 et 2, pour les différentes valeurs de $\kappa$ et $\eta$

Ces données nous permettent déjà de se faire une idée du nœud à favoriser pour un investissement. En effet, en considérant un producteur très opposé au risque, et en gardant en tête que nous nous plaçons dans un cadre d'analyse *a posteriori* de l'investissement optimal, la stratégie permettant d'exclure toute pénalité pour les écarts introduits en temps réel consiste à vendre les volumes correspondant au minimum de production entre les niveaux prévus et ceux réalisés.

En se plaçant dans cette logique, nous pouvons analyser quel site d'implantation aurait été le plus avantageux au vu des données disponibles. Nous introduisons donc un ratio $\rho(t)$ :

$$\rho(t) = [min(prev^{n_2}(t), prod^{n_2}(t))] - [min(prev^{n_1}(t), prod^{n_1}(t))] \tag{E.3}$$

qui correspond à la différence entre les quantités vendues (correspondant au minimum entre prévision $prev(t)$ et production réelle $prod(t)$ pour chaque pas de temps $t$ ) entre le nœud 2 ($n_2$) et le nœud 1 ($n_1$). Ainsi :

$$\rho_1 = \sum_{t|\rho(t)\leq 0} \rho(t) \tag{E.4}$$

représente la somme du surplus pouvant être vendu pour le nœud 1 (vis-à-vis du nœud 2), et

$$\rho_2 = \sum_{t|\rho(t)\geq 0} \rho(t) \tag{E.5}$$

représente la somme du surplus pouvant être vendu pour le nœud 2. Si $\rho_1 > \rho_2$, l'investissement doit entièrement être réalisé sur le nœud 1, et inversement si $\rho_1 < \rho_2$, pour un cas où tout risque de pénalité est exclu par le producteur éolien.

Nous reportons dans le tableau E.5 les résultats obtenus concernant l'investissement à réaliser en suivant cette logique, pour les données de « Sites voisins ».

| $\kappa$ \ $\eta$ | 1.3 | 1.6 | 2 |
|---|---|---|---|
| 1.1 | 2 | 2 | 1 |
| 1.3 | 2 | 2 | 2 |
| 1.5 | 2 | 2 | 2 |

TABLE E.5 – Noeud présentant le meilleur potentiel de bénéfices pour différentes valeurs de $\eta, \kappa$, pour les données de « Sites voisins »

(b) **Jeu de données pour le cas « Sites distants »**

Pour la Basse-Normandie (nœud 1) et le Nord-Pas-de-Calais (nœud 2), nous illustrons les valeurs des données pour différentes valeurs de $\gamma$ et $\eta$, pour une valeur de $\kappa = 1.5$.

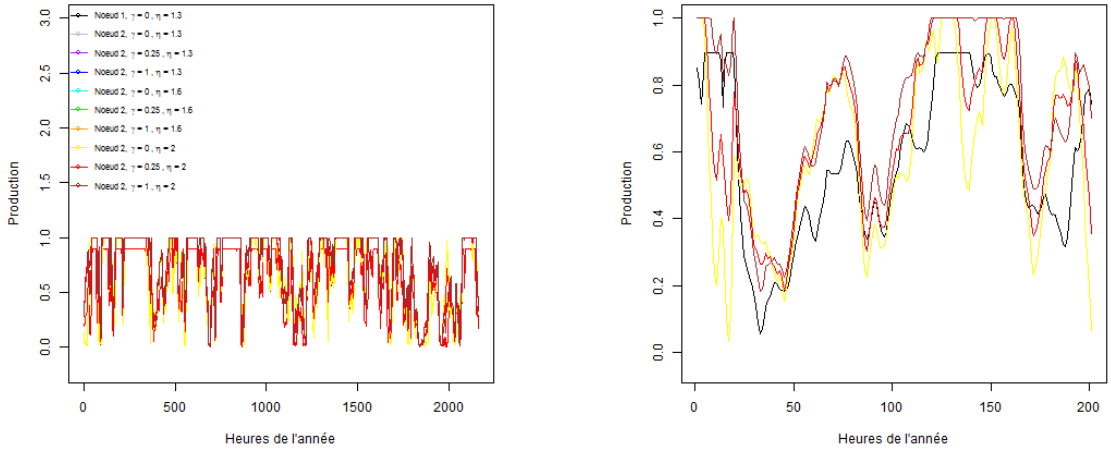



FIGURE E.4 – Illustration des données de production pour les nœuds 1 et 2, pour les différentes valeurs de $\gamma$ et $\eta$

Nous observons bien que la production du nœud 2 a plus de similitudes avec celle du nœud 1 (en noir) lorsque $\gamma$ augmente.

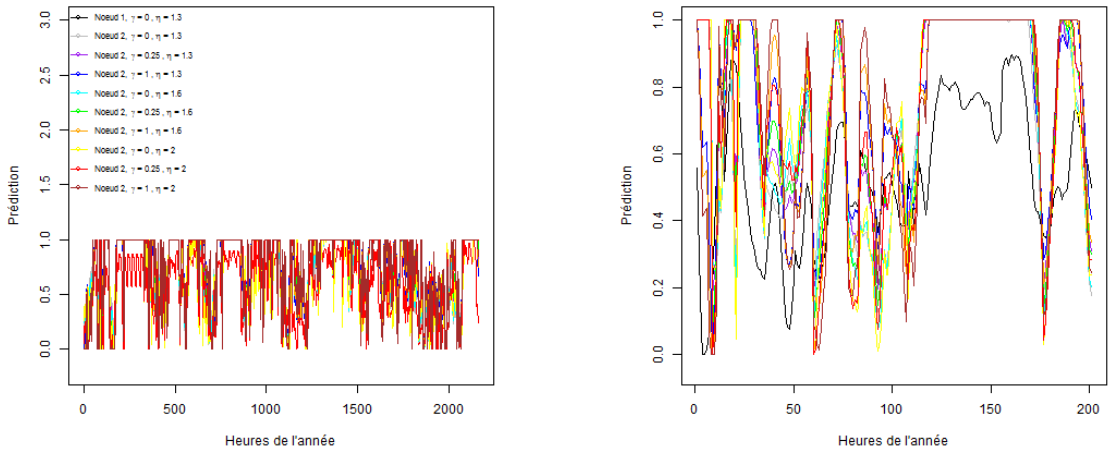



FIGURE E.5 – Illustration des données de prévision de production pour les nœuds 1 et 2, pour les différentes valeurs de $\gamma$ et $\eta$

Nous retrouvons le rôle de $\eta$ en traçant les figures E.6 illustrant la différence entre les données pour la production observée et les prévisions. Ces écarts sont amplifiés avec les valeurs importantes de $\eta$.

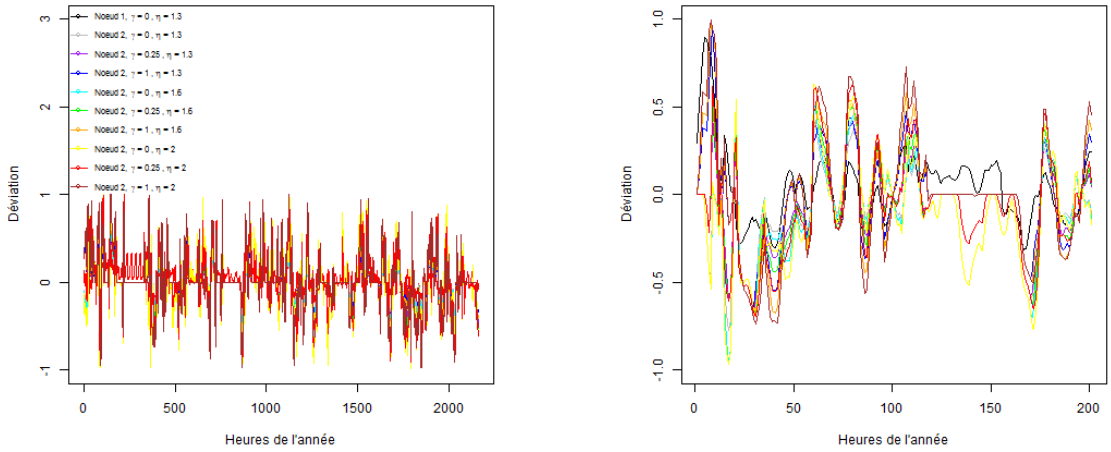



FIGURE E.6 – Illustration des écarts entre les données de production et de prévision pour les nœuds 1 et 2, pour les différentes valeurs de $\gamma$ et $\eta$

De même que plus haut pour les données du cas « Sites voisins », nous pouvons calculer :

$$\rho(t) = [min(prev^{n_2}(t), prod^{n_2}(t))] - [min(prev^{n_1}(t), prod^{n_1}(t))] \tag{E.6}$$

qui correspond à la différence entre les quantités vendues (correspondant au minimum entre prévision $prev(t)$ et production réelle $prod(t)$ pour chaque pas de temps $t$ ) entre le nœud 2 ($n_2$) et le nœud 1 ($n_1$). Ainsi :

$$\rho_1 = \sum_{t|\rho(t)\leq 0} \rho(t) \tag{E.7}$$

représente la somme du surplus pouvant être vendu pour le nœud 1 (vis-à-vis du nœud 2), et

$$\rho_2 = \sum_{t|\rho(t)\geq 0} \rho(t) \tag{E.8}$$

représente la somme du surplus pouvant être vendu pour le nœud 2.

Si $\rho_1 > \rho_2$, l'investissement doit prioritairement être réalisé sur le noeud 1, et inversement si $\rho_1 < \rho_2$.

Nous obtenons les résultats suivants pour les différentes valeurs de $\gamma$ pour le cas « Sites distants ».

| $\kappa$ \ $\eta$ | 1.3 | 1.6 | 2 |
|---|---|---|---|
| 1.1 | 1 | 1 | 1 |
| 1.3 | 2 | 2 | 1 |
| 1.5 | 2 | 2 | 2 |

TABLE E.6 – Noeud présentant le meilleur potentiel de bénéfices pour différentes valeurs de $\eta, \kappa$, pour les données de « Sites distants » et $\gamma = 0$

| $\kappa$ \ $\eta$ | 1.3 | 1.6 | 2 |
|---|---|---|---|
| 1.1 | 1 | 1 | 1 |
| 1.3 | 2 | 2 | 2 |
| 1.5 | 2 | 2 | 2 |

TABLE E.7 – Noeud présentant le meilleur potentiel de bénéfices pour différentes valeurs de $\eta, \kappa$, pour les données de « Sites distants » et $\gamma = 0.25$

| $\kappa$ \ $\eta$ | 1.3 | 1.6 | 2 |
|---|---|---|---|
| 1.1 | 2 | 1 | 1 |
| 1.3 | 2 | 2 | 2 |
| 1.5 | 2 | 2 | 2 |

TABLE E.8 – Noeud présentant le meilleur potentiel de bénéfices pour différentes valeurs de $\eta, \kappa$, pour les données de « Sites distants » et $\gamma = 1$

## E.3 Modalités et validité du calcul réalisé

**Sélection du ratio de disponibilité en « *Day-ahead* »$\beta$**

Comme nous l'avons abordé dans la partie 4.2.1, nous avons besoin de fixer la valeur du ratio de disponibilité en « *Day-ahead* » $\beta$, pour être en mesure de résoudre le problème d'investissement.

D'après la méthode proposée dans le chapitre trois, nous testons plusieurs valeurs de $\beta$, le ratio de disponibilité en « *Day-ahead* » pour sélectionner celle qui favorise un coût minimal du système. Nous supposons qu'il sera le même pour toutes les lignes et tous les pas de temps.

Pour cette analyse, nous utilisons un paramétrage similaire à celui utilisé dans le cas d'étude du chapitre 4. Nous conservons la $NMAE$ et le facteur de charge du nœud 1 à leur valeur initiale[2], et fixons le rapport entre les « NMAE » des nœuds 1 et 2 à $\eta = 1.6$, et le rapport entre les facteurs de charge des nœuds 1 et 2 à $\kappa = 1.1$. Nous fixons également le rapport entre coût de la régulation et coût des centrales conventionnelles appelées en « *Day-ahead* » à $\zeta = 1.5$, puis la part de capacité des lignes disponibles à sa valeur initiale $\delta = 1$ et enfin le facteur permettant de fixer dans quelle mesure les données de production éolienne des deux sites sont corrélées, $\gamma = 0$. Nous utilisons les données du cas « Sites voisins » basé sur les données de Basse-Normandie pour les trois premiers mois de l'année 2011.

Nous obtenons que le coût du système est nul pour la partie temps réel (ce qui signifie que pour toutes les valeurs du ratio de disponibilité en « *Day-ahead* » $\beta$, le producteur propose des offres de manière à ne jamais introduire d'erreur). Pour la partie « *Day-ahead* », il est le plus faible pour les grandes valeurs de $\beta$ comme nous pouvons le voir dans le tableau E.9.

La figure E.7 illustre le coût du système en k€ pour les trois premiers mois de l'année pour une valeur de $\beta$ de 0.9.

On retrouve des similitudes avec le profil de la demande, ce qui est compréhensible puisque l'augmentation de la consommation implique plus de contraintes sur le système, donc une augmentation du prix de marché, et au final un coût de gestion du système plus élevé.

2. Les valeurs initiales sont fournies dans le tableau E.3.

| $\beta$ | Coût système DA ($M$€) |
|---|---|
| 1 | 26.552 |
| 0.9 | 26.552 |
| 0.8 | 26.557 |
| 0.7 | 26.57 |
| 0.6 | 26.58 |
| 0.5 | 26.59 |
| 0.4 | 26.62 |

TABLE E.9 – Coût du système pour la partie « *Day-ahead* » des opérations, pour les trois premiers mois de l'année

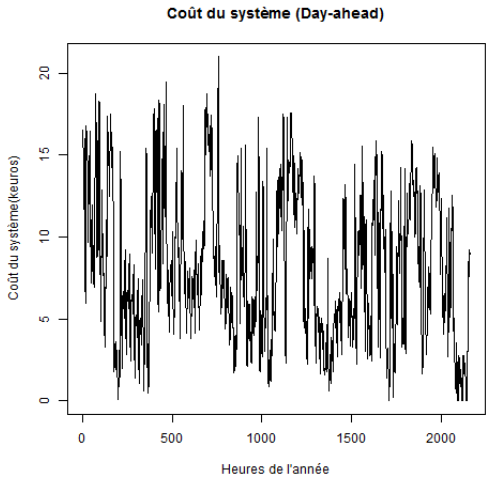



FIGURE E.7 – Coût du système pour la partie « *Day-ahead* » pour $\beta = 0.9$

Nous sélectionnons donc $\beta = 0.9$ pour les calculs menés dans le chapitre car il permet, comme pour $\beta = 1$, d'obtenir le coût de système le plus bas, mais laisse le plus de volume disponible pour les opérations en temps réel.

**Détails sur le calcul**

Les valeurs reportées dans le chapitre quatre sont issues de résultats obtenus sans initialisation supplémentaire, pour des questions de temps de calcul[3]. Ainsi comme nous l'avons remarqué au chapitre trois, l'optimalité n'est pas garantie, et nous pouvons être en présence de minimums locaux.

Cependant, le tracé de la fonction objectif de notre problème d'investissement pour différentes valeurs de capacité installée laisse apparaitre qu'elle a une enveloppe convexe, voire linéaire vis-à-vis de ces variables[4]. Nous illustrons cela dans la figure E.8.

3. Le temps de calcul a varié entre 1 et 10 minutes pour chaque résolution avec un paramétrage différent.
4. Nous avons calculé le bénéfice perçu lorsque l'investissement était réalisé sur un seul nœud, soit le 1 soit le 2, pour différentes valeurs, l'autre nœud conservant une capacité installée à zéro.

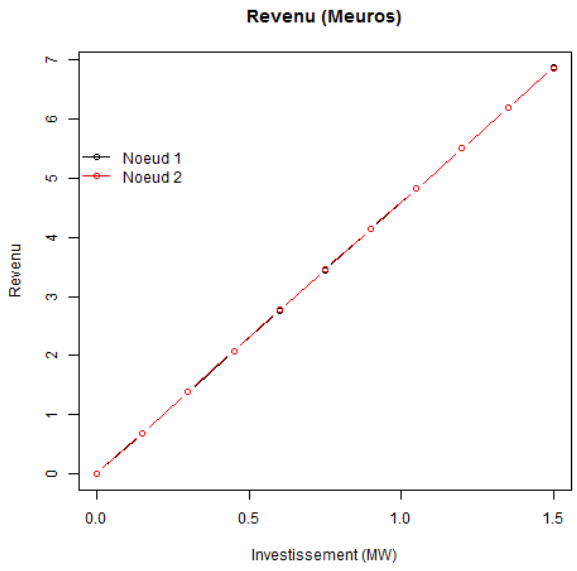



FIGURE E.8 – Bénéfice pour différentes valeurs d'investissement pour les nœuds 1 et 2, pour $\beta = 0.9, \eta = 1.6, \kappa = 1.1, \zeta = 1.5, \delta = 1, \gamma = 0$, pour les données de « Sites voisins » pour les trois premiers mois de 2011

## E.4 Résultats détaillés

**Sensibilité au coût de la régulation**

Le tableau E.10 donne les résultats pour l'investissement (en MW) sur le nœud 2[5].

| $\kappa$ \ $\eta$ | 1.3 | 1.6 | 2 |
|---|---|---|---|
| 1.1 | 150/150/150 | 135.4/150/150 | 12.7/0/0 |
| 1.3 | 150/150/150 | 150/150/150 | 150/150/150 |
| 1.5 | 150/150/150 | 150/150/150 | 150/150/150 |

TABLE E.10 – Investissement optimal pour le nœud 2 (en MW) pour différentes valeurs de $\eta, \kappa$, et respectivement pour $\zeta = 0.8/1.5/2$

Si l'on s'appuie sur une corrélation négative entre prédictibilité et facteur de charge pour un site de production éolien (c'est-à-dire qu'un bon facteur de charge est accompagné d'une mauvaise prédictibilité), nous obtenons que l'investissement se fait toujours sur le nœud 2 pour les valeurs que nous avons testées.

Le tableau E.11 donne l'espérance du bénéfice (en $M€$) obtenu pour les différentes valeurs de $\zeta, \kappa$ et $\eta$.

5. L'investissement réalisé sur le nœud 1 peut être directement déduit de celui réalisé sur le nœud 2, car la capacité maximale qu'il est possible d'installer, à savoir 150 MW, est toujours atteinte. Ainsi, l'investissement réalisé sur le nœud 1 est le complémentaire de celui réalisé sur le nœud 2.

| $\kappa$ \ $\eta$ | 1.3 | 1.6 | 2 |
|---|---|---|---|
| 1.1 | 10.5/10.4/10.4 | 10/9.8/9.8 | 9.7/9.5/9.5 |
| 1.3 | 12.3/12.2/12.2 | 11.9/11.7/11.7 | 11.3/11.1/11.1 |
| 1.5 | 13.6/13.5/13.5 | 13.1/13/13 | 12.6/12.5/12.5 |

TABLE E.11 – Espérance du bénéfice obtenu (en M€) pour différentes valeurs de $\eta, \kappa$, et respectivement pour $\zeta = 0.8/1.5/2$

L'interprétation de ces résultats passe par plusieurs constats que nous détaillons dans la suite.

***Rôle du facteur de charge et de la prédictibilité***

Comme on peut le retrouver dans le tableau E.11, l'espérance du bénéfice augmente en même temps que le facteur de charge du nœud 2, même si l'investissement est déjà saturé en termes de capacité installée dès $\kappa = 1.3$. C'est compréhensible puisque cette augmentation du facteur de charge implique que le volume de production disponible, donc effectivement vendu, sera plus important.

L'espérance du bénéfice augmente également lorsque la prédictibilité augmente (lorsque $\eta$ diminue), même si cet effet ne se traduit pas toujours au niveau de l'investissement quand toute la capacité est déjà installée sur le nœud 2. Ces résultats sont fournis dans les tableaux E.10 et E.11.

Cela s'interprète comme le fait que les bénéfices augmentent lorsque les écarts entre production vendue et effectivement produite, et donc le montant des pénalités, diminue. Ainsi, au départ, les erreurs sont limitées sur le nœud 2 pour des valeurs faibles de $\eta$. Ensuite, ces écarts entre les valeurs prévues et disponibles augmentent[6], et impliquent de moins bonnes performances pour le nœud 2 par rapport au nœud 1, ce qui s'en ressent au niveau de l'investissement.

***Influence du coût de la régulation***

L'augmentation du coût de la régulation se traduit par une diminution de l'espérance des bénéfices comme nous pouvons le retrouver dans le tableau E.11. De plus, le coût de la régulation a bien un impact sur l'investissement bien qu'il soit peu observable car il est rapidement saturé.

Néanmoins, l'effet du coût de la régulation n'apparait que pour le passage de $\zeta = 0.8$ à $\zeta = 1.5$ car un effet de seuil est observé ensuite.

Ceci s'explique car le coût de la régulation impacte les prix de marché en temps réel. Or, du fait d'être le seul participant à introduire des déviations, les écarts introduits en temps réel représenteront toujours une dépense pour le producteur, que ces déviations soient à la hausse ou à la baisse[7].

Ainsi, si le prix de marché en temps réel est supérieur au prix de marché « *Day-ahead* », l'intérêt du producteur sera dans la minimisation du risque d'introduction d'écart en temps réel.

Or les prix de marché sont de 80€/MWh en « *Day-ahead* », pour tous les nœuds, tous les pas de temps et tous les paramétrages. En revanche, en valeur absolue, il valent $64, 120$ et $180$€/MWh pour $\zeta = 0.8, 1.5$ et 2 respectivement, car comme nous le précisions plus haut, le coût de la régulation influence directement les prix en temps réel.

Ainsi, la diminution de la valeur de $\zeta$ permet de diminuer suffisamment le prix de marché en temps réel pour abaisser l'impact des pénalités pour les déviations introduites en temps réel. En l'occurrence, les prix peuvent être plus élevés sur le « *Day-ahead* » que le temps réel. De ce fait, il peut devenir avantageux de surestimer sa production en « *Day-ahead* », y compris si cela implique de faire appel à de la régulation à la hausse en temps réel[8].

Par conséquent, en moyenne sur les pas de temps et les différentes valeurs de $\kappa, \eta$, les volumes de production issues du noeud 2 vendues sur le marché « *Day-ahead* » sont légèrement supérieurs pour $\zeta = 0.8$ à ceux pour $\zeta = 1.5$.

6. Il est à noter que par construction, ce sont les données pour les prévisions qui sont modifiées en fonction de la valeur souhaitée pour la « NMAE ».

7. Dans le premier cas, le prix de marché qui rémunère le volume positif de production est négatif, tandis que dans le second, c'est le volume de production qui est négatif tandis que le prix de marché est positif.

8. La régulation à la baisse n'est jamais appelée dans nos résultats.

On peut donc classer les résultats selon que la valeur de $\zeta$ est supérieure ou inférieure à 1, car on observe deux comportements différents. Si $\zeta \leq 1$, l'appel à des services de régulation est permis, tandis qu'aucune erreur n'est introduite pour $\zeta \geq 1$.

Ces résultats expliquent que l'investissement soit toujours polarisé pour les valeurs de $\zeta \geq 1$[9] car une répartition de l'investissement sur les deux nœuds impliquerait une diminution des bénéfices. De ce fait, pour des valeurs données de $\kappa, \eta$, il existe un seuil dans les résultats et ils n'évoluent pas entre $\zeta = 1.5$ et 2. Comme c'est illustré dans le tableau E.10, l'investissement sur le nœud 2 est saturé, et l'impact du coût de la régulation vis-à-vis du coût des centrales conventionnelles ne se ressent pas au niveau de l'investissement ou de l'espérance du bénéfice.

Ce comportement se retrouve dans le coût de système fourni dans les tableaux E.12 et E.13. Celui-ci est donné pour les différentes valeurs de $\kappa$ et $\eta$, pour les échéances de « *Day-ahead* » et temps réel.

| $\kappa$ \ $\eta$ | 1.3 | 1.6 | 2 |
|---|---|---|---|
| 1.1 | 18.9/19.6/19.6 | 19.2/20.2/20.2 | 19.7/20.5/20.5 |
| 1.3 | 17.1/17.8/17.8 | 17.6/18.3/18.3 | 18.1/18.9/18.9 |
| 1.5 | 15.9/16.6/16.6 | 16.3/17/17 | 16.8/17.6/17.6 |

TABLE E.12 – Coût du système en « *Day-ahead* » (en M€) pour différentes valeurs de $\eta, \kappa$, et respectivement pour $\zeta = 0.8/1.5/2$

| $\kappa$ \ $\eta$ | 1.3 | 1.6 | 2 |
|---|---|---|---|
| 1.1 | 622.3/0/0 | 845.1/0/0 | 638.3/0/0 |
| 1.3 | 606.4/0/0 | 626.2/0/0 | 644.7/0/0 |
| 1.5 | 557.8/0/0 | 572.9/0/0 | 586.7/0/0 |

TABLE E.13 – Coût du système en temps réel (en k€) pour différentes valeurs de $\eta, \kappa$, et respectivement pour $\zeta = 0.8/1.5/2$

Comme on peut le voir, cet effet de seuil se traduit par un coût du système qui n'évolue plus entre $\zeta = 1.5$ et 2, que ce soit pour la partie « *Day-ahead* » ou temps réel.

Il augmente bien en revanche pour la partie « *Day-ahead* », en passant de $\zeta = 0.8$ à $\zeta = 1.5$. En effet, comme nous l'avons mentionné dans le chapitre trois, le coût que nous calculons correspond au coût d'un système « *Pay-ad-bid* » c'est-à-dire que les volumes sont multipliés par les offres de prix des productions correspondantes. Or, bien que le prix de marché n'évolue pas en « *Day-ahead* » pour les différentes valeurs de $\zeta$ car la demande reste la même, le fait d'augmenter le coût de la régulation implique d'appeler en « *Day-ahead* » des volumes de production issus des centrales conventionnelles plus importants (car les producteurs éoliens adoptent alors des positions moins risquées pour ne plus introduire d'erreurs). De ce fait, nos estimations pour le coût du système augmentent.

Pour la partie temps réel, du fait de l'utilisation de la régulation, le coût du système est non nul pour $\zeta = 0.8$. Pour $\zeta = 1.5$ ou 2 en revanche, le producteur n'introduit aucun écart ce qui se traduit par un coût de système nul.

En revanche on observe deux résultats différents lorsque $\kappa = 1.1$, pour $\eta = 1.6$ et $\eta = 2$. On s'attend à ce que la solution soit plus sensible à l'augmentation du coût de la régulation lorsque la prédictibilité est mauvaise. C'est ce qu'on observe pour $\eta = 2$, où l'investissement sur le noeud 2 est encore possible pour $\zeta = 0.8$ mais devient nul pour les valeurs supérieures. Pourtant, pour $\eta = 1.6$, l'augmentation du coût de la régulation augmente l'investissement réalisé sur le noeud 2, qui a pourtant une prédictibilité moindre que le noeud 1.

Ce résultat est étonnant puisqu'il semble indiquer moins de sensibilité à une mauvaise prédictibilité alors que le coût de la régulation a augmenté. En effet, on pourrait s'attendre à ce que l'augmentation du coût de la régulation pénalise plus fortement les erreurs et favorise les choix moins risqués, c'est-à-dire

9. Ce paramètre est introduit dans la partie 4.3.1.

donnant une plus grande importance au noeud 1. Avec ce raisonnement on aurait alors un investissement encore moins fort que dans le cas de $\zeta = 0.8$ sur le noeud 2 pour $\kappa = 1.1$ et $\eta = 1.6$.

Nous pouvons toutefois retrouver cette logique favorisant le noeud 2 dans le tableau E.5 inclus dans ces annexes et fournissant un « pronostic » sur les sites d'investissement avantageux. Il montre en effet qu'en présence d'une stratégie averse au risque (comme c'est le cas pour $\zeta \geq 1$), l'investissement devrait se porter entièrement sur le nœud 2. En revanche, pour $\zeta = 0.8$, l'introduction de déviations est permise et un investissement réparti sur les deux nœuds est envisageable.

Nous constatons ainsi que l'investissement obtenu est fidèle à l'analyse menée dans la partie 4.3.1 puisque pour $\zeta = 1.5$ et 2, l'investissement est maximal sur le nœud 2, excepté pour $\kappa = 1.1$ et $\eta = 2$ où il est maximal pour le nœud 1. De plus les investissements sont majoritaires sur le nœud indiqué pour $\zeta = 0.8$.

**Sensibilité à la capacité des lignes**

Le tableau E.14 donne les résultats pour l'investissement (en MW) sur le nœud 2[10].

| $\kappa$ \ $\eta$ | 1.3 | 1.6 | 2 |
|---|---|---|---|
| 1.1 | 79.4/110.6/150 | 78.8/110.3/150 | 62.3/27.3/0 |
| 1.3 | 78.8/110.3/150 | 78.7/110.2/150 | 78.7/110.2/150 |
| 1.5 | 78.8/110.2/150 | 78.7/110.2/150 | 78.7/110.2/150 |

TABLE E.14 – Investissement optimal pour le nœud 2 (en MW) pour différentes valeurs de $\eta, \kappa$, et respectivement pour $\delta = 0.5/0.7/1$

Si l'on s'appuie sur une corrélation négative entre prédictibilité et facteur de charge pour un site de production éolien (c'est-à-dire qu'un bon facteur de charge est accompagné par une mauvaise prédictibilité), nous obtenons que l'investissement est toujours favorisé sur le noeud 2, mais peut diminuer avec la capacité disponible sur les lignes.

Le tableau E.15 donne l'espérance du bénéfice (en $M€$) obtenu pour les différentes valeurs de $\delta, \kappa, \eta$.

| $\kappa$ \ $\eta$ | 1.3 | 1.6 | 2 |
|---|---|---|---|
| 1.1 | 10/10.2/10.4 | 9.7/9.8/9.8 | 9.5/9.4/9.5 |
| 1.3 | 10.9/11.5/12.2 | 10.7/11.1/11.7 | 10.4/10.7/11.1 |
| 1.5 | 11.6/12.4/13.5 | 11.4/12.1/13 | 11.1/11.7/12.5 |

TABLE E.15 – Espérance du bénéfice obtenu (en MW) pour différentes valeurs de $\eta, \kappa$, et respectivement pour $\delta = 0.5/0.7/1$

L'interprétation de ces résultats passe par plusieurs constats que nous détaillons dans la suite.

***Rôle du facteur de charge et de la prédictibilité***

L'évolution est la même que pour la section précédente en ce qui concerne l'impact du facteur de charge et de la prédictibilité, c'est-à-dire que l'investissement sur le noeud 2 est généralement favorisé excepté pour $\kappa = 1.1$ et $\eta = 2$, comme on le trouve dans le tableau E.5 inclus dans ces annexes et fournissant un « pronostic » sur les sites d'investissement avantageux.

Ainsi l'investissement sur le noeud 2 augmente avec le facteur de charge ($\kappa$) et la prédictibilité (diminution de $\eta$).

10. L'investissement réalisé sur le noeud 1 peut être directement déduit de celui réalisé sur le nœud 2, car la capacité maximale qu'il est possible d'installer, à savoir, 150 MW est toujours atteinte. Ainsi, l'investissement réalisé sur le nœud 1 est le complémentaire de celui réalisé sur le nœud 2.

***Influence de la capacité disponible sur les lignes***

Il est à noter que la capacité disponible a été modifiée de la même manière sur les deux lignes de notre cas d'étude.

Pour $\delta = 1$, les lignes ne sont pas contraintes, et les investissements sont réalisés en fonction des caractéristiques favorables de facteur de charge et de prédictibilité, sélectionnant le noeud 2 dans tous les cas, excepté pour $\eta = 2$ et $\kappa = 1.5$ ce qui est cohérent avec les résultats du tableau E.5, comme le coût de la régulation implique que la solution optimale est de ne pas introduire de déviation.

Ensuite, avec la diminution de $\delta$, les opérations sont limitées par la capacité des lignes[11]. On observe alors une répartition de plus en plus équilibrée entre les capacités installées sur les deux sites lorsque la capacité des lignes diminue.

Ainsi, l'espérance du revenu augmente lorsque la capacité disponible sur les lignes (représentée par $\delta$) augmente. C'est tout à fait compréhensible car le producteur subit moins de contraintes, ce qui lui permet de retenir des opérations plus avantageuses financièrement.

Dans le cas contraire, il n'est plus avantageux d'investir au maximum sur le nœud théoriquement le plus intéressant[12] car une partie de la capacité investie ne sera pas utilisée. Il devient alors plus lucratif d'investir cet excédent sur le deuxième nœud.

**Sensibilité à la corrélation des données de production éolienne**

Le tableau E.16 donne les résultats pour l'investissement (en MW) sur le nœud 2[13].

| $\kappa$ \ $\eta$ | 1.3 | 1.6 | 2 |
|---|---|---|---|
| 1.1 | 25.8/48.4/150 | 12.2/20.8/38 | 3.2/1.5/0 |
| 1.3 | 150/150/150 | 100.5/150/150 | 49/150/150 |
| 1.5 | 150/150/150 | 150/150/150 | 150/150/150 |

TABLE E.16 – Investissement optimal pour le nœud 2 (en MW) pour différentes valeurs de $\eta, \kappa$, et respectivement pour $\gamma = 0/0.25/1$

Si l'on s'appuie sur une corrélation négative entre prédictibilité et facteur de charge pour un site de production éolien (c'est-à-dire qu'un bon facteur de charge est accompagné d'une mauvaise prédictibilité), nous obtenons que l'investissement est toujours favorisé sur le noeud 2 d'autant plus que les données sont corrélées. Si elles le sont peu, on peut cette fois arriver à un cas où l'investissement est favorisé pour le noeud 1 pour $\kappa = 1.1$ et $\eta = 1.3$ ou 1.6.

Le tableau E.17 donne l'espérance du bénéfice (en $M€$) obtenu pour les différentes valeurs de $\gamma, \kappa, \eta$.

| $\kappa$ \ $\eta$ | 1.3 | 1.6 | 2 |
|---|---|---|---|
| 1.1 | 9.6/9.66/9.97 | 9.56/9.57/9.58 | 9.54/9.54/9.54 |
| 1.3 | 10.41/11.15/11.89 | 10.04/10.69/11.42 | 9.7/10/10.7 |
| 1.5 | 11.6/12.4/13.2 | 11.2/12/12.8 | 10.6/11.5/12.3 |

TABLE E.17 – Espérance du bénéfice obtenu (en M€) pour différentes valeurs de $\eta, \kappa$, et respectivement pour $\gamma = 0/0.25/1$

L'interprétation de ces résultats passe par plusieurs constats que nous détaillons dans la suite.

11. Les deux nœuds de production n'étant pas reliés entre eux, si une ligne est congestionnée, la seule source d'approvisionnement de la demande devient alors le deuxième noeud, via la seconde ligne.

12. Nous nous référons au tableau E.5 fourni dans ces annexes pour identifier quel noeud est théoriquement le plus intéressant.

13. L'investissement réalisé sur le noeud 1 peut être directement déduit de celui réalisé sur le noeud 2, car la capacité maximale qu'il est possible d'installer, à savoir, 150 MW est toujours atteinte. Ainsi, l'investissement réalisé sur le noeud 1 est le complémentaire de celui réalisé sur le noeud 2.

***Rôle du facteur de charge et de la prédictibilité***

L'évolution est la même que pour la première section en ce qui concerne l'impact du facteur de charge et de la prédictibilité. Toutefois, au vu des données qui sont différentes, le noeud 1 conserve l'avantage dans plus de cas.

Dans la mesure où $\zeta = 1.5$ dans ce cas d'étude, nous pouvons retrouver l'analyse menée pour le cas où il n'y a pas d'appel à la régulation en temps réel[14].De ce fait les résultats suivent les priorités fournies par E.6, E.7 et E.8 inclus dans ces annexes et fournissant un « pronostic » sur les sites d'investissement avantageux.

***Influence de la corrélation entre les données de production éolienne sur l'investissement***

Bien qu'il n'y ait pas de régulation appelée et pas d'écart constaté entre le volume vendu et celui injecté en temps réel, il existe dans certains cas des compensations réalisées en temps réel entre les deux nœuds. Nous reportons les cas correspondants en les soulignant dans le tableau E.16.

Nous observons qu'à mesure que la corrélation augmente, le nombre de cas où une compensation est effectuée d'un noeud à l'autre diminue. C'est compréhensible car la production des deux nœuds devient similaire et n'offre plus les mêmes possibilités.

Nous notons que l'espérance des bénéfices augmente avec la corrélation des données éoliennes.

14. En revanche, il y a des compensations d'un noeud à l'autre pour s'assurer que l'écart total introduit reste nul.

# Annexe F

# Articles de conférence

**Article de conférence EWEA 2013**

# The impact of electricity market schemes on predictability being a decision factor in the wind farm investment phase
# EWEA 2013 Conference Proceedings

F. Foucault*[1] R. Girard†[1] G. Kariniotakis‡[1]

[1]MINES-ParisTech, PERSEE: Center for Processes, Renewable Energies & Energy Systems, 1 rue Claude Daunesse, 06904 Sophia Antipolis Cedex, France.

## 1 Summary

Wind power production forecasts over the next hours to days ahead are a prerequisite for the secure and economic operation of power systems with high wind power penetration. For wind power producers who participate in a day-ahead electricity market, low predictability of wind production results in imbalance costs. This influences the revenue, and in turn, the pay back of the investment. The aim of this work is to evaluate the role of wind power predictability versus the traditional used criterion of capacity factor on the investment phase of a wind farm and on spatial planning in an electricity market context. The study cases of OMEL and PJM markets are considered to generalize the results of the West Denmark (DK1) case study (also presented here) in order to quantify the impact of predictability. In the three studies, we find that the role of capacity factor in explaining the revenue is greatly more important than the predictability (more than 99% in comparison with 0.05% for predictability in OMEL, 0.04% in NordPool and, in average, 0.001% for PJM).

## 2 Introduction

The share of renewable energy sources in the energy mix of several countries worldwide is rapidly increasing. As regards the European Union (EU-27), the European Commission has set the target of having 20% of EU-27´ s energy consumption coming from renewable sources. Wind energy is anticipated to be a major contributor to this target with an installed capacity that is expected to extend from 74.7 GW by end of 2010 in EU-27, to 230 GW by 2020 according to EWEA projections (see [1]).

Such large-scale integration of wind energy raises several challenges in operating and managing power systems, as they are a great deal more subject to variability. An yet, the electricity being a non-storable product, the balance between production and consumption must be maintained. Therefore, it is now recognized that accurate short-term forecasts of wind farms´ power output over the next few hours to days are important factors for the secure and economic operation of power systems with high wind power penetration [2]. Today, significant R and D efforts are being undertaken to improve the performance of wind power prediction models and related weather

[1]PhD Student, e-mail:fiona.foucault@mines-paristech.fr Tel.: + 33 4 93 95 74 45

[2]Research fellow, e-mail : robin.girard@mines-paristech.fr, Tel: +33 4 93 67 89 64 , Fax: +33 4 93 95 75 35

[3]Head of Renewable Energies & SmartGrids Group, Senior Scientist, e-mail: georges.kariniotakis@mines-paristech.fr, Tel: +33 4 93 95 75 01, Fax: +33 4 93 95 75 35

forecast models. Increased overall wind power predictability is expected to be beneficial for several actors, such as transmission or distribution system operators, to efficiently perform functions such as estimating reserves, unit commitment, and congestion management.

Furthermore, this growth of the share of renewables in the generation mix calls for an adaptation of the incentive policies. Accordingly, a means to protect the grid from imbalances is to adapt the economical mechanisms governing this production. This corresponds to the introduction of renewable production in the traditional electricity markets, where deviations of the produced energy from the contracted energy (imbalance) due to forecast errors are exchanged at a different price called the imbalance price. Indeed, with growing integration of renewables, countries tend to shift from a feed-in tariff policy difficult to sustain in the long-run (given the fixed remuneration per kW.h, predictability does not play any role in decision-making for producers), to a management of imbalances with imbalance prices so that variablity is regulated by prices whose design can be adapted.This direct translation of wind power forecast errors into a financial cost, as well as strategies for the reduction of this cost, have already been studied (see e.g. in [3, 4, 5, 6]), and yet it is still difficult to quantify the economic benefit of increasing predictability. The direct consequence of this is the difficulty in devising clear economic incentives aiming at greater predictability.

From the producer or the investor´ s point of view, this change of paradigm questions the usual decision-making process concerning the choice of location of wind farms. Usually based on well-established "resource assessment" study based on capacity factor, the costs incurred from forecast errors could damage benefits, all the more as the more wind farms are installed the less the choice among sites is large and the more complex the sites´ terrains are. Indeed, previous works like the benchmarking exercise performed in [7] have shown to what extent predictability is dependent on terrain complexity; the higher the complexity, the lower the predictability. It was shown also in [8] that predictability tends to decrease when wind speeds increase.

The aim of this paper is to quantitatively assess the role of predictability versus the role of capacity factor, with real market data and real wind farm production data. The actors concerned could be independent power producers, wind farm developers, aggregators or virtual power plant operators who need to decide where to install a new wind farm, or how to compose an optimal portfolio of wind farms to participate in an electricity market. In addition, penalties paid by producers who deviate from the day-ahead contract are settled by the transmission system operator and market operator, who will thus be concerned by the results of this paper.

This paper and the article [9] study the new questions which are increasingly being asked by end-users: can a compromise between resource potential and predictability be beneficial when choosing among two sites where to install a wind farm? Is some compromise to be found when choosing among two sites, let us say one with high potential but low predictability (i.e. a complex terrain site) and one with lower potential but higher predictability (i.e. a flat terrain site), so that such a compromise might lead to choosing the site with lower potential if the loss in revenue can be compensated by lower penalties? Taking this reasoning one step further, one might study how to optimally extend a portfolio of wind farms by adding new wind farms so that the ensemble has an optimal performance in the market.

To sum up, this paper may present an interest for investors and producers in order to help them choose the optimal strategy to maximize their revenue, but it also presents an interest for the power system and market operators, who may want to incite wind farm operators to adopt practices which increase predictability so that wind production is the source of less imbalances. In this paper we propose a methodology to study the above questions, and carry out the study for three real-world markets : Nordpool, OMEL and PJM. In section 3 we present a general market model, the data which was used in this study, and the methodology used on approximately 200 wind farms in Denmark. In Section 4, the results obtained with this methodology are shown before concluding in section 5.

# 3 Case studies methodology

## 3.1 The generic market model

We consider producers selling their forecasted production in a day-ahead market. A producer´ s revenue can be decomposed in two terms : the product of sales, given by the amount of energy actually sold times the spot price and the imbalance cost, which can be positive or negative and is determined by the amount of error between the forecasted (and therefore bid) and the actual amount of energy delivered. This can be expressed by

$$Revenue = f^1\left(\pi^c, E^*\right) + f^2\left(\pi^c, \pi^{c+}, \pi^{c-}, d^*\right)$$

where
$\pi^c$ is the spot price,
$E^*$ is the energy actually delivered,
$\pi^{c+}$ is the imbalance price for a positive deviation from the bid,
$\pi^{c-}$ is the imbalance price for a negative deviation from the bid,
$d^* = E^* - E^c$ is the error between the actual energy delivered and the bid, with $E^c$ the contracted energy. Indeed,

$$f^1\left(\pi^c, E^*\right) = \pi^c \times E^*$$

and

$$f^2\left(\pi^c, \pi^{c+}, \pi^{c-}, d^*\right) = \begin{cases} d^{*+} \times \pi^{*+} = d^{*+} \times \left(\pi^c - \pi^{c+}\right) \\ d^{*-} \times \pi^{*-} = d^{*-} \times \left(\pi^{c-} - \pi^c\right) \end{cases} \tag{1}$$

where $d^{*+}$ is the positive amount of imbalance and $d^{*-}$ is the negative amount of imbalance. Low predictability is reflected through imbalance costs in the second term of the revenue expression. The impact of this term can be influenced by two factors:

- The market mechanism can fix different imbalance prices to favor or penalize the balance responsible party according to the system´ s state (up or down regulation), and the imbalance direction of the producer.
- The magnitude of the regulation prices which are used to distribute the costs of system balancing among participants, may be high or low compared to the spot price according to the system (available low-cost flexibilities).

Indeed, apart from market mechanisms, market participants may be penalized by the level of regulation prices as they impact on participants which are not balanced with respect to their bid. Therefore, the magnitude of regulation prices should also be compared to spot prices to measure the impact of imbalances on revenues earned with sales on the spot market.

There are several potential factors which may influence this ratio:

→ The availability of interconnections with the exterior which brings flexibility to the system (storage is also another flexibility mean);

→ The availability of low-cost balancing power such as hydropower;

→ The share of renewable energy in the generation mix : a priori, all else being equal, the larger the share of renewables the bigger the imbalances and the costs of regulation;

→ The size of the area or the level of aggregation: variability can be smoothened by compensating shortages in one area by the production in another.

## 3.2 The wind data

In this study, we analyse the impact of capacity factor and predictability on the revenue of wind farms. This calculation is based on data collected from November 2007 to October 2009 on approximately 200 wind farms from West Denmark. For each of them, the capacity factor and the predictability were calculated. To measure predictability, normalized average mean absolute error was used:

$$NMAE = \frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T} NMAE_t^X$$

with

$$NMAE_t^X = \frac{1}{24}\sum_{h=13}^{H=36} \left| Err_{t+h|t}^X \right|$$

where $Err_{t+h|t}^X$ is the normalized forecast error:

$$Err_{t+h|t}^X = \left( P_{t+h}^X - \widehat{P}_{t+h|t}^X \right) / P_{nom}^X \times 100$$

where $P_{nom}^X$ is the nominal power of a wind farm X in the set of wind farms, $P_{t+h}^X$ is the actual power delivered at horizon h and $\widehat{P}_{t+h|t}^X$ is the forecast production at the horizon h at time t.
The forecast and actual energy delivered data were collected for each farm.

## 3.3 The market data

Three real-world markets were studied : NordPool, OMEL and PJM. For each market, the spot and imbalance prices were collected. For the three markets, short positions of the producer (meaning that his actual production was inferior to his bid) are charged, and long positions (meaning that his actual production is superior to his bid) are rewarded. Here is a brief description of the prices applied and the markets studied:

In NordPool, the imbalance price equals the spot price when the producer´ s imbalance direction is opposite to the system´ s imbalance. Otherwise it is based on the price of regulation. This market is decomposed into several price zones, but only West Denmark (DK1) was studied.

In OMEL, the same market mechanism is applied with an additional control on the energy prices. This market is regional and covers Spain.

In PJM, the imbalance prices are the real-time Locational Marginal Prices (LMP). Indeed, this market, located in the United States, is a nodal one, where the region is split into small areas, for which local prices are determined. The study is carried out for each of the 98 nodes we identified.

## 3.4 The methodology

For each market, the revenue for each wind farm was calculated, as if the same production was sold in different markets (NordPool, OMEL, and the nodes of the PJM market). Then, a regression according to each wind farm´ s capacity factor was carried out. The residue of this regression was analysed through another regression according to each wind farm´ s NMAE (characterizing predictability). Figure 1 illustrates this process:

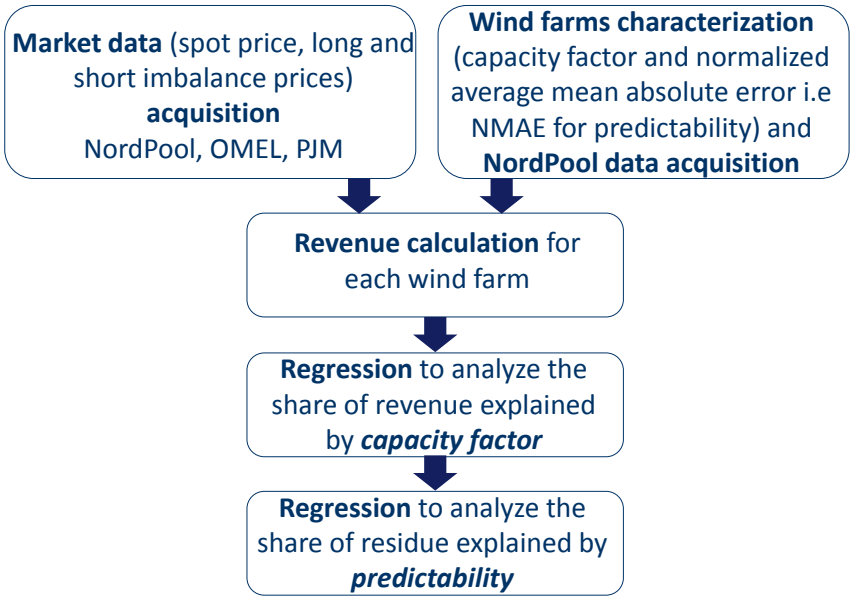



Figure 1: Methodological process

# 4 Results

In this section, we show the results determining the share of predictability and capacity factor explaining the revenue. They were obtained by carrying out a regression on the revenue according to the capacity factor of wind farms. Then, the residue from this regression (the share of revenue which was not explained by revenue) underwent a regression according to the NMAE of wind farms.

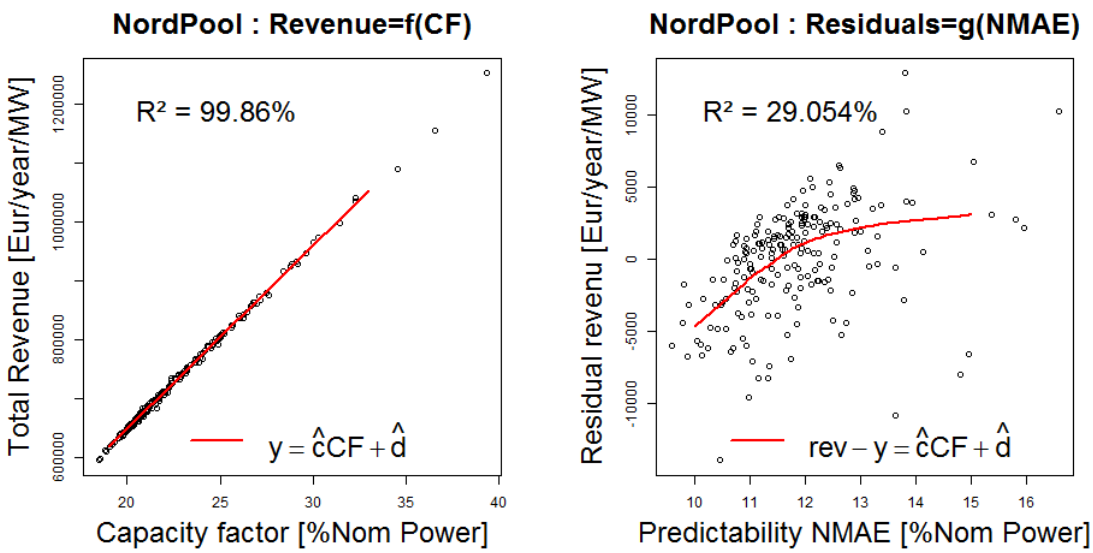



Figure 2: Results for the NordPool (DK1) market

We can see that the results for NordPool and OMEL are very similar.

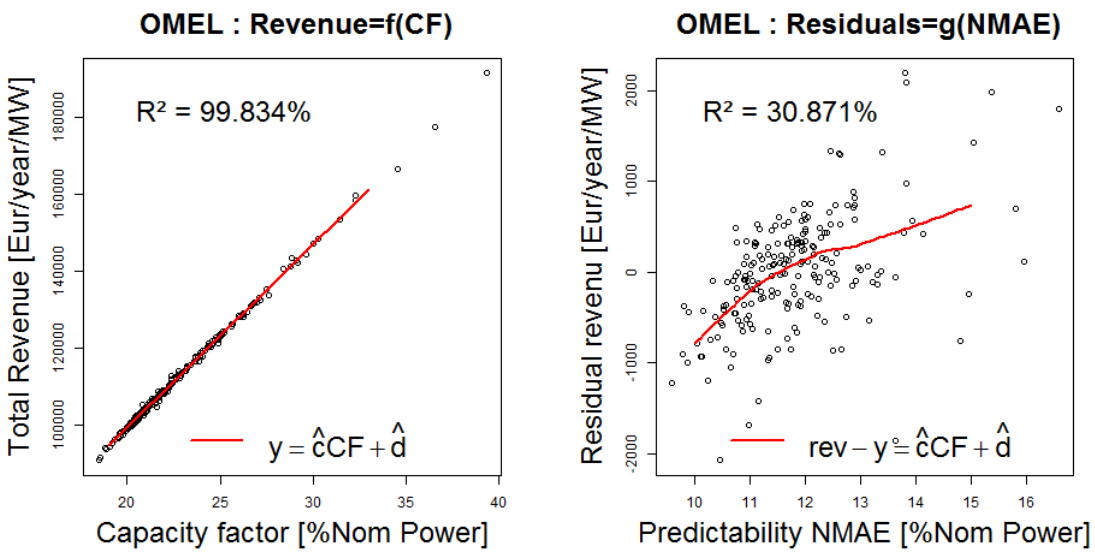



Figure 3: Results for the OMEL market

For PJM, we carried out the regressions for each of the 98 nodes of our inventory. In the following, we kept the values of percentages representing the share of revenue explained by capacity factor, and the share of the residue from this first regression explained by predictability. These values are shown in two histograms:

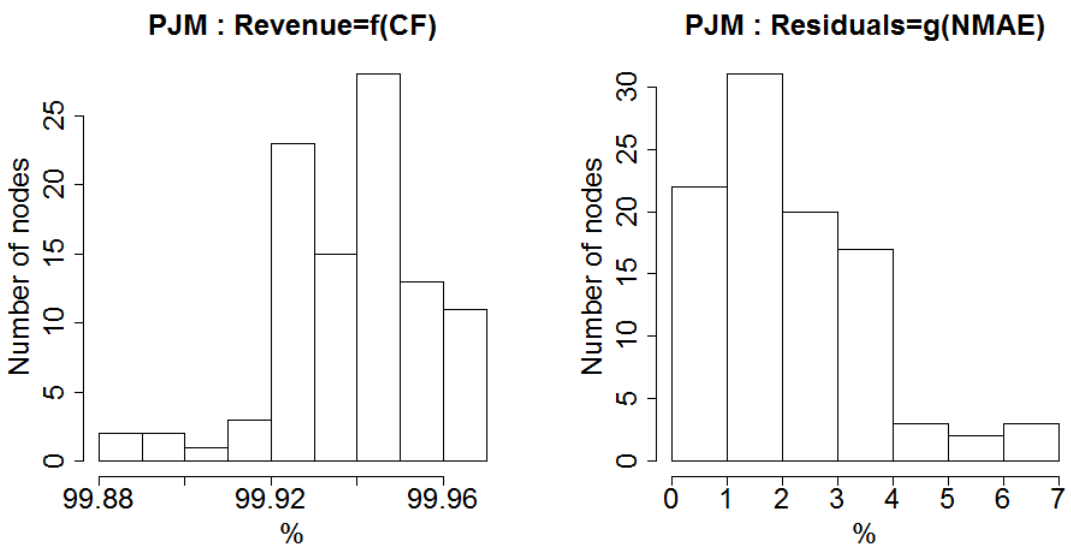



Figure 4: Results for the PJM market

The results for PJM go in the same direction as for NordPool and OMEL. For the three markets, we have a very high share of revenue explained by capacity factor, and a minor to low share of the residue of revenue explained by predictability, which results in an overall very low share of revenue explained by predictability.

# 5 Conclusion and perspectives

Our work studied the impact of predictability on a producer´ s revenue for three real-world market mechanisms: NordPool (West Denmark DK1 region), OMEL (Spain) and PJM (United States). For the three markets, the impact of predictability could be obtained by multiplying the share of revenue which is not explained by the capacity factor (the residue of the first regression) and the share of this residue explained by predictability. For OMEL, we obtained that the predictability accounted for 0.05% and for NordPool it accounted for 0.04% of the revenue. For PJM, in average, the predictability accounted for 0.001% of the revenue. In opposition to this, for the three markets, the capacity factor explained the major share of revenue. From these results, we can conclude that for these markets, the capacity factor remains the most important factor in the determination of a producer´ s revenue, as opposed to the predictability.

These results may be explained by low regulation (low level of imbalance costs). In NordPool for instance, strong interconnections with neighboring countries and the existence of low-cost balancing power such as hydro provides more flexibilities, enabling the prices of regulation to decrease.

These results may also be explained by the strong positive correlation which exists between prediction errors and the capacity factor. Ultimately, this implies that in any resource assessment phase, lower predictability will go hand in hand with a high associated capacity factor. This makes predictability almost irrelevant in the resource assessment phase, at least from a wind power producer´ s point of view.

Note that there is a difference between considering predictability in the resource assessment phase and considering predictability for a given installed wind farm. In the second case, not treated in this paper, the capacity factor is fixed and the role of predictability is much stronger. Market imbalance cost reduction is not the only benefit a wind power producer can obtain from predictability. Within the O and M cost breakdown, predictability can play a more important role, especially for offshore wind farms, where the lack of predictability leads not only to market imbalance costs but also to loss of availability due to downtime periods (turbines not accessible due to bad weather that was not well predicted in the maintenance strategy). Still, apart from specific rules in tenders for wind power installation projects, market imbalance costs constitute the only incentive for producers toward achieving more predictability.

Finally the results of this paper do not quantify the benefit of predictability from the system´ s point of view. Indeed, the effectiveness of the market measure does not necessarily coincide with the value of predictability with respect to the electric system, and might miss the benefits and costs brought about by longer-term investment. Further work should contain a systemic analysis in the spirit of the capacity value [10], in order to reveal the intrinsic value of increasing predictability for a given system at a given level of predictability.

Further developments of this work could include the application of the methodology to systems with other characteristics (share of renewable, available interconnections...) influencing the magnitude of regulation compared to the spot price, as this factor could have more influence on the revenue than the mere choice of a particular market mechanism.

# 6 Acknowledgments

The authors thank the European Commission for partially funding the FP7 project Safe wind (http://www.safewind.eu) in the frame of which part of this work was performed. We also thank the ANR for partially funding the Winpower project.

# References


[1] A report by the European Wind Energy Association EWEA. Pure power wind energy targets for 2020 and 2030. Technical report, July 2011.

[2] Arturs Purvins, Alyona Zubaryeva, Maria Llorente, Evangelos Tzimas, and Arnaud Mercier. Challenges and options for a large wind power uptake by the european electricity system. *Applied Energy*, 88(5):1461 – 1469, 2011.

[3] P. Pinson, C. Chevallier, and G.N. Kariniotakis. Trading wind generation from short-term probabilistic forecasts of wind power. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22(3):1148–1156, 2007.

[4] Bourry F. *Management of uncertainties related to renewable generation participation in electricity market*. PhD thesis, Ecole des Mines de Paris, Center for Energy and Processes, Rue Claude Daunesse, Sophia Antipolis, 2009.

[5] Vincenzo Marano, Gianfranco Rizzo, and Francesco Antonio Tiano. Application of dynamic programming to the optimal management of a hybrid power plant with wind turbines, photovoltaic panels and compressed air energy storage. *Applied Energy*, 97(0):849 – 859, 2012. Energy Solutions for a Sustainable World - Proceedings of the Third International Conference on Applied Energy, May 16-18, 2011 - Perugia, Italy.

[6] J.M. Morales, A.J. Conejo, and J. Perez-Ruiz. Short-term trading for a wind power producer. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 25(1):554 –564, feb. 2010.

[7] Marti I et al. Europ. What performance can be expected by short-term wind power prediction models depending on site characteristics? Wind Energy Conf EWEC.

[8] Pierre Pinson. *Estimation of the uncertainty in wind power forecasting*. PhD thesis, Ecole des Mines de Paris, 2006.

[9] R. Girard, K. Laquaine, and G. Kariniotakis. Assessment of wind power predictability as a decision factor in the investment phase of wind farms. *Applied Energy*, 101(0):609 – 617, 2013. Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems.

[10] A. Keane, M. Milligan, C.J. Dent, B. Hasche, C. D'Annunzio, K. Dragoon, H. Holttinen, N. Samaan, L. Soder, and M. O'Malley. Capacity value of wind power. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 26(2):564 –572, may 2011.

[11] L. von Bremen (ForWind) J. Sanz Rodrigo (CENER) L. Frías Paredes, N. Stoffels. Safewind project - statistical analysis of wind power and prediction errors for selected test areas. Technical report, CENER,ForWind, 2012.

[12] Erik Holmgren Nils Siebert Georgios Kariniotakis Robin Girard (ARMINES) P. McSharry, L. von Bremen. Safewind project - predictability measure and communication of information on uncertainty to forecast users. Technical report, University of Oxford, OLDENBERG, ARMINES, 2012.

[13] Georgios Anastasiades Arthur Bossavy Robin Girard, Patrick McSharry. Safewind project - forecast combination conditioned to a predictability information, and benefits for controlling forecast error. Technical report, ARMINES and Oxford, 2012.01.04.

**Article de conférence EWEA 2014**

# Wind farm strategic investment considering forecast errors penalties in a nodal prices market

F. Foucault[1] R. Girard[1] G. Kariniotakis[1]

fiona.foucault@mines-paristech.fr robin.girard@mines-paristech.fr
georges.kariniotakis@mines-paristech.fr

[1]MINES-ParisTech, PERSEE: Center for Processes, Renewable Energies and Energy Systems, 1 rue Claude Daunesse, 06904 Sophia Antipolis Cedex, France.

## Abstract

In this work, we determine the optimal investment strategy of a wind producer in a local prices environment, taking into account the penalties for real-time imbalances. We assume these imbalances come from forecast errors on the considered renewable production only. To do so, we solve a bilevel optimization problem. The upper level problem corresponds to the revenue of the considered producer, and the lower level problems correspond to the market clearings, taking place a day ahead of operations and on real-time. Indeed, we consider that imbalances penalties correspond to real-time prices such as is done in the American market PJM. Indeed, in a local prices framework, using real-time prices is a simple way to recover the financial amounts corresponding to the imbalances in power.

## 1 Introduction

The share of renewable energy sources in the energy mix of several countries worldwide is rapidly increasing. As regards the European Union (EU-27), the European Commission has set the target of having 20% of EU-27´ s energy consumption coming from renewable sources by 2020. Wind energy is anticipated to be a major contributor to this target with an installed capacity which is expected to extend from 121 GW by the end of 2013 in EU-27, to 230 GW by 2020 according to EWEA projections (see [1], [2]).

Such large-scale integration of wind energy raises several challenges in operating and managing power systems, as they are a great deal more subject to variability. And yet, the electricity being a non-storable product, the balance between production and consumption must be maintained. Therefore, it is now recognized that accurate short-term forecasts of wind farms´ power output over the next few hours to days are important factors for the secure and economic operation of power systems with high wind power penetration [3]. Today, significant R and D efforts are being undertaken to improve the performance of wind power prediction models and related weather forecast models. Increased overall wind power predictability is expected to be beneficial for several actors, such as transmission or distribution system operators, to efficiently perform functions such as estimating reserves, unit commitment, and congestion management.

In addition to increased predicitbility (forecast quality), adapting the incentive policies is a way to improve the renewable energy´ s adaptation to the system. This corresponds to the introduction of renewable production in the traditional electricity markets. In concrete terms, this means that deviations of the produced energy from the contracted energy (imbalance) especially due to forecast errors are exchanged at a different price called the imbalance price. This imbalance price is fixed in order to repay the network operator for his expenses to maintain the system´ s balance when generators do not produce the amount

contracted on day-ahead markets. Indeed, with growing integration of renewable energy, countries tend to shift from a feed-in tariff policy difficult to sustain in the long-run (given the fixed remuneration per kW.h, predictability does not play any role in decision-making for producers), to a management of imbalances with imbalance prices so that variability is regulated by prices whose design can be adapted. This direct translation of wind power forecast errors into a financial cost, as well as strategies for the reduction of this cost, have already been studied (see e.g. in [4, 5, 6, 7]). Yet it is still difficult to quantify the economic benefit of increasing predictability. The direct consequence of this is the difficulty in devising clear economic incentives aiming at greater predictability.

From the producer or the investor´ s point of view, this change of paradigm questions the usual decision-making process concerning the choice of location of wind farms. It is usually based on well-established "resource assessment" study based on capacity factor. However, the costs incurred from forecast errors could damage benefits, all the more as the more wind farms are installed the less the choice among sites is large and the more complex the sites´ terrains are. Indeed, previous works like the benchmarking exercise performed in [8] have shown to what extent predictability is dependent on terrain complexity; the higher the complexity, the lower the predictability. It was shown also in [9] that predictability tends to decrease when wind speeds increase. Therefore, the wind power production investment issue has to deal with a new factor : the cost for imbalances from forecast errors.

This paper addresses this issue by proposing a model to derive optimal investment strategy taking into account penalties charged for imbalances due to forecast errors. It may enable to measure the impact of predictability in an energy mix with strong renewable penetration. The issue of predictability as a decision factor has been treated in [10] and the article [11] based on empirical, nowadays data. They deal with the new questions which are increasingly being asked by end-users: Can a compromise between resource potential and predictability be beneficial when choosing among two sites where to install a wind farm? Is some compromise to be found when choosing among two sites, let us say one with high potential but low predictability (i.e. a complex terrain site) and one with lower potential but higher predictability (i.e. a flat terrain site), so that such a compromise might lead to choosing the site with lower potential if the loss in revenue can be compensated by lower penalties? For these analyses, it has been shown that predictability had a limited impact on the revenue formation. However, in an energetic mix with a stronger renewable share, the results might be different.

This work is undertaken in a nodal pricing market. Indeed, today several local prices markets are emerging. Moreover, the growing share of renewable energy in the electricity mix should increase the local constraints on the network, all the more in a liberalized context where independent investors build capacity according to personal interest without a global perspective on the system. In this view, we consider a nodal day-ahead market, but we also take local prices into account to determine the imbalance prices, such as is done on the American PJM market[12], because this structure seems to follow the trend of the development of an integrated, continuous marketplace. However, in a first approach, we consider that the imbalances have to be dealt with locally, i.e. local reserve has to compensate for imbalances coming from difference between energy actually produced and the amount contracted on the day-ahead market. Moreover, in this paper we consider that imbalances occuring in real-time are only coming from wind power production forecast errors. Further work could interestingly benefit from emphasizing errors coming from conventional generators (linked to unexpected outages or strategic behaviors).

The actors concerned by this work could be independent power producers, wind farm developers, aggregators or virtual power plant operators who need to decide where to install a new wind (or solar) farm, or how to compose an optimal portfolio of wind farms to participate in an electricity market. In addition, penalties paid by producers who deviate from the day-ahead contract are settled by the transmission system operator and market operator, who will thus be concerned by the results of this paper.

To sum up, this paper may present an interest for investors and producers in order to help them choose the optimal strategy to maximize their revenue, but it also presents an interest for the power system and market

operators, who may want to incite wind farm operators to adopt practices which increase predictability in order to lower the wind production´ s impact on the system. In this paper we propose a methodology to study the above questions, in a context of strong renewable penetration. In Section 2, we present the model which enables us to solve the problem. In section 3 we present the case study on which we carry out the optimization. In Section 4 we show results and in Section 5 we draw conclusions and give a few hints for future work.

# 2 The Model

## 2.1 Introduction to the revenue formation

We consider producers selling their forecasted production in a day-ahead market. A producer´ s revenue can be decomposed in two terms : the product of sales, given by the amount of energy sold on the day-ahead market times the spot price, and the imbalance cost, which can be positive or negative and is determined by the amount of error between the forecasted (assimilated to the amount bid, as all wind energy produced should be accepted, sold at a zero-price) and the actual amount of energy sold on the real-time market (which corresponds to the amount produced). This revenue term can therefore be expressed as :

$$Revenue = (\pi^c.E^c) + (\pi^*.d^*)$$

(1)

where
$\pi^c$ is the spot price,
$E^c$ is the energy contracted,
$\pi^*$ is the imbalance price
$d^* = E^* - E^c$ is the error between the actual energy delivered and the bid, with $E^*$ the contracted energy.

Low predictability is reflected through imbalance costs in the second term of the revenue expression.
There are several potential factors which may influence the magnitude of the imbalance price (which basically corresponds to the offer price of the last bid accepted on the real-time market, or the cost of loss of load if the demand is not satisfied):

→ The availability of interconnections with the exterior which brings flexibility to the system (storage is also another flexibility mean). However, we will not consider this aspect here;

→ The availability of low-cost balancing power such as hydropower. Basically it is this effect which we are interested in: how the coszt of reserve means affect the amount of imbalances;

→ The impact of renewable energy in the generation mix : the larger the share the bigger the imbalances and the costs of regulation when errors do not balance out; Here it will always be the case because divergence between day-ahead and real-time operations will come from the considered producer;

→ The size of the area or the level of aggregation: variability can be smoothened by compensating shortages in one area by the production in another.

## 2.2 Notation

*Optimization variables*
$X_i$ represents the amount of capacity installed on node i (in MW).
$P^c_{nt}$ represents the wind power contracted on the day-ahead market for node n for time period t.
$e^*_{nt}$ represents the error between contracted and injected wind energy.
$g_{it}$ represents the production of generator i for time period t.
$f^{DA}_{kt}$ represents the power flow on line k resulting from day-ahead operations.
$\delta^{DA}_{o(k)t}$ $\delta^{DA}_{r(k)t}$ represent the voltage angle resulting from day-ahead operations, for the emitting and receiving node of line k, respectively.
$R_{nt\omega}$ represents the reserve production for node j at time period t.
$LMP^{DA}_{nt}$ represents the day-ahead local marginal price at node n for time period t.
$LMP^{RT}_{nt}$ represents the real-time local marginal price at node n for time period t.
*Parameters*
djt represents the demand j at time period t.
N represents the number of nodes of the grid considered.
T represents the number of time period considered.
Cinv represents the cost of investment per MW.
ci represents the marginal cost of production

for generator i.
cr represents the marginal cost or reserve means of production.
o(k) represents the emitting node of line k.
r(k) represents the receiving node of line k.
Bk represents the susceptance of line k.
$X^{max}$ represents the maximal amount of capacity which can be installed at one node.
$f_k^{max}$ represents the maximal power flow in line k.
$g_i^{max}$ represents the maximal power production for generator i.
$R_n^{max}$ represents the maximal power production of reserve generator n.
*Data*
Pred(n,t) represents the normalized production forecast.
Error(n,t) represents the normalized error between forecasted and observed wind energy.
*Sets*
$\Omega^G$ represents the set of generators.
$\Phi_n^G$ represents the set of generator installed at node n.
$\Phi_n^D$ represents the demand present at node n.
$\Omega^R$ represents the set of reserve generators.

## 2.3 The generic model

An investment decision (the capacity to install on each node considered) is based on an optimization to maximize the producer´ s revenue i.e. minimize his minus profit. This comes down to:

$$\begin{aligned} &minimize_{X=(X_1,\dots,X_N)} \\ &C_{inv}X - \sum_T \sum_N LMP_{nt}^{DA} P_{nt}^c \\ &+1/N \times \sum_T \sum_\Omega \sum_N e_{nt\omega}^* LMP_{nt\omega}^{RT} \end{aligned} \tag{2}$$

s.t

$$P_{nt}^c = X_n \times prev(n,t) \tag{3}$$

$$e_{nt\omega}^* = X_n \times erreur(n,t,\omega) \tag{4}$$

with

$$erreur(n,t,\omega) = prev(n,t) - prod(n,t,\omega) \tag{5}$$

and

$$0 \leq X_n \leq X^{max} \tag{6}$$

The error corresponds to the forecast production minus the actual, observed production.
s.t

$$minimize \sum_{i \in \Omega^G} c_i g_{it} \tag{7}$$

$\forall n$

$$\sum_{i \in \Phi_n^G} g_{it} - \sum_{o(k)=n} f_{kt}^{DA} + \sum_{r(k)=n} f_{kt}^{DA} + P_{nt}^c = \sum_{j \in \Phi_n^D} d_{jt} : LMP_{nt}^{DA} \tag{8}$$

$\forall k$

$$f_{kt}^{DA} = B_k(\delta_{o(k)t}^{DA} - \delta_{r(k)t}^{DA}) : \Phi_{kt}^{DA} \tag{9}$$

$$-f_k^{max} \leq f_{kt}^{DA} \leq f_k^{max} : (\Phi_{kt}^{DAmin}, \Phi_{kt}^{DAmax}) \tag{10}$$

$\forall i$

$$0 \leq g_{it} \leq g_i^{max} : (\varphi_{it}^{min}, \varphi_{it}^{max}) \tag{11}$$

$\forall n \backslash n : ref$

$$-\pi \leq \delta_{nt}^{DA} \leq \pi : (\xi_{nt}^{DAmin}, \xi_{nt}^{DAmax}) \tag{12}$$

n:ref

$$\delta_{nt}^{DA} = 0 : (\chi_{nt}) \tag{13}$$

s.t. $\forall t \forall \omega$

$$minimize \sum_{i \in \Omega^R} c_r R_{jt\omega} \tag{14}$$

$\forall n$

$$R_{nt\omega} = e_{nt\omega}^* : (LMP_{nt\omega}^{RT}) \tag{15}$$

$\forall n$

$$-R_n^{max} \leq R_{nt\omega} \leq R_n^{max} : (\Phi_{nt\omega}^{Rmin}, \Phi_{nt\omega}^{Rmax}) \tag{16}$$

(2) corresponds to the minus profit of the producer, considering a zero operational cost for wind turbines. In this objective function, the first term corresponds to the investment cost. Then the two following terms represent the revenue coming from sales on the day-ahead market and the real-time market, respectively. The last term can correspond to a revenue or

a loss according to the sign of $e^*_{nt\omega}$. When the amound bade is inferior to the power actually injected on the network, $e^*_{nt\omega}$ is positive, and the relevant term is a cost and vice versa. These revenue terms are non linear.
(3) means that the amount of wind energy bid on the day ahead market corresponds to normalized forecasts on the area times the installed capacity whereas (4) shows that the amount bid on the real-time market corresponds to actual normalized errors, coming from onsite observations times the installed capacity.

This optimization problem depends on two lower level problems, i.e. the market clearing, both day ahead and real-time, which produce the market prices. They deal with minimizing the global (on all nodes) cost of supplying energy (respectively7 and 14), whilst satisfying the demand (respectively 8 and 15). On the day-ahead market, conventional generators provide their offers(8), whereas on the real-time market(15), flexible generators provide reserve services. (10)represents the power flow limits on the network lines.(9),(12),(13) represent physical constraints on the power lines. (11)(16) represent the respective (conventional and reserve) units´ minimal and maximal output.

## 2.4 Methodology

Figure 1: The problem considered

We use a simplified model where the real-time problem is decorrelated from the day ahead problem. A simplifying hypothesis is to consider that the power flows remain the same as those obtained with the day ahead market clearing, so that imbalances have to be compensated on the nodes where they are generated. This enables to get rid of the non convex part of the objective function (coming from the dependance between day ahead and real-time.

To solve this optimization problem, we transform the lower level problems into constraints of the upper level problem using their Karush Kuhn Tucker (KKT) conditions. We are able to linearize the objective function using the strong duality theorem, and the non-linear constraints using the following relation :

$$\alpha \geq 0, \beta \geq 0, \alpha.\beta = 0 \quad (17)$$

is equivalent to:

$$\alpha \geq 0, \beta \geq 0, \alpha \leq M.(1-\omega), \beta \leq M.\omega \quad (18)$$

# 3 The case study

## 3.1 The system

We use a simple 3 node system:

Figure 2: The system considered

## 3.2 The data

We use wind observation and forecast data for France for the February-March 2008 period (the investment term is scaled to match the data period). It is generated using MERRA reanalysis (NASA reanalysis) of wind speed at 50 m from ground, using a 50 km*50 km spatial resolution grid, and a hourly timestep. These wind speed data are used as input to a manufacturer power curve (which defines the relation between wind and the electrical power of a turbine).

In this work, we only use one scenario of renwable production, so that only one scenario is used to carry out the optimization for the real-time market clearing. Further work could benefit from adding other scenarios to improve the solution´ s robustness to different production and error levels.
Tthe french wind production data is available for a grid of 193 points, we divide the whole national demand data by the number of these grid points, and consider the data for the first three points. The wind production forecast error'mean bias is 0.6% (respectively 2, 0.03 and -0.02% for node 1,2 and 3 illustrated side by side in the following figure):

Figure 3: Wind power production (green) and forecast error (red) for the 3 nodes

The conventional units are considered to have a 20 MW capacity and the following caracteristics:

| Node | Demand | Type | Cost(€/MWh) |
|---|---|---|---|
| 1 | 0 | Coal | 20 |
| 2 | 0 | Gas | 35 |
| 3 | 60 | Nuclear | 7 |

All the lines´value is 9.412 p.u and their maximal capacity is 25 MW. The investment cost considered is 900 k€, distributed on 20 year amortization period so that $Cinv$ is 45 k€/MW for a year, which comes down to $45000 * 1440/8760 = 7397$ €/MW when adjusted to the February-March 2008 period considered for the wind production. We assume one reserve plant is installed on each node, whose cost is 40 €/MWh and whose installed capacity is 20 MW.

# 4 Results

## 4.1 Computational issues

The problem is solved using R´ s package Rcplex with IBM´ s optimization tool CPLEX on a 64 bits, 4Go of RAM computer.

## 4.2 Numerical results

| Reserve cost(€/MWh) | Investment | Benefit (€) |
|---|---|---|
| 0 | 15.5/0/5.1 | 66964 |
| 10 | 15.4/0/4.9 | 42401 |
| 40 | 0/0/0 | 0 |
| 100 | 0/0/0 | 0 |

The investment cost wears down the revenue. In a case where the investment cost is null, the investment could be beneficial with higher reserve costs:

| Reserve cost(€/MWh) | Investment | Benefit (€) |
|---|---|---|
| 0 | 17/46/44 | 561077 |
| 10 | 23.6/40.7/32.9 | 475088 |
| 40 | 10.5/51.6/33 | 266337 |
| 100 | 0/24/19.4 | 26728 |

# 5 Conclusion and perspectives

Taking into account the penalties for forecast errors in a realistic context does not enable to carry out a beneficial investment. Indeed, the investment, fixed cost and the reserve cost are wearing down the wind producer´revenue. With a realistic investment cost, the cost of reserve has to be lower than the cost of conventional units to have a positive benefit.

Further work could deal with the non-convex problem we have outlined, where the real-time market clearing depends on the day-ahead variables. Indeed, instead of assuming that the reserve only supplies the amount missing from wind power locally, we could have a new market clearing involving new power flows along the lines. In this work, only one scenario of renewable production was considered. Introducing more scenarios would enable us to determine more robust strategies, adaptable to various wind production and forecast errors such as those available for an investment decision.
Also, we have introduced the cost of reserve as a parameter of the problem and it would be interesting to have insights on the future cost of reserve to analyse how investment decisions might be affected (whether the cost of reserve increases due to renewable energy imbalances or decreases with a mutualization of ressources). Finally, this work would have a larger impact by modelling the imbalances coming from conventional generators (due to unexpected outages), or from other renewable producers already installed. This way the new renewable producer may benefit from counterbalancing the system´ s direction. This is expected to be more profitable in the case of imbalances from conventional generators or renewable energy with a different production profile in order not to have the same imbalance direction for the considered generator and the system.

# 6 Appendix

In the following we explain how the main problem was transformed in order to solve it using Cplex.

## 6.1 The upper level problem

Using the strong duality theorem on the two lower level problems, we are able to linearize the objective function:

$$minimize_{X=(X_1,\dots,X_N)}$$

$$\begin{aligned}
&C_{inv}X - \sum_T \Bigg[ - \sum_{i\in\Omega^G} c_i g_{it} \\
&+ \sum_N LMP_{nt}^{DA} \times \sum_{j\in\Omega^{Dn}} d_{jt} \\
&- \sum_{k\in\Omega^K} \left(\Phi_{kt}^{max} + \Phi_{kt}^{min}\right) \times f_k^{max} \\
&- \sum_{i\in\Omega^G} \varphi_{it}^{max} g_{it}^{max} \\
&- \sum_{n\in\Omega^N:ref} \pi \times \left(\xi_{nt}^{max} + \xi_{nt}^{min}\right) \Bigg] \\
&+1/N \times \sum_T \sum_\Omega \Bigg[ \sum_N c_n R_{nt\omega} \\
&+ \sum_N R_n^{max} \left(\Phi_{nt\omega}^{Rmax} + \Phi_{nt\omega}^{Rmin}\right) ]
\end{aligned} \tag{19}$$

We keep the upper level constraints (3), (4), (5) and (6).

## 6.2 Transformation of the lower level problems

We transform the lower level problems into constraints of the upper level problem using their Karush Kuhn Tucker (KKT) conditions. As they are formulated in an independant way, the formulation of their KKT conditions is straightforward.

For the day ahead market clearing, the first order conditions give:
$\forall i \in \Omega^G$

$$c_i - LMP_{nt}^{DA} - \varphi_{it}^{min} + \varphi_{it}^{max} = 0 \tag{20}$$

$\forall k \in \Omega^K$

$$LMP_{o(k)t}^{DA} - LMP_{r(k)t}^{DA} - \Phi_{kt} - \Phi_{kt}^{min} + \Phi_{kt}^{max} = 0 \tag{21}$$

$\forall n \backslash n : ref$

$$- \sum_{k|o(k)=n} B_{kt}\Phi_{kt} + \sum_{k|r(k)=n} B_{kt}\Phi_{kt} - \xi_{nt}^{min} + \xi_{max} = 0 \tag{22}$$

for $n : ref$

$$- \sum_{k|o(k)=n} B_{kt}\Phi_{kt} + \sum_{k|r(k)=n} B_{kt}\Phi_{kt} - \chi_{nt} = 0 \tag{23}$$

We also keep the constraints (8) and (9).
The positivity and complementary slackness conditions give for the day-ahead market clearing:

$$f_{kt}^{DA} + f_k^{max} \geq 0 \tag{24}$$
$$\Phi_{kt}^{DAmin} \geq 0 \tag{25}$$
$$(f_{kt}^{DA} + f_k^{max}).\Phi_{kt}^{DAmin} = 0 \tag{26}$$
$$f_k^{max} - f_{kt}^{DA} \geq 0 \tag{27}$$
$$\Phi_{kt}^{DAmax} \geq 0 \tag{28}$$
$$(f_k^{max} - f_{kt}^{DA}).\Phi_{kt}^{DAmax} = 0 \tag{29}$$
$$g_{it} \geq 0 \tag{30}$$
$$\varphi_{it}^{min} \geq 0 \tag{31}$$
$$g_{it}.\varphi_{it}^{min} = 0 \tag{32}$$
$$g_i^{max} - g_{it} \geq 0 \tag{33}$$
$$\varphi_{it}^{max} \geq 0 \tag{34}$$
$$(g_i^{max} - g_{it}).\varphi_{it}^{max} = 0 \tag{35}$$
$$\delta_{nt}^{DA} + \pi \geq 0 \tag{36}$$
$$\xi_{nt}^{DAmin} \geq 0 \tag{37}$$
$$(\delta_{nt}^{DA} + \pi).\xi_{DAnt}^{min} = 0 \tag{38}$$
$$\pi - \delta_{nt}^{DA} \geq 0 \tag{39}$$
$$\xi_{nt}^{DAmax} \geq 0 \tag{40}$$
$$(\pi - \delta_{nt}^{DA}).\xi_{nt}^{DAmax} = 0 \tag{41}$$

For the real-time market, the first order conditions give:

$$c_r - LMP_{nt}^{RT} - \varphi_{nt\omega}^{Rmin} + \varphi_{nt\omega}^{Rmax} = 0 \tag{42}$$

We also keep the equilibrium constraint (15).
The complementary slackness conditions give for the real-time market clearing:

$$R_{nt\omega} + R_n^{max} \geq 0 \tag{43}$$
$$\varphi_{nt\omega}^{Rmin} \geq 0 \tag{44}$$
$$(R_{nt\omega} + R_n^{max}).\varphi_{nt\omega}^{Rmin} = 0 \tag{45}$$
$$R_n^{max} - R_{nt\omega} \geq 0 \tag{46}$$
$$\varphi_{nt\omega}^{Rmax} \geq 0 \tag{47}$$
$$(R_n^{max} - R_{nt\omega}).\varphi_{nt\omega}^{Rmax} = 0 \tag{48}$$

### 6.3 Linearization of the constraints

The non-linear constraints coming from the complementarity conditions are linearized using (17):

$$f_{kt}^{DA} + f_k^{max} \leq M^p(1 - \omega_{kt}^{DAmin}) \quad (49)$$

$$\Phi_{kt}^{DAmin} \leq M^{\Phi p}(\omega_{kt}^{DAmin}) \quad (50)$$

$$f_k^{max} - f_{kt}^{DA} \leq M^p(1 - \omega_{kt}^{DAmax}) \quad (51)$$

$$\Phi_{kt}^{DAmax} \leq M^{\Phi p}(\omega_{kt}^{DAmax}) \quad (52)$$

$$g_{it} \leq M^p(1 - \omega_{it}^{min}) \quad (53)$$

$$\varphi_{it}^{min} \leq M^{\Phi p}(\omega_{it}^{min}) \quad (54)$$

$$g_i^{max} - g_{it} \leq M^p(1 - \omega_{it}^{max}) \quad (55)$$

$$\varphi_{it}^{max} \leq M^{\Phi p}(\omega_{it}^{max}) \quad (56)$$

$$\delta_{nt}^{DA} + \pi \leq M^p(1 - \omega_{nt}^{DAmin}) \quad (57)$$

$$\xi_{nt}^{DAmin} \leq M^p(1 - \omega_{nt}^{DAmin}) \quad (58)$$

$$\pi - \delta_{nt}^{DA} \leq M^p(1 - \omega_{nt}^{DAmax}) \quad (59)$$

$$\xi_{nt}^{DAmax} \leq M^p(\omega_{nt}^{DAmax}) \quad (60)$$

$$R_{nt\omega} + R_n^{max} \leq M^p(1 - \omega_{nt\omega}^{min}) \quad (61)$$

$$\varphi_{nt\omega}^{Rmin} \leq M^{\Phi p}(\omega_{nt\omega}^{min}) \quad (62)$$

$$R_n^{max} - R_{nt\omega} \leq M^p(1 - \omega_{nt\omega}^{max}) \quad (63)$$

$$\varphi_{nt\omega}^{Rmax} \leq M^{\Phi p}(\omega_{nt\omega}^{max}) \quad (64)$$

## References


[1] Global wind statistics 2013.

[2] A report by the European Wind Energy Association EWEA. Pure power wind energy targets for 2020 and 2030. Technical report, July 2011.

[3] Arturs Purvins, Alyona Zubaryeva, Maria Llorente, Evangelos Tzimas, and Arnaud Mercier. Challenges and options for a large wind power uptake by the european electricity system. *Applied Energy*, 88(5):1461 – 1469, 2011.

[4] P. Pinson, C. Chevallier, and G.N. Kariniotakis. Trading wind generation from short-term probabilistic forecasts of wind power. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22(3):1148–1156, 2007.

[5] Bourry F. *Management of uncertainties related to renewable generation participation in electricity market*. PhD thesis, Ecole des Mines de Paris, Center for Energy and Processes, Rue Claude Daunesse, Sophia Antipolis, 2009.

[6] Vincenzo Marano, Gianfranco Rizzo, and Francesco Antonio Tiano. Application of dynamic programming to the optimal management of a hybrid power plant with wind turbines, photovoltaic panels and compressed air energy storage. *Applied Energy*, 97(0):849 – 859, 2012. Energy Solutions for a Sustainable World - Proceedings of the Third International Conference on Applied Energy, May 16-18, 2011 - Perugia, Italy.

[7] J.M. Morales, A.J. Conejo, and J. Perez-Ruiz. Short-term trading for a wind power producer. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 25(1):554 –564, feb. 2010.

[8] Marti I et al. Europ. What performance can be expected by short-term wind power prediction models depending on site characteristics? Wind Energy Conf EWEC.

[9] Pierre Pinson. *Estimation of the uncertainty in wind power forecasting*. PhD thesis, Ecole des Mines de Paris, 2006.

[10] HAL Mines ParisTech, editor. *The impact of electricity market schemes on predictability being a decision factor in the wind farm investment phase*, 2013.

[11] R. Girard, K. Laquaine, and G. Kariniotakis. Assessment of wind power predictability as a decision factor in the investment phase of wind farms. *Applied Energy*, 101:609 – 617, 2013. Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems.

[12] A.L. Ott. Experience with pjm market operation, system design, and implementation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 18(2):528 – 534, may 2003.

[13] A. Keane, M. Milligan, C.J. Dent, B. Hasche, C. D'Annunzio, K. Dragoon, H. Holttinen, N. Samaan, L. Soder, and M. O'Malley. Capacity value of wind power. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 26(2):564 –572, may 2011.

[14] L. von Bremen (ForWind) J. Sanz Rodrigo (CENER) L. Frías Paredes, N. Stoffels. Safewind project - statistical analysis of wind power and prediction errors for selected test areas. Technical report, CENER,ForWind, 2012.

[15] Erik Holmgren Nils Siebert Georgios Kariniotakis Robin Girard (ARMINES) P. McSharry, L. von Bremen. Safewind project - predictability measure and communication of information on uncertainty to forecast users. Technical report, University of Oxford, OLDENBERG, ARMINES, 2012.

[16] Georgios Anastasiades Arthur Bossavy Robin Girard, Patrick McSharry. Safewind project - forecast combination conditioned to a predictability information, and benefits for controlling forecast error. Technical report, ARMINES and Oxford, 2012.01.04.

[17] C. Ruiz and A.J. Conejo. Pool strategy of a producer with endogenous formation of locational marginal prices. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 24(4):1855–1866, Nov 2009.

**Article de conférence EEM 2014**

# A robust investment strategy for generation capacity in an uncertain demand and renewable penetration environment

Fiona Foucault[1,2]
Robin Girard[1]
Georges Kariniotakis[1]

[1]PERSEE, Centre for Processes, Renewable Energies & Energy Systems

Mines ParisTech

Sophia Antipolis, France

[2]ADEME, French Environment and Energy Management Agency

Angers, France

***Abstract*—With the growing environmental and energetic concern, the issue of adapting our energy systems is paramount. This paper deals with the issue of new optimal energy mixes in a high renewable energy share context, and capacity investment in such a framework. We use the "screening curve" method to determine competitors' investments and deduce the benefit of a conventional generator. This work is carried out using a robust approach i.e. we determine a threshold of benefit we want to reach with a defined probability no matter the actual demand and renewable penetration. To determine this solution, we consider four demand scenarii and levels of installed capacity both for wind and for photovoltaic energy. This work is undertaken for the French case. Some results are shown for a coal power plant with 2030 scenarii for demand, wind and solar capacity.**

***Index Terms*—Wind energy, Solar energy, Power generation planning, Power system economics, Profitability.**

## I. Introduction

The path towards liberalization in the electricity sector [1] brings forward issues related to investment under uncertainty. In contrast to a monopolistic structure, independent generators have to ensure their investment pay-back based on one or several projects only, being deprived from the possibility to soften errors on demand and production projections, and to have visibility on their competitors' projects.

Moreover, renewable energy's impact is increasing. Renewable generation either sold through feed-in tariffs or sold on electricity markets at zero marginal cost, results into lower demand left for conventional power plants and this increases the uncertainty on the demand forecasts used to make an investment decision.

These are two factors which may prevent new investments, as decision-makers are usually risk-averse. In this view, it is interesting to develop a robust approach i.e. to determine strategies which guarantee a minimum level of benefit with a given probability. This is consistent with the emerging capacity availability issue on liberalized markets. Indeed, in a competitive electricity market, peak means of production seem to have difficulties at being beneficial, or are reluctant to carry out investment in an uncertain legal and economic environment [2].

Another issue is the transformation of the optimal energy mix related to the massive introduction of renewable energy. The existing systems result from investment decisions carried out decades ago. The future investments need to take into account the new environment in which they will produce energy. Based on legal commitments (such as the European Climate and Energy package), this environment will include a large share of renewable energy. We are interested in analyzing how the bigger renewable share will change the optimal energy mix. This issue was dealt with in [3], for the Great Britain case, for scenarii with and without wind energy.

## II. Objectives

In this work we are interested in finding opportunities for investment in new power plants. We determine an investment strategy (capacity of a new plant) considering a set of scenarii for demand and renewable penetration levels. Instead of determining such a strategy by maximizing the mean benefit obtained from trading on the electricity market, we are interested in a robust solution i.e. ensuring that the project is

profitable (the benefit exceeds a certain threshold) with a defined probability no matter the actual demand and renewable production levels. To our knowledge, this robust approach used to deal with renewable penetration is new in the literature [4].

## III. METHOD

Our work is based on the "screening curve" method which determines the optimal energy mix for a given demand scenario. This enables us to determine the benefit of the considered generator (named $i_0$ in the following) for each scenario (associated with a probability), according to different investment levels. Finally we select a level of capacity which satisfies our criterion.

### *A. The screening curve method*

The screening curve method determines what the optimal energy mix would be considering a given load duration curve[1] and the costs of the available power plants.

The cost of one megawatt according to the number of hours it is used is given by the following relation:

$$F_i + V_i h \tag{1}$$

where $F_i$ is the yearly fixed cost, $V_i$ is the variable cost per megawatt hour for generator *i*, and *h* is the number of hours where the considered megawatt is used.

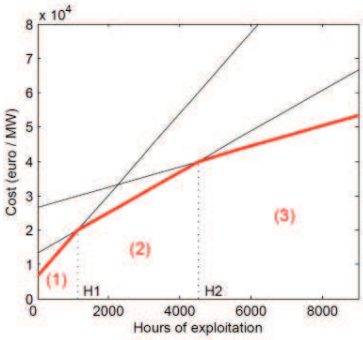



Figure 1. Example of 3 cost functions

The fixed cost corresponds to the yearly investment cost for one megawatt, and the operational cost corresponds to the costs the generator has to bear to produce one megawatt hour (fuel, maintenance). This way, it is possible to recover the cost of one megawatt according to the number of hours it is used during the year.

[1] *A load-duration curve orders a chosen year's hours from highest demand to lowest. The hours on the left will correspond to peak hours, the hours in the middle, to intermediate demand and the hours on the right will correspond to off-peak, base hours.*

Consequently, the energy mix may be determined by using the least expensive production means according to each type of hours. This is illustrated in Fig.1 where the cost per megawatt of three different units according to the number of hours is shown. The red lines correspond to the least expensive costs for each type of hours. This means that producer (3) should be used for base demand (as it is the least expensive per megawatt when it is called H2 hours or more during the year). Producer (2) should be used for intermediate hours (between H1 and H2), and producer (1) should be used for peak hours. Finally, the load duration curve enables us to determine the level of investment for each type of power plant (respectively C1, C2 and C3 in Fig.2) according to hours defined with the cost functions (here H1 and H2). In our work, we will consider a load duration curve representing reduced demand (demand minus renewable energy production) for each scenario.

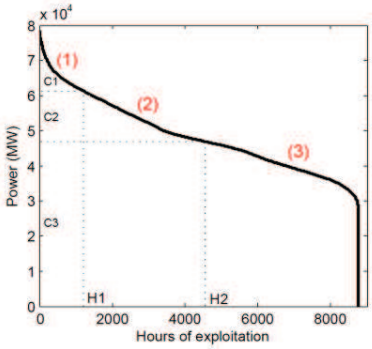



Figure 2. Example of load duration curve

From here, the market prices may be estimated considering the cost of the most expensive generator called for each hour (assuming all generators are non strategic).

### *B. Investment assumptions*

We consider there is one generator per type of plant.

The "screening curve" method implies we know exactly the fixed and variable costs of all available generators. We assume all generators have this information.

At the investment stage, we assume the considered generator does not have perfect information on the reduced demand level (the actual scenario). On the contrary, we assume the competitors know the scenario and invest accordingly. They will invest as if all generators had perfect information, except for the generator corresponding to the last means called. To fulfill the demand at any time, we consider that this generator (loss of load or demand side management) may adapt and over-invest if necessary.

### *C. Market price assumptions*

We suppose that once the investment has been carried out, the generator will have perfect information on the scenario and adapt its offer price (price required to produce) accordingly.

On the one hand, we consider $i_0$, a strategic generator, bidding in order to maximize its benefit. On the other hand, we assume other generators have a non-strategic behavior, meaning their bids reflect their true cost (including fixed and variable cost). Formally this means that the offer price $\pi_{ij}$ for a megawatt *j* sold by producer *i* for one hour is given by $\frac{F_i + V_i h(j)}{h(j)}$ where *h(j)* is the number of working hours for megawatt *j* and is obtained with the load duration curve. This way, $\pi_{ij}$ does not depend on time. For a megawatt *j* produced by the strategic generator $i_0$, the offer price is different when its true cost is the smallest among all producers' (when it is price-maker). In this case, $i_0$ bids an offer price higher than its true cost, but lower than other offer prices in order to ensure it is selected. Therefore, the offer is $\pi_{i_0 j} = \min_{i \neq i_0}(\pi_{ij}) - \varepsilon$ where the gap $\varepsilon$ is supposed fixed. Fig. 3 illustrates this with an example of true cost for $i_0$ (red line) and competitors' offers (blue lines) for the same megawatt *j*.

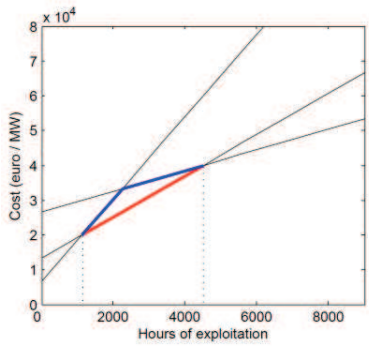



Figure 3. Minimal (red) and maximal (blue) cost

### D. Determination of a robust investment solution

In this framework, once a level of investment in capacity is chosen for our generator, and the scenario is known, its benefit can be directly deduced.

Indeed, the benefit of generator $i_0$ investing in a capacity of *X* megawatt is:

$$Benefit(X, i_0, \omega) = (\pi_\omega^m - V_{i_0}) \cdot P_{i_0\omega}(X) - F_{i_0} \cdot X \qquad (2)$$

$\pi_\omega^m$ and $P_{i_0\omega}(X)$ are vectors of length 8760 (number of hours in a year) containing respectively market prices and production sold for a given scenario $\omega$. The market price at a given time is the maximum accepted offer. The production is limited either by the actual capacity $X$ or the maximal amount of accepted offers. On hours where $i_0$ is price-taker, it is maximal.

We use a Monte Carlo method to estimate the considered generator's benefit for different values of installed capacity. To this end we consider several scenarii for demand occurring with defined probabilities. This means that for each value of installed capacity, we have a range of possible benefit with the associated probability. All that remains is to determine the values of installed capacity which satisfy the criterion (i.e. exceed a defined threshold) with a good probability. Note that this could be extended to continuous density functions with assumptions on the density of the demand.

## IV. Case Study

### A. The generation cost data

We consider the French energy mix generators: nuclear, gas, coal, oil and a fifth which corresponds to demand-side management (loss of load could also be considered).

The considered costs [5] are given in table I.

TABLE I. Energy costs

| *Generation* | *Nuclear* | *Coal* | *Gas* | *Oil* | *Demand Side Management (DSM)* |
|---|---|---|---|---|---|
| Fixed cost (k€/MW/year) | 287 | 174 | 73 | 62 | 5 |
| Variable cost (k€/MWh) | 0.007 | 0.02 | 0.035 | 0.045 | 2 |

### B. The demand data

We fix 2030 to be the year of analysis. To produce demand forecast data, we use 2011 real demand data from the French Transmission System Operator, RTE. As we consider the French energy system (nuclear and thermal), the hydro is subtracted from the demand. In these data, the overall consumption is 476 terawatt hour (432 terawatt hour once the hydraulic generation is subtracted). We resize these data considering the yearly forecasted consumption in 2030, provided by RTE's "Generation adequacy report 2012" [6]. Although the consumption scenarii considered in this report are prospective, i.e. they tend to describe evolutions according to political or social decisions, we consider them as equiprobable scenarii of demand evolution.

For 2030, RTE's generation accuracy report provides four scenarii for demand: an intermediate scenario, a scenario with low and high demand levels, and a scenario where a new energy mix gives more importance to renewable energy.

TABLE II. Demand and renewable capacity scenarii

| *Scenario* | *High* | *Intermediate* | *New Mix* | *Low* |
|---|---|---|---|---|
| Yearly consumption (TWh) | 648 | 589.4 | 557.3 | 468 |
| Wind Capacity (GW) | 24.5 | 24.5 | 28 | 18.5 |
| Solar Capacity (GW) | 20 | 20 | 30 | 12 |

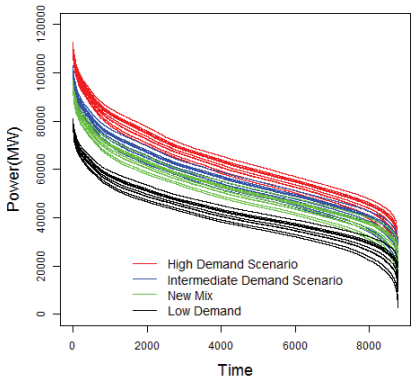



Figure 4. Load duration curves for each scenario

### C. *The renewable energy data*

We consider hypothesis for installed capacity coming from the same scenarii as for demand (see Table II).

We use normalized wind production data generated in [7] for France for the same year as demand (to keep any correlations due to temperature or weather conditions between the sets of data). They are generated using MERRA (Modern Era Retrospective-Analysis for Research and Applications, from National Aeronautics and Space Administration) reanalysis recalibrated with ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts) and extrapolated to get 80 meters from ground wind speed data. The power curve (transforming wind speed to power) is then based on a statistical estimation from French regional production data.

The photovoltaic data used are global horizontal irradiation estimations coming from the Helioclim 3 database, converted to electrical power using French production data to calibrate the power conversion.

## V. RESULTS

The calculation is carried out using the R software environment.

We have carried out the calculation considering a coal power plant. Fig.5 and Fig.6 show offer prices (we keep the order from peak to base hours) for Demand side management (DSM), Oil, Gas and Coal power plants, on hours where they are price-maker (otherwise the values are put to zero), for six levels of investment (from 0 to 20 GW). Each level of investment corresponds to a group of 4 strips (each strip corresponding to a level of demand and being composed of all scenarii on renewable energy): red strips corresponds to the high demand, blue to the intermediate, green to the new energy mix and black to the low demand scenario. The nuclear offer price is zero up till the last 69 hours of the year.

DSM is called more hours when investment is insufficient. Afterwards, the number of hours when it is called remains the same as considered investment has reached the required level (fourth level in Fig.5 left) and as surplus investment is lost (those megawat cannot compete with megawatt from other generators as their cost are higher). In the same way, oil or gas stations hours are posponed (corresponding in reality to calling them earlier, for lower levels of demand) when the investment in coal is insufficient. The coal station is called according to its investment (zero offer price with zero investment and smaller number of hours when under-investing). Finally, in our work, nuclear is price-maker a few hours (69), and having the highest priority in the merit order, it is not impacted by the investment in other means of production. We also find that with lower demand levels (black strip), or higher renewable penetration (green strip) which also decreases demand, DSM production is called for more hours (and shifts others means consecutively).

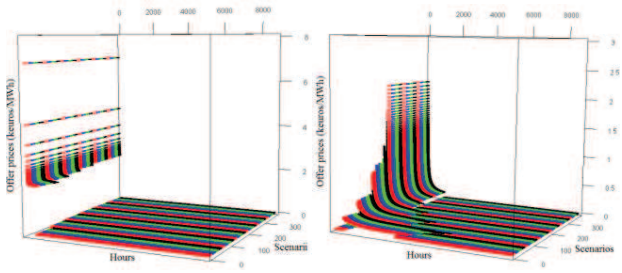



Figure 5. Offer price for DSM and Oil for all scenarii

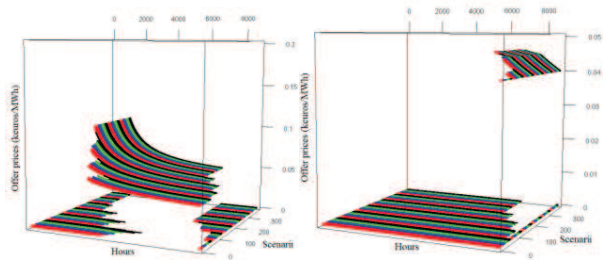



Figure 6. Offer price for Gas and Coal for all scenarii

Fig.7 displays the market price and the level of investment which would be optimal for each scenario. The market price is showed for all the yearly hours (we keep the order from peak to base hours), according to the 64 scenarii and 6 levels of investment. The average of optimal investment according to each scenario is 14.9 gigawatt. We also find that optimal investments increase when the demand or the renewable share increase (see Fig.7 right where up peaks correspond to higher renewable capacity installed).

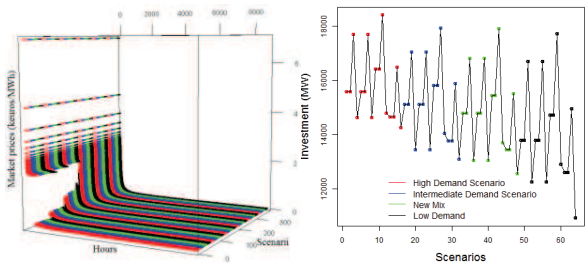



Figure 7. Market Price and recommended investment per scenario

The benefit threshold is fixed to 4 billion euros, and the probability requirement to 0.8. The highest benefit investment changes according to scenarii. Fig.8 shows the limit where the actual investment is smaller than the optimal investments

for the considered scenarii. After this limit, the benefit becomes linear and decreasing. Indeed, the amount of sales does not change (the volume of power used and offer prices do not change anymore), and only the investment cost wears down the benefits. We find that the surest investment is between 10.5 and 14 gigawatts (Fig. 9), lower than the average value of optimal investment according to each scenario.

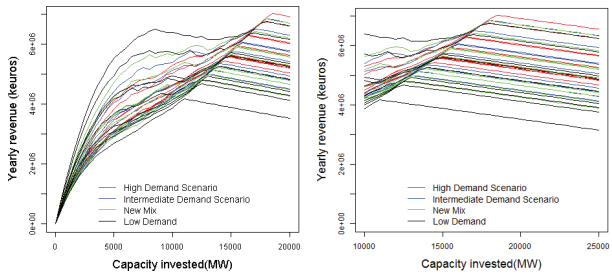



Figure 8. Benefit according to investment levels for all scenarii

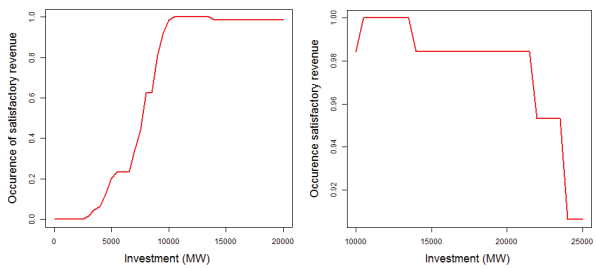



Figure 9. Probability of satisfying the criterion according to investment levels

Indeed,the robust solution depends on the level of benefit required. In Fig.8 we see that the required level is met for most scenarios for investments between 10 and 14 Gigawatt.

Analysing this issue for several benefit requirements, we find that they are no investment guaranteed for a threshold of more than 5.1 billion euros (Fig.10). The most robust investment remains under the average optimal investment according to scenarios to ensure enough scenarios will satisfy the required benefit.

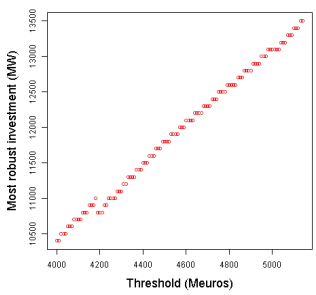



Figure 10. Investment with highest probability of satisfying the criterion according to different tresholds

## VI. CONCLUSIONS AND PERSPECTIVES

This work's purpose was to introduce a new method to determine a robust investment decision. We show that a simple approach using the optimal investment for one scenario, or the average on several scenarios may differ strongly from the robust solution, as it is highly dependent on the criterion used.

Further work could focus on improving demand and renewable production scenarii considered (with their respective probability), and more scenarii could be described. This method could also benefit from modeling a Gaussian noise around the considered scenarii to analyze the impact of deviations from the projected demand and renewable levels.

We have considered the scenario known to the decision-maker once the investment was carried out. A development of this work could also be to consider scenarii on the offer price determination process, to model the imperfect information of the generator. This could also be done for generator costs assumption. Detailed analysis on power plants costs would also be a perspective to improve the results of our model.

Finally, this work was undertaken for conventional plants but it could also apply to investment in renewable energy.

## ACKNOWLEDGMENT

This work was supported by the French Environment and Energy Management Agency (ADEME) and ARMINES.

## REFERENCES

[1] F. Mirabel, "La déréglementation des marchés de l'électricité et du gaz – Les grands enjeux économiques", Ed. Presse des Mines, 2012.

[2] F. Lévêque, G. De Muizon, V. Rious and M. Saguan, "Justifications économiques de l'utilité d'un mécanisme de bouclage dans le fonctionnement d'un dispositif d'obligation de capacité", Revue de l'Energie, n° 603, Sept-Oct 2011.

[3] R. Green and N. Vasilakos, "The long-term impact of wind power on electricity prices and generating capacity," ESRC Centre for Competition Policy Working Paper Series. [Online] Available: http://ssrn.com/abstract=1851311.

[4] S. Malcolm and S. Zenios, "Robust optimization for power systems capacity expansion under uncertainty", Operational Research Society, 1994.

[5] N. Boccard, "Economic properties of wind power a European assessment", Energy policy, 2010.

[6] RTE, "Generation adequacy report 2012".[Online] Available: http://www.rte-france.com/en/news-cases/news/generation-adequacy-report-2012-security-of-supply-should-be-guaranteed-through-2015

[7] ADEME Project, "Cap 100% Enre 2050, modélisation et optimisation d'un système électrique français 100% renouvelable en 2050" phase 1. Unpublished.

# Table des figures


1.1 Chronologie et poids des différents types de transaction sur le marché français de l'électricité pour l'année 2011 . . . 7
1.2 Volume et nombre de transactions en « *Day-ahead* » sur le marché « OTC » intermédié et sur la bourse EPEX SPOT . . . 8
1.3 Illustration des systèmes ATC et « *Flow-Based* » . . . 12
1.4 Illustration de l'évolution des prix pour les deux zones du marché danois . . . 13
1.5 Système à 2 nœuds pour l'illustration d'un marché à prix nodal . . . 13
1.6 Relation entre prix et vitesse du vent - Frank Hochmuth, NUON . . . 16
1.7 Abaissement des coûts de production éoliens . . . 17
1.8 Comparaison des coûts actualisés de différentes technologies de production d'électricité en 2013 en Allemagne. La valeur sous la technologie correspond pour le PV (Photovoltaïque) à l'irradiation horizontale globale (GHI), pour les autres technologies elle correspond au nombre d'heures de pleine charge (« Full Load hours » (FLH)) par an pour la centrale. Les divers investissements sont pris en compte avec une valeur minimale et maximale pour chaque technologie. . . . 17
1.9 Rémunération d'une centrale éolienne soumise à un régime de participation au marché . . . 20

2.1 Centrales éoliennes danoises considérées . . . 32
2.2 Relation entre facteur de charge et prédictibilité pour les données éoliennes danoises . . . 33
2.3 Méthodologie adoptée . . . 34
2.4 Répartition des valeurs de cefficients de corrélation linéaire pour PJM . . . 35
2.5 Résultats pour NordPool (DK-1) . . . 35
2.6 Résultats pour OMEL . . . 36
2.7 Valeurs des coefficients de détermination pour les différents noeuds du marché PJM . . . 36
2.8 Génération des données éoliennes françaises . . . 39
2.9 Valeurs moyennes des facteurs de charge en « *Day-ahead* », des erreurs à la hausse et à la baisse pour les 204 sites considérés au Danemark . . . 40
2.10 Valeurs moyennes des facteurs de charge en « *Day-ahead* », des erreurs à la hausse et à la baisse pour les 6888 (21 région $\times$ 328 points de grille) sites considérés en France . . . 40
2.11 Valeurs prises pour $\alpha^+, \beta^+$ pour le Danemark . . . 41
2.12 Valeurs prises pour $\alpha^-, \beta^-$ pour le Danemark . . . 42
2.13 Valeurs prises pour $\alpha^+, \beta^+$ pour la France . . . 42
2.14 Valeurs prises pour $\alpha^-, \beta^-$ pour la France . . . 43
2.15 Coefficients de corrélation linéaire pour PJM pour l'estimateur $\widehat{\lambda_{RT}} = max(\overline{\lambda^+_{RT}}, \overline{\lambda^-_{RT}})$ . . . 44

3.1 Processus adopté . . . 52
3.2 Structure du problème d'investissement choisi . . . 59
3.3 Problème bi-niveaux . . . 63
3.4 Problème bi-niveaux pour notre cas . . . 63
3.5 Le problème ne peut être simplifié . . . 64
3.6 Problème bi-niveaux de « *market clearing* » en temps réel . . . 64
3.7 Processus aboutissant au problème utilisé dans la résolution numérique . . . 65
3.8 Découplage des problèmes de marchés . . . 66
3.9 Principe de la décomposition de Benders . . . 67
3.10 Illustration du processus de résolution . . . 68

3.11 Algorithme de Benders . . . 69
3.12 Illustration de l'approximation linéaire en la solution du sous-problème pour l'étape $k$, le scénario $\omega$ et le pas de temps $t$ . . . 70
3.13 Temporalité pour la fixation de $\beta$ . . . 73
3.14 Détermination de conditions de fonctionnement à partir de données réelles . . . 75
3.15 Formation de scénarios à partir de données réelles . . . 75
3.16 Réseau considéré pour le cas d'étude . . . 80
3.17 Illustration de la non convexité du problème pour la partie « *Day-ahead* » (DA) et temps réel (RT), respectivement - Jeu « *Wind-Load Duration curve* » . . . 82
3.18 Illustration de la non convexité du problème pour la partie « *Day-ahead* » (DA) et temps réel (RT), respectivement - Jeu « *K-Means Clustering* » . . . 83
3.19 Evolution du revenu moyen en fonction de $\beta$ - Jeu « *Load Duration Curve* » et « *K-Means Clustering* » . . . 84
3.20 Prix de marché « *Day-ahead* » et temps réel - Noeud 1 - Jeu « *Load Duration Curve* » . . . 85
3.21 Prix de marché « *Day-ahead* » et temps réel - Noeud 1 - Jeu « *K-Means Clustering* » . . . 86
3.22 Production éolienne en « *Day-ahead* » et temps réel - Noeud 1 - Jeu « *Load Duration Curve* » 87
3.23 Production éolienne en « *Day-ahead* » et temps réel - Noeud 1 - Jeu « *K-Means Clustering* » 87
3.24 Flux de puissance en « *Day-ahead* » et temps réel - Ligne 1-2 - Jeu « *Load Duration Curve* » 88
3.25 Flux de puissance en « *Day-ahead* » et temps réel - Ligne 1-2 - Jeu « *K-Means Clustering* » 88
3.26 Utilisation de la régulation à la hausse en « *Day-ahead* » et temps réel - 2 - Jeu « *Load Duration Curve* » . . . 89
3.27 Prix de marché « *Day-ahead* » et temps réel - Noeud 1 . . . 90
3.28 Production éolienne en « *Day-ahead* » et temps réel - Noeud 1 . . . 90
3.29 Flux de puissance en « *Day-ahead* » et temps réel - Ligne 1-2 . . . 91
3.30 Utilisation de la réserve en « *Day-ahead* » et temps réel - Noeud 1 et 2 . . . 91

4.1 Méthodologie adoptée . . . 98
4.2 Système utilisé pour le cas d'étude dans ce chapitre . . . 104
4.3 Demande utilisée . . . 105
4.4 « Intérêt de la prédictibilité » ($\frac{X_2}{X_1+X_2}$) pour $\zeta$, le paramètre de coût de la régulation, valant $0.8, 1.5$ et $2$ respectivement . . . 109
4.5 « Intérêt de la prédictibilité » ($\frac{X_2}{X_1+X_2}$) pour $\delta$, le paramètre de capacité des lignes, valant $0.5, 0.7$ et $1$ respectivement . . . 110
4.6 « Intérêt de la prédictibilité » ($\frac{X_2}{X_1+X_2}$) pour $\gamma$, le paramètre de corrélation des données éoliennes, valant $0, 0.25$ et $1$ respectivement . . . 110

B.1 Courbes d'offre et de demande pour les cas de demande élastique et inélastique . . . 121
B.2 Prix *Day-ahead* sur EPEX SPOT pour la France - moyennes hebdomadaires . . . 123
B.3 Prix *Day-ahead* sur EPEX SPOT pour la France . . . 124
B.4 La démarche NegaWatt . . . 127
B.5 Engagements nationaux dans le cadre du paquet Energie-Climat européen . . . 127
B.6 Développement historique des politiques de tarifs de rachat pour les productions renouvelables dans le monde - Année, Nombre total de pays concernés, Nouveaux pays ayant adopté ce type de mesure pour l'année en question . . . 129
B.7 Illustration du fonctionnement de la réserve en France . . . 140
B.8 Difficultés pour la fourniture de services système par la production éolienne [16] . . . 141

D.1 Processus aboutissant au problème utilisé dans la section 3.5 du chapitre trois . . . 151

E.1 Illustration des données de production pour les nœuds 1 et 2, pour les différentes valeurs de $\kappa$ et $\eta$ . . . 161
E.2 Illustration des données de prévision de production pour les nœuds 1 et 2, pour les différentes valeurs de $\kappa$ et $\eta$ . . . 161
E.3 Illustration des écarts entre les données de production et de prévision pour les nœuds 1 et 2, pour les différentes valeurs de $\kappa$ et $\eta$ . . . 162
E.4 Illustration des données de production pour les nœuds 1 et 2, pour les différentes valeurs de $\gamma$ et $\eta$ . . . 163

E.5 Illustration des données de prévision de production pour les nœuds 1 et 2, pour les différentes valeurs de $\gamma$ et $\eta$ . . . . . 163
E.6 Illustration des écarts entre les données de production et de prévision pour les nœuds 1 et 2, pour les différentes valeurs de $\gamma$ et $\eta$ . . . . . 164
E.7 Coût du système pour la partie « *Day-ahead* » pour $\beta = 0.9$ . . . . . 166
E.8 Bénéfice pour différentes valeurs d'investissement pour les nœuds 1 et 2, pour $\beta = 0.9, \eta = 1.6, \kappa = 1.1, \zeta = 1.5, \delta = 1, \gamma = 0$, pour les données de « Sites voisins » pour les trois premiers mois de 2011 . . . . . 167

# Bibliographie


[1] http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/interconnexions#section6.

[2] https://www.lenergieenquestions.fr/la-reforme-du-mecanisme-de-soutien-aux-renouvelables-presentee/.

[3] www.eex-transparency.com.

[4] http://energie.lexpansion.com/climat/la-fin-des-subventions-aux-renouvelables\-attention-danger-_a-35-8048.htmll.

[5] http://www.actu-environnement.com/ae/news/reforme-soutien-energies-renouvelables-tarif-achat-23690.php4.

[6] www.developpement-durable.gouv.fr.

[7] http:\www.rte-france.com/fr/actualite/mise-en-place-du-mecanisme-de-capacite-debut-des-certifications-des-moyens-de-production,.

[8] http://www.rte-france.com/fr/article/bilans-electriques-nationaux.

[9] http://www.actu-environnement.com/ae/news/arrete-tarifaire-eolien-avis-defavorable-cre-22095.php4,.

[10] http://www.energie.sia-partners.com/20100415/loi-nome-quel-impact-sur-lachat-des-pertes.

[11] www.epexspot.com.

[12] www.eex.de.

[13] www.apx.nl.

[14] www.omel.es.

[15] www.nordpool.no.

[16] Capabilities and costs for ancillary services provision by wind power plants.

[17] Vers un mix electrique 100 pourcent renouvelable en 2050.

[18] Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en france. Technical report, RTE, 2014.

[19] http://eur-lex.europa.eu/homepage.html, accédée le 08/05/2016.

[20] http://www.vie-publique.fr/chronologie/chronos-thematiques/developpement-energie-eolienne.html, accédée le 08/05/2016.

[21] http://about.bnef.com/press-releases/wind-solar-boost-cost-competitiveness-versus-fossil-fuels/, accédée le 08/05/2016.

[22] http://www.connaissancedesenergies.org/qu-est-ce-que-l-energie-fatale-121219, accédée le 08/05/2016.

[23] http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-14-276_en.htm, accédée le 09/05/2016.

[24] http://www.natura-sciences.com/energie/mecanismes-soutien-enr812.html?utm_source=feedburner&utm_medium=feed&utm_campaign=Feed%3A+NaturaSciences+%28Natura+Sciences%29, accédée le 09/05/2016.

[25] http://www.nytimes.com/2006/12/13/business/13power.html?pagewanted=all#, accédée le 10/05/2016.

[26] https://www.masterresource.org/pricing-distortions-wind/wind-pricing-not-cheap-but-subsidized/, accédée le 10/05/2016.

[27] http://cleantechnica.com/2014/01/27/cost-solar-2-100-times-lower-think/, accédée le 10/05/2016.

[28] http://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/wec.asp, accédée le 10/05/2016.

[29] https://www.epexspot.com/en/company-info/basics_of_the_power_market/negative_prices, accédée le 10/05/2016.

[30] http://www.cre.fr/marches/marche-de-gros/marche-de-l-electricite#section3, accédée le 10/05/2016.

[31] http://www.rae.gr/site/en_US/categories/electricity/market/wholesale/intro.csp?viewMode=full, accédée le 10/05/2016.

[32] http://www.abb-conversations.com/2013/12/iea-wind-can-supply-18-of-global-electricity-demand-but-theres-catch-a-150-billion-one/, accédée le 10/05/2016.

[33] http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/bourse-de-l-electricite-marche-europeen, accédée le 10/05/2016.

[34] https://www.epexspot.com/en/renewables/cross_border_intraday_markets, accédée le 10/05/2016.

[35] http://www.cre.fr/glossaire/loi-nomel, accédée le 12/05/2016.

[36] https://www.epexspot.com/en/renewables/day_ahead_market_coupling, accédée le 13/02/2016.

[37] http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/services-systeme-et-mecanisme-d-ajustement, accédée le 13/05/2016.

[38] http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/qualite-de-l-electricite, accédée le 14/05/2016.

[39] http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/appel-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-de-l-energie-solaire-d-une-puissance-superieure-a-250-kwc, accédée le 14/05/2016.

[40] http://www.persee.mines-paristech.fr/Recherche/Groupe-ERSEI/Projets-de-recherche/SmartReserve/, accédée le 14/09/2016.

[41] http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/mecanisme/jour/tendances.jsp, accédée le 15/09/2015.

[42] http://www.rte-france.com/fr/eco2mix/donnees-de-marche, accédée le 15/09/2015.

[43] https://www.lenergieenquestions.fr/chili-de-lelectricite-solaire-vendue-au-prix-de-marche/, accédée le 21/02/16.

[44] http://www.huffingtonpost.fr/2015/12/12/accord-cop21-rechauffement\-15-possible_n_8793184.html, accédée le 24/09/16.

[45] Stefano Tarantola Andrea Saltelli. On the relative importance of input factors in mathematical models : Safety assessment for nuclear waste disposal. *Journal of the American Statistical Association*, 97(459) :702–709, 2002.

[46] Clint Johnson Adam Schwarz Andrew Garrad Garrad Hassan Andrew Tindal, Keir Harman. Validation of gh energy and uncertainty predictions by comparison to actual production. *Oral presentation at the AWEA Wind Resource and Project Energy Assessment Workshop, Portland USA*, September 2007.

[47] P. Andrianesis, G. Liberopoulos, and A. Papalexopoulos. Application of zonal pricing in greece's electricity market. In *2009 6th International Conference on the European Energy Market*, pages 1–8, May 2009.

[48] Matthew Wiener Andy Liaw. Classification and regression by randomforest. *R News*, Vol. 2 :18–22, No. 3. (2002).

[49] Jorge L. Angarita-Márquez, Carlos A. Hernandez-Aramburo, and Julio Usaola-Garcia. Analysis of a wind farm's revenue in the british and spanish markets. *Energy Policy*, 35(10) :5051 – 5059, 2007.

[50] Roberto Minguez Raquel Garcia-Bertrand Antonio J. Conejo, Enrique Castillo. *Decomposition Techniques in Mathematical Programming*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006.

[51] R. Baldick, U. Helman, B.F. Hobbs, and R.P. O'Neill. Design of efficient generation markets. *Proceedings of the IEEE*, 93(11) :1998–2012, Nov 2005.

[52] L. Baringo and A. J. Conejo. Transmission and wind power investment. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 27(2) :885 –893, may 2012.

[53] L. Baringo and A.J. Conejo. Wind power investment within a market environment. *Applied Energy*, 88(9) :3239 – 3247, 2011.

[54] L. Baringo and A.J. Conejo. Wind power investment : A benders decomposition approach. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 27(1) :433–441, 2012.

[55] L. Baringo and A.J. Conejo. Risk-constrained multi-stage wind power investment. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 28(1) :401–411, 2013.

[56] Luis Baringo. *Stochastic complementarity models for investment in wind-power and transmission facilities*. PhD thesis, Universidad de Castilla-La Mancha Departamento de Ingenieria Electrica, Electronica, Automatica y comunicaciones, October 2013.

[57] J. F. Benders. Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. *Numerische Mathematik*, 4 :238–252, 1962.

[58] Hendrik Bessembinder and Michael L. Lemmon. Equilibrium pricing and optimal hedging in electricity forward markets. *The Journal of Finance*, LVII, no. 3, June2002.

[59] Pandelis N. Biskas, Dimitris I. Chatzigiannis, and Anastasios G. Bakirtzis. Market coupling feasibility between a power pool and a power exchange. *Electric Power Systems Research*, 104(0) :116 – 128, 2013.

[60] E. Bitar, R. Rajagopal, P. Khargonekar, and K. Poolla. The role of co-located storage for wind power producers in conventional electricity markets. In *American Control Conference (ACC), 2011*, pages 3886–3891, June 2011.

[61] A. Botterud, Zhi Zhou, Jianhui Wang, R.J. Bessa, H. Keko, J. Sumaili, and V. Miranda. Wind power trading under uncertainty in lmp markets. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 27(2) :894 –903, may 2012.

[62] Stephen Boyd and Lieven Vandenberghe. *Convex Optimization*. Cambridge University Press, 2004. Cambridge Books Online.

[63] Hector Corrada Bravo, with contributions from Stefan Theussl, and Kurt Hornik. *Rcplex : R interface to CPLEX*, 2013. R package version 0.3-1.

[64] CEER. Status review of renewable and energy efficiency support schemes in europe in 2012 and 2013. Technical report, Concil of European Energy Regulators, 15 January 2015.

[65] CEER. Key support elements of res in europe : moving towards market integration. Technical report, 26 January 2016.

[66] Hector Chavez. Regulation adequacy analysis under high wind penetration scenarios in ercot nodal. In *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, pages 1–1, 2013.

[67] Federal Energy Regulatory Commission. 2006 state of the markets report. 2006.

[68] Commission de Régulation de l'Energie. Observatoire des marchés de l'électricité, du gaz et du co2. 2015.

[69] Syndicat des Energies renouvelables. Dossier de presse de la loi (ltecv) à la cop 21 : les entreprises françaises en ordre de marche. Technical report, 24 Septembre 2015.

[70] R.C. Duan, F.H. Wang, Z.B. Ling, and Z.J. Jin. Dynamic optimal reactive power compensation control strategy in wind farms of dfig. In *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, pages 1–5, 2013.

[71] Ricardo Bessa Manuel Matos-I. C. Costa L. Bremermann Jesus Lugaro Edgardo D. Castronuovo, Julio Usaola and George Kariniotakis. An integrated approach for optimal coordination of wind power and hydro pumping storage.

[72] E. Ela and D. Edelson. Participation of wind power in lmp-based energy markets. *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, 3(4) :777–783, 2012.

[73] A. Espejo, R. Minguez, A. Tomas, M. Menendez, F.J. Mendez, and I.J. Losada. Directional calibrated wind and wave reanalysis databases using instrumental data for optimal design of off-shore wind farms. In *OCEANS, 2011 IEEE - Spain*, pages 1–9, June 2011.

[74] Marti I et al. Europ. What performance can be expected by short-term wind power prediction models depending on site characteristics ? Wind Energy Conf EWEC.

[75] Hubert Flocard et Jean-Pierre Pervès. Intermittence et foisonnement de l'électricité éolienne en europe de l'ouest quelles compensations espérer entre pays ? qu'attendre du stockage de l'électricité intermittente sous forme d'hydrogène ? 2012.

[76] Bourry F. *Management of uncertainties related to renewable generation participation in electricity market*. PhD thesis, Ecole des Mines de Paris, Center for Energy and Processes, Rue Claude Daunesse, Sophia Antipolis, 2009.

[77] REN21 Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Renewables 2015 global status report. Technical report.

[78] José Fortuny-Amat and Bruce McCarl. A representation and economic interpretation of a two-level programming problem. *The Journal of the Operational Research Society*, 32(9) :pp. 783–792, 1981.

[79] Vincent Rious Marcelo Saguan Francois Leveque, Gildas De Muizon. Justifications economiques de l'utilite d'un mecanisme de bouclage dans le fonctionnement d'un dispositif d'obligation de capacite. *Revue de l'Energie*, 603, septembre-2 octobre 2011.

[80] Pascal E Cantero E Loureiro Y Correia P Lozano S Sanz J. Frias L, Irigoyen U. Functional data analysis applied to the problem of wind farm aggregation. In *Europ Wind Energy Conf, Brussels, Belgium*.

[81] Y. Smeers G. Oggionia. Market failures of market coupling and counter-trading in europe : an illustrative model based discussion. 2011.

[82] A. Giannitrapani, S. Paoletti, A. Vicino, and D. Zarrilli. Wind power bidding in a soft penalty market. In *Decision and Control (CDC), 2013 IEEE 52nd Annual Conference on*, pages 1013–1018, Dec 2013.

[83] Esteban Gil and Ignacio Aravena. Evaluating the contribution of intermittent generation to power system adequacy at different demand levels. In *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, pages 1–5, 2013.

[84] R. Girard, K. Laquaine, and G. Kariniotakis. Assessment of wind power predictability as a decision factor in the investment phase of wind farms. *Applied Energy*, 101(0) :609 – 617, 2013. Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems.

[85] R. Green and N. Vasilakos. The long-term impact of wind power on electricity prices and generating capacity. In *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, pages 1–1, July 2011.

[86] C. Grigg, P. Wong, P. Albrecht, R. Allan, M. Bhavaraju, R. Billinton, Q. Chen, C. Fong, S. Haddad, S. Kuruganty, W. Li, R. Mukerji, D. Patton, N. Rau, D. Reppen, A. Schneider, M. Shahidehpour, and C. Singh. The ieee reliability test system-1996. a report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 14(3) :1010–1020, 1999.

[87] Oliver Grothe and Julius Schnieders. Spatial dependence in wind and optimal wind power allocation : A copula-based analysis. *Energy Policy*, 39(9) :4742 – 4754, 2011.

[88] ENTSO-E Ancillary Services Working Group. Survey on ancillary services procurement and balancing market design :. March 2014.

[89] Lester Hadsell and Hany A. Shawky. Electricity price volatility and the marginal cost of congestion : An empirical study of peak hours on the nyiso market, 2001—-2004. *The Energy Journal Published by : International Association for Energy Economics*, Vol. 27, No. 2 :pp. 157–179, (2006).

[90] Anne Mirjam Held. *Modelling the future development of renewable energy technologies in the European electricity sector using agent-based simulation*. PhD thesis, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), 2010.

[91] Ting Hu, Dao-Hong Xiang, and Ding-Xuan Zhou. Online learning for quantile regression and support vector regression. *Journal of Statistical Planning and Inference*, 142(12) :3107 – 3122, 2012.

[92] IEA. Medium-term renewable energy market report 2015. 2015.

[93] Fonds Monétaire International. Réformes des subventions à l'énergie : enseignements et conséquences. 28 janvier 2013.

[94] Marcelo Saguan Jean-Michel Glachant. An institutional frame to compare alternative market designs in eu electricity balancing. *GIS Larsen Laboratoire d'Analyse économique des Réseaux et des Systèmes Energétiques*, December 2006.

[95] Tryggvi Jónsson, Pierre Pinson, and Henrik Madsen. On the market impact of wind energy forecasts. *Energy Economics*, 32(2) :313 – 320, 2010.

[96] Adrian S. Lewis Jonathan M. Borwein. *Convex Analysis and Nonlinear Optimization-Theory and Examples*. CMS Books in Mathematics. Springer-Verlag New York, 2 edition, 2006.

[97] Paul Joskow and Jean Tirole. Merchant transmission investment. *The Journal of Industrial Economics*, 53(2) :233–264, 2005.

[98] A. Keane, M. Milligan, C.J. Dent, B. Hasche, C. D'Annunzio, K. Dragoon, H. Holttinen, N. Samaan, L. Soder, and M. O'Malley. Capacity value of wind power. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 26(2) :564 –572, may 2011.

[99] Cometto Marco Keppler Jan Horst. L'interaction entre les énergies nucléaire et renouvelables et ses effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone. *Annales des Mines - Responsabilité et environnement*, 69 :29–35, 2013.

[100] D.S. Kirschen, G. Strbac, P. Cumperayot, and D. de Paiva Mendes. Factoring the elasticity of demand in electricity prices. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 15(2) :612–617, 2000.

[101] Tinne Hoff Kjeldsen. A contextualized historical analysis of the kuhn–tucker theorem in nonlinear programming : The impact of world war {II}. *Historia Mathematica*, 27(4) :331 – 361, 2000.

[102] T. Kristiansen. Pricing of contracts for difference in the nordic market. *Energy Policy*, 32(9) :1075 – 1085, 2004.

[103] Tucker A. W. Kuhn, H. W. Nonlinear programming. *Proceedings of 2nd Berkeley Symposium. Berkeley : University of California Press.*, page 481–492, 1951.

[104] L.P. Kunjumuhammed, B.C. Pal, K.K. Anaparthi, and N.F. Thornhill. Effect of wind penetration on power system stability. In *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, pages 1–5, 2013.

[105] Martin Johann Kurzidem. *Analysis of Flow-based Market Coupling in Oligopolistic Power Markets*. PhD thesis, ETH Zurich, 2010.

[106] Leon S. Lasdon. *Optimization theory for large systems*.

[107] Xueting Li and Hongtao Wang. Operation risk assessment of wind farm integrated system influenced by weather conditions. In *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, pages 1–5, 2013.

[108] Jin Lin, Yuan zhang Sun, Lin Cheng, and Wen zhong Gao. Assessment of the power reduction of wind farms under extreme wind condition by a high resolution simulation model. *Applied Energy*, 96 :21 – 32, 2012. Smart Grids.

[109] A. Lokhov. Suivi de charge dans les centrales nucléaires. *Actualités, AEN Infos 2011*, 29.2 :19–22, 2011.

[110] V. Lezhova & A. Galli M. Armstrong. Assessing the impact of wind power on day-ahead electricity prices in france. Technical report, CERNA, Mines ParisTech, 2011.

[111] Juan Ma, Vera Silva, Regine Belhomme, Daniel S. Kirschen, and Luis F. Ochoa. Evaluating and planning flexibility in sustainable power systems. In *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, pages 1–11, 2013.

[112] Scott A. Malcolm and Stavros A. Zenios. Robust optimization for power systems capacity expansion under uncertainty. *Journal of The Operational Research Society*, 45 :1040–1049, 1994.

[113] Vincenzo Marano, Gianfranco Rizzo, and Francesco Antonio Tiano. Application of dynamic programming to the optimal management of a hybrid power plant with wind turbines, photovoltaic panels and compressed air energy storage. *Applied Energy*, 97(0) :849 – 859, 2012. Energy Solutions for a Sustainable World - Proceedings of the Third International Conference on Applied Energy, May 16-18, 2011 - Perugia, Italy.

[114] J. Matevosyan and L. Soder. Minimization of imbalance cost trading wind power on the short-term power market. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 21(3) :1396 –1404, aug. 2006.

[115] Vivi Mathiesen. Mapping of selected markets with nodal pricing or similar systems australia, new zealand and north american power markets. *NVE Report*, 2011.

[116] James D. McCalley. The dc power flow equations. *Iowa State University*.

[117] T. McDaniel and R. Green. Modelling reta : A model of forward trading and the balancing mechanism and (2) rebidding in the balancing mechanism : An economic analysis. Cambridge Working Papers in Economics 0002, Faculty of Economics, University of Cambridge, May 1999.

[118] M. Menendez, A. Tomas, P. Camus, M. Garcia-Diez, L. Fita, J. Fernandez, F.J. Mendez, and I.J. Losada. A methodology to evaluate regional-scale offshore wind energy resources. In *OCEANS, 2011 IEEE - Spain*, pages 1–8, June 2011.

[119] Andrea Michiorri, Huu-Minh Nguyen, Stefano Alessandrini, John Bjørnar Bremnes, Silke Dierer, Enrico Ferrero, Bjørn-Egil Nygaard, Pierre Pinson, Nikolaos Thomaidis, and Sanna Uski. Forecasting for dynamic line rating. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52 :1713 – 1730, 2015.

[120] François Mirabel. *La déréglementation des marchés de l'électricité et du gaz – Les grands enjeux économiques*. Ed. Presse des Mines, 2012.

[121] Germán Martínez Montes and Enrique Prados Martín. Profitability of wind energy : Short-term risk factors and possible improvements. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(9) :2191 – 2200, 2007.

[122] J.M. Morales, A.J. Conejo, and J. Perez-Ruiz. Short-term trading for a wind power producer. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 25(1) :554–564, 2010.

[123] J.M. Morales, A.J. Conejo, and J. Perez-Ruiz. Simulating the impact of wind production on locational marginal prices. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 26(2) :820 –828, may 2011.

[124] J.M. Morales, P. Pinson, and H. Madsen. A transmission-cost-based model to estimate the amount of market-integrable wind resources. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 27(2) :1060–1069, 2012.

[125] J. Morren, S. W H De Haan, W.L. Kling, and J.A. Ferreira. Wind turbines emulating inertia and supporting primary frequency control. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 21(1) :433–434, Feb 2006.

[126] C.E. Murillo-Sanchez, R.D. Zimmerman, C.L. Anderson, and R.J. Thomas. Secure planning and operations of systems with stochastic sources, energy storage, and active demand. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 4(4) :2220–2229, 2013.

[127] Staffan Norrga and Mohammad Hesamzadeh. Intergrid - enabling a sustainable energy system by large-scale intercontinental power transmission. In *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, pages 1–5, 2013.

[128] Vincent Nouyrigat. La france sans nucléaire, c'est possible... *Science et Vie*, 1176, 26 août 2015.

[129] C. Obersteiner, T. Siewierski, and A.N. Andersen. Drivers of imbalance cost of wind power : A comparative analysis. In *Energy Market (EEM), 2010 7th International Conference on the European*, pages 1 –9, june 2010.

[130] Matthew O'Connell and Daniel Zimmerle. Supplemental energy needed for wind integration. In *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, pages 1–5, 2013.

[131] Shmuel Oren. When is a pay-as bid preferable to uniform price in electricity markets. *University of California at Berkeley*.

[132] A.L. Ott. Experience with pjm market operation, system design, and implementation. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 18(2) :528 – 534, may 2003.

[133] Bjorn H. Bakken Ove S.Grande, Gerard Doorman. Exchange of balancing resources between the nordic synchronous system and the netherlands/germany/poland. *SINTEF Energiforskning AS*, Feb 2008.

[134] Salvador Pineda and Juan M. Morales. Capacity expansion of stochastic power generation under two-stage electricity markets. *Comput. Oper. Res.*, 70.

[135] P. Pinson, C. Chevallier, and G.N. Kariniotakis. Trading wind generation from short-term probabilistic forecasts of wind power. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22(3) :1148–1156, 2007.

[136] P. Pinson, T. Jonsson, M. Zugno, J. Morales, and H. Madsen. Statistical analysis of the impact of wind power on market quantities and power flows. In *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, pages 1–8, 2012.

[137] Pierre Pinson. *Estimation of the uncertainty in wind power forecasting*. PhD thesis, Ecole des Mines de Paris, 2006.

[138] I.J. Pérez-Arriaga, F.J. Rubio, J.F. Puerta, J. Arceluz, and J. Marin. Marginal pricing of transmission services : An analysis of cost recovery. In Michael Einhorn and Riaz Siddiqi, editors, *Electricity Transmission Pricing and Technology*, pages 59–76. Springer Netherlands, 1996.

[139] D. Pudjianto, C. Ramsay, and G. Strbac. Virtual power plant and system integration of distributed energy resources. *IET Renewable Power Generation*, 1(1) :10–16, March 2007.

[140] Arturs Purvins, Alyona Zubaryeva, Maria Llorente, Evangelos Tzimas, and Arnaud Mercier. Challenges and options for a large wind power uptake by the european electricity system. *Applied Energy*, 88(5) :1461 – 1469, 2011.

[141] R Core Team. *R : A Language and Environment for Statistical Computing@MANUALRCoreTeam2013, title = R : A Language and Environment for Statistical Computing, author = R Core Team, organization = R Foundation for Statistical Computing, address = Vienna, Austria, year = 2013, url = http ://www.R-project.org/* . R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria, 2013.

[142] Rudi A. Hakvoort Reinier A. C. van der Veen, Alireza Abbasy. Analysis of the impact of imbalance settlement design on market behaviour in electricity balancing markets. *IAEE Europe*, 2010.

[143] A report by the European Wind Energy Association EWEA. Pure power – wind energy targets for 2020 and 2030. Technical report, July 2011.

[144] Vincent Riousraey. Les prix d'accès au réseau : quel rôle dans la coordination de la production et du transport d'électricité ?

[145] RTE. Quelle valeur attribuer à la qualité de l'électricité ? l'avis des consommateurs.

[146] RTE. Le marché français et européen de l'électricité. Conférence Centrale Energie, 19 Janvier 2011.

[147] RTE. Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en france. 2011.

[148] RTE. Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en france. 2015.

[149] C. Ruiz and A.J. Conejo. Pool strategy of a producer with endogenous formation of locational marginal prices. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 24(4) :1855 –1866, nov. 2009.

[150] C. Ruiz, A.J. Conejo, and S.A. Gabriel. Pricing non-convexities in an electricity pool. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 27(3) :1334 –1342, aug. 2012.

[151] F. C. Schweppe, M. C. Caraminis, and R. E. Bohn. Spot pricing of electricity. 1988.

[152] Graham Shuttleworth. Hot topics in european electricity : What is relevant and what isn't ? *The Electricity Journal*, 15(8) :25 – 39, 2002.

[153] Afzal Saeed Siddiqui. *Equilibrium Analysis of Forward Markets for Electricity and Reserves*. PhD thesis, University of california, Berkeley, 2002.

[154] Yves Smeers. How well can one measure market power in restructured electricity systems ? CORE Discussion Papers 2005050, Université catholique de Louvain, Center for Operations Research and Econometrics (CORE), July 2005.

[155] Ingo Steinwart and Andreas Christmann. Estimating conditional quantiles with the help of the pinball loss. *Bernoulli*, 17(1) :211–225, 02 2011.

[156] A. S. Strekalovsky. Methods for solving the bilevel optimization problems. *Institute for System Dynamics and Control Theory SB RAS, strekal@icc.ru*.

[157] P.M. Subcommittee. Ieee reliability test system. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-98(6) :2047–2054, Nov 1979.

[158] F. Sulla, J. Svensson, and O. Samuelsson. Wind turbines voltage support in weak grids. In *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, pages 1–5, 2013.

[159] François-Pascal Neirac Nicolas Kong Georges Kariniotakis. Thibaut Barbier, Robin Girard. A novel approach for electric load curve holistic modelling and simulation. In *MedPower 2014 - The 9th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission Distribution and Energy Conversion, Nov 2014, Athenes, Greece.*

[160] Hans-Peter Waldl Ulrich Focken, Matthias Lange. Previento - a wind power prediction system with an innovative upscaling algorithm. In *EWEC*, 2001.

[161] Reinier A.C. van der Veen, Alireza Abbasy, and Rudi A. Hakvoort. Agent-based analysis of the impact of the imbalance pricing mechanism on market behavior in electricity balancing markets. *Energy Economics*, 34(4) :874 – 881, 2012.

[162] D. Van Hertem, J. Verboomen, K. Purchala, R. Belmans, and W.L. Kling. Usefulness of dc power flow for active power flow analysis with flow controlling devices. In *AC and DC Power Transmission, 2006. ACDC 2006. The 8th IEE International Conference on*, pages 58–62, March 2006.

[163] Leen Vandezande, Leonardo Meeus, Ronnie Belmans, Marcelo Saguan, and Jean-Michel Glachant. Well-functioning balancing markets : A prerequisite for wind power integration. *Energy Policy*, 38(7) :3146 – 3154, 2010.

[164] Kristof De Vos, Johan Driesen, and Ronnie Belmans. Assessment of imbalance settlement exemptions for offshore wind power generation in belgium. *Energy Policy*, 39(3) :1486 – 1494, 2011.

[165] Peng Wang, Zhiyong Gao, and Lina Bertling Tjernberg. Operational adequacy studies of power systems with wind farms and energy storages. In *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, pages 1–1, 2013.

[166] Ye WANG. *Evaluation de la Performance des Réglages de Fréquence des Eoliennes à l'Echelle du Système Electrique : Application à un Cas Insulaire*. PhD thesis, L'ECOLE CENTRALE DE LILLE, 2012.

[167] Hannes Weigt. Germany's wind energy : The potential for fossil capacity replacement and cost saving. *Applied Energy*, 86(10) :1857 – 1863, 2009.

[168] Frank A. Wolak. Ten myths about competitive electricity markets : Lessons for designing congestion management protocols.

[169] Frank A. Wolak and James Bushnell. Reliability must-run contracts for the california electricity market. *Market Surveillance Committee of the California ISO*, April 2, 1999.

[170] Yixing Xu and Chanan Singh. Adequacy and economy analysis of distribution systems integrated with electric energy storage and renewable energy resources. In *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, pages 1–1, 2013.

[171] N. Zendehdel, A. Karimpour, and M. Oloomi. Optimal unit commitment using equivalent linear minimum up and down time constraints. In *Power and Energy Conference, 2008. PECon 2008. IEEE 2nd International*, pages 1021–1026, Dec 2008.

[172] Y. Zhou, D.D. Nguyen, P.C. Kjaer, and S. Saylors. Connecting wind power plant with weak grid - challenges and solutions. In *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, pages 1–7, 2013.

[173] M. Zugno, J.M. Morales, P. Pinson, and H. Madsen. Pool strategy of a price-maker wind power producer. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 28(3) :3440–3450, 2013.

## Résumé

Les marchés de l'électricité sont aujourd'hui en forte transformation, notamment du fait des efforts de libéralisation pour étendre la compétence de gestion du système électrique par le marché. C'est par exemple le cas avec la mise en place de prix nodaux pour gérer les congestions sur le réseau. Par ailleurs, le développement des moyens de production d'électricité d'origine renouvelable met en cause le fonctionnement du système électrique. Dans ce cadre, la question d'investissement pour un producteur éolien se complexifie. Sa rémunération est susceptible à court terme de passer d'un système de subvention, à une rémunération basée sur le produit des ventes sur le marché, fluctuante dans le temps et l'espace (dans le cadre de marchés à prix nodal). Dans ce contexte, ce travail de thèse propose une analyse de l'impact des caractéristiques éoliennes de sites potentiels d'installation, le facteur de charge et la prédictibilité (capacité d'un site à fournir de bonnes prévisions), sur la décision d'investissement. Nous commençons par une analyse statistique pour plusieurs marchés, puis proposons un estimateur du revenu des producteurs éoliens, afin de réaliser le même travail d'une manière moins coûteuse qu'avec un calcul exhaustif. Ensuite, afin de mener ce type d'analyse avec un mix énergétique paramétrable, nous développons un outil de résolution du problème d'optimisation de l'implantation de centrales éoliennes dans un cadre de marché à prix nodal. Il prend en compte une participation au marché de l'électricité la veille pour le lendemain, ainsi que les pénalités versées pour les déviations introduites entre les productions prévues et injectées en temps réel (dues aux erreurs de prévision). Nous faisons l'hypothèse que les productions renouvelables sont suffisamment importantes pour impacter les prix de marché (qui sont également générés avec l'outil), et nous prenons en compte des scénarios pour les productions éoliennes et la demande. Il s'agit donc d'un problème d'optimisation stochastique résolu à l'aide d'une décomposition de Benders. Enfin, nous analysons l'impact du facteur de charge et de la prédictibilité sur l'investissement optimal, selon la configuration pour le coût de la régulation, la capacité des lignes et la corrélation des données éoliennes.



## Mots Clés

Optimisation, Marché de l'électricité, Marché à prix locaux, Prévision de production, Gestion de la production intermittente, Planification



## Abstract

*Electricity markets are in a period of intense change. This is notably due to liberalization efforts to increase the extent of electricity system's management carried out through market operations. One such example is the implementation of nodal prices for network constraints. Moreover, the surge for electricity from renewable sources questions the operation of the electricity system. In this framework, the investment issue for wind producers is becoming more complex. Its income may go from a subsidy-based scheme to a full market participation in the short term, and more volatile according to time and location (in a nodal-pricing scheme). Bearing all this in mind, this PhD work first analyzes the impact of potential installation sites' characteristics: load factor, and predictability (a site's ability to enable reliable predictions), on investment. To this end, we carry out a statistical analysis on historical data from several markets, then we suggest an estimator of wind producers revenue, to carry out the same work with a less costly approach than exhaustive calculation. Then, in order to carry out the same kind of analysis, this time in a customizable framework, we build an algorithm to solve the problem of Optimal investment planning of wind turbines within a nodal price market environment. It takes into account the participation in the Day-ahead market as well as penalties paid for imbalances between the energy contracted and injected in real-time (due to forecasting errors). We assume renewable production is important enough to influence market prices which are also generated with our model, and we integrate scenarios for wind production and demand. Therefore we have a stochastic problem which we solve using Benders decomposition. Ultimately we analyze the impact of load factor and predictability on optimal investment according to the chosen setting for regulation cost, line capacities and wind data correlation.*



## Keywords

Optimization, Electricity market, Nodal market price, Production forecasting, Scheduling, Planning