

HEC MONTRÉAL

*Analyse des différences des prix real-time et
day-ahead au sein des marchés électriques dans la région nord-est
des États-Unis*

Par

Raphaël Fourn

Sciences de la Gestion
(Ingénierie Financière)

Mémoire présenté en vue de l'obtention
du grade de Maîtrise ès Sciences
(M. Sc.)

Mars 2014

© Raphaël Fourn, 2014

Préambule

Les participants des marchés électriques sont majoritairement anglophones si bien que certains termes sont difficilement traduisibles en français. Dans les prochaines pages, les termes en anglais seront formatés en italiques.

Sommaire

Préambule	2
Sommaire	3
Remerciements	4
Résumé et mots-clefs	5
Liste des figures	6
Liste des tableaux	8
Glossaire	12
Définitions	13
I. Introduction	18
I.1. Contexte mondial de l'énergie.....	18
I.2. Aperçu de la réglementation du secteur électrique en Amérique du Nord.....	18
I.3. Caractéristiques de l'électricité	20
I.4. Les opérateurs de marché	22
I.5. Problématique	23
II. Revue de littérature	25
II.1. Introduction	25
II.2. Modélisation du prix <i>real-time</i>	25
II.3. Les <i>futures</i> des marchés électriques	27

II.4. Conclusion.....	29
III. Méthodologie et répliation de Longstaff et Wang (2004)	31
III.1. Hypothèses et données	31
III.2. Prime dans le marché <i>day-ahead</i>	33
III.3. Origine et causes de la prime <i>forward</i> sur le marché <i>day-ahead</i>	33
III.4. Forces et faiblesses de la méthodologie.....	41
IV. Études des primes des marchés DA de PJM, NYISO et NEPOOL entre janvier 2003 et décembre 2013.....	42
IV.1. Description des marchés	42
IV.2. Étude comparative	43
IV.3. Portée des résultats	47
V. Conclusion.....	49
Bibliographie	51
Annexe.....	52

Remerciements

En préambule de ce mémoire, je souhaitais témoigner ma reconnaissance aux personnes qui m'ont apporté leur aide et qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire ainsi qu'à la réussite de cette maîtrise universitaire.

Je tiens à remercier mon directeur de mémoire Monsieur Christian Dorion pour son écoute et sa disponibilité, également mon codirecteur de mémoire Monsieur Pierre-Olivier Pineau dont l'expertise des marchés électriques fut d'une grande aide.

Enfin, je pense à ma famille, à mes amis et à Maria. Je leur en suis gré pour leurs continuels soutiens et encouragements, en particulier lors de ces deux années d'études à la maîtrise.

Résumé et mots-clefs

Depuis une vingtaine d'années, les marchés électriques d'Amérique du Nord se sont de plus en plus libéralisés. Des bourses d'électricité se sont développées sur lesquels les participants peuvent prendre position le jour-même sur le marché *real-time* (RT) et le lendemain sur le marché *day-ahead* (DA). Pourtant relativement peu d'universitaires ont étudié les relations entre ces deux marchés, un seul article de référence s'est intéressé à la différence entre les prix des marchés RT et DA. L'article publié en 2004 par le *journal of finance*, *Electricity Forward Prices: A High-Frequency Empirical Analysis* de Longstaff et Wang démontre l'existence de primes sur le marché PJM, entre juin 2000 et novembre 2002, dans les prix DA par rapport au RT. Nous allons utiliser leur méthodologie sur une période plus importante, entre janvier 2003 et décembre 2013, sur les marchés de PJM, de New York et de Nouvelle-Angleterre. Nous montrons que dans les trois marchés, les prix DA possèdent des primes significatives pour plusieurs heures. Pour chacun, nous mettons en place une auto-régression vectorielle afin d'estimer au quotidien les prix RT. Les volatilités des anticipations des prix RT envers les prix DA sont significativement différentes pour les 24 heures. Ce résultat confirme la présence de primes dans les trois marchés DA et permet également de l'expliquer.

Mots-clefs: marché électrique, *spread*, *day-ahead*, *real-time*, opérateur de marché, volatilité, prime *forward*.

Liste des figures

Figure 1. Le coût marginal de production de l'électricité d'un participant	21
Figure 2. Prix du real-time du <i>hub</i> NYC sur le marché NYISO entre janvier 2003 et décembre 2013	22
Figure 3. Carte des opérateurs des marchés électriques étudiés	23
Figure 4. Évolution du spread du <i>hub</i> NYC dans le marché NYISO entre janvier 2003 et décembre 2013	24
Figure 5. Moyenne de la charge de l' <i>eastern hub</i> entre juin 2000 et novembre 2002.....	33
Figure 6. Moyenne de la prime entre le marché DA et RT pour chacune des 24 heures sur le marché PJM entre juin 2000 et novembre 2002	34
Figure 7. Comparaison sur 24 heures de l'estimation de la volatilité des prix RT envers la volatilité des prix DA	38
Figure 8. Carte interrégionale de la zone gérée PJM	42
Figure 9. Cartes interrégionales de la zone gérée par NYISO et de NEPOOL	43
Figure 10. Comparaison des volatilités pour PJM, NYISO et NEPOOL entre janvier 2003 et décembre 2013	46
Figure A1. Représentation des prix RT pour les heures 4, 8, 12, 16, 20 et 24 au niveau de l' <i>eastern hub</i> entre juin 2000 et novembre 2002 par Longstaff et Wang (2004)	53
Figure A2. Réplication de la représentation des prix RT pour les heures 4, 8, 12, 16, 20 et 24 au niveau de l' <i>eastern hub</i> entre juin 2000 et novembre 2002	53
Figure A3. Représentation des prix DA pour les heures 4, 8, 12, 16, 20 et 24 au niveau de l' <i>eastern hub</i> entre juin 2000 et novembre 2002 par Longstaff et Wang(2004)	55
Figure A4. Réplication de la représentation des prix DA pour les heures 4, 8, 12, 16, 20 et 24 au niveau de l' <i>eastern hub</i> entre juin 2000 et novembre 2002	55
Figure A5. Représentation de la charge pour chacune des heures au niveau de l' <i>eastern hub</i> entre juin 2000 et novembre 2002 par Longstaff et Wang (2004)	56
Figure A6. Réplication de la représentation de la charge pour chacune des heures au niveau de l' <i>eastern hub</i> entre juin 2000 et novembre 2002	56

Figure A7. Représentation de la charge pour chacune des heures au niveau de l'*eastern hub* entre janvier 2003 et décembre 2013 62

Figure A8. Représentation de l'espérance de la prime pour chacune des heures au niveau de l'*eastern hub* entre janvier 2003 et décembre 2013..... 62

Figure A9. Représentation de la charge pour chacune des heures au niveau du *NYC hub* entre janvier 2003 et décembre 2013 65

Figure A10. Représentation de l'espérance de la prime pour chacune des heures au niveau du *NYC hub* entre janvier 2003 et décembre 2013 65

Figure A11. Représentation de la charge pour chacune des heures au niveau du connecticut *hub* entre mars 2003 et décembre 2013 68

Figure A12. Représentation de l'espérance de la prime pour chacune des heures au niveau du connecticut *hub* entre mars 2003 et décembre 2013 68

Liste des tableaux

Tableau 1. Statistiques des prix RT et DA globaux au niveau de l' <i>eastern hub</i>	32
Tableau 2. Espérance inconditionnelle de la prime pour chacune des heures accompagnée de leurs t-statistiques corrigées pour l'autocorrélation et l'hétéroscédasticité	36
Tableau 3. Régression de la prime forward sur la variance et le coefficient de dissymétrie du prix RT	39
Tableau 4. Principales statistiques sur les données des marchés de PJM, NYISO et ISONE entre 2003 et 2013.....	44
Tableau 5. Comparaison des primes pour PJM, NYISO et la Nouvelle-Angleterre	45
Tableau 6. Comparaison des volatilités d'estimation des prix RT et des prix DA pour PJM, NYISO et ISONE.....	47
Tableau A1. Statistiques des prix RT accompagnées des coefficients d'auto-régression pour chacune des heures au niveau de l' <i>eastern hub</i> entre juin 2000 et novembre 2002 par Longstaff et Wang (2004).....	52
Tableau A2. . Réplication des statistiques des prix RT accompagnées des coefficients régression pour chacune des heures au niveau de l' <i>eastern hub</i> entre juin 2000 et novembre 2002.....	52
Tableau A3. Statistiques des prix DA accompagnées des coefficients d'auto-régression pour chacune des heures au niveau de l' <i>eastern hub</i> entre juin 2000 et novembre 2002 par Longstaff et Wang (2004)	54
Tableau A4. Réplication des statistiques des prix DA accompagnées des coefficients d'auto-régression pour chacune des heures au niveau de l' <i>eastern hub</i> entre juin 2000 et novembre 2002.....	54
Tableau A5. Espérances inconditionnelles des primes pour chacune des heures accompagnées des t-statistiques corrigées pour l'autocorrélation et l'hétéroscédasticité par Longstaff et Wang (2004).....	57
Tableau A6. Résultats des R^2 de l'auto-régression vectorielle sur les prix RT, la charge et le revenu par Longstaff et Wang (2004).....	57
Tableau A7. Réplication des résultats des R^2 de l'auto-régression vectorielle sur les prix RT, la charge et le revenu entre juin 2000 et novembre 2002 sur le marché PJM	58

Tableau A8. Résultats de la régression de l'espérance inconditionnelle des 24 primes horaires sur la variance et le coefficient de dissymétrie des prix RT entre juin 2000 et novembre 2002 sur le marché PJM par Longstaff et Wang (2004).....	58
Tableau A9. Résultats du spread au quotidien sur les mesures de risque des prix RT, de la charge et du revenu entre juin 2000 et novembre 2002 sur le marché PJM par Longstaff et Wang (2004)	59
Tableau A10. Réplication des résultats du spread au quotidien sur les mesures de risque des prix RT, de la charge et du revenu entre juin 2000 et novembre 2002 sur le marché PJM....	59
Tableau A11. Comparaison des volatilités des séries des prix DA et des anticipations des prix RT et valeur du t-test entre juin 2000 et novembre 2002 sur le marché PJM par Longstaff et Wang (2004)	60
Tableau A12. Réplication de la comparaison des volatilités des séries des prix DA et des anticipations des prix RT et valeur du t-test entre juin 2000 et novembre 2002 sur le marché PJM	60
Tableau A13. Statistiques des prix RT accompagnées des coefficients d'auto-régression pour chacune des heures au niveau de l' <i>eastern hub</i> entre janvier 2003 et décembre 2013.....	61
Tableau A14. Statistiques des prix DA accompagnées des coefficients d'auto-régression pour chacune des heures au niveau de l' <i>eastern hub</i> entre janvier 2003 et décembre 2013.....	61
Tableau A15. Résultats des R^2 de l'auto-régression vectorielle sur les prix RT, la charge et le revenu entre janvier 2003 et décembre 2013 sur le marché PJM	63
Tableau A16. Comparaison des volatilités des séries des prix DA et des anticipations des prix RT et valeur du t-test entre janvier 2003 et décembre 2013 sur le marché PJM.....	63
Tableau A17. Statistiques des prix RT accompagnées des coefficients d'auto-régression pour chacune des heures au niveau du <i>NYC hub</i> entre janvier 2003 et décembre 2013	64
Tableau A18. Statistiques des prix DA accompagnées des coefficients d'auto-régression pour chacune des heures au niveau du <i>NYC hub</i> entre janvier 2003 et décembre 2013	64
Tableau A19. Résultats des R^2 de l'auto-régression vectorielle sur les prix RT, la charge et le revenu entre janvier 2003 et décembre 2013 sur le marché NYISO	66
Tableau A20. Comparaison des volatilités des séries des prix DA et des anticipations des prix RT et valeur du t-test entre janvier 2003 et décembre 2013 sur le marché NYISO.....	66
Tableau A21. Statistiques des prix RT accompagnées des coefficients d'auto-régression pour chacune des heures au niveau du connecticut <i>hub</i> dans ISONE entre mars 2003 et décembre 2013.....	67

Tableau A22. Statistiques des prix DA accompagnées des coefficients d'auto-régression pour chacune des heures au niveau du connecticut <i>hub</i> dans ISONE entre mars 2003 et décembre 2013.....	67
Tableau A23. Résultats des R^2 de l'auto-régression vectorielle sur les prix RT, la charge et le revenu entre mars 2003 et décembre 2013 sur le marché ISONE	69
Tableau A24. Comparaison des volatilités des séries des prix DA et des anticipations des prix RT et valeur du t-test entre mars 2003 et décembre 2013 sur le marché ISONE.....	69

Glossaire

ARV	auto-régression vectorielle
DA.....	<i>day-ahead</i>
E_h	espérance inconditionnelle de la prime pour l'heure h
FERC.....	Federal Energy Regulatory Commission
GWh.....	un gigawattheure
h.....	heure comprise entre 1 et 24
ISO	opérateur de marché
ISONE.....	l'opérateur de marché de l'état de la Nouvelle-Angleterre
$L_{h,j}$	la charge à l'heure h au jour j
MWh	un mégawattheure
NYISO	l'opérateur de marché de l'état de New York
ONE	l'Office National de l'Énergie
OU.....	un processus d'Ornstein Uhlenbeck
$\pi_{h,j}$	la valeur de la prime <i>forward</i> pour l'heure h au jour j
$\pi_{h,0}$	la valeur de l'espérance de la prime <i>forward</i> pour l'heure h sur la période étudiée
Π	la valeur du portefeuille
PJM	l'opérateur de marché Pennsylvanie-New Jersey-Maryland Interconnection
prixRT $_{h,j}$	le prix <i>real-time</i> à l'heure h au jour j
prixDA $_{h,j}$	le prix <i>day-ahead</i> à l'heure h au jour j-1
q	la quantité d'électricité en mégawattheure
$R_{h,j}$	le revenu à l'heure h au jour j
RT.....	<i>real-time</i>
$S_{h,j}$	le <i>spread</i> entre les prix <i>real-time</i> et <i>day-ahead</i> à l'heure h au jour j
$X_{h,j}$	l'innovation du prix RT réalisée par rapport à l'estimation du prix RT
$Y_{h,j}$	l'innovation de la charge réalisé par rapport à l'estimation de la charge
$Z_{h,j}$	l'innovation du revenu réalisé par rapport à l'estimation du revenu

Définitions

Le cadre de ce mémoire traite des marchés électriques. Ceux-ci sont assez proches des marchés financiers mais utilisent des concepts particuliers liés à la nature inhabituelle du sous-jacent. Afin d'aider le lecteur dans la compréhension de la suite du document, nous mettons à disposition les définitions suivantes.

Définition 1 - Participant physique:

Un participant physique achète ou vend réellement des mégawattheures d'électricité, l'électricité va circuler dans les lignes du réseau. Un participant physique peut transiger sur les marchés *real-time* et *day-ahead*.

Définition 2 - Participant virtuel:

Un participant virtuel achète ou vend virtuellement des mégawattheures d'électricité et transige seulement au marché *day-ahead*.

Définition 3 - Marché *real-time*:

Le marché *real-time* correspond à des transactions le jour-même, jour j , de mégawattheures d'électricité pour une heure h donnée. La quantité d'électricité circule réellement dans le réseau entre le vendeur et l'acheteur. Le prix associé à ce marché est appelé le prix *real-time*, pour une heure h et jour j donnés, on le notera $\text{prixRT}_{h,j}$.

Définition 4 - Marché *day-ahead*:

Le marché *day-ahead* correspond à des transactions virtuelles prises la veille, à jour $j-1$, de mégawattheures d'électricité pour une heure h donnée. Le prix associé à ce marché est appelé prix *day-ahead*, pour une heure h et jour $j-1$ donnés, on le notera $\text{prixDA}_{h,j-1}$. Les transactions y sont réglées d'une manière similaire à des contrats à terme de type *futures*. Les participants peuvent se positionner de deux manières, soit *long*, soit *short*. S'ils sont *longs*, ils reçoivent la différence entre le prix *day-ahead* du jour et le prix *real-time* du lendemain. S'ils sont *short*, le règlement s'effectue de manière opposée.

Le système du *day-ahead* possède deux avantages principaux. En premier lieu, celui-ci permet aux participants physiques de transiger des quantités d'électricité la veille afin d'assurer de sa disposition le lendemain. En second lieu, le prix DA donne un signal au prix RT qui permet à l'opérateur d'estimer la demande du lendemain. Pour plus de clarté, nous allons illustrer ces points par deux exemples.

Exemple 1. Pour acheter de l'électricité la veille, les participants physiques doivent prendre une position *long*, puis le lendemain acheter de l'électricité réelle. On peut modéliser la valeur du portefeuille, notée Π , de ce processus d'achat d'électricité la veille pour le lendemain en deux étapes.

Étape 1 (jour j-1): mise en place d'une position long d'une quantité de MWh, notée q, pour l'heure 12 sur le marché day-ahead.

$$\Pi = -q * \text{prixDA}_{12,j-1}$$

Étape 2 (jour j): fermeture du contrat DA et achat de la même quantité q de MWh pour l'heure 12 sur le marché real-time.

$$\Pi = q * (\text{prixRT}_{12,j} - \text{prixDA}_{12,j-1}) - q * \text{prixRT}_{12,j}$$

$$\Pi = -q * \text{prixDA}_{12,j-1}$$

Au final, le participant a donc acheté une quantité q de MWh d'électricité au prix du DA. Il est de la même manière possible d'effectuer la démarche opposé afin de vendre au prix du DA. Le lecteur pourra lui-même le vérifier.

Ce système de transactions est également un moyen pour les opérateurs de marché d'estimer la future demande à temps réel. En effet, le prix RT est associé directement à la demande à temps réel. Plus le prix est élevé, plus la demande est forte ; moins le prix est élevé, moins la demande est importante. De plus, le prix DA est un signal du prix RT. Plus le prix DA est proche du futur prix RT, plus le signal du prix DA est bon pour estimer la demande future d'électricité. Nous définissons le *spread* entre le DA et le RT comme la différence entre le prix DA et le prix RT, il sera noté S_h . Regardons à l'aide d'un exemple en quoi, la participation des virtuels permet de diminuer la valeur absolue du *spread*.

Exemple 2. Imaginons qu'un participant virtuel prenne une position *long* pour une quantité q de MWh pour l'heure 5.

Étape 1 (jour $j-1$): mise en place d'une position long d'une quantité q de MWh pour l'heure 5 sur le marché day-ahead.

$$\Pi = -q * \text{prixDA}_{5,j-1}$$

$$S_{5,j} = \text{prixDA}_{5,j-1} - \text{prixRT}_{5,j}$$

Le participant prend une telle position car il estime que le prix DA actuel est inférieur à son estimation du prix RT. Le fait d'acheter une quantité sur le marché *day-ahead* augmente son prix. Par conséquent, le nouveau prix du DA, noté prixDA'_5 , peut s'écrire comme la somme du prix précédent et d'une quantité positive, notée ε .

$$\text{prixDA}'_{5,j-1} = \text{prixDA}_{5,j-1} + \varepsilon, \quad \varepsilon > 0$$

De plus, le nouveau *spread*, noté $S'_{5,j}$, entre les prix *day-ahead* et le *real-time* s'écrit comme suit.

$$S'_{5,j} = \text{prixDA}'_{5,j-1} - \text{prixRT}_{5,j}$$

$$S'_{5,j} = \text{prixDA}_{5,j-1} + \varepsilon - \text{prixRT}_{5,j}, \quad \varepsilon > 0$$

$$S'_{5,j} = \text{prixDA}_{5,j-1} - \text{prixRT}_{5,j} + \varepsilon, \quad \varepsilon > 0$$

$$S'_{5,j} = S_{5,j} + \varepsilon, \quad \varepsilon > 0$$

Étape 2 (jour j): règlement de la situation, deux cas sont possibles.

Cas 1: $\text{prixDA}_{5,j-1} > \text{prixRT}_{5,j}$

$$\Pi = q * (\text{prixDA}_{5,j-1} - \text{prixRT}_{5,j})$$

$$\Pi > 0$$

$$S_{5,j} = \text{prixDA}_{5,j-1} - \text{prixRT}_{5,j} < 0$$

$$|S_{5,j}'| = |S_{5,j} + \varepsilon| < |S_{5,j}|, \quad \varepsilon > 0$$

Le participant a diminué la valeur absolue du *spread* entre le DA et le RT, il a donc aidé à la convergence entre les prix DA et RT.

Cas 2: $\text{prixRT}_{5,j} < \text{prixDA}_{5,j-1}$

$$\Pi = q * (\text{prixRT}_{5,j} - \text{prixDA}_{5,j-1})$$

$$\Pi < 0$$

$$S_5 = \text{prixDA}_{5,j-1} - \text{prixRT}_{5,j} > 0$$

$$|S_{5,j}'| = |S_{5,j} + \varepsilon| > |S_{5,j}|, \quad \varepsilon > 0$$

Le participant virtuel perd de l'argent et la valeur absolue du *spread* entre le DA et le RT augmente.

De façon similaire, si le prix DA est supérieur à ce que le prix RT sera, le participant virtuel pourra prendre une position *short*. Pour résumer, le participant virtuel réalise un profit si et seulement si la valeur absolue du *spread* diminue, autrement dit si les prix DA et RT convergent. L'opérateur voit donc dans les transactions virtuelles un moyen de rapprocher les prix DA des prix RT.

Définition 5 – Spread *day-ahead* et *real-time*:

Le *spread day-ahead* et *real-time* pour une heure donnée h , à jour j , se définit comme la différence entre le prix *day-ahead* à jour $(j-1)$ et le prix *real-time* à jour j

$$S_{h,j} = \text{prixDA}_{h,j-1} - \text{prixRT}_{h,j}$$

Définition 6 – Prime *forward*

La prime *forward* entre le DA et le RT pour une heure donnée h , à jour j , se définit comme l'espérance à jour $(j-1)$ du *spread day-ahead* et *real-time* à jour j , i.e. de la différence entre le prix *day-ahead* à jour $(j-1)$ et le prix *real-time* à jour j

$$\pi_{h,j} = E_{j-1}(S_{h,j}) = E_{j-1}(\text{prixDA}_{h,j-1} - \text{prixRT}_{h,j}) = \text{prixDA}_{h,j-1} - E_{j-1}(\text{prixRT}_{h,j}).$$

Par cette équation, la prime peut être également vue comme la différence entre le prix DA et l'espérance du prix RT.

Définition 7 – Réseau électrique

On définit un réseau électrique comme l'ensemble de points tarifés par l'opérateur. Les nœuds les plus importants sont appelés *hubs*.

Définition 8 – Locational marginal price:

Pour un nœud donné, le *locational marginal price*, noté LMP, est défini comme le coût du dernier mégawattheure d'électricité produit. Le LMP est la résultante des coûts de production, de congestion et de transmission et est donné en \$/MWh. Les transactions des marchés RT et DA sont réglées au LMP.

Définition 9 – Mégawattheure et gigawattheure:

Un mégawattheure est la quantité d'électricité émise pendant une heure par un générateur de capacité d'un mégawatt. Un gigawattheure représente mille mégawattheures.

Définition 10 – Périodes creuse et pleine:

Dans les marchés RT et DA, les heures de 7h à 19h correspondent à la période pleine tandis que les heures allant de 20h à 6h définissent la période creuse.

I. Introduction

I.1. Contexte énergétique

Le rapport du National Intelligence Council concernant les projections de tendance pour 2030 démontre l'importance grandissante du secteur de l'énergie dans les années à venir. D'après leur prévision, 'la demande en nourriture, en eau et en énergie va augmenter respectivement d'environ 35%, 40% et 50% ; cette tendance est due à une augmentation de la population mondiale et des modes de consommation de la classe moyenne, qui est en pleine croissance'¹. En 2012, l'Office National de l'Énergie du Canada (ONE) publie également une estimation de la production et de la consommation du pays en 2035². Cette dernière évalue que la demande totale augmentera de 22% et la capacité de production d'électricité de 27%. On rappelle qu'en 2009 au Canada, environ 36% de l'énergie utilisée dans le secteur résidentiel provient de l'électricité. L'électricité est une commodité essentielle pour les secteurs industriels et résidentiels, au Canada et dans le reste du monde. Elle mérite donc de s'y intéresser en profondeur.

I.2. Aperçu de la réglementation du secteur électrique en Amérique du Nord

Aux États-Unis, le secteur de l'électricité est régi de concert par chacune des fédérations et par la Federal Energy Regulatory Commission. Suite à l'adoption en 1978 de l'Utility Regulatory Policies Act, la restructuration de ce secteur a été lancée³. Ce projet de loi permet le développement des moyens de production par des entreprises privées. En 1992 et en 1996, deux étapes sont franchies dans la libéralisation. Le Public Energy Policy Act et l'ordonnance 888 de la FERC permettent un accès facilité et non discriminatoire des compagnies de production au réseau d'électricité. Au Canada, le secteur de l'électricité est géré par les provinces indépendamment les unes des autres. Cependant, l'ONE supervise les provinces en particulier, elle réglemente les échanges interprovinciaux et internationaux en électricité. À titre d'exemple, suite à l'ouverture du marché de la transmission du Québec en

¹ 'Demand for food, water, and energy will grow by approximately 35, 40, and 50 percent respectively owing to an increase in the global population and the consumption patterns of an expanding middle class.'

² Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035, ONE.

³ La restructuration des marchés de l'électricité : un portrait de la situation mondiale, Doucet, Régie de l'Énergie.

1997, Hydro-Québec a pu obtenir une licence de l'ONE afin de pouvoir exporter et tirer profit des échanges d'électricité avec les États-Unis.

Le marché de l'électricité est divisé en quatre catégories principales : la production, la transmission, la distribution et les services aux consommateurs. La première concerne les divers moyens de générer de l'électricité. On peut citer les barrages hydro-électriques, les éoliennes ou les panneaux solaires comme des moyens de générer l'électricité de façon renouvelable. Au contraire, les centrales à gaz, à charbon et nucléaires diminuent les ressources existantes disponibles. La seconde est en rapport avec le transport de l'électricité à travers des zones étendues. Afin de diminuer les pertes lors de l'acheminement, les lignes des transmissions envoient une tension très élevée⁴. La distribution permet d'acheminer l'électricité sur une zone plus courte entre la fin du réseau de transmission et le consommateur. La dernière catégorie désigne les services rendus aux clients. Réparations, tarifications et relevés du compteur sont les principales tâches de ce secteur.

Le processus d'ouverture des marchés a touché le secteur de la production et des services aux consommateurs. Il n'a pas cependant impacté la transmission et la distribution, car compte tenu de l'investissement initial, ces dernières sont considérées comme des monopoles naturels. Afin de faciliter les échanges entre les différents acteurs privés, des opérateurs de marchés (ISO) sont apparus. Ceux-ci s'assurent du transport de l'électricité et jouent également le rôle d'intermédiaires entre les différents acteurs des marchés électriques. Simultanément des contrats bilatéraux⁵ d'électricité se sont développés. La pensée libérale considère les phénomènes d'ouverture et de privatisation des marchés comme des moyens d'augmenter l'efficacité de la société^{6,7}. En effet, la mise en place de cette dernière génère un système de prix qui devient un moyen de rendre compte de façon quantitative de la qualité des actions des entreprises. Pour les marchés électriques, la libéralisation génère de grands effets sur la fluctuation des prix, ce que l'on peut observer à travers leurs volatilités. Par exemple, sur le marché de l'opérateur PJM, entre juin 2000 et novembre 2002, les prix du marché *real-time* se sont situés entre -20 \$ et 800 \$ le MWh avec une moyenne comprise

⁴ La perte d'énergie lors de la transmission est proportionnelle à l'intensité du courant.

⁵ Contrat entre deux parties prenantes. Par exemple, un contrat entre un producteur et un consommateur industriel sur une quantité d'électricité à fournir durant une période donnée à un prix fixe.

⁶ Ludwig Von Mises, *Bureaucracy*, 1944, Yale University Press, Libertarian Press, Liberty Fund

⁷ Friedrich Hayek, *The road to serfdom*, Routledge Press (UK), University of Chicago Press(US)

autour de 60\$ et une volatilité en moyenne autour de 41\$⁸. L'origine de ces importantes variations se trouve dans la nature même de l'électricité.

I.3. Caractéristiques de l'électricité

L'électricité possède des particularités physiques et des propriétés économiques distinctes des autres commodités naturelles. Celles-ci lui confèrent des dynamiques de prix très volatiles.

L'électricité est d'abord une énergie difficilement stockable. Dans la période actuelle, les batteries restent dispendieuses et encombrantes. On peut cependant conserver l'électricité grâce à des barrages hydro-électriques avec réservoir, c'est ce que fait le Québec dont 98% de sa capacité de production est d'origine hydro-électrique⁹. Néanmoins, peu d'états disposent d'autant de grands lacs et l'installation d'un barrage reste un investissement colossal. À cause de l'impossibilité de pouvoir garder cette commodité et de ce présumé dans les modèles des hypothèses des tarifications des contrats à terme, les méthodologies habituelles ne peuvent s'appliquer. Étant donné la nécessité pour l'électricité une fois produite de circuler, la consommation doit équilibrer la quantité produite à chaque instant pour éviter des coupures de courant ou des surcharges sur le réseau. En outre, il n'existe pas de moyen de jeter de l'électricité de façon économique. On ne peut pas juste la déverser, la stabilité du réseau impose qu'elle soit consommée. Certains producteurs décident même de vendre de l'électricité à des prix négatifs à cause de leur coût d'opportunité. Par exemple, un producteur possédant une centrale nucléaire dont le délai de redémarrage est de plusieurs jours, peut laisser celle-ci ouverte et payer les acheteurs afin d'éviter de la fermer. Autre facteur d'importance, l'électricité doit être transportée au travers de câbles. Cela engendre certaines difficultés. Enfin, les capacités de lignes de transmission sont limitées, c'est-à-dire qu'une quantité maximale d'énergie peut circuler à chaque instant. Il est aussi à noter qu'au sein d'un réseau, l'électricité ne peut pas aller directement d'un point A à un point B. Une partie de l'énergie se dissipe dans les circuits. Enfin, le coût d'installation des lignes et les pertes dues à la distance limitent les échanges.

⁸ Prix RT du marché PJM entre janvier 2003 et décembre 2004.

⁹ Hydro-Québec, rapport annuel de 2012.

Les coûts de production de l'électricité suivent une courbe en escalier, les divers moyens de génération ont en effet des coûts marginaux différents. La Security Exchange Commission oblige les entreprises cotées en bourse à publier un rapport Form-10K sur leurs activités. Nous avons ainsi pu retrouver la courbe de production de la compagnie de production PSEG Power LLC transigeant sur le marché PJM. Les centrales nucléaires ont un coût marginal moins élevé que les centrales à charbon, puis à gaz... De plus, l'électricité est une commodité essentielle pour un grand nombre d'industries et elle est difficilement remplaçable dans un court délai. Conséquence directe, les agents sont prêts à payer un prix très élevé si jamais la quantité sur le marché est faible.

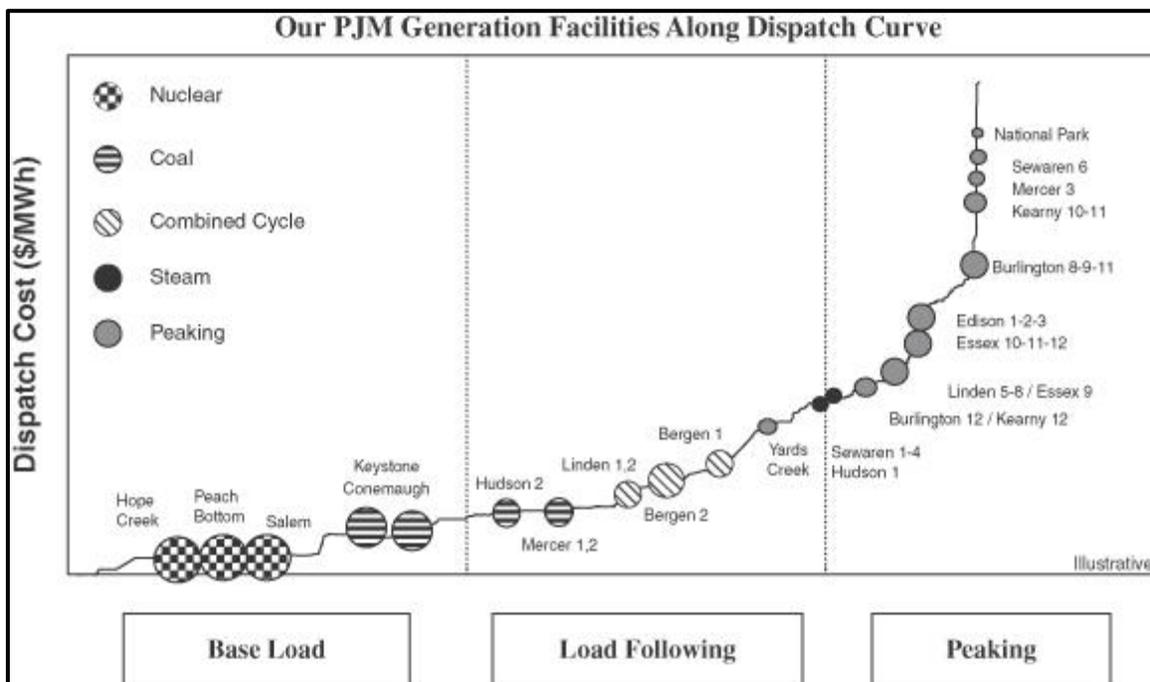


Figure 1. Le coût marginal de production de l'électricité est en escalier. Ici, on retrouve la courbe de distribution de PSEG Power LLC, un participant du marché PJM dont la capacité est de 13 500 MW.

À des fins de démonstration, nous avons téléchargé sur le site de l'opérateur de marché NYISO les prix *real-time* pour l'heure 12 au niveau du NYC *hub* entre janvier 2003 et décembre 2013. Nous avons reporté ces données ci-dessus sur la figure 1. L'opérateur NYISO gère tout l'état de New York avec une capacité maximale supérieure à 35 000 MW. Le prix RT varie entre 0 \$ et 800 \$ de façon saccadée. L'observation de ce graphique permet de tirer une première impression sur les caractéristiques des prix *real-time* d'électricité: on retrouve de fortes fluctuations, des phénomènes de pics et un processus de retour à la

moyenne. Sur les marchés, l'électricité se transige comme vingt-quatre commodités. Ces produits suivent le même mouvement de prix au cours de l'année. Pour une zone géographique donnée, la consommation et donc les prix varient suivant les saisons. Par exemple, au Québec dont les hivers sont rudes et le chauffage assuré principalement par des radiateurs électriques, la demande est plus forte en hiver qu'en été et les prix plus élevés. Au quotidien, le besoin électrique est généralement plus fort durant la journée que pendant la soirée et pendant la semaine par rapport à la fin de semaine. Les prix de période pleine (7 h – 19 h) sont supérieurs à ceux de période creuse (20 h – 6 h).

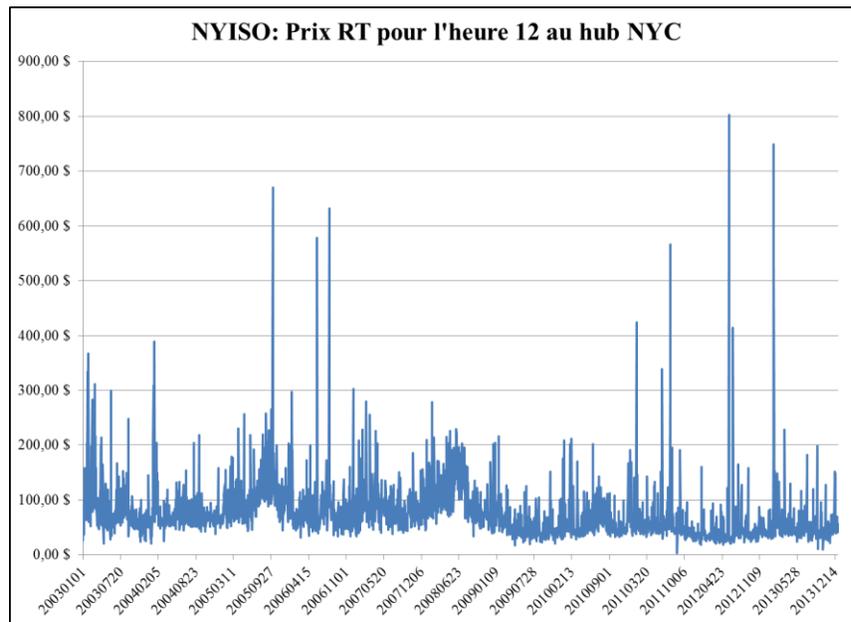


Figure 2. Prix du real-time au niveau du hub NYC sur le marché NYISO entre janvier 2003 et décembre 2013

I.4. Les opérateurs de marché

Dans le présent mémoire, les ISO d'intérêt seront le PJM Interconnection (PJM), le New York ISO (NYISO) et l'ISO New England (ISONE). La région gérée par le PJM contient le Delaware, l'Illinois, l'Indiana, le Kentucky, le Maryland, le Michigan, le New Jersey, la Caroline du Nord, l'Ohio, la Pennsylvanie, le Tennessee, la Virginie, la Virginie Occidentale et le district de Columbia. Le deuxième opérateur s'occupe de la zone aux alentours de New York. Le ISONE sert les états du Connecticut, du Maine, du Massachusetts, du New Hampshire, du Rhode Island et du Vermont.

Les deux objectifs principaux des ISO sont d'assurer la transmission de l'électricité entre les participants et de gérer le système de prix au travers des marchés *real-time* et *day-ahead*. Les définitions précises de ces derniers se trouvent dans la section définitions en début de mémoire. En bref, le marché RT concerne l'achat et la vente réelle d'électricité. L'opérateur indique les prix de la commodité à chaque cinq minutes. Les transactions à temps réel permettent à l'offre et à la demande de coïncider. Le marché DA rend possible de prendre position sur une quantité d'électricité la veille pour le lendemain. Dans ces deux marchés, le prix de l'électricité correspond au *locational marginal price* (LMP). Celui-ci est la résultante du dernier coût du dernier mégawattheure d'électricité produit. Le LMP est la résultante des coûts de production, de congestion et de transmission et est donné en \$/MWh.



Figure 3. Les différents opérateurs des marchés électriques étudiés seront PJM Interconnection, New York ISO et ISO-New England

I.5. Problématique

Le présent mémoire s'intéresse à l'étude des différences de prix de l'électricité sur la zone nord-est américaine entre le DA et le RT. On nommera *spread* cette différence. La

figure 4 montre la dynamique du *spread* au niveau du *NYC hub* du marché new yorkais entre janvier 2003 et décembre 2013. On voit que cette dernière suit un mouvement très saccadé autour d'une valeur proche de 0 et connaît des pics.

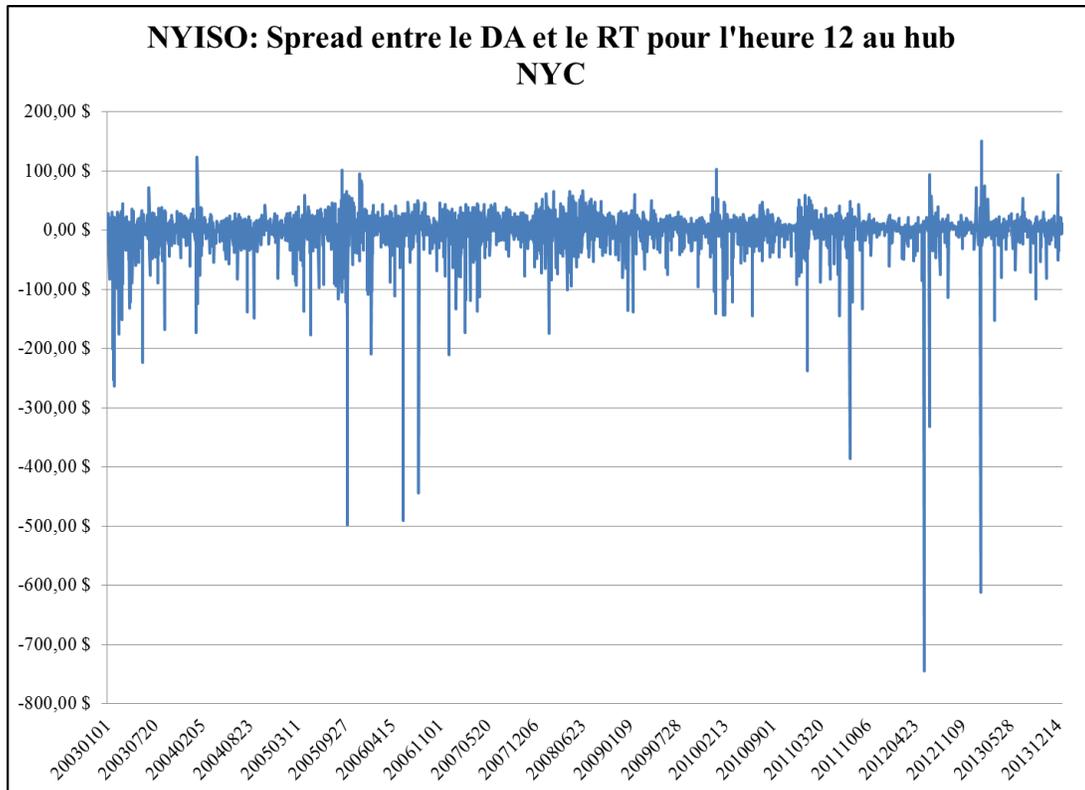


Figure 4. Évolution du *spread* au niveau du *NYC hub* du marché *NYISO* entre janvier 2003 et décembre 2013

Le but du mémoire est d'étudier l'origine des différences de prix entre le RT et le DA. En particulier, nous nous intéresserons à l'existence d'une prime, c'est-à-dire à l'existence de différences significatives entre les prix DA et l'estimation du RT par les participants. Premièrement, nous étudierons la méthodologie et répliquerons l'article de Longstaff et Wang (2004) basé sur l'étude du *spread* sur le marché PJM entre 2000 et 2002. Deuxièmement, nous appliquerons cette même méthodologie sur les marchés PJM, NYISO et ISONE de janvier 2003 à décembre 2013. Nous chercherons à voir si les résultats des auteurs se confirment. La démarche consistera à mettre en place un modèle de prévisions des prix du *real-time* et à vérifier l'existence de primes. Puis, nous nous intéresserons aux facteurs explicatifs de la prime. En particulier, nous regarderons l'impact de la variance et du coefficient de dissymétrie du *real-time* sur l'espérance de cette dernière.

II. Revue de littérature

II.1. Introduction

La modélisation des prix de l'électricité pose problème à cause de sa dynamique aléatoire. Le premier réflexe serait d'utiliser les modèles de tarification d'actions. Cependant, la plupart d'entre eux postulent l'indépendance des rendements au quotidien. Néanmoins, les tarifs de l'électricité sont interdépendants. On ne peut donc utiliser simplement une dynamique brownienne pour rendre compte des prix de l'électricité. On rappelle que plusieurs paramètres influencent les prix de l'électricité¹⁰: l'écart de température par rapport à une valeur de 23 °C (la température de référence dans le confort des consommateurs), les pannes des moyens de production, la durée de démarrage des centrales, les pertes d'énergie liées à la transmission, les droits de congestion, les coûts de passage de courant continu à alternatif, la saisonnalité, les heures de pointe, la croissance économique du pays (PIB), l'inélasticité de la demande, et les coûts de production en escaliers.

II.2. Modélisation du *real-time*

Au sein de la recherche académique, la majorité des articles s'est porté sur l'étude des marchés RT. La plupart tente de modéliser adéquatement le prix de l'électricité.

Lucia et Schwartz (2000)

Plusieurs auteurs ont essayé de rendre compte de la structure particulière de prix d'électricité. L'un des premiers textes de référence est celui de Lucia et Schwartz (2000). Les rédacteurs cherchent à modéliser le prix du *real-time* électrique sur le marché nordique. Ils notent que la distribution de l'électricité possède un kurtosis très élevé, autour de 3,5. Les prix en hiver sont supérieurs en moyenne aux prix de l'été et ceux des jours de semaine supérieurs aux fin de semaine.

¹⁰ Barlow (2002). *A diffusion model for electricity prices.*

Lucia et Schwartz (2000) vont supposer que la distribution des prix est la résultante d'une fonction déterministe et d'un mouvement aléatoire avec retour à la moyenne. La fonction déterministe va prendre en compte les paramètres saisonniers et hebdomadaires (soit les deuxième et troisième hypothèses précédentes). Le retour à la moyenne est établi grâce à une dynamique de type Ornstein Uhlenbeck (OU) avec une moyenne nulle. Deux modèles sont élaborés. Le premier est à un facteur et s'écrit :

$$\begin{cases} P_t = f(t) + X_t \text{ ou } \ln(P_t) = f(t) + X_t, \\ dX_t = -\kappa X_t dt + \sigma dW_t. \end{cases}$$

Le deuxième est à deux facteurs et se présente :

$$\begin{cases} P_t = f(t) + X_t + \varepsilon_t \text{ ou } \ln(P_t) = f(t) + X_t + \varepsilon_t, \\ dX_t = -\kappa X_t dt + \sigma dW_t, \\ d\varepsilon_t = -\kappa \varepsilon_t dt + \sigma_\varepsilon dZ_t, \\ dW_t dZ_t = \rho dt. \end{cases}$$

Pour ces deux types, ils établissent par ailleurs deux distinctions en choisissant deux fonctions déterministes. Celles-ci différencient le prix des jours de semaine des prix du week-end à l'aide d'une variable muette. Pour la première catégorie, les variations sur l'année sont obtenues par des variables muettes sur les onze derniers mois de l'année. Pour la deuxième, une fonction trigonométrique de période un an permet de modéliser le cycle annuel de la demande. La détermination des paramètres se fait par méthode numérique non linéaire de moindres carrés (et non par optimisation d'une fonction de vraisemblance).

Barlow (2002)

Un autre texte de référence est Barlow (2002). Il constate d'abord que le prix de l'électricité est le résultat de l'équilibre entre les courbes d'offre et de demande. Il émet quatre hypothèses principales pour l'élaboration de son modèle : la fonction de production est indépendante du temps et ne prend en compte que le prix de marché (H1); la demande suit un mouvement aléatoire de type retour à la moyenne (H2); la capacité de générer l'électricité est limitée (H3); enfin, le prix admet un niveau maximal (H4).

On peut remarquer que le facteur aléatoire est concentré dans la demande. La production ne fait que réagir à celle-ci. Barlow suppose en effet que la consommation est inélastique. La raison principale tient du fait que la plupart des utilisateurs paient des prix fixes aux compagnies d'électricité et ne sont donc pas touchés par sa volatilité. À ce titre, la quantité sollicitée ne varie que très peu en fonction des prix du marché.

Il tire de ces hypothèses un modèle stochastique à deux régimes. Ce dernier est un processus non linéaire OU, il s'écrit de la manière suivante :

$$S_t = \begin{cases} f_\alpha(X_t), & 1 + \alpha X_t > \varepsilon_0 \\ \varepsilon_0^{1/\alpha}, & 1 + \alpha X_t \leq \varepsilon_0 \end{cases},$$

$$dX_t = -\lambda(X_t - a)dt + \sigma dW_t.$$

S_t et X_t correspondent respectivement au prix et à la demande d'électricité. Cette dernière suit un processus de retour à la moyenne. La génération s'adapte à la demande pour permettre une quantité d'électricité produite égale à celle demandée. Enfin, le prix final correspond au tarif imposé par le dernier producteur arrivé (le prix est obtenu par le croisement des courbes d'offre et de demande). Si la demande est trop forte, alors le prix atteint un montant maximal et ne varie plus.

II.3. Les *futures* des marchés électriques

Les *futures* des marchés électriques désignent les contrats dont le sous-jacent est le prix RT.

Bessembinder et Lemmon (2002)

Bessembinder et Lemmon (2002) s'intéressent à la prime existante entre les marchés électriques *real-time* et *forward*. Ils cherchent à trouver les déterminants de cette dernière. Pour ce faire, ils vont utiliser un modèle économique basé sur la demande et le prix. Les principes de non-arbitrage ne sont pas applicables dans le cadre de la tarification de l'électricité. Il n'est pas en effet optimal de la stocker. Étant donné cette caractéristique, la méthodologie du *cost of carry* ne peut fonctionner. Les auteurs cherchent à expliquer le prix futur de l'électricité.

Le modèle proposé se constitue de N_p producteurs et de N_v vendeurs. Les fournisseurs font face au coût suivant TC.

$$TC = F + \frac{a}{C} * Q^c,$$

où F, C et Q^c désignent respectivement les coûts fixes, une constante et la quantité produite.

À condition que la contrainte sur la demande soit remplie, les deux acteurs cherchent à maximiser respectivement leurs profits respectifs π_p et π_v .

$$\pi_p = P_w Q^W + P_F Q^F - (F + \frac{a}{C} * Q^c)$$

$$\pi_v = P_V Q^V + P_F Q^F - P_w (Q^W + Q^F),$$

où P_w , Q^W , P_F , Q^F , P_V et Q^V désignent respectivement le prix et la quantité du real-time produit, le prix et la quantité du forward promis et enfin, le prix et la quantité du real-time acheté.

Par maximisation sur la quantité et le prix du real-time ainsi que sur la quantité et le prix du contrat *forward*, les auteurs trouvent le prix d'équilibre *forward* suivant :

$$P_F = E(P_w) + \alpha \text{Var}(P_w) + \gamma \text{Skew}(P_w) \quad (E0)$$

Il faut noter qu'en faisant l'hypothèse que les vendeurs sont averses au risque, les auteurs démontrent que l' α de l'équation précédente (E0) est négatif. Dans le cas où le coefficient de dissymétrie du real-time est faible, on remarque que la prime *forward* est faible, voire négative. Les auteurs mettent en place un modèle basé sur les hypothèses suivantes : la prime d'équilibre *forward* diminue avec la variance anticipée des prix du real-time, elle augmente avec le coefficient de dissymétrie anticipée des prix du real-time, elle diminue puis augmente vis-à-vis de la variabilité de la demande, enfin elle augmente avec la demande anticipée. Malgré la faible quantité de données à leur disposition, les auteurs testent leur modèle sur le marché PJM. Ils montrent que la prime *forward* existe durant la période d'été, cela est en accord avec le fait que le coefficient de dissymétrie de l'électricité soit plus élevé en été. Par ailleurs, ils trouvent que la prime d'équilibre *forward* augmente avec la demande anticipée. Néanmoins, leurs résultats ne sont pas significatifs vis-à-vis de la variabilité de la demande.

Les seuls acteurs du modèle sont les industriels. Il aurait été intéressant de rajouter des spéculateurs neutres au risque. En effet, les échanges boursiers virtuels se sont développés ces récentes années. Les coûts de transmission sont considérés comme nuls dans leur modèle. Pourtant les coûts de congestions sont une problématique essentielle connue des opérateurs de marché. Ceux-ci ont un impact important sur la dynamique des prix. Enfin, leur modèle n'est testé que sur une période relativement faible. Cela pose problème pour la signification des résultats. Le présent mémoire appliquera un modèle sur une durée cinq fois plus grande. Leur article permet d'avoir une compréhension des déterminants de la prime *forward*. Il apparaît que celle-ci est expliquée par le coefficient de dissymétrie et par la variance des prix du *real-time*. Elle est corrélée positivement avec le paramètre associé à la dissymétrie et négativement avec celui de la variance du *real-time*. Cette dernière corrélation provient du fait que les vendeurs d'électricité (averses au risque) vont chercher à utiliser des contrats *forward* afin d'assurer leurs revenus. Il serait intéressant d'étudier leurs résultats sur une plus longue période.

II.4. Conclusion

La plupart des auteurs traitent de la dynamique du prix *real-time* ou *day-ahead*. D'autres articles portent leurs investigations sur les *futures* à long terme des marchés électriques. Pourtant il existe des moyens pour les participants de prendre position dans le marché DA et le marché RT comme nous l'avons montré dans la section définitions. De plus, le marché *day-ahead* alors que le *day-ahead* est le marché *future* le plus important en termes de liquidité. Le seul texte de référence concernant le *spread* entre le *day-ahead* et *real-time* est celui de Longstaff et Wang publié en 2004 dans *Journal of Finance*, *Electricity Forward Prices : A High Frequency Empirical Analysis*. Cet article étudie la différence de prix entre les deux marchés sur PJM entre juin 2000 et novembre 2002. L'intérêt de leur recherche est de déterminer s'il existe une prime de risque significative entre les deux marchés. De plus, ils mènent une investigation sur son origine et ses tenants. La connaissance d'un écart de prix entre le *day-ahead* et le *real-time* serait intéressante pour tous les acteurs du marché de l'électricité. S'il existe, cela signifie qu'il y a une opportunité de gain pour les acteurs financiers. En particulier, les banquiers ainsi que les traders

pourraient profiter de cette information afin de récupérer la prime issue de l'aversion au risque des industriels.

III. Méthodologie et répllication de Longstaff et Wang (2004)

L'article de Longstaff et Wang publié en 2004 dans *Journal of Finance*, *Electricity Forward Prices : A High Frequency Empirical Analysis* porte sur la tarification des marchés DA. Nous allons étudier sa méthodologie et le répliquer.

III.1. Hypothèses et données

Les auteurs font l'hypothèse que l'électricité ne se stocke pas (H1) et que les frais de transaction sont nuls (H2). Nous avons déjà évoqué dans le premier chapitre du mémoire que l'électricité posséder en effet ces caractéristiques fondamentales. Les auteurs ont choisi d'effectuer leur analyse au niveau du nœud le plus important, i.e. la zone où la charge est la plus forte.

Une des principales difficultés lors d'une étude des marchés électriques est la recherche des données. D'abord, celles-ci ne sont pas toutes disponibles sur les sites internet des opérateurs de marché. Ensuite, ces données sont enfouies parmi une multitude d'autres informations disponibles. Enfin, chaque opérateur met en place ces fichiers suivant sa propre méthodologie; ils diffèrent donc suivant leurs formatages (csv, xls, txt,...) et il est difficile d'extraire de façon systématique et automatisée les informations. De plus, la répllication a nécessité d'extraire les fichiers de données météorologiques. Dans le cadre des travaux de Longstaff et Wang, la période étudiée s'étend entre juin 2000 et novembre 2002, soit 913 jours. L'opérateur PJM met à disposition plusieurs fichiers sur son site internet, www.pjm.com. Les prix RT et DA sont disponibles pour tous les hubs du réseau pour chacune des heures. La charge du réseau est également disponible pour les zones *East* et *West*. Les informations météorologiques sont quant à elles accessibles sur le site internet du *National Climate Data Center*, www.ncdc.noaa.gov. Pour chacune des stations météorologiques, on trouve la température en degrés fahrenheit, la déviation de la température par rapport à la moyenne historique des dernières cinq années et la vitesse du vent mesurée en miles par heure. Dans le cadre de l'étude de PJM, nous avons sélectionné

comme station météorologique l'aéroport de New Jersey City, situé au dans l'état du New Jersey¹¹.

Les premiers tableaux montrent les principales statistiques du RT et du DA entre juin 2000 et novembre 2002 au niveau du *eastern hub*: on indique les moyennes, écart-types, minima, médianes, maxima et coefficients d'auto-régression. Ces derniers sont obtenus pour chacune des heures et chacun des marchés grâce à la mise en place (sur la variable jour, j) des auto-régressions suivantes.

$$\text{prixRT}_{h,j} = c_h + \text{AR}_h(1) * \text{prixRT}_{h,j-1} + \varepsilon_{h,j}, \quad j \in \llbracket 2, 913 \rrbracket \quad (\text{E1})$$

$$\text{prixDA}_{h,j} = c_h' + \text{AR}'_h(1) * \text{prixDA}_{h,j-1} + \varepsilon'_{h,j}, \quad j \in \llbracket 2, 913 \rrbracket \quad (\text{E2})$$

Les réplifications des statistiques des données sont tout à fait similaires (cf. figures A1 et A2, et figures A3 et A4). Pour faciliter la comparaison entre les deux séries de prix, on étudie les statistiques globales de la journée. Les prix DA sont toujours positifs et leur maximum de 859,05 \$ est inférieur de 170 \$ au RT. De plus, l'écart-type des DA de 28,85 \$ est très inférieur à celui de 40,76 \$ des RT. Une première impression est donc que les prix DA sont moins volatiles que les prix RT. On remarque aussi que la moyenne du *real-time* de 32,99 \$ est moins élevée que celle du *day-ahead* de 33,5 \$. On peut penser que cette différence de 0,51 \$ existe dans le DA compte-tenu de sa comparativement faible volatilité. 71% des prix DA sont expliqués par le prix DA du jour précédent, le pourcentage diminue à 45% pour le *real-time*. Les prix RT sont donc plus incertains que ceux des DA. En bref, l'incertitude et la volatilité plus grandes des prix RT peuvent être à l'origine de leur prix moins élevés.

PJM : RT - DAM						
	Moyenne	Ecart-Type	Minimum	Médiane	Maximum	Coefficients d'auto-régression
Prix RT globaux	50,81 \$	36,53 \$	-120,67 \$	39,66 \$	1 031,90 \$	53%
Prix DA globaux	51,18 \$	28,61 \$	-2,53 \$	44,16 \$	444,00 \$	86%
Différence des prix RT et DA	-0,36 \$	7,92 \$	-118,14 \$	-4,50 \$	587,90 \$	-34%

Tableau1. Statistiques des prix RT et DA globaux (moyenne des 24 heures de la journée) et de leur différences

¹¹ La station météorologique utilisée par Longstaff et Wang (2004) n'est pas indiquée dans l'article.

La figure 5 présente la courbe de moyenne de la charge pour chacune des vingt-quatre heures au niveau de la zone Est de PJM. Nous obtenons des résultats différents à ceux des auteurs. L'opérateur ne publie pas de données pour l'*eastern hub*, seule se trouve la charge de la zone *East* qui est un agglomérat des *hubs* dans la zone Est de PJM comprenant l'*eastern hub*. Néanmoins, les charges suivent la même forme de courbe. Nous prendrons cette dernière comme substitut. On retrouve bien la différence de consommation entre les heures pleines et creuses.

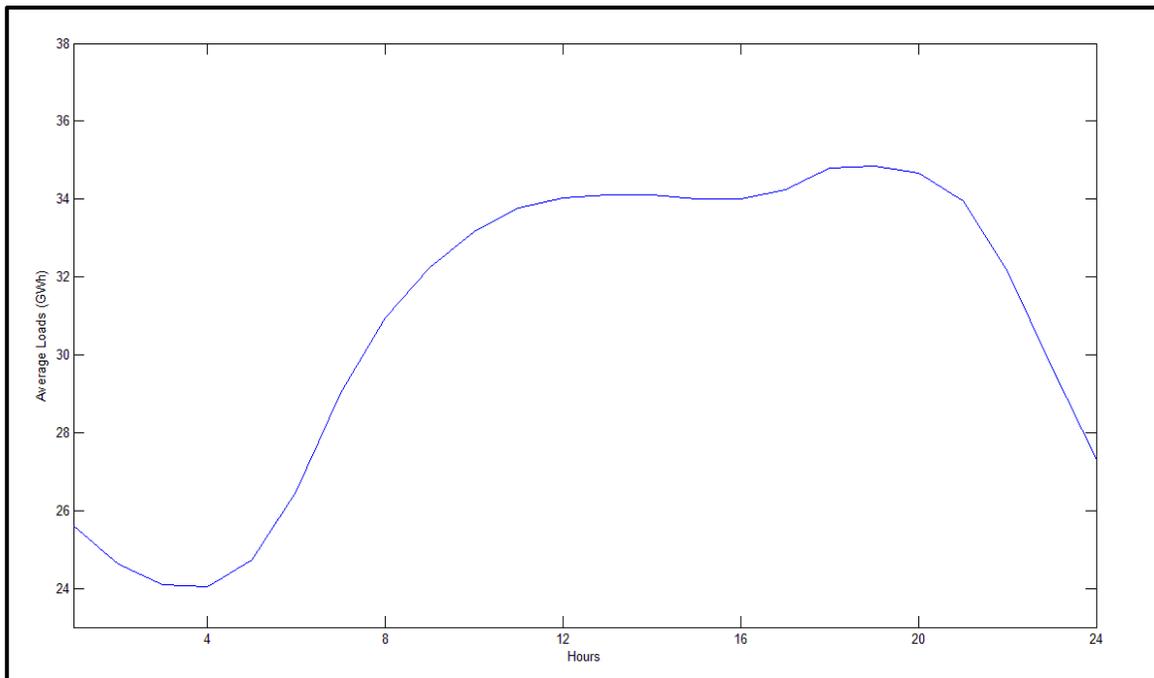


Figure 5. Moyenne de la charge au niveau de l'*eastern hub* entre juin 2000 et novembre 2002

La question maintenant est de connaître l'origine de ces différences de prix entre DA et RT. Nous allons nous intéresser à l'étude de ce *spread*.

III.2. Prime dans le marché DA

On définit le *spread day-ahead* et *real-time* pour une heure donnée h , à jour j , comme la différence entre le prix DA à jour $(j-1)$ et le prix RT à jour j

$$S_{h,j} = \text{prixDA}_{h,j-1} - \text{prixRT}_{h,j} \quad (D1)$$

Les auteurs définissent de plus la prime *forward* entre le DA et le RT pour une heure donnée h , à jour j , comme l'espérance à jour $(j-1)$ du *spread day-ahead* et *real-time* à jour j , i.e. de la différence entre le prix *day-ahead* à jour $(j-1)$ et le prix *real-time* à jour j

$$\pi_{h,j} = E_{j-1}(S_{h,j}) = E_{j-1}(\text{prixDA}_{h,j-1} - \text{prixRT}_{h,j}) = \text{prixDA}_{h,j-1} - E_{j-1}(\text{prixRT}_{h,j}) \quad (D2)$$

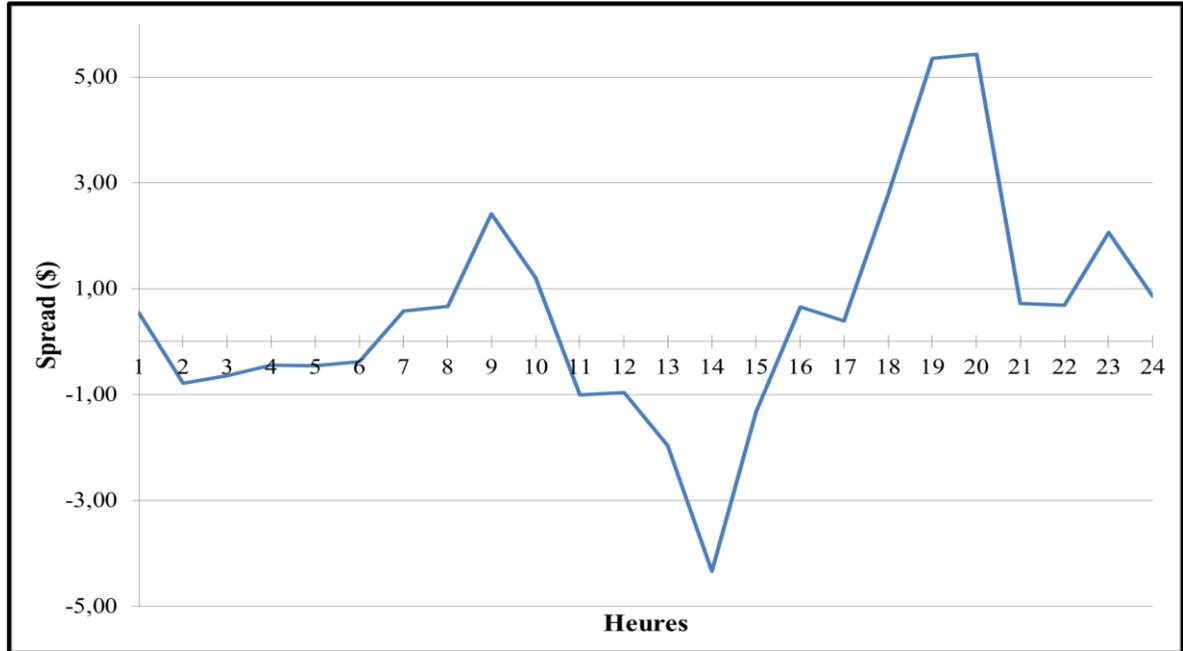


Figure 6. Moyenne de la prime entre le marché DA et RT pour chacune des 24 heures sur le marché PJM entre juin 2000 et novembre 2002

Pour étudier l'impact des anticipations des prix RT par les participants sur le marché DA, les auteurs s'intéressent à la prime *forward*. En effet, celle-ci représente la différence entre l'estimation du prix RT et le prix du DA. L'étude du *spread* ne suffit pas car cette dernière est une vue a posteriori du processus de tarification des prix DA. Pour vérifier l'existence de primes sur le marché, les auteurs calculent pour chaque heure l'espérance inconditionnelle de la prime *forward*, que l'on notera $\pi_{h,0}$. D'après le théorème de l'espérance mathématique conditionnelle, cette dernière se calcule comme la moyenne des différences de prix sur la période étudiée. En effet, on peut écrire :

$$\pi_{h,0} = E(\pi_{h,j}) = E(E_{j-1}(S_{h,j}))$$

$$\pi_{h,0} = E(S_{h,j})$$

$$\pi_{h,0} = \frac{1}{T} \sum_{j=2}^{T+1} S_{h,j}$$

$$\pi_{h,0} = \frac{1}{912} \sum_{j=2}^{913} S_{h,j} \quad (E3)$$

Comme nous l'avons vu au début du chapitre, les prix de l'électricité sont corrélés avec ceux de la veille. Afin d'enlever ces effets, les auteurs ont corrigé la variance de la prime de l'autocorrélation et l'hétéroscédasticité. À cette fin, nous utilisons les méthodes de Box Jenkins et Reinsel (1994). Nous vérifions la significativité de la prime en utilisant la t-statistique calculée par l'équation (E4).

$$t - \text{stat}_h = \frac{\pi_{h,0}}{\text{écart - type}(S_{h,j}) * \sqrt{1 + AR_{\text{prime},h}^2(1)}} \quad (E4)$$

où $AR_{\text{prime},h}(1)$ correspond au coefficient d'auto-régression entre la prime pour l'heure du jour et celui de la veille.

Nos résultats sont similaires à ceux de l'article (cf. Tableau A1), l'espérance de la prime est comprise entre -4 \$ et 6 \$. Dans le tableau 2, nous avons grisé les primes dont la valeur absolue du t-statistique est plus grande qu'1,96. Cela indique si les primes sont significativement différentes de zéro. Par conséquent, neuf heures comportent des primes sur le marché DA. De plus, entre 23 h et 2 h, ce qui correspond au plus fort de la période creuse, toutes les heures ont des primes significatives.

Heures	Moyenne	t-statistiques*	Médiane
1	0,61	2,90	0,71
2	-0,64	-3,15	-0,15
3	-0,36	-1,82	-0,29
4	-0,06	-0,33	-0,26
5	-0,25	-1,28	-0,32
6	-0,23	-0,86	-0,23
7	0,72	1,37	-0,22
8	0,72	1,11	0,82
9	2,42	4,11	2,85
10	1,21	1,95	2,07
11	-1,00	-1,43	0,82
12	-0,96	-0,78	1,97
13	-1,96	-1,27	1,91
14	-4,34	-2,49	0,67
15	-1,32	-0,82	1,88
16	0,65	0,33	2,92
17	0,39	0,22	2,35
18	2,78	2,00	3,98
19	5,35	4,29	5,85
20	5,43	6,13	5,49
21	0,72	0,57	2,64
22	0,70	1,09	1,90
23	2,07	5,27	1,90
24	0,85	2,66	1,00
Globale	0,56	1,02	0,98

Tableau 2. *Espérance inconditionnelle de la prime pour chacune des heures accompagnée de la t-statistiques corrigées pour l'hétéroscédasticité et l'autocorrélation sur le marché PJM entre juin 2000 et novembre 2002*

Pour suivre l'évolution de la prime au quotidien, les auteurs mettent en place un modèle permettant d'estimer à chaque jour le prix RT, la charge et le revenu (i.e., le produit entre la charge et le revenu) du lendemain. À cette fin, les auteurs mettent en place un modèle d'auto-régression vectorielle sur le prix RT, noté $\text{prixRT}_{h,j}$, la charge, notée $L_{h,j}$, et le revenu, noté $R_{h,j}$. Pour une heure donnée, le prix RT est auto-régressé sur le prix de la veille, régressé sur les prix RT des 23 autres heures disponibles les plus récentes, sur les 24 dernières charges horaires disponibles, sur les données météorologiques et sur les variables muettes pour les douze mois de l'année. Les variables météorologiques, notées W_k , sont la différence de la température en degrés fahrenheit par rapport à une température de référence de 68 degrés fahrenheit, la déviation de la température par rapport à la moyenne historique et la vitesse du vent mesurée en miles par heure si elle est supérieure à 11,5 miles par heure sinon 0. La consommation d'électricité est en effet hautement liée à la température ressentie. De plus, à chaque jour les marchés DA dans PJM ferment à 16h, la régression prend en compte cette contrainte en utilisant les prix RT du jour même de 0h à 16h et ceux de la veille de 16h à 0h. Les auteurs définissent le modèle d'ARV suivant.

$$\begin{bmatrix} \text{prixRT}_{h,j+1} \\ L_{h,j+1} \\ R_{h,j+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e + \sum_{i=1}^{12} f_i D_{i,j} + \sum_{h=1}^{15} (g_h \text{prixRT}_{h,j} + l_h L_{h,j}) + \sum_{h=16}^{24} (g_h \text{prixRT}_{h,j-1} + l_h L_{h,j-1}) + \sum_{k=1}^3 m_k W_k + \varepsilon_{j+1} \\ e' + \sum_{i=1}^{12} f'_i D_{i,j} + \sum_{h=1}^{15} (g'_h \text{prixRT}_{h,j} + l'_h L_{h,j}) + \sum_{h=16}^{24} (g'_h \text{prixRT}_{h,j-1} + l'_h L_{h,j-1}) + \sum_{k=1}^3 m'_k W_k + \varepsilon'_{j+1} \\ e'' + \sum_{i=1}^{12} f''_i D_{i,j} + \sum_{h=1}^{15} (g''_h \text{prixRT}_{h,j} + l''_h L_{h,j}) + \sum_{h=16}^{24} (g''_h \text{prixRT}_{h,j-1} + l''_h L_{h,j-1}) + \sum_{k=1}^3 m''_k W_k + \varepsilon''_{j+1} \end{bmatrix} \quad (S1)$$

Les paramètres du modèle s'obtiennent pour chaque heure de la journée par minimisation du carré des erreurs. Les R^2 de l'auto-régression vectorielle vont respectivement pour le real-time, la charge et le revenu de 27% à 57%, de 65% à 91% et enfin de 35% à 59%. La méthodologie afin d'estimer le *real-time* est donc tout à fait acceptable. En utilisant le modèle d'auto-régression vectorielle appliqué au *real-time*, on obtient les valeurs de l'estimation du *real-time* au quotidien. Les auteurs peuvent calculer pour chacune des heures la volatilité des séries de prix DA et des séries d'estimation des prix RT. On retrouve ces valeurs sur la figure 7 à la prochaine page. La volatilité des anticipations des prix RT est supérieure durant la journée par rapport au marché DA. Pour s'assurer de l'existence de différence significative dans la volatilité, les auteurs posent comme hypothèse nulle $H_0: \text{vol}(\text{prixDA}_h) = \text{vol}(\text{estimationprixRT}_h)$ contre l'hypothèse alternative $H_a: \text{vol}(\text{prixDA}_h) \neq \text{vol}(\text{estimationprixRT}_h)$. Par réplication, les auteurs calculent la statistique t-test de la manière suivante :

$$t - \text{test} = \frac{\text{moyenne}(\text{vol}(\text{prixDA}_h) - \text{vol}(\text{estimationprixRT}_h))}{\text{écart - type}(\text{vol}(\text{prixDA}_h) - \text{vol}(\text{estimationprixRT}_h))} \quad (E5)$$

Le t-test est égal à 2,77, valeur proche de l'article (cf. Tableau A11) ; cette valeur est bien supérieure à la valeur de 2,069, seuil de refus du t-test. On peut par conséquent rejeter l'hypothèse nulle avec 95% de probabilité. Cela confirme l'existence de différences dans les volatilités des séries d'estimations des prix RT et des valeurs des prix DA, au niveau de l'*eastern hub*, entre juin 2000 et novembre 2002.

En résumé, les auteurs prouvent l'existence de différences entre l'anticipation de participants sur le prix RT et les prix DA. Les auteurs ont d'abord démontré la significativité des primes pour plusieurs heures. En testant que les volatilités sont significativement différentes entre les deux séries, ils confirment que les prix DA possède une volatilité significativement inférieure à l'estimation de prix RT. Cela renforce l'idée de présence de primes dans le marché DA et l'expliquent également.

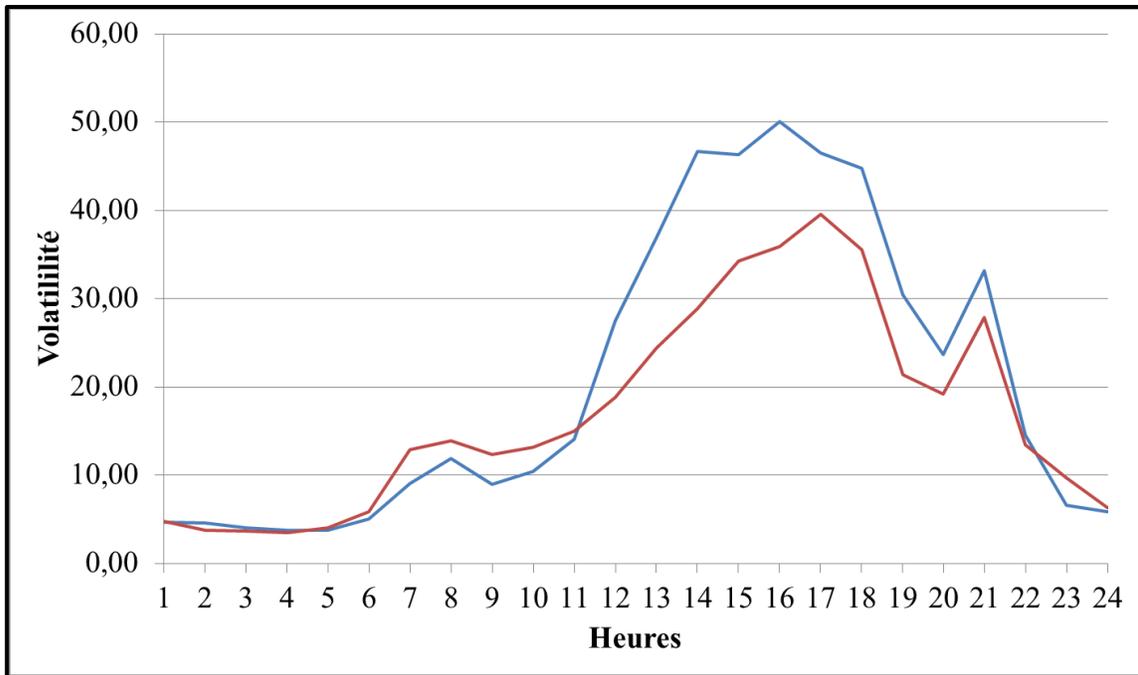


Figure 7. Comparaison sur 24 heures de l'estimation de la volatilité des prix RT en bleu envers la volatilité des prix DA

III.3. Origine et causes de la prime *forward* sur le marché DA

L'article s'interroge sur l'origine et les causes de l'existence de prime sur les marchés DA. Bessembinder et Lemmon (2002) ont montré que la tarification du marché DA était liée à la volatilité et au coefficient de dissymétrie du *real-time*. On rappelle que l'espérance inconditionnelle de la prime pour chacune des heures est notée $\pi_{0,h}$. Afin d'étudier l'impact de ces deux facteurs, une régression linéaire est faite sur la série des 24 primes. Mathématiquement, elle s'écrit :

$$\pi_{0,h} = a + b * \text{var}_h + c * \text{Skew}_h + \varepsilon_h, h \in \llbracket 1, 24 \rrbracket \quad (\text{E6})$$

La valeur du R^2 nous renseigne sur l'importance des facteurs dans l'explication de la prime. Par ailleurs, des t-tests sont effectués sur les valeurs des coefficients afin de s'assurer de leur significativité. À la condition du succès de ces tests, la valeur du signe nous informe sur le sens de la corrélation entre l'élément explicatif et la prime. La régression explique à 20% la prime. Celle-ci est corrélée négativement avec la variance du *real-time* et positivement avec son coefficient de dissymétrie. Le facteur associé à sa variance est négatif et

significativement différent de zéro. Cela suggère que sur le marché PJM, pour une heure, plus la variance de son prix RT est importante, plus la prime est importante. Le marché DA est différent des produits dérivés financiers positivement corrélés avec la variance du sous-jacent. Les heures les plus volatiles correspondent à la période pleine. Cela suggère que l'anticipation des participants est supérieure lors des périodes pleines. Dans le marché RT, les prix peuvent subir des variations très importantes avec un maximum de 1020 \$, bien inférieur au maximum de 859 \$ du prix DA. Par conséquent dans la période de forte consommation, généralement associée à de fortes volatilités, la prime sera négative. Réciproquement, moins la variance du RT de l'heure est importante, plus les participants estiment faiblement le RT. On peut penser que pour les périodes creuses, période de nuit, une majorité de participants se mettent en place sur le marché DA afin d'éviter d'avoir à travailler de nuit. Ce phénomène augmente la valeur des prix DA.

	a	b	c	t-test (a)	t-test (b)	t-test (c)	R ²	N
24 heures	0,12	-0,07	0,27	0,17	-2,31	1,94	21%	24

Tableau 3. Régression de la prime forward sur la variance et le coefficient de dissymétrie du prix RT

Afin d'étudier au quotidien les origines de la primes, le modèle d'ARV représenté par le système d'équation (S1) est mis en place. À chaque jour, on calcule les paramètres du modèle avec les informations disponibles et on calcule les innovations, $X_{h,j}$, $Y_{h,j}$ et $Z_{h,j}$, pour respectivement le *real-time*, la charge et le revenu comme suit :

$$\begin{cases} X_{h,j} = \text{prixRT}_{h,j+1} - E(\text{prixRT}_{h,j}) \\ Y_{h,j} = L_{h,j+1} - E(L_{h,j}) \\ Z_{h,j} = R_{h,j+1} - E(R_{h,j}) \end{cases} \quad (S2)$$

Par la suite, les auteurs mettent en place un modèle GARCH(1,1) sur ces trois facteurs afin de pouvoir étudier l'évolution de la volatilité de façon dynamique. Quelques soient le jour j et l'heure h , les innovations $\eta_{h,j}$, $\eta'_{h,j}$ et $\eta''_{h,j}$ sont distribuées de manière identiques et indépendantes.

$$\begin{cases} X_{h,j} = \sigma_{h,j}\eta_{h,j}, \eta_{h,j} \sim N(0,1) \\ V_{\text{prixRT}_{h,j}} = p_h + q_h\eta_{h,j}^2 + r_h X_{h,j}^2 \end{cases} \quad (\text{S3})$$

$$\begin{cases} Y_{h,j} = \sigma'_{h,j}\eta'_{h,j}, \eta'_{h,j} \sim N(0,1) \\ V_{L_{h,j}} = p'_h + q'_h\eta'_{h,j}^2 + r'_h Y_{h,j}^2 \end{cases} \quad (\text{S4})$$

$$\begin{cases} Z_{h,j} = \sigma''_{h,j}\eta''_{h,j}, \eta''_{h,j} \sim N(0,1) \\ V_{R_{h,j}} = p''_h + q''_h\eta''_{h,j}^2 + r''_h Z_{h,j}^2 \end{cases} \quad (\text{S5})$$

Pour chacune des heures et des jours, on note $V_{\text{prixRT}_{h,j}}$, $V_{L_{h,j}}$ et $V_{R_{h,j}}$ les volatilités des innovations respectivement du *real-time*, de la charge et du revenu. On les utilise comme des mesures de risque de ces trois constituants. Finalement, on peut régresser le *spread* sur les trois volatilités. Les tableaux A4 et A5 représentent les résultats de cette régression. A chaque heure, les résultats de la régression varient ce qui rend impossible une interprétation générale.

III.4. Forces et faiblesses de la méthodologie

La méthodologie de Longstaff et Wang porte quelques faiblesses. D'abord, les auteurs ne regardent les données que sur une période de deux ans et ne se focalisent que sur un seul marché. Les auteurs suggèrent également que le modèle d'estimation des prix RT est utilisé par tous les participants. Même si le modèle explique bien les valeurs des prix RT du lendemain, on peut penser que d'autres facteurs peuvent être utilisés par les participants spécialistes des marchés. Le prix du gaz est très important dans l'évolution des prix. Il aurait été intéressant de l'ajouter dans le modèle d'auto-régression vectorielle. Ensuite, il ne semble pas qu'il y ait un grand intérêt d'estimer le revenu. Enfin, aucune mention ne concerne les frais de transactions. C'est bien dommage car celle-ci sont au cœur du *trading* d'électricité étant donné leurs variabilités.

Néanmoins, leur analyse permet de montrer clairement l'existence de prime *forward* dans le marché DA. De plus, leur modèle d'estimation utilise toutes les informations disponibles par les participants et peut être mis en place dans la réalité du *trading*.

III.5. Conclusion

Nous arrivons à répliquer la méthodologie et obtenons les résultats de l'article de Longstaff et Wang. Les auteurs y démontrent l'existence de primes significatives dans le marché DA pour plusieurs heures en particulier lors de la période creuse. De plus, ils mettent en place un modèle afin d'estimer au quotidien le prix RT. Cela permet de connaître à chaque jour la valeur de la prime. Les volatilités des séries des estimations de prix RT envers les prix DA révèlent des différences significatives. Ceci confirme des différences entre l'anticipation des prix RT et les prix DA. L'existence des primes est expliquée à plus de 20% par la variance et le coefficient de dissymétrie des prix RT. En particulier, le paramètre associé à la variance est significativement différent de zéro et négatif. Cela signifie que plus le prix RT varie, moins le prix DA comporte des primes. On rappelle que lors de forts mouvements de prix, le prix DA est toujours moins élevé que les prix RT (cf. Tableau 1, en particulier les maxima des prix).

Nous appliquerons la même méthodologie sur les marchés de PJM, de New York et de Nouvelle-Angleterre sur une période allant de janvier 2003 à décembre 2013¹². Nous décrirons les données DA et RT et effectuerons une analyse générale du *spread*. Par la suite nous estimerons au quotidien le RT et nous étudierons les volatilités des séries des estimations des prix RT et des prix DA. L'intérêt de la démarche est de voir la persistance des résultats obtenus par les auteurs sur une plus longue période et sur deux autres marchés.

¹² À partir de mars 2003 pour NEPOOL.

IV. Études des marchés RT et DA des opérateurs PJM, NYISO et ISONE entre janvier 2003 et décembre 2013

IV.1. Description des marchés

Nous allons étudier les marchés DA et RT des opérateurs PJM, NYISO et ISONE entre janvier 2003 et décembre 2013. Sur les prochaines figures, nous mettons à disposition les cartes des trois opérateurs. Le marché PJM correspond à la zone en dessous de l'état de New York s'étendant jusqu'au Minnesota et incluant la zone entourant Détroit. Le marché de NYISO gère l'état de New York et ses alentours. Enfin, l'ISONE s'occupe de la zone Ouest au-dessus de NYISO. Tous les opérateurs utilisent la méthodologie du LMP. On rappelle que ces prix sont la résultante du dernier coût de produire un MWh, des coûts de congestion et des coûts de pertes. Chaque ISO propose les prix LMP pour les principaux nœuds du réseau. Nous avons étudié les données de l'*eastern hub*, du *NYC hub* et du *connecticut hubs*, points dont la charge est la plus importante, respectivement pour les opérateurs de PJM, de NYISO et d'ISONE. Celles-ci contiennent les prix RT, les prix DA et les charges à chaque heure.

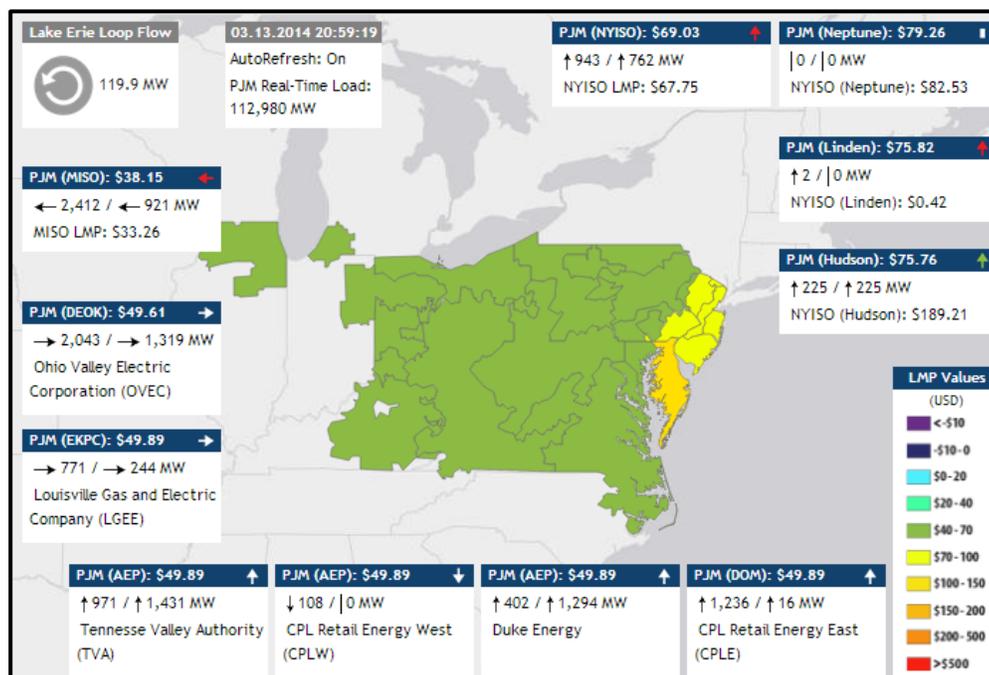


Figure 8. Carte interrégionale de la zone gérée PJM, chacun des prix correspond aux prix LMP des interfaces avec les autres marchés électriques (MISO et NY)

Concernant les données météorologiques, nous avons sélectionné comme stations météorologiques, les stations proches des nœuds étudiés. C'est-à-dire l'aéroport de New

Jersey, de JFK et de Bradford, pour respectivement l'opérateur de PJM, de NYISO et d'ISONE.

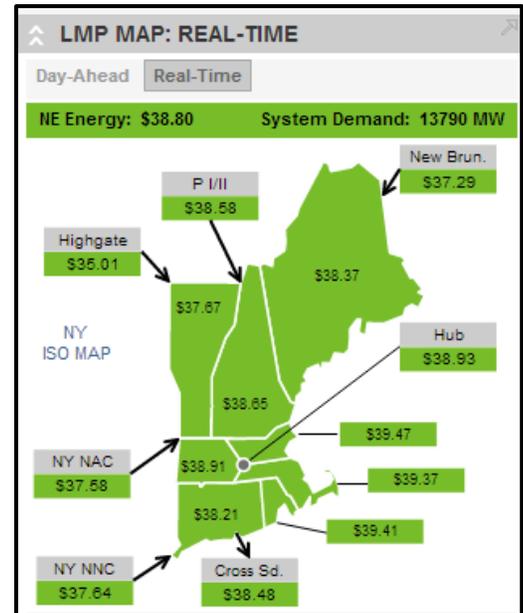
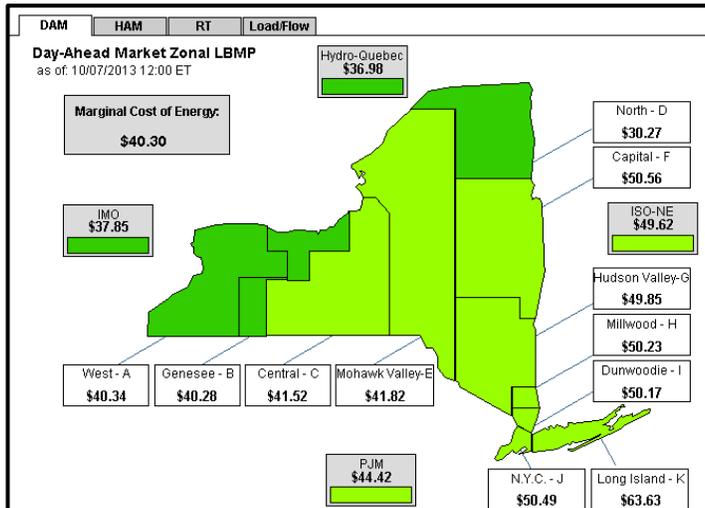


Figure 9. Cartes interrégionales de la zone gérée par NYISO (à gauche) et de NEPOOL (à droite), chacun des prix correspond aux prix LMP des interfaces avec les marchés électriques adjacents

IV.2. Étude comparative des marchés

En premier lieu, nous nous sommes intéressés aux principales statistiques des marchés. L'ensemble de ces données se trouvent dans les tableaux de l'annexe. À des fins d'analyse, nous avons sélectionné les statistiques quotidiennes de chacun des marchés. Les *spreads* dans les marchés PJM et ISONE sont en moyenne négatifs, tandis que le prix RT est inférieur en moyenne au prix DA dans NYISO. Pour tous les marchés, le prix DA évolue dans un intervalle inférieur à celui du RT. Le prix RT connaît des maxima importants supérieurs à ceux du DA. À NYISO, le maximum est 4 fois supérieur à celui du DA. De plus, pour chacun des marchés l'écart-type de ce dernier est bien inférieur à celui du RT, il se situe à hauteur de 70%. Enfin, les coefficients d'auto-régression sont tous très importants concernant le DA, bien supérieurs à ceux du RT. Pour tous les marchés, les prix du *day-ahead* sont expliqués à plus de 85% par les prix de la veille.

Pour les trois marchés, la comparaison des tailles d'intervalles de prix entre DA et RT, les fortes valeurs des maxima du RT et les forts coefficients d'auto-régression des prix DA confirment l'idée que ces derniers sont beaucoup moins incertains que les prix RT. De plus, il semble que les prix DA possèdent une prime positive dans les marchés PJM et ISONE tandis que cette prime est négative dans NYISO.

PJM						
	Moyenne	Ecart-Type	Minimum	Médiane	Maximum	Coefficients d'auto-régression
Prix RT globaux	50,81 \$	36,53 \$	-120,67 \$	39,66 \$	1 031,90 \$	53%
Prix DA globaux	51,18 \$	28,61 \$	-2,53 \$	44,16 \$	444,00 \$	86%
Différence des prix RT et DA	-0,36 \$	7,92 \$	-118,14 \$	-4,50 \$	587,90 \$	-34%
NYISO						
	Moyenne	Ecart-Type	Minimum	Médiane	Maximum	Coefficients d'auto-régression
Prix RT globaux	64,90 \$	54,45 \$	-349,38 \$	53,48 \$	1 951,10 \$	48%
Prix DA globaux	64,62 \$	32,82 \$	10,61 \$	58,01 \$	496,08 \$	90%
Différence des prix RT et DA	0,29 \$	21,62 \$	-359,99 \$	-4,53 \$	1 455,02 \$	-42%
ISONE						
	Moyenne	Ecart-Type	Minimum	Médiane	Maximum	Coefficients d'auto-régression
Prix RT globaux	58,22 \$	35,88 \$	-12,65 \$	49,96 \$	1 274,10 \$	62%
Prix DA globaux	58,88 \$	29,81 \$	0,00 \$	51,95 \$	988,68 \$	85%
Différence des prix RT et DA	-0,66 \$	6,08 \$	-12,65 \$	-1,99 \$	285,42 \$	-24%

Tableau 4. Principales statistiques sur les données des marchés de PJM, NYISO et ISONE entre 2003 et 2013.

Notre intérêt s'est porté ensuite sur l'existence des primes dans ces marchés. Nous avons calculé l'espérance inconditionnelle en utilisant l'équation (E3) pour une période de 4018 jours¹³. Le calcul devient :

$$\pi_{h,0} = \frac{1}{4019} \sum_{j=2}^{4020} S_{h,j}$$

Nous avons calculé les t-statistiques des trois primes dans les marchés suivant la méthodologie de Longstaff et Wang (2004).

Heures	PJM			NYISO			ISONE		
	Moyenne	t-statistique*	Médiane	Moyenne	t-statistique*	Médiane	Moyenne	t-statistique*	Médiane
1	1,58	6,92	2,08	-1,25	-3,25	0,33	-0,06	-0,25	0,22
2	-0,67	-2,91	0,78	-1,37	-4,19	-0,71	-0,90	-3,67	-0,47
3	0,08	0,34	1,01	-0,66	-1,87	-0,71	-0,55	-2,21	-0,57
4	0,61	2,96	1,04	-0,29	-0,86	-0,58	0,25	1,06	-0,40
5	0,18	0,90	0,65	-0,60	-1,82	-1,05	0,40	1,69	-0,28
6	-0,29	-0,99	0,70	0,88	2,23	-0,02	1,26	4,77	0,79
7	-1,27	-2,86	0,52	1,26	2,34	2,12	0,07	0,19	0,36
8	0,67	1,53	2,32	1,42	2,80	2,39	0,75	2,11	1,01
9	1,07	2,91	2,83	2,30	4,68	4,53	0,69	2,21	1,74
10	0,31	0,82	3,01	1,03	1,73	5,38	0,05	0,15	1,83
11	-1,56	-3,75	2,21	0,97	1,68	5,08	-0,42	-1,09	1,84
12	-0,53	-1,27	2,83	0,90	1,52	5,35	-0,02	-0,05	2,09
13	-0,10	-0,23	3,22	0,39	0,56	5,32	0,41	1,00	2,53
14	-0,75	-1,58	2,75	-0,52	-0,63	5,45	-0,03	-0,06	2,23
15	0,79	1,57	3,50	-1,23	-1,17	5,99	1,32	2,71	2,73
16	1,07	1,94	3,82	-1,72	-1,50	6,35	0,97	1,86	2,81
17	-0,35	-0,55	3,40	-2,57	-1,97	7,89	-1,44	-2,31	2,19
18	-0,94	-1,54	4,05	-4,15	-3,45	6,86	-0,21	-0,30	3,35
19	2,38	4,86	5,48	-0,61	-0,78	7,02	2,08	3,91	4,26
20	3,05	7,28	5,33	-0,25	-0,36	6,40	2,65	6,73	4,08
21	-1,31	-2,90	3,53	-0,47	-0,68	5,44	1,47	4,49	3,03
22	-0,79	-2,25	2,61	-0,29	-0,64	3,37	1,74	7,02	2,16
23	3,70	15,36	3,48	-0,76	-2,03	1,74	3,07	13,84	2,38
24	1,91	7,98	2,29	0,73	2,12	2,01	2,43	10,87	2,23
Globale	0,37	1,64	2,27	-0,29	-0,81	3,25	0,67	3,11	1,49

Tableau 5. Comparaison des primes pour chacun des marchés entre PJM, NYISO et la Nouvelle-Angleterre

Les t-statistiques démontrant la significativité des primes sont grisées dans le tableau 4. On note que pour l'ensemble des marchés plusieurs heures possèdent des primes significatives

¹³ La période est de 3959 jours pour le marché de la Nouvelle-Angleterre.

sur l'ensemble de la période. C'est un résultat très important dans la mesure où des participants virtuels pourraient profiter de l'opportunité en prenant position dans le marché virtuel (pour plus de détails voir la définition de participant virtuel dans la partie définitions). Les périodes creuses sont les plus sujettes à l'existence de primes significatives. Les marchés DA de PJM et ISONE possèdent des primes significatives entre l'heure 19 et 24. C'est aussi le cas de NYISO entre les heures 23 et 2. En résumé, les marchés DA de PJM, de NYISO et de ISONE possèdent respectivement 12, 10 et 13 primes significatives. De plus, le marché de la Nouvelle-Angleterre est globalement surestimé de façon significative. Ces premiers éléments mettent en avant l'idée de fortes opportunités de gain dans ces trois marchés et confirment les premiers résultats de Longstaff et Wang (2004).

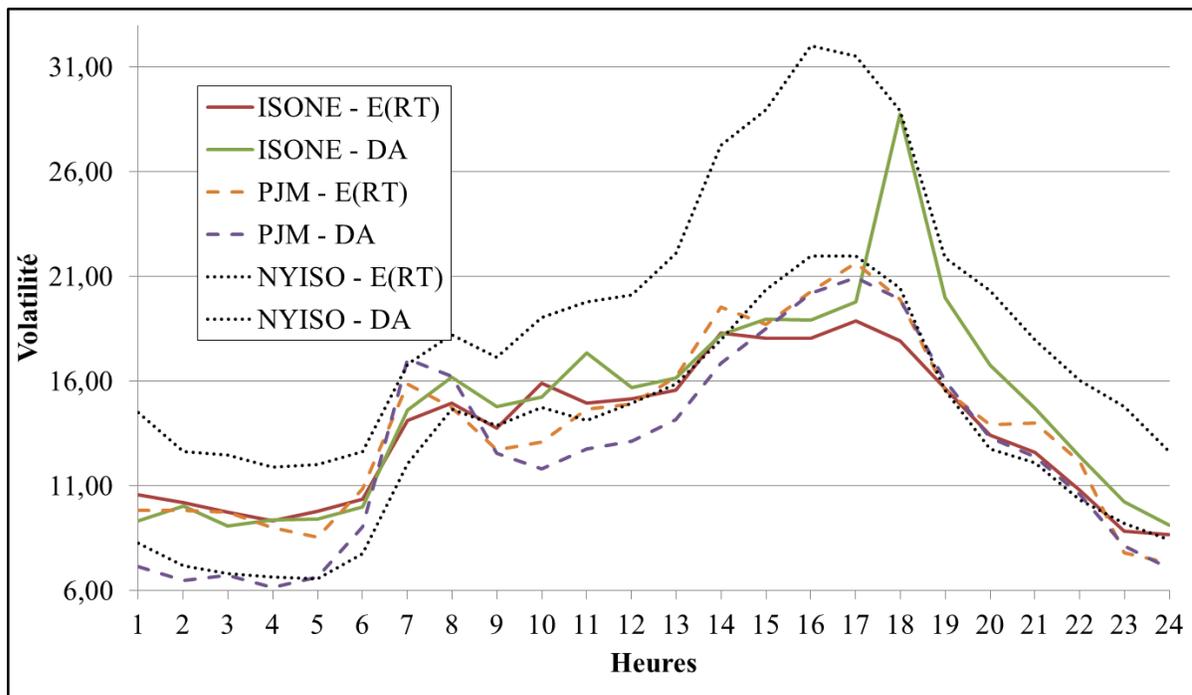


Figure 10. Comparaison des volatilités pour PJM, NYISO et NEPOOL entre janvier 2003 et décembre 2013

Par ailleurs, pour chacun des marchés nous avons utilisé le modèle d'ARV (cf. système d'équations (S1)) afin de pouvoir avoir au quotidien un estimé du RT. Le R^2 de la régression est compris respectivement pour les marchés de PJM, NYISO et ISONE entre 28% et 46%, 21% et 50% et enfin 49% et 61% (cf. tableau A10). Cela assure que l'estimation des prix est acceptable et ceci nous permet de pouvoir comparer la volatilité des séries de prix DA et des anticipations du RT. Nous n'avons pu démontrer l'existence de primes significatives pour

toutes les heures, cependant le test sur le deuxième moment des séries nous confirme l'existence de différences significatives entre l'estimation du RT et le prix DA. En effet, les valeurs des t-statistiques sont respectivement de 4,09, 16,26 et -2,48 pour PJM, NYISO et ISONE. En résumé, tous les marchés DA démontrent la présence de primes pour plusieurs heures. De plus, les volatilités des séries des prix DA et d'anticipations de prix RT sont significativement différentes. On démontre donc l'existence de primes sur tous les marchés DA.

Nous recherchons maintenant à comprendre d'où viennent ces primes. La régression de l'espérance inconditionnelle des primes pour chacune des heures (cf. équation (E4)) ne fonctionne pas bien sur les marchés PJM et ISONE. Dans les deux cas, le taux d'explication est inférieur à 7%. Cependant, sur le marché NYISO, les différences des primes à chaque heure sont expliquées à plus de 55% par la variance et le coefficient de dissymétrie du RT et les deux paramètres du modèle sont significatifs. Le marché new-yorkais DA contient moins de primes lorsque les prix sont très volatiles et que la fonction de production est moins en étages.

	a	b	c	t-test (a)	t-test (b)	t-test (c)	R²	N
PJM	0,74	-0,04	0,04	0,65	-0,95	0,10	4,73%	24
NYISO	0,37	-0,06	0,24	0,99	-4,80	2,32	55,2%	24
ISONE	1,18	-0,04	-0,03	2,22	-0,37	-0,07	6,4%	24

Tableau 6. Comparaison de la régression de la prime au quotidien sur la variance et la dissymétrie du RT sur les marchés de PJM, NYISO et ISONE entre 2003 et 2013

IV.3. Portée des résultats et synthèse

Nous avons cherché à voir comment se comportent les prix DA étant donnés les prix RT. En effet, ces deux marchés sont étroitement liés au quotidien. Nous avons pu voir dès le début grâce aux données statistiques que les marchés DA connaissent des variations moins importantes que ceux du RT et sont mieux expliqués par les prix de la veille. Nous avons voulu savoir par conséquent si les prix DA comportaient des primes.

Dans les trois marchés, on a démontré l'existence de primes significatives pour plusieurs heures en appliquant une t-statistique basée sur la correction de l'autocorrélation et de l'hétéroscédasticité dans les variances de prix. Il existe des différences de prix entre les

estimations de prix RT et les prix DA pour plusieurs heures. Plusieurs de ces heures correspondent à des heures de nuit. La présence de moins de participants pourrait être une cause de ce résultat. Pour les trois marchés, on a démontré au regard d'un t-test l'existence de différence de volatilités entre les prix du marché DA et les anticipations des prix RT, cela confirme l'idée de différences de prix et incite à penser qu'il existe des opportunités d'arbitrage dans le marché. Il est toutefois assez difficile d'expliquer les primes dans les marchés d'ISONE et de PJM. Les résultats de Longstaff et Wang ne fonctionnent pas pour ces deux marchés. Il faut noter que dans ces deux marchés les frais de transactions sont sujets à de fortes variations qui ne sont pas pris en compte, tandis qu'à NYISO, les frais sont plus stables¹⁴. Dans ce dernier, les différences de prime heure par heure sont expliquées à plus de 55% par la volatilité et le coefficient de dissymétrie des prix RT.

¹⁴ Manuels des opérateurs NYISO, PJM et ISONE sur les règles de marché.

V. Conclusion

Dans ce mémoire, nous avons étudié et compris le fonctionnement des marchés électriques. Ces derniers sont d'une grande complexité en partie à cause de la nature du sous-jacent. De plus, l'électricité ne se stocke pas ce qui rend impossible les tarifications classiques des contrats à terme. Ces derniers supposent la possibilité de posséder le sous-jacent afin de pouvoir répliquer les différents contrats à disposition.

Dans la revue de littérature, nous avons appris sur les caractéristiques singulières des marchés électriques et sur les différentes manières de modéliser les prix. En particulier, nous avons vu les facteurs déterminants dans l'évolution quotidienne des prix. Nous avons également appris que la variance et le coefficient de dissymétrie du RT ont une influence importante sur les contrats *forward* en électricité.

Nous avons utilisé la méthodologie de Longstaff et Wang (2004) dans notre mémoire. Nous avons répliqué l'article et avons obtenu des résultats tout à fait similaires. Au regard de l'impossibilité de récupérer les données de charge de l'*eastern hub*, nous avons utilisé celles de la zone Est de PJM, les seules disponibles sur le site de l'opérateur. Longstaff et Wang (2004) démontrent l'existence de primes sur le marché PJM entre juin 2000 et novembre 2002. Nous avons cherché à vérifier si ce résultat persistait dans le temps et sur les marchés de NYISO et d'ISONE.

Au regard des trois marchés, nous avons démontré que pour plusieurs heures les prix DA possèdent des primes significatives entre 2003 et 2013. Ces heures sont généralement situées durant la nuit. La présence de moins de participants pourrait être à une cause à ce résultat. Pour les trois marchés, on peut donc penser qu'il existe des opportunités d'arbitrage dans le marché.

En ouverture de ce mémoire, trois axes de recherche semblent porteurs. Afin de poursuivre l'analyse de la prime, il serait intéressant d'étudier des causes possibles de la présence de primes sur les marchés d'ISONE et de PJM. On voudrait également étudier l'évolution de la valeur d'un portefeuille transigeant virtuellement sur le marché DA sur chacune des heures dont les primes sont significatives. Finalement, il faudrait rajouter dans

le calcul du *real-time* espéré, les coûts de transaction. En effet, contrairement aux autres marchés, les frais de transaction des marchés électriques sont d'une importance capitale. Ces coûts ne sont pas connus d'avance et peuvent varier grandement. Il n'est pas sûr que les primes restent significatives.

Bibliographie

- [1] Barlow (2002). A diffusion model for electricity prices.
- [2] Bessembinder and Lemmon (2002). Equilibrium Pricing and Optimal Hedging in Electricity Forward. *The Journal of Finance*, Vol. 57, No. 3, pp. 1347-1382.
- [3] Doucet. La restructuration des marchés de l'électricité: un portrait de la situation mondiale. La Régie de l'Énergie du Québec.
- [4] Longstaff and Wang (2004). Electricity Forward Prices: A High-Frequency Empirical Analysis. *The Journal of Finance*, Vol. 59, No.4.
- [5] Lucia and Schwartz (2000). Electricity prices and power derivatives: Evidence from the Nordic Power Exchange.
- [6] Box, G. E. P., G. M. Jenkins, and G. C. Reinsel. *Time Series Analysis: Forecasting and Control*. 3rd ed. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1994.
- [7] National Climate Data Center. www.ncdc.com.
- [8] New England – ISO. www.ne-iso.com.
- [9] National Intelligence Council (2012). *Global trends 2030: alternative worlds*.
- [10] New York – ISO. www.nyiso.com.
- [11] Office National de l'Énergie (2012). *Avenir énergétique du Canada, offre et demande énergétiques à l'horizon 2035*.
- [12] PJM – ISO. www.pjm-iso.com.
- [13] Ludwig Von Moses (1944). *Bureaucracy*. Yale University Press, Libertarian Press, Liberty Fund.
- [14] Friedrich Hayek. *The road to serfdom*. Routledge Press (UK), University of Chicago Press(US).
- [15] Manuel de l'opérateur PJM, www.pjm.com.
- [16] Manuel de l'opérateur NYISO, www.nyiso.com.
- [17] Manuel de l'opérateur ISONE, www.iso-ne.com.

Annexes

PJM (juin 2000 – novembre 2002)

Hour	Mean	Std. Deviation	Minimum	Median	Maximum	AR ₁
1	18.70	8.59	0.00	16.38	69.42	0.55
2	17.49	8.67	0.00	15.46	71.28	0.56
3	15.92	8.03	-1.47	14.84	69.67	0.53
4	15.23	7.70	-2.42	14.42	70.41	0.53
5	16.03	7.63	-4.74	15.03	79.46	0.46
6	19.25	9.52	0.00	16.99	94.39	0.42
7	26.97	17.36	0.00	21.17	117.87	0.43
8	31.29	21.56	0.00	23.55	157.48	0.34
9	31.09	17.57	-1.92	25.31	151.90	0.26
10	35.24	18.94	-2.05	30.35	164.39	0.29
11	40.45	22.95	10.52	35.27	249.68	0.40
12	41.49	43.00	7.08	33.13	846.50	0.49
13	42.69	57.21	2.63	31.62	1005.53	0.51
14	47.22	69.92	7.94	33.10	1020.28	0.59
15	45.04	73.14	5.19	29.52	1019.97	0.59
16	43.81	76.43	7.80	27.25	1019.72	0.38
17	46.90	68.09	11.83	34.13	1019.74	0.48
18	48.99	57.95	6.13	38.95	1019.75	0.57
19	42.22	44.97	12.82	34.14	801.55	0.30
20	39.36	29.96	10.01	33.08	645.32	0.34
21	42.49	40.92	13.18	34.52	994.98	0.41
22	35.20	21.82	12.66	29.05	352.38	0.43
23	25.58	12.61	8.11	20.82	116.32	0.48
24	21.12	10.31	1.87	17.93	157.24	0.51
Overall	32.91	40.83	-4.74	23.04	1020.28	0.45

Tableau A1. Statistiques des prix RT accompagnées des coefficients d'auto-régression pour chacune des heures au niveau de l'eastern hub entre juin 2000 et novembre 2002 par Longstaff et Wang (2004)

Heures	Moyenne	Ecart-Type	Minimum	Médiane	Maximum	Coefficients d'Auto-Régression
1	18,76 \$	8,47 \$	1,65 \$	16,36 \$	69,42 \$	0,55
2	17,62 \$	8,44 \$	0,58 \$	15,46 \$	71,28 \$	0,56
3	16,18 \$	7,60 \$	-1,47 \$	14,84 \$	69,67 \$	0,53
4	15,60 \$	7,10 \$	-2,42 \$	14,42 \$	70,41 \$	0,53
5	16,22 \$	7,30 \$	-4,74 \$	15,03 \$	79,46 \$	0,45
6	19,38 \$	9,27 \$	0,83 \$	16,99 \$	94,39 \$	0,42
7	27,09 \$	17,15 \$	1,00 \$	21,17 \$	117,87 \$	0,43
8	31,35 \$	21,48 \$	0,99 \$	23,66 \$	157,48 \$	0,34
9	31,10 \$	17,56 \$	-1,92 \$	25,33 \$	151,90 \$	0,26
10	35,25 \$	18,92 \$	-2,05 \$	30,35 \$	164,39 \$	0,29
11	40,48 \$	22,94 \$	10,52 \$	35,27 \$	249,68 \$	0,40
12	41,54 \$	42,97 \$	7,08 \$	33,19 \$	846,50 \$	0,49
13	42,73 \$	57,15 \$	2,63 \$	31,66 \$	1 005,50 \$	0,51
14	47,25 \$	69,85 \$	7,94 \$	33,12 \$	1 020,30 \$	0,59
15	45,09 \$	73,07 \$	5,19 \$	29,63 \$	1 020,00 \$	0,59
16	43,87 \$	76,36 \$	7,80 \$	27,27 \$	1 019,70 \$	0,38
17	46,95 \$	68,02 \$	11,83 \$	34,22 \$	1 019,70 \$	0,48
18	49,03 \$	57,89 \$	6,13 \$	39,05 \$	1 019,70 \$	0,57
19	42,27 \$	44,94 \$	12,82 \$	34,15 \$	801,55 \$	0,30
20	39,38 \$	29,93 \$	10,01 \$	33,08 \$	645,32 \$	0,34
21	42,52 \$	40,87 \$	13,18 \$	34,66 \$	994,98 \$	0,41
22	35,25 \$	21,82 \$	12,66 \$	29,14 \$	352,38 \$	0,43
23	25,63 \$	12,64 \$	8,11 \$	20,83 \$	116,32 \$	0,48
24	21,15 \$	10,32 \$	1,87 \$	17,93 \$	157,24 \$	0,51
Globale	32,99 \$	40,76 \$	-4,74 \$	23,08 \$	1 020,30 \$	0,45

Tableau A2. Réplication des statistiques des prix RT accompagnées des coefficients d'auto-régression pour chacune des heures au niveau de l'eastern hub entre juin 2000 et novembre 2002

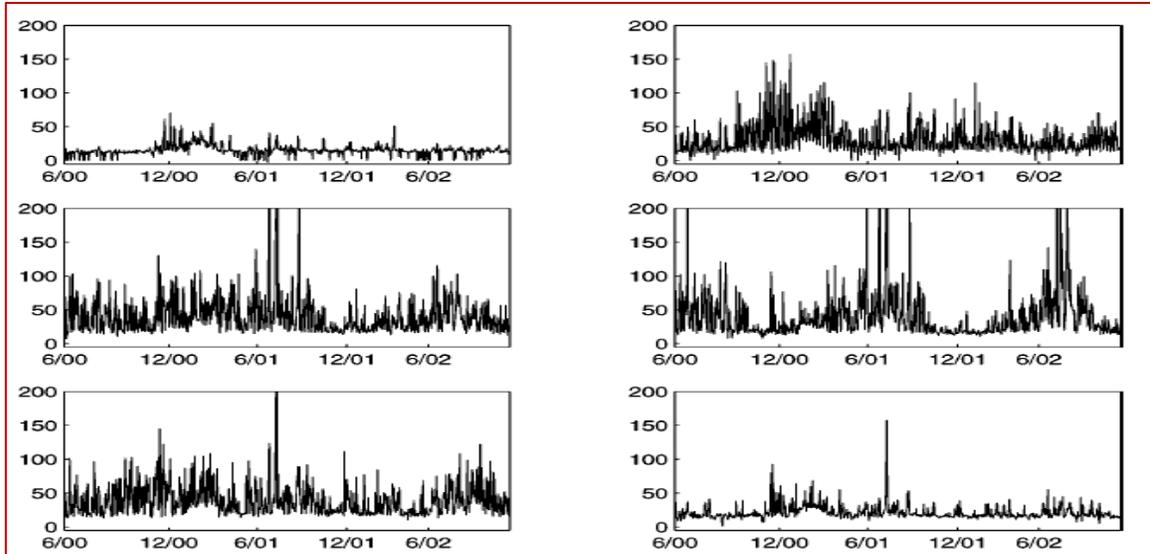


Figure A1. Représentation des prix RT pour les heures 4, 8, 12, 16, 20 et 24 au niveau de l'eastern hub entre juin 2000 et novembre 2002 par Longstaff et Wang (2004)

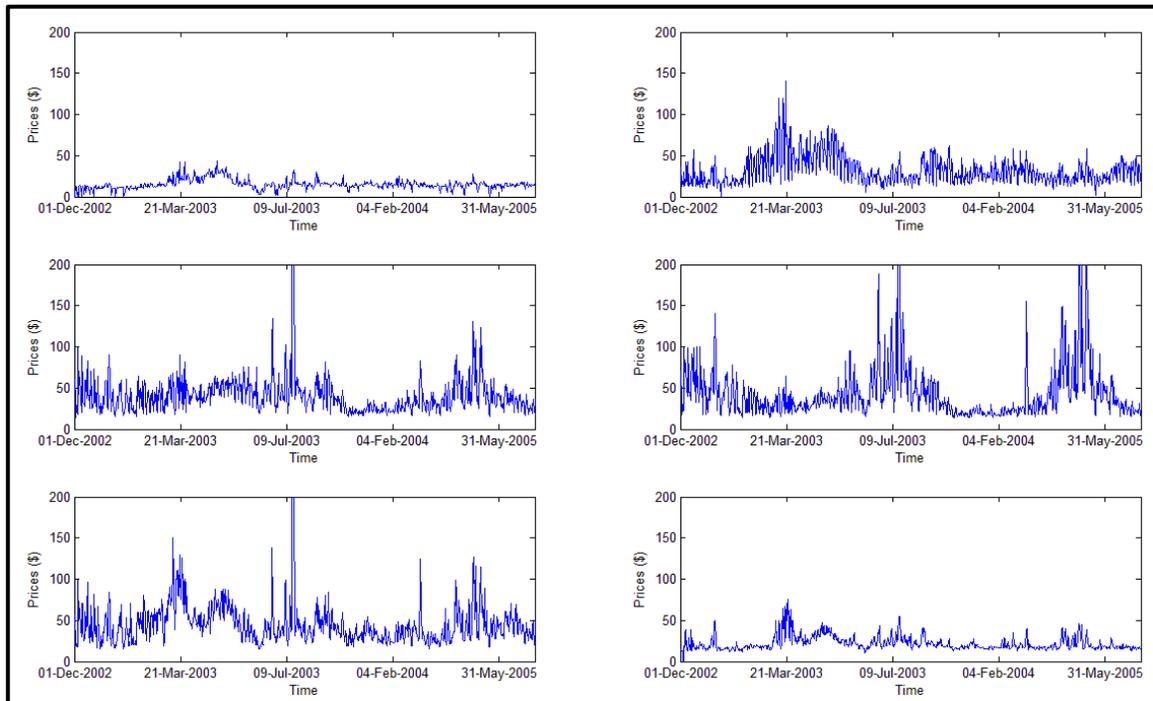


Figure A2. Réplication de la représentation des prix RT pour les heures 4, 8, 12, 16, 20 et 24 au niveau de l'eastern hub entre juin 2000 et novembre 2002

Hour	Mean	Std. Deviation	Minimum	Median	Maximum	AR ₁
1	19.32	6.96	5.00	17.29	50.01	0.76
2	16.85	5.91	0.00	15.48	45.20	0.79
3	15.57	5.76	0.00	14.69	43.98	0.79
4	15.17	5.94	0.00	14.34	43.22	0.83
5	15.78	6.33	0.00	14.94	46.39	0.80
6	19.02	7.99	0.10	17.39	50.01	0.73
7	27.70	16.10	1.00	22.50	150.00	0.68
8	32.03	17.25	1.15	27.37	140.01	0.68
9	33.53	15.06	11.01	30.00	130.01	0.66
10	36.46	15.19	13.45	33.46	125.00	0.63
11	39.49	18.04	14.95	35.71	198.10	0.65
12	40.59	24.49	14.47	36.00	390.93	0.71
13	40.77	31.42	14.68	35.31	545.46	0.70
14	42.91	39.16	13.75	35.21	646.81	0.73
15	43.76	48.57	13.30	34.00	818.54	0.75
16	44.53	50.66	13.87	33.28	859.05	0.75
17	47.35	49.81	15.03	36.19	779.38	0.68
18	51.82	42.25	15.02	44.04	599.22	0.65
19	47.63	30.25	14.91	40.94	450.01	0.75
20	44.80	26.16	15.06	39.86	416.27	0.73
21	43.24	26.76	15.10	38.56	498.01	0.46
22	35.94	16.98	15.00	32.07	185.90	0.69
23	27.69	11.90	12.68	23.99	112.86	0.67
24	22.01	8.92	0.00	18.82	74.96	0.75
Overall	33.50	28.86	0.00	27.36	859.05	0.71

Tableau A3. Statistiques des prix DA accompagnées des coefficients d'auto-régression pour chacune des heures au niveau de l'eastern hub entre juin 2000 et novembre 2002 par Longstaff et Wang (2004)

Heures	Moyenne	Ecart-Type	Minimum	Médiane	Maximum	Coefficients d'Auto-Régression
1	19,30	6,96	5,00	17,28	50,01	0,76
2	16,84	5,91	0,00	15,47	45,20	0,79
3	15,53	5,79	0,00	14,68	43,98	0,80
4	15,14	5,97	0,00	14,31	43,22	0,83
5	15,76	6,34	0,00	14,92	46,39	0,80
6	19,01	7,99	0,10	17,38	50,01	0,74
7	27,67	16,09	1,00	22,50	150,00	0,68
8	32,02	17,24	1,15	27,37	140,01	0,68
9	33,52	15,05	11,01	30,00	130,01	0,66
10	36,48	15,18	13,45	33,50	125,00	0,62
11	39,51	18,03	14,95	35,79	198,10	0,65
12	40,62	24,48	14,47	36,03	390,93	0,70
13	40,80	31,39	14,68	35,35	545,46	0,70
14	42,95	39,14	13,75	35,66	646,81	0,73
15	43,81	48,54	13,30	34,00	818,54	0,75
16	44,57	50,61	13,87	33,39	859,05	0,75
17	47,37	49,76	15,03	36,20	779,38	0,68
18	51,82	42,21	15,02	44,04	599,22	0,65
19	47,63	30,22	14,91	40,94	450,01	0,75
20	44,81	26,13	15,06	39,89	416,27	0,73
21	43,27	26,74	15,10	38,56	498,01	0,46
22	35,97	16,97	15,00	32,12	185,90	0,69
23	27,70	11,90	12,68	23,99	112,86	0,67
24	21,99	8,92	0,00	18,81	74,96	0,75
Globale	33,50	28,85	0,00	27,06	859,05	0,71

Tableau A4. Réplication des statistiques des prix DA accompagnées des coefficients d'auto-régression pour chacune des heures au niveau de l'eastern hub entre juin 2000 et novembre 2002

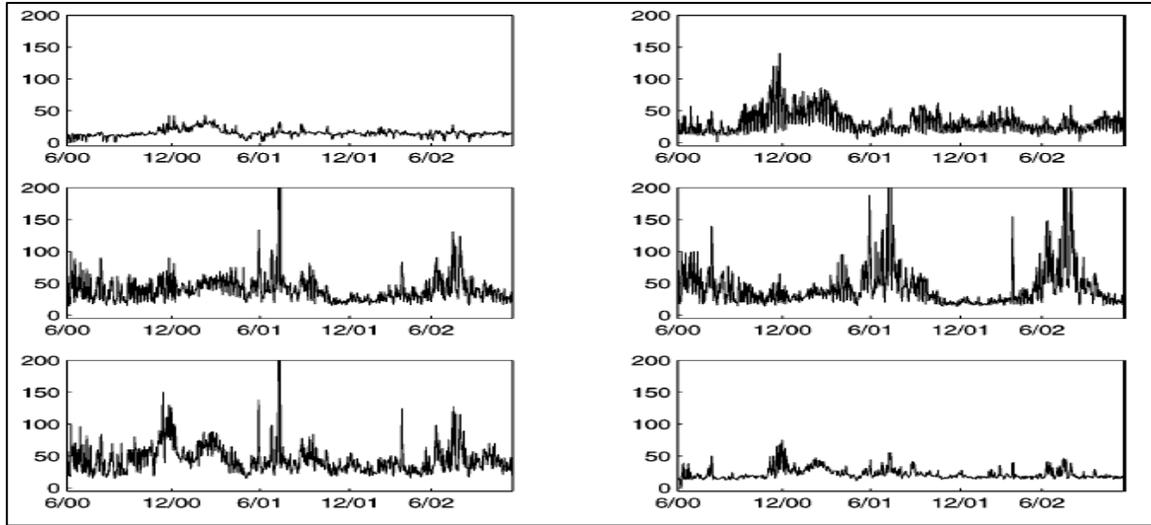


Figure A3. Représentation des prix DA pour les heures 4, 8, 12, 16, 20 et 24 au niveau de l'eastern hub entre juin 2000 et novembre 2002 par Longstaff et Wang(2004)

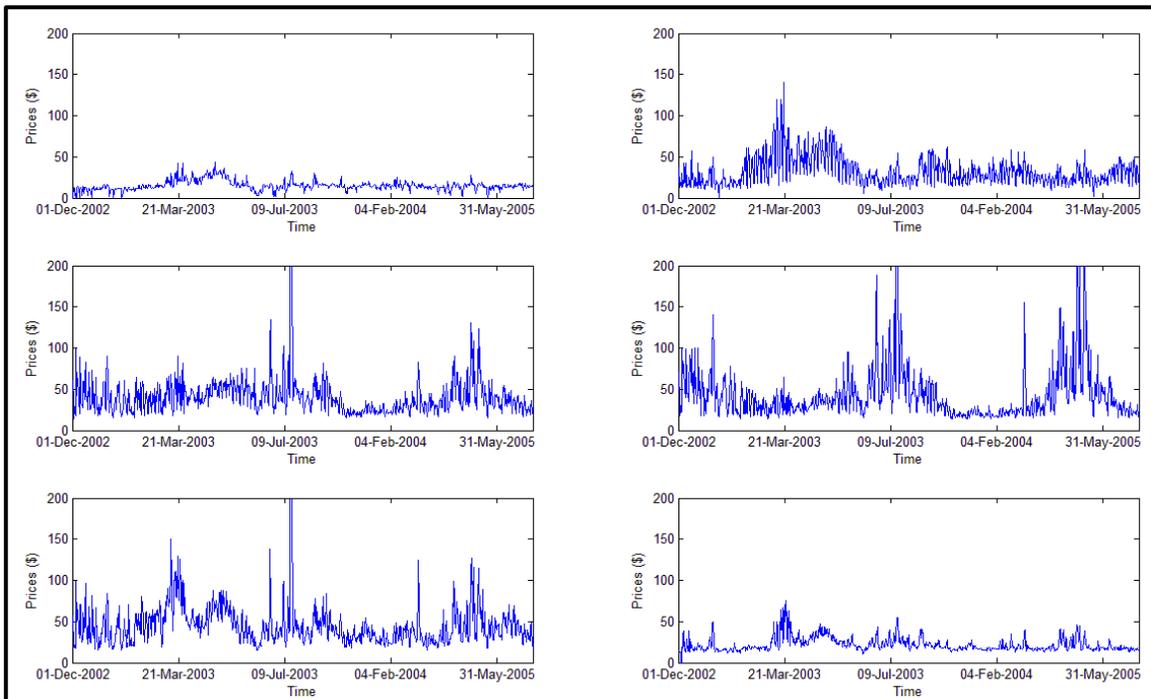


Figure A4. Réplication de la représentation des prix DA pour les heures 4, 8, 12, 16, 20 et 24 au niveau de l'eastern hub entre juin 2000 et novembre 2002

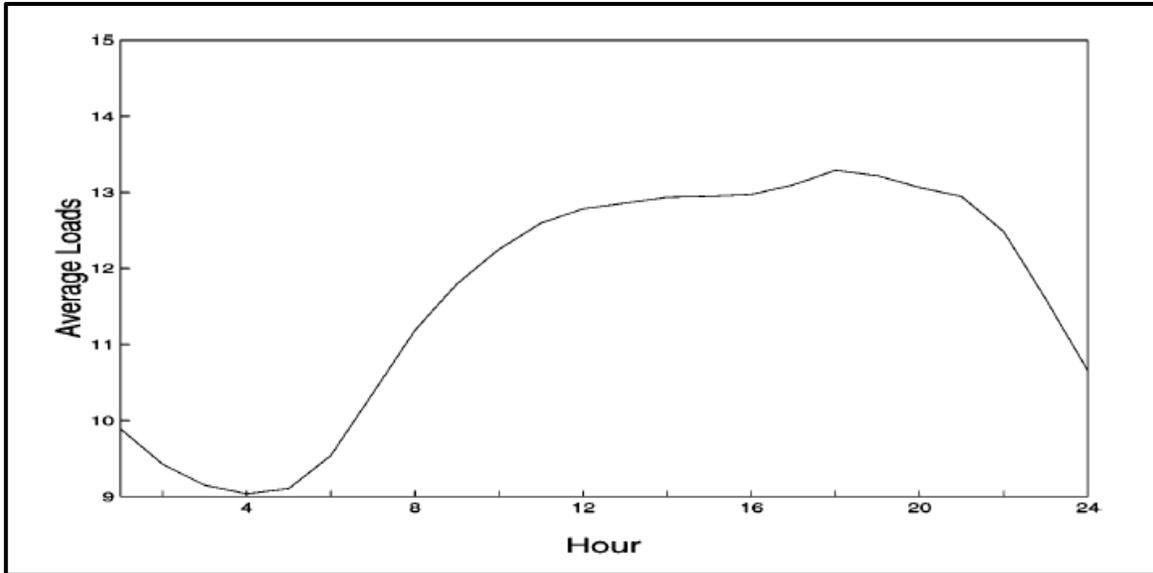


Figure A5. Représentation de la charge pour chacune des heures au niveau de l'eastern hub entre juin 2000 et novembre 2002 par Longstaff et Wang (2004)

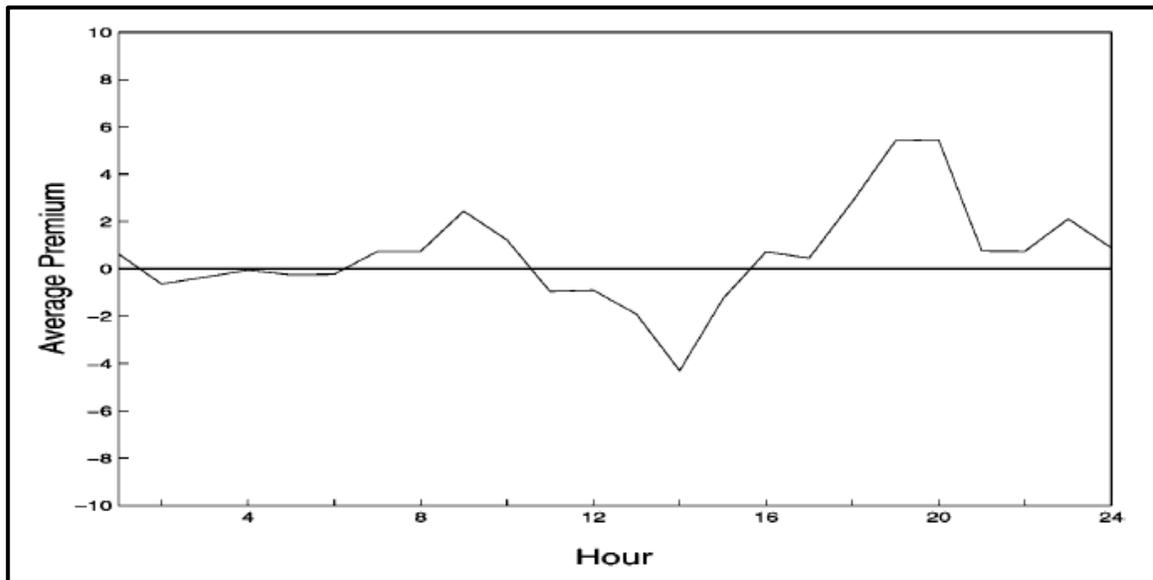


Figure A6. Représentation de la charge pour chacune des heures au niveau de l'eastern hub entre juin 2000 et novembre 2002 par Longstaff et Wang (2004)

Hour	Mean	t-Statistic	Median
1	0.62	2.97	0.69
2	-0.64	-2.95	-0.13
3	-0.36	-2.06	-0.21
4	-0.06	-0.31	-0.10
5	-0.25	-1.37	-0.26
6	-0.23	-0.79	-0.18
7	0.73	1.30	0.67
8	0.74	1.42	1.66
9	2.44	4.24	2.43
10	1.22	2.21	2.84
11	-0.96	-1.60	1.59
12	-0.90	-0.85	2.51
13	-1.92	-1.33	2.13
14	-4.31	-2.38	1.28
15	-1.27	-0.77	2.35
16	0.72	0.38	3.25
17	0.45	0.25	2.18
18	2.83	1.93	4.60
19	5.41	4.47	6.18
20	5.44	6.02	5.91
21	0.75	0.53	2.75
22	0.74	1.18	1.70
23	2.10	4.45	2.10
24	0.89	2.28	0.98
Overall	0.59	1.23	1.20

Tableau A5. Espérance inconditionnelle de la prime pour chacune des heures accompagnée de leurs t-statistiques corrigées pour l'autocorrélation et l'hétéroscédasticité par Longstaff et Wang (2004)

Hour	Spot Price VAR R^2	Load VAR R^2	Revenue VAR R^2
1	52.17	93.73	62.71
2	52.28	92.86	60.25
3	50.83	87.63	58.24
4	51.29	91.10	57.22
5	46.96	90.65	52.64
6	44.51	90.44	51.59
7	51.68	91.26	53.79
8	46.50	92.43	49.65
9	30.89	91.85	39.80
10	33.18	90.84	45.17
11	42.38	90.03	54.49
12	53.93	89.44	59.85
13	56.48	88.76	62.01
14	58.05	88.40	61.48
15	48.57	87.96	51.31
16	42.09	87.23	44.34
17	47.96	85.82	50.18
18	58.24	84.13	62.67
19	38.13	82.06	54.06
20	50.11	80.17	59.51
21	56.04	80.13	62.08
22	39.48	80.90	52.79
23	32.85	80.42	43.85
24	38.63	80.10	50.73

Tableau A6. Résultats des R^2 de l'auto-régression vectorielle sur les prix RT, la charge et le revenu par Longstaff et Wang (2004)

Heures	Spot	Charge	Revenus
1	52,4%	91,8%	60,6%
2	51,8%	90,3%	58,4%
3	51,2%	88,8%	57,3%
4	51,5%	87,0%	56,9%
5	46,5%	82,5%	51,0%
6	43,0%	73,7%	48,4%
7	42,2%	67,6%	43,7%
8	39,4%	68,7%	40,8%
9	30,0%	74,0%	35,6%
10	31,8%	78,6%	41,3%
11	41,1%	81,2%	51,9%
12	55,5%	82,4%	60,5%
13	58,2%	82,9%	62,8%
14	59,6%	82,8%	82,4%
15	50,1%	82,8%	53,0%
16	45,7%	82,6%	47,4%
17	50,1%	81,1%	52,7%
18	59,7%	78,0%	63,4%
19	41,0%	75,0%	53,5%
20	50,6%	73,2%	58,4%
21	56,9%	74,3%	62,0%
22	40,1%	75,8%	50,1%
23	32,0%	76,7%	39,8%
24	39,0%	75,9%	47,6%

Tableau A7. Réplication des résultats des R^2 de l'auto-régression vectorielle sur les prix RT, la charge et le revenu entre juin 2000 et novembre 2002 sur le marché PJM

	a	b	c	t_a	t_b	t_c	R^2	N
All hours	0.13	-0.07	0.27	0.19	-2.29	1.95	20.39	24

Tableau A8. Résultats de la régression de l'espérance inconditionnelle des 24 primes horaires sur la variance et le coefficient de dissymétrie des prix RT entre juin 2000 et novembre 2002 sur le marché PJM par Longstaff et Wang (2004)

Hour	a	b	c	d	t _a	t _b	t _c	t _d
1	0.47	-0.12	-0.98	89.80	0.60	-0.06	-3.92	3.95
2	-0.39	1.72	0.00	-13.90	-0.56	1.08	-0.01	-0.52
3	-0.19	1.23	0.03	-16.30	-0.18	0.51	0.10	-0.60
4	-0.35	0.79	0.08	-7.25	-0.48	0.49	0.23	-0.24
5	-0.62	-1.30	-0.26	42.30	-0.71	-0.63	-0.57	1.08
6	-0.42	-4.42	0.30	-2.51	-0.31	-1.30	3.76	-0.42
7	-8.91	11.29	0.84	-32.30	-2.28	1.25	1.64	-0.80
8	-3.53	3.61	0.13	4.32	-0.92	0.44	0.26	0.11
9	-6.62	-0.21	0.98	-23.40	-2.00	-0.04	6.00	-2.88
10	-26.73	-5.22	-0.03	151.95	-3.13	-1.21	-0.18	3.53
11	-1.42	-0.09	-0.21	16.20	-0.16	-0.03	-0.28	0.84
12	-1.64	3.14	-0.12	3.57	-0.53	0.74	-0.63	0.36
13	-2.03	0.76	0.00	-0.77	-0.50	0.16	0.14	-0.31
14	2.80	-1.05	0.08	-7.05	0.37	-0.20	1.43	-1.19
15	11.43	-4.68	0.56	-24.40	2.11	-0.92	5.67	-4.92
16	0.28	-2.21	-0.14	9.41	0.05	-0.36	-0.52	0.71
17	-9.05	5.19	0.74	-30.10	-1.64	1.00	1.05	-0.91
18	-9.29	9.35	-0.00	5.90	-2.26	2.32	-0.01	2.80
19	-7.15	6.74	-0.21	26.90	-1.54	1.79	-0.71	1.12
20	0.69	0.38	0.29	-4.69	0.16	0.09	2.07	-0.77
21	-2.31	2.78	0.60	-32.90	-0.55	0.88	1.55	-1.99
22	0.27	2.87	-0.49	25.70	0.11	1.48	-2.00	2.07
23	-2.64	6.44	-0.18	14.20	-1.45	5.15	-1.17	1.24
24	-2.30	-0.07	0.53	-7.20	-2.41	-0.06	2.27	-0.40

Tableau A9. Résultats du spread au quotidien sur les mesures de risque des prix RT, de la charge et du revenu entre juin 2000 et novembre 2002 sur le marché PJM par Longstaff et Wang (2004)

Heures	a	b	c	d	t-test (a)	t-test (b)	t-test (c)	t-test (d)
1	2,63	-0,44	-0,22	33,30	0,70	-1,01	-0,36	0,76
2	1,61	-0,46	-0,14	25,40	0,58	-1,83	-0,40	0,74
3	1,52	-0,39	-0,24	29,40	0,48	-1,03	-0,56	0,72
4	1,13	-0,31	-0,30	33,80	0,40	-0,82	-0,82	0,88
5	0,39	-0,21	-0,41	48,60	0,12	-0,43	-1,15	1,27
6	3,08	-0,35	-0,50	45,40	0,46	-0,36	-0,99	0,94
7	6,00	-0,22	-0,44	31,70	0,41	-0,24	-0,97	0,91
8	9,01	-0,39	-0,30	22,90	0,65	-0,59	-0,67	0,71
9	6,94	-0,08	-0,43	23,80	0,43	-0,09	-0,74	0,60
10	19,24	-0,99	-0,08	8,00	1,11	-1,00	-0,10	0,21
11	22,12	-1,19	0,02	5,60	1,69	-2,16	0,06	0,27
12	19,37	-0,94	-0,09	14,50	2,23	-7,59	-0,60	1,63
13	26,06	-0,87	0,02	-3,00	2,77	-10,62	0,14	-0,39
14	26,67	-0,84	-0,03	0,72	2,42	-12,42	-0,33	0,13
15	23,92	-0,72	-0,10	5,30	1,94	-9,01	-0,88	0,90
16	29,14	-0,84	0,00	0,42	2,03	-12,80	-0,05	0,18
17	25,53	-0,84	0,00	2,60	1,74	-9,26	-0,04	0,46
18	24,85	-0,84	-0,14	14,90	1,86	-4,83	-0,58	1,07
19	16,91	-0,45	-0,50	42,60	1,16	-1,19	-1,17	1,64
20	21,58	-0,87	-0,18	23,50	1,65	-1,73	-0,31	0,62
21	24,80	-1,14	-0,11	16,30	2,04	-3,68	-0,29	0,67
22	22,05	-1,22	0,05	3,70	2,08	-2,63	0,12	0,16
23	11,85	-0,91	0,10	-0,33	1,64	-1,71	0,34	-0,02
24	5,31	-0,66	-0,09	19,40	1,17	-1,36	-0,18	0,69

Tableau A10. Réplication des résultats du spread au quotidien sur les mesures de risque des prix RT, de la charge et du revenu entre juin 2000 et novembre 2002 sur le marché PJM

Hour	Volatility of Changes in Expected Spot Price	Volatility of Changes in Forward Price	Difference in Volatilities	Ratio of Volatilities
1	4.81	4.79	0.02	1.00
2	4.74	3.79	0.95	1.25
3	4.16	3.69	0.47	1.13
4	3.91	3.45	0.46	1.13
5	3.69	3.98	-0.29	0.93
6	5.08	5.82	-0.74	0.87
7	10.70	12.89	-2.19	0.83
8	13.48	13.86	-0.38	0.97
9	9.31	12.35	-3.04	0.75
10	10.86	13.15	-2.29	0.83
11	14.35	15.00	-0.65	0.96
12	27.85	18.81	9.04	1.48
13	37.25	24.42	12.83	1.53
14	46.86	28.85	18.01	1.62
15	46.47	34.27	12.20	1.36
16	49.88	35.89	13.99	1.39
17	46.50	39.63	6.87	1.17
18	44.35	35.59	8.76	1.25
19	30.52	21.32	9.20	1.43
20	23.87	19.18	4.69	1.24
21	33.26	27.84	5.42	1.19
22	14.27	13.40	0.87	1.06
23	6.33	9.67	-3.34	0.65
24	5.95	6.31	-0.36	0.94
Average	20.77	17.00	3.77	1.12
t-Statistic for average difference			2.94	

Tableau A11. Comparaison des volatilités des séries des prix DA et des anticipations des prix RT et valeur du t-test entre juin 2000 et novembre 2002 sur le marché PJM par Longstaff et Wang (2004)

Heures	Volatilité des changements dans l'espérance du prix real time	Volatilité des changements dans le prix day-ahead	Différence des volatilités	Ratio des volatilités
1	4,70	4,79	-0,09	98%
2	4,58	3,79	0,79	121%
3	4,06	3,70	0,36	110%
4	3,78	3,47	0,31	109%
5	3,78	3,99	-0,21	95%
6	5,04	5,81	-0,77	87%
7	9,05	12,87	-3,82	70%
8	11,92	13,88	-1,96	86%
9	9,00	12,38	-3,38	73%
10	10,40	13,17	-2,77	79%
11	14,11	15,01	-0,90	94%
12	27,53	18,81	8,72	146%
13	36,87	24,41	12,46	151%
14	46,67	28,88	17,79	162%
15	46,28	34,30	11,98	135%
16	50,07	35,87	14,20	140%
17	46,46	39,60	6,86	117%
18	44,78	35,57	9,21	126%
19	30,38	21,34	9,04	142%
20	23,68	19,21	4,47	123%
21	33,16	27,85	5,31	119%
22	14,51	13,45	1,06	108%
23	6,59	9,73	-3,14	68%
24	5,86	6,31	-0,45	93%
Moyenne	20,55	17,01	3,54	110%
t - stats			2,77	

Tableau A12. Réplication de la comparaison des volatilités des séries des prix DA et des anticipations des prix RT et valeur du t-test entre juin 2000 et novembre 2002 sur le marché PJM

PJM (janvier 2003 - décembre 2013)

Heures	Moyenne	Ecart-Type	Minimum	Médiane	Maximum	Coefficients d'Auto-Régression
1	35,14	20,36	-74,36	30,29	318,25	0,51
2	33,97	20,53	-24,17	29,45	256,15	0,50
3	31,01	19,60	-50,30	27,71	263,37	0,54
4	29,60	19,05	-44,45	26,96	254,71	0,56
5	30,95	18,61	-109,14	27,80	273,74	0,54
6	36,21	23,67	-21,56	30,74	293,62	0,47
7	48,79	36,05	-120,67	37,71	340,49	0,47
8	50,67	34,67	-25,39	39,96	443,52	0,43
9	50,97	29,05	6,20	41,93	482,73	0,46
10	54,78	30,57	8,34	45,30	291,31	0,47
11	59,72	34,02	5,09	49,21	404,27	0,48
12	59,22	34,74	5,80	48,80	486,17	0,50
13	58,45	36,71	-0,98	47,19	416,64	0,58
14	60,21	42,01	0,07	47,42	493,32	0,59
15	58,74	44,89	-6,29	44,16	658,50	0,60
16	59,64	49,90	0,00	43,45	775,99	0,62
17	64,94	53,20	7,98	48,44	1031,90	0,54
18	71,66	51,80	0,17	56,12	795,59	0,52
19	64,79	40,69	-19,27	51,93	440,78	0,52
20	61,37	34,95	1,25	50,31	278,68	0,54
21	63,93	36,26	13,16	52,94	345,89	0,54
22	55,99	30,59	5,94	46,29	256,70	0,59
23	41,31	20,34	-1,57	35,62	222,10	0,59
24	37,46	19,58	-61,38	32,41	269,24	0,53
Moyenne	50,81	36,53	-120,67	39,66	1031,90	0,53

Tableau A13. Statistiques des prix RT accompagnées des coefficients d'auto-régression pour chacune des heures au niveau de l'eastern hub entre janvier 2003 et décembre 2013

Heures	Moyenne	Ecart-Type	Minimum	Médiane	Maximum	Coefficients d'Auto-Régression
1	36,71	15,15	4,54	32,75	158,39	0,89
2	33,29	13,43	1,24	30,29	150,53	0,88
3	31,08	12,68	0,00	28,94	151,65	0,86
4	30,21	12,63	0,03	28,19	151,34	0,88
5	31,13	13,20	-0,02	28,88	155,89	0,87
6	35,92	16,07	-0,20	32,11	182,44	0,84
7	47,51	25,52	0,37	40,40	241,61	0,78
8	51,34	24,53	1,65	45,13	264,70	0,78
9	52,04	21,50	13,24	46,72	222,77	0,83
10	55,08	21,67	14,94	49,64	218,91	0,85
11	58,16	23,36	15,53	52,23	230,60	0,85
12	58,68	25,08	15,61	52,24	291,16	0,86
13	58,35	27,53	15,46	51,05	333,82	0,87
14	59,45	31,86	15,09	50,87	402,96	0,86
15	59,53	35,45	14,57	49,33	444,00	0,86
16	60,71	39,08	14,78	49,09	444,00	0,87
17	64,59	40,12	16,73	52,98	444,00	0,86
18	70,70	38,52	-2,53	60,94	434,20	0,87
19	67,16	32,37	1,08	58,98	318,97	0,88
20	64,40	27,96	19,67	57,05	308,72	0,89
21	62,62	27,12	-0,20	56,00	296,30	0,90
22	55,20	24,13	1,09	48,76	250,26	0,90
23	45,01	18,11	16,00	39,30	195,98	0,90
24	39,36	16,19	-0,15	34,80	164,00	0,90
Moyenne	51,18	28,61	-2,53	44,16	444,00	0,86

Tableau A14. Statistiques des prix DA accompagnées des coefficients d'auto-régression pour chacune des heures au niveau de l'eastern hub entre janvier 2003 et décembre 2013

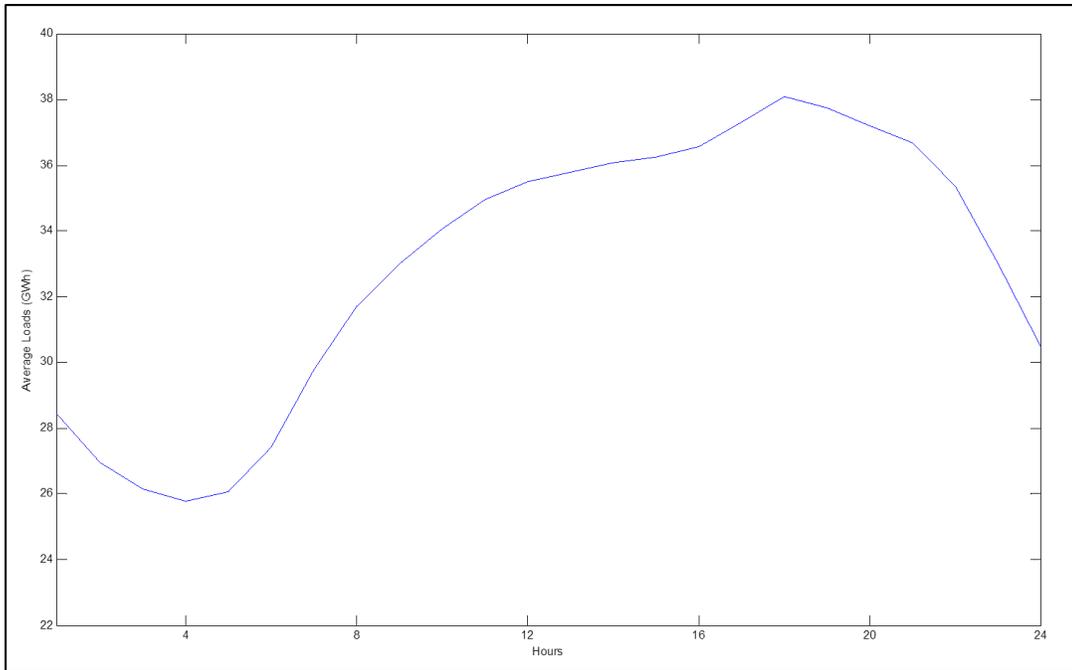


Figure A7. Représentation de la charge pour chacune des heures au niveau de l'eastern hub entre janvier 2003 et décembre 2013

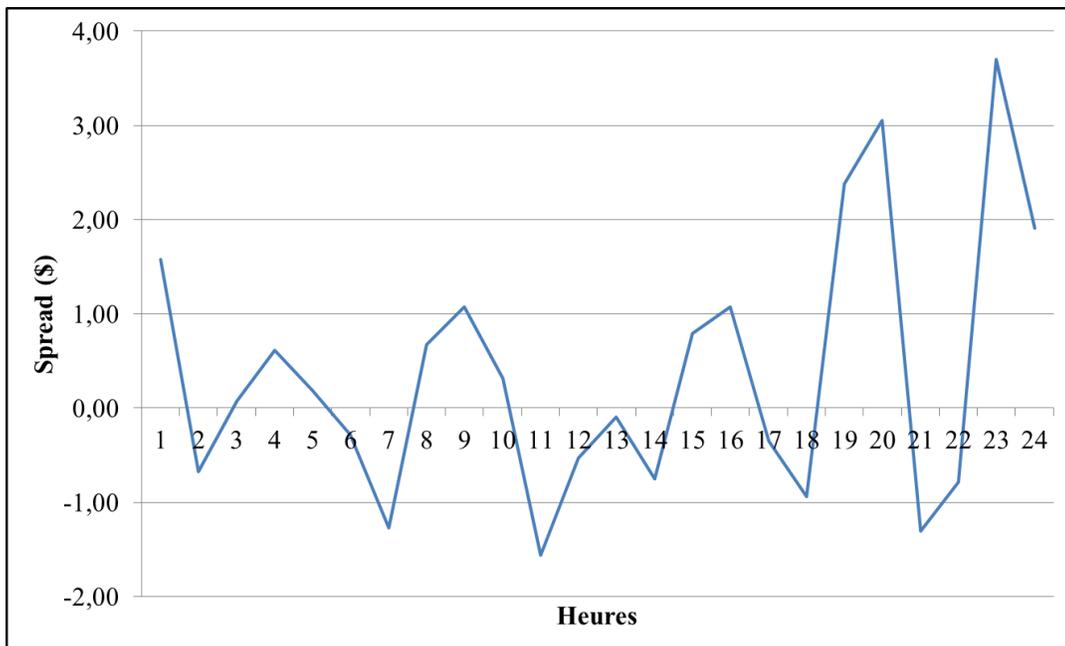


Figure A8. Représentation de l'espérance de la prime pour chacune des heures au niveau de l'eastern hub entre janvier 2003 et décembre 2013

Heures	Spot	Charge	Revenus
1	42,2%	84,0%	48,2%
2	43,4%	87,2%	49,1%
3	45,9%	85,9%	50,6%
4	45,2%	84,3%	49,5%
5	43,6%	82,8%	48,0%
6	38,6%	78,3%	42,8%
7	36,0%	69,4%	39,2%
8	34,2%	64,7%	37,3%
9	36,7%	64,2%	40,1%
10	35,9%	68,4%	39,7%
11	38,0%	74,4%	41,3%
12	39,0%	78,6%	43,8%
13	44,4%	81,3%	46,8%
14	48,5%	83,5%	48,7%
15	47,3%	83,6%	50,0%
16	46,7%	82,9%	47,7%
17	40,1%	80,7%	41,8%
18	34,9%	77,4%	37,9%
19	29,6%	75,8%	35,4%
20	31,2%	73,1%	34,3%
21	31,0%	70,5%	35,5%
22	34,6%	73,8%	40,5%
23	31,0%	77,0%	38,5%
24	27,8%	77,9%	35,8%

Tableau A15. Résultats des R^2 de l'auto-régression vectorielle sur les prix RT, la charge et le revenu entre janvier 2003 et décembre 2013 sur le marché PJM

Heures	Volatilité des changements dans l'espérance du prix real time	Volatilité des changements dans le prix day-ahead	Différence des volatilités	Ratio des volatilités
1	9,84	7,14	2,70	1,38
2	9,82	6,48	3,34	1,52
3	9,75	6,71	3,04	1,45
4	9,02	6,15	2,87	1,47
5	8,55	6,64	1,91	1,29
6	10,87	9,06	1,81	1,20
7	15,85	17,05	-1,20	0,93
8	14,74	16,23	-1,49	0,91
9	12,73	12,56	0,17	1,01
10	13,09	11,81	1,28	1,11
11	14,64	12,74	1,90	1,15
12	14,90	13,13	1,77	1,13
13	16,18	14,16	2,02	1,14
14	19,55	16,84	2,71	1,16
15	18,72	18,51	0,21	1,01
16	20,27	20,20	0,07	1,00
17	21,66	20,92	0,74	1,04
18	19,91	19,90	0,01	1,00
19	15,55	16,01	-0,46	0,97
20	13,92	13,28	0,64	1,05
21	13,98	12,38	1,60	1,13
22	12,15	10,57	1,58	1,15
23	7,80	8,14	-0,34	0,96
24	7,32	7,07	0,25	1,04
t - stats		4,09		

Tableau A16. Comparaison des volatilités des séries des prix DA et des anticipations des prix RT et valeur du t-test entre janvier 2003 et décembre 2013 sur le marché PJM

NYISO (janvier 2003 – décembre 2013)

Heures	Moyenne	Ecart-Type	Minimum	Médiane	Maximum	Coefficients d'Auto-Régression
1	51,09	32,80	-228,85	43,31	386,92	0,56
2	45,82	28,62	-228,55	39,42	258,03	0,57
3	41,91	28,96	-318,77	36,42	328,53	0,49
4	40,16	27,20	-275,76	35,72	323,20	0,53
5	40,77	27,32	-277,77	36,39	394,52	0,53
6	43,44	30,91	-349,38	39,22	391,50	0,47
7	52,56	40,39	-293,60	46,18	1322,30	0,40
8	58,99	39,88	-211,78	51,54	751,94	0,50
9	63,25	39,06	-164,20	55,39	494,83	0,49
10	69,63	45,82	-72,10	60,02	818,76	0,48
11	72,12	46,00	10,15	62,02	907,38	0,52
12	73,72	47,09	2,53	63,67	802,91	0,49
13	74,61	52,96	4,74	63,02	916,19	0,44
14	76,52	62,93	7,15	62,91	1095,30	0,37
15	77,77	76,47	-1,50	61,63	1229,00	0,35
16	79,47	82,78	-5,22	61,97	1501,30	0,35
17	84,53	94,20	-43,17	65,09	1951,10	0,33
18	89,86	87,47	3,41	70,39	1579,80	0,39
19	81,87	61,24	1,15	68,55	1166,30	0,44
20	78,35	53,99	2,84	68,13	1347,10	0,41
21	75,57	53,49	-9,95	64,63	1338,70	0,39
22	69,22	40,13	-26,41	61,04	639,04	0,59
23	62,32	35,34	-54,39	53,92	518,17	0,67
24	54,14	31,82	-311,81	46,65	391,34	0,64
Globale	64,90	54,45	-349,38	53,48	1951,10	0,48

Tableau A17. Statistiques des prix RT accompagnées des coefficients d'auto-régression pour chacune des heures au niveau du NYC hub entre janvier 2003 et décembre 2013

Heures	Moyenne	Ecart-Type	Minimum	Médiane	Maximum	Coefficients d'Auto-Régression
1	49,83	20,65	16,21	45,54	189,11	0,92
2	44,45	18,75	14,25	40,27	177,04	0,93
3	41,25	17,66	12,41	36,82	169,08	0,93
4	39,87	17,07	10,61	35,78	167,15	0,92
5	40,17	17,08	13,36	35,97	173,07	0,93
6	44,31	18,45	12,86	40,13	189,09	0,91
7	53,81	22,80	13,17	49,47	227,12	0,86
8	60,41	26,06	13,01	55,74	270,09	0,85
9	65,55	27,55	16,69	60,86	284,13	0,87
10	70,67	29,74	21,96	64,73	263,14	0,88
11	73,09	30,29	24,10	66,83	265,07	0,89
12	74,62	31,49	25,04	67,94	280,04	0,89
13	75,00	32,64	23,52	67,86	300,00	0,88
14	76,00	35,27	22,71	68,03	328,08	0,87
15	76,54	38,24	21,63	67,93	436,06	0,86
16	77,75	40,46	20,91	68,70	484,08	0,85
17	81,95	41,25	20,38	73,53	496,08	0,86
18	85,71	40,56	20,91	76,62	455,00	0,87
19	81,26	35,65	21,94	73,65	326,09	0,90
20	78,10	31,96	27,42	70,77	277,08	0,92
21	75,10	30,46	28,93	68,30	296,11	0,92
22	68,93	28,42	24,79	63,62	240,09	0,93
23	61,56	25,81	20,96	56,65	223,07	0,94
24	54,87	22,86	19,10	50,63	210,11	0,93
Globale	64,62	32,82	10,61	58,01	496,08	0,90

Tableau A18. Statistiques des prix DA accompagnées des coefficients d'auto-régression pour chacune des heures au niveau du NYC hub entre janvier 2003 et décembre 2013

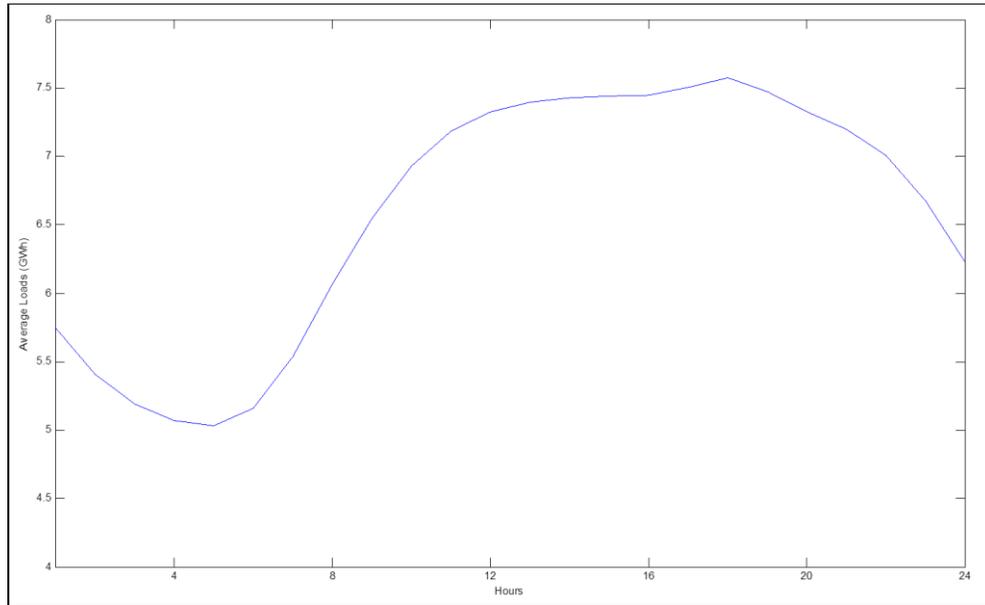


Figure A9. Représentation de la charge pour chacune des heures au niveau du NYC hub entre janvier 2003 et décembre 2013

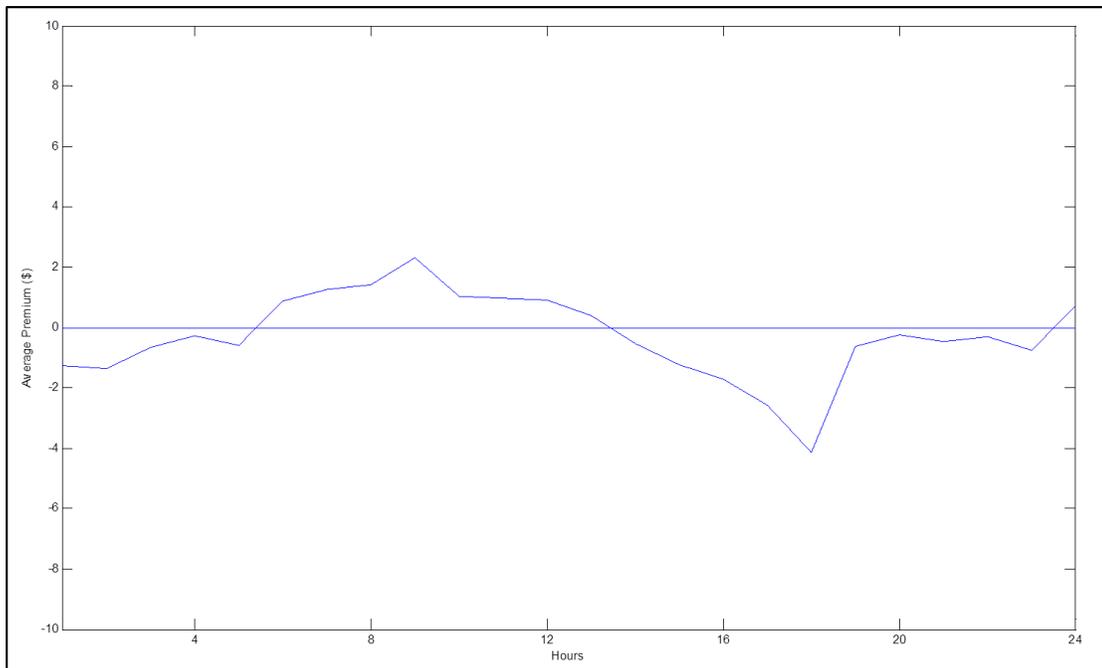


Figure A10. Représentation de l'espérance de la prime pour chacune des heures au niveau de l'eastern hub entre janvier 2003 et décembre 2013

Heures	Spot	Charge	Revenus
1	49,0%	92,5%	60,3%
2	50,1%	94,1%	60,0%
3	43,9%	94,0%	54,1%
4	44,6%	93,8%	54,5%
5	45,2%	93,5%	53,0%
6	38,5%	91,1%	47,9%
7	34,1%	86,5%	40,3%
8	41,0%	81,3%	45,4%
9	41,8%	79,7%	47,9%
10	37,8%	80,3%	44,6%
11	37,4%	83,1%	42,3%
12	36,1%	82,3%	40,0%
13	30,5%	83,0%	33,9%
14	29,8%	84,5%	33,4%
15	26,6%	84,3%	29,8%
16	24,8%	83,7%	27,7%
17	20,8%	82,4%	23,5%
18	21,9%	82,2%	23,7%
19	28,2%	81,3%	31,2%
20	28,2%	82,1%	31,1%
21	26,8%	83,0%	29,5%
22	39,9%	83,6%	43,0%
23	46,0%	83,7%	50,5%
24	43,6%	84,4%	50,2%

Tableau A19. Résultats des R^2 de l'auto-régression vectorielle sur les prix RT, la charge et le revenu entre janvier 2003 et décembre 2013 sur le marché NYISO

Heures	Volatilité des changements dans l'espérance du prix real time	Volatilité des changements dans le prix day-ahead	Différence des volatilités	Ratio des volatilités
1	14,48	8,27	6,21	1,75
2	12,64	7,20	5,44	1,76
3	12,48	6,83	5,65	1,83
4	11,88	6,66	5,22	1,78
5	12,01	6,57	5,44	1,83
6	12,65	7,76	4,89	1,63
7	16,81	12,07	4,74	1,39
8	18,20	14,64	3,56	1,24
9	17,12	13,87	3,25	1,23
10	19,04	14,76	4,28	1,29
11	19,78	14,13	5,65	1,40
12	20,10	14,95	5,15	1,34
13	22,09	15,85	6,24	1,39
14	27,24	17,95	9,29	1,52
15	28,94	20,34	8,60	1,42
16	31,99	21,97	10,02	1,46
17	31,53	21,99	9,54	1,43
18	28,93	20,46	8,47	1,41
19	21,89	15,55	6,34	1,41
20	20,32	12,76	7,56	1,59
21	17,97	12,08	5,89	1,49
22	16,02	10,34	5,68	1,55
23	14,78	9,19	5,59	1,61
24	12,65	8,41	4,24	1,50
t - stats	16,26			

Tableau A20. Comparaison des volatilités des séries des prix DA et des anticipations des prix RT et valeur du t-test entre janvier 2003 et décembre 2013 sur le marché NYISO

ISONE (mars 2003 – décembre 2013)

Heures	Moyenne	Ecart-Type	Minimum	Médiane	Maximum	Coefficients d'Auto-Régression
1	46,90	23,59	-12,65	41,31	312,35	0,66
2	44,86	23,99	0,00	39,25	284,67	0,62
3	42,37	23,84	0,00	37,01	293,39	0,61
4	40,44	22,70	0,00	36,06	282,46	0,61
5	41,32	22,47	0,00	36,92	247,23	0,64
6	44,17	23,92	0,00	39,02	341,84	0,62
7	52,89	31,45	0,00	45,55	362,89	0,63
8	56,66	32,09	0,00	49,73	527,48	0,61
9	59,99	30,70	0,00	52,95	447,05	0,67
10	63,98	33,22	9,67	56,27	629,69	0,65
11	66,93	34,91	8,08	58,55	393,44	0,61
12	67,20	34,61	15,93	58,60	447,68	0,65
13	66,09	36,72	5,16	57,47	691,77	0,59
14	66,65	43,42	0,00	56,57	1057,10	0,51
15	64,34	41,54	0,00	54,15	1010,10	0,56
16	64,88	44,30	0,00	54,18	1052,10	0,56
17	71,68	51,25	0,00	59,91	1051,80	0,52
18	76,00	53,99	0,00	63,79	1274,10	0,44
19	71,66	43,34	0,00	62,03	937,10	0,52
20	68,09	35,17	0,00	59,74	703,57	0,61
21	65,95	31,96	6,13	58,16	390,05	0,69
22	57,98	26,66	0,00	52,04	290,88	0,77
23	49,61	22,11	0,00	44,80	252,27	0,74
24	46,66	22,23	0,00	41,26	239,49	0,71
Moyenne	58,22	35,88	-12,65	49,96	1274,10	0,62

Tableau A21. Statistiques des prix RT accompagnées des coefficients d'auto-régression pour chacune des heures au niveau du connecticut hub dans ISONE entre mars 2003 et décembre 2013

Heures	Moyenne	Ecart-Type	Minimum	Médiane	Maximum	Coefficients d'Auto-Régression
1	46,82	19,88	0,00	42,48	240,33	0,89
2	43,95	18,87	0,00	40,09	230,99	0,86
3	41,82	18,11	0,00	38,00	212,37	0,87
4	40,72	18,04	0,00	36,98	214,79	0,86
5	41,75	18,52	0,00	37,90	232,46	0,87
6	45,46	20,06	0,00	40,78	243,30	0,88
7	52,98	25,69	0,00	46,90	300,50	0,84
8	57,42	27,77	0,00	51,27	336,93	0,83
9	60,67	27,99	0,00	54,46	336,93	0,86
10	64,02	28,62	19,13	57,78	344,87	0,86
11	66,50	29,86	20,12	59,56	393,44	0,83
12	67,17	29,86	19,81	59,83	355,58	0,86
13	66,48	30,19	19,23	59,00	344,87	0,86
14	66,60	31,70	7,44	58,31	336,93	0,83
15	65,65	32,59	0,00	57,09	303,11	0,83
16	65,86	33,13	0,00	57,26	311,90	0,84
17	70,20	34,39	0,00	61,53	369,50	0,83
18	75,75	39,40	19,05	66,52	988,68	0,73
19	73,72	35,20	18,77	65,00	578,56	0,84
20	70,72	31,95	19,20	62,65	525,83	0,86
21	67,42	29,39	22,98	60,68	378,92	0,87
22	59,72	25,91	19,86	53,84	326,69	0,89
23	52,68	22,26	17,40	48,16	259,36	0,89
24	49,10	20,19	9,29	44,61	221,05	0,90
Moyenne	58,88	29,81	0,00	51,95	988,68	0,85

Tableau A22. Statistiques des prix DA accompagnées des coefficients d'auto-régression pour chacune des heures au niveau du connecticut hub dans ISONE entre mars 2003 et décembre 2013

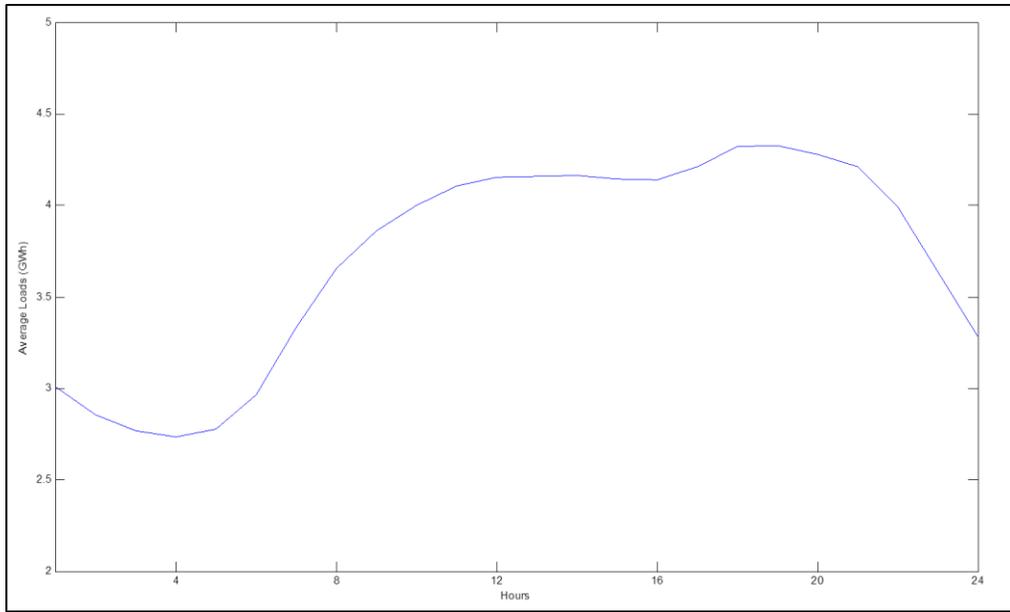


Figure A11. Représentation de la charge pour chacune des heures au niveau du connecticut hub entre mars 2003 et décembre 2013

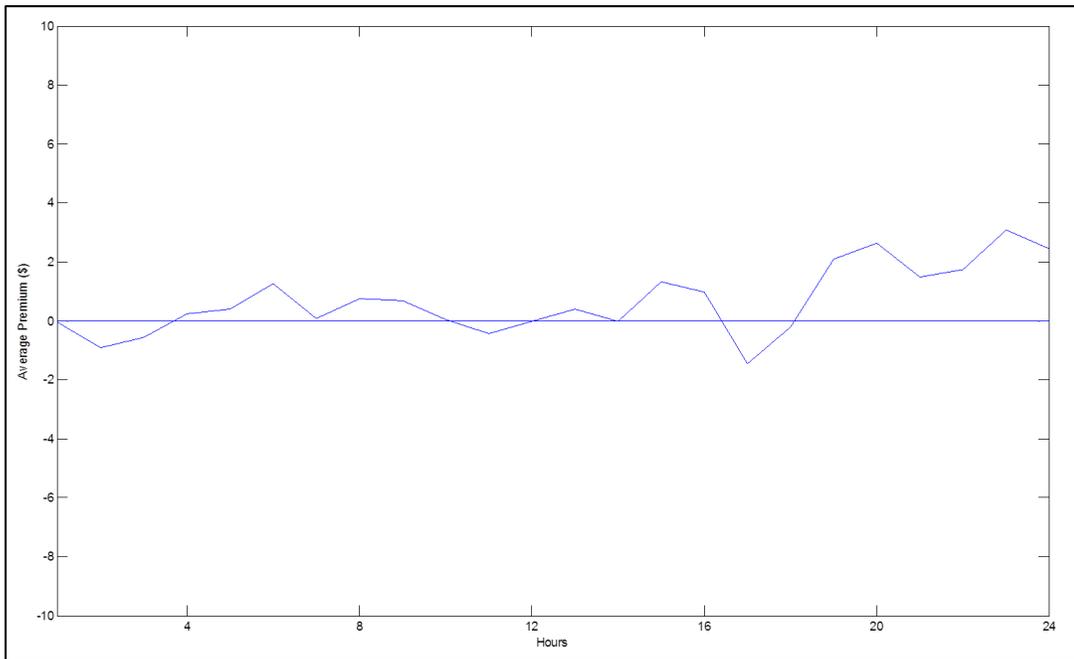


Figure A12. Représentation de l'espérance de la prime pour chacune des heures au niveau du connecticut hub entre mars 2003 et décembre 2013

Heures	Spot	Charge	Revenus
1	61,0%	91,2%	66,4%
2	56,9%	74,6%	61,4%
3	53,9%	89,4%	59,8%
4	54,3%	88,3%	60,4%
5	57,0%	86,8%	62,5%
6	55,2%	81,1%	60,0%
7	55,4%	68,2%	56,4%
8	54,2%	63,4%	54,6%
9	59,7%	68,3%	59,8%
10	57,4%	73,4%	57,9%
11	51,7%	75,9%	53,8%
12	53,0%	77,3%	54,3%
13	46,6%	77,9%	46,4%
14	39,2%	77,6%	38,3%
15	42,4%	77,4%	42,6%
16	40,2%	77,0%	40,4%
17	34,2%	75,5%	34,1%
18	34,1%	74,6%	34,5%
19	39,7%	72,9%	41,8%
20	44,2%	69,8%	46,0%
21	49,2%	68,9%	49,6%
22	55,5%	71,9%	56,0%
23	52,3%	74,4%	54,9%
24	49,1%	75,2%	51,8%

Tableau A23. Résultats des R^2 de l'auto-régression vectorielle sur les prix RT, la charge et le revenu entre mars 2003 et décembre 2013 sur le marché ISONE

Heures	Volatilité des changements dans l'espérance du prix real time	Volatilité des changements dans le prix day-ahead	Différence des volatilités	Ratio des volatilités
1	10,58	9,32	1,27	1,14
2	10,19	10,03	0,16	1,02
3	9,76	9,10	0,66	1,07
4	9,34	9,35	-0,01	1,00
5	9,77	9,43	0,34	1,04
6	10,37	9,99	0,38	1,04
7	14,12	14,60	-0,49	0,97
8	14,97	16,17	-1,20	0,93
9	13,77	14,78	-1,01	0,93
10	15,91	15,25	0,66	1,04
11	14,93	17,34	-2,41	0,86
12	15,17	15,69	-0,52	0,97
13	15,58	16,16	-0,58	0,96
14	18,31	18,21	0,10	1,01
15	18,04	18,95	-0,91	0,95
16	18,04	18,93	-0,88	0,95
17	18,88	19,77	-0,89	0,95
18	17,92	28,75	-10,83	0,62
19	15,66	19,99	-4,34	0,78
20	13,43	16,77	-3,34	0,80
21	12,61	14,70	-2,09	0,86
22	10,77	12,38	-1,61	0,87
23	8,84	10,23	-1,39	0,86
24	8,67	9,14	-0,47	0,95
t - stats			-2,48	

Tableau A24. Comparaison des volatilités des séries des prix DA et des anticipations des prix RT et valeur du t-test entre mars 2003 et décembre 2013 sur le marché ISONE