NNT : 2017SACLE011

THESE DE DOCTORAT

DE L'UNIVERSITE PARIS-SACLAY PREPAREE A L'UNIVERSITE D'EVRY-VAL-D 'ESSONNE

ECOLE DOCTORALE N° 587 SHS - Sciences de l'Homme et de la Société

Spécialité : Sciences de Gestion

Présentée Par

Mme. Mouna HDIA

LA DYNAMYQUE DES MARCHES ENERGETIQUES : ESSAIS SUR L'EFFICIENCE INFORMATIONNELLE ET LA PRIME DE RISQUE

Soutenue à l'Université Evry Val d'Essonne, le 03/07/2017 à 14h devant le Jury composé de

M. Julien CHEVALLIER	Professeur des Universités, Université de Paris 8	Rapporteur
M. Olivier DAMETTE	Professeur des Universités, Université de Lorraine	Examinateur
M. Fredj JAWADI	MCF-HDR, Université d'Evry Val d'Essonne	Directeur de thèse
M. Eric PAGET BLANC	Professeur des Universités, Université d'Evry Val d'Essonne	Examinateur
M. Jean Luc PRIGENT	Professeur des Universités, Université de Cergy Pontoise	Rapporteur
Mme Loredana URECHE-RANGAU	Professeure des Universités, Université de Picardie Jules Verne	Présidente de Jury

Copyright © 2017 Mouna Hdia

Je dédie ma thèse de doctorat à toute ma famille

Et à tous ceux pour qui ma réussite importe…

Remerciements

Nombreuses sont les personnes qui ont contribué à cette thèse.

Je voudrais, tout d'abord, exprimer ma reconnaissance et mes vifs remerciements à mon directeur de thèse Monsieur Fredj JAWADI, qui a accepté d'assurer la direction de cette thèse, il m'a accordé sa confiance en me laissant une grande liberté de pensée et d'action, tout en me faisant part de ses avis, conseils et suggestions. Ce travail a beaucoup profité de sa disponibilité, de son soutien et ses précieuses orientations. Qu'il trouve toute ma reconnaissance de m'avoir permis, de progresser, et mener ce travail à son terme.

Je remercie Messieurs les professeurs Jean Luc PRIGENT et Julien CHEVALLIER pour avoir accepté d'être les rapporteurs de cette thèse. Je remercie également à Madame la professeure Loredana URECHE RANGAU et Messieurs les professeurs Eric PAGET BLANC et Olivier DAMETTE pour avoir accepté de faire partie du jury de ma soutenance.

Mes remerciements s'adressent à Messieurs les professeurs Philip ROTHMAN de l'*East Carolina University USA*, Yves SIMON, Steve OHANA, Makram BELLALAH et Philippe CASTELNEAU pour le vif intérêt qu'ils ont constamment manifesté à l'égard de ce travail au début de ma thèse ainsi pour leurs remarques, leurs conseils, les divers documents et données.

Je tiens à remercier Madame Madeleine Besson, la directrice de LITEM, Monsieur Jean Luc MORICEAU, et Mesdames Chantal AMMI et Chantal MORELLY pour l'ensemble de leur assistance.

J'ai pu bénéficier lors de mes recherches d'aides précieuses de la part de mes collègues de l'Université d'Evry Val d'Essone, Télecom Ecole de Management et de l'ESSEC. Je tiens à les remercier collectivement pour l'ensemble de leur soutien et assistance.

Enfin, je remercie mes parents, mes sœurs et frères et toute ma famille pour leur amour, leur encouragement et leur patience. J'espère avoir été digne de la confiance qu'ils m'ont accordée.

Mes remerciements s'adressent aussi particulièrement à mes meilleurs amis pour leurs encouragements et leur soutien.

Mouna HDIA,
Paris, 01 Janvier 2017

Avant-propos

Cette thèse est organisée essentiellement sous forme d'articles. Nous procédons dans un premier chapitre introductif par un rappel sur les principales caractéristiques et concepts de base relatifs à l'évaluation des actifs financiers énergétiques.

Le Second Chapitre présente un essai empirique basé sur les résultats du papier intitulé :« **Assessing for Efficiency and Investment Opportunities in Commodities with Time Series Analysis and Portfolio Simulations »** co-écrit avec Fredj Jawadi et Zied Ftiti. *Economic Modelling (CNRS 2)*, 2017, vol. 64, p. 567-588.

Le Troisième Chapitre présente un second essai empirique basé sur les résultats du papier intitulé : « **Assessing for Time-Variation in Oil Risk Premia : an ADCC-GARCH-CAPM Investigation »** co-écrit avec Hachmi Ben Ameur, Fredj Jawadi, Wael Louhichi et Karim Idi Cheffou. C'est un papier publié dans *Energy Studies Review (CNRS 3)*, vol 21, n°2, 13-22.

Les deux papiers sont publiés en anglais et donnés en annexes de cette thèse. Les différentes parties de cette thèse peuvent être lues de façon indépendante l'une de l'autre. Toutefois, elles sont assez liées et s'intéressent toutes à répondre à la problématique. A cette fin, les papiers ont été présentés pour leur permettre un « self reading ». Ce choix nous a amené, néanmoins, à être parfois répétitif.

Table des Matières

REMERCIEMENTS ..... **IV**

AVANT-PROPOS ..... **VI**

INTRODUCTION GENERALE **1**

1- Les marchés énergétiques : *1*
2- L'efficience informationnelle sur les marchés des matières premières *3*
3- La prime de risque *4*
4- Problématique et Plan de la thèse *5*
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES 7

CHAPITRE 1 ..... **8**

GENERALITES SUR LES MARCHES DES MATIERES PREMIERES **8**

I. INTRODUCTION 8
II. APERÇU SUR LES MARCHES DES MATIERES PREMIERES 9
2.1. Les marchés des matières premières *9*
2.2. Investissement sur les marchés des matières premières *10*
2.3. Structures des marches financiers énergétiques : *10*
2.3.1. Marché Physique : *11*
2.3.2. UNE ANALYSE STATISTIQUE SUR L'EVOLUTION DES PRIX ET SES EFFETS SUR LE MARCHE ENERGETIQUE INTERNATIONAL : 12
2.3.2.1. LE MARCHE DE PETROLE : 12
2.3.2.2. LE MARCHE DE GAZ NATUREL : 13
2.3.2.3. LE MARCHE DE L'ELECTRICITE 14
2.3.2.4. LE MARCHE DE CHARBON 14
2.4. REGULATION ET DEREGULATION DES MARCHES : 15
2.5. FINANCIARISATION : CREATION DE MARCHES SPOT ET A TERME 18
III. RAPPELS SUR L'EVALUATION DES ACTIFS FINANCIERS : CADRE CONCEPTUEL ET THEORIQUE 20
3.1 La théorie de la gestion de portefeuille *21*
a. Les travaux de Markovitz 22
b. Les concepts de base : le critère rentabilité - risque 24
i. La rentabilité 24
ii. Le risque 25
3.2 . L'évaluation des actifs financiers *26*
IV. Les Avantages de la Diversification : *28*
4.1. Définition : *28*
4.2. La Diversification Sectorielle : *30*
4.3. Les Restrictions Légales de l'Investissement à l'Etranger : *32*
4.4. L'Asymétrie Informationnelle : *34*
V. L'ENIGME DE LA PRIME DE RISQUE 36
VI. CONCLUSION 40
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES 42

CHAPITRE 2 ..... **49**

ÉVALUATION DE L'EFFICIENCE ET DES POSSIBILITES D'INVESTISSEMENT SUR LES MARCHES DES MATIERES PREMIERES : UNE ANALYSE DES SERIES TEMPORELLES ET DES SIMULATIONS DE PORTEFEUILLE 49

I- INTRODUCTION 50
II- DONNEES ET RESULTATS PRELIMINAIRES 54
1. Présentation des données 54
2. Tests de racine Unitaire 58
III- ANALYSE A COURT TERME 62
1. Test des séquences (tests des runs) 63
2. Test d'absence de corrélation sérielle 66
3. Test de rapport de variances 68
4. Test BDS 72
5. Tests de Causalité de Granger Inter-régional et Intra-régional 77
IV- ANALYSE A LONG TERME 81
V- SIMULATIONS DE PORTEFEUILLE POUR LES MATIERES ENERGETIQUES : 91
VI- CONCLUSION 92
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES 94

CHAPITRE 3 97

L'ÉVALUATION DE LA VARIATION DE LA PRIME DU RISQUE : UNE EVIDENCE AVEC LE MODELE ADCC-GARCH-CAPM SUR LE MARCHE DE PETROLE 97

I- INTRODUCTION 98
II- METHODOLOGIE ECONOMETRIQUE 102
1. Modélisation de la prime de risque : *102*
2. Modèle ADCC-GARCH *103*
III- RESULTATS EMPIRIQUES 107
1. Présentation des données *107*
2. L'estimation du modèle ADCC – GARCH *110*
IV- CONCLUSION 119
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES 121

CONCLUSION GENERALE 124

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES 127

ANNEXE 1 128

ANNEXE 2 : PAPIER 2 135

ÉVALUATION DE L'EFFICIENCE ET DES POSSIBILITES D'INVESTISSEMENT SUR LES MARCHES DES MATIERES PREMIERES : UNE ANALYSE DES SERIES TEMPORELLES ET DES SIMULATIONS DE PORTEFEUILLE 135

ANNEXE 3 : PAPIER 3 136

L'ÉVALUATION DE LA VARIATION DE LA PRIME DU RISQUE : UNE EVIDENCE AVEC LE MODELE ADCC-GARCH-CAPM SUR LE MARCHE DE PETROLE 136

Listes des Tableaux

Tableau 2. 1. Composition des indices développés et Emergents 55
Tableau 2. 2. Statistiques Descriptives : Secteurs du Pétrole et du Gaz naturel 56
Tableau 2. 3. Statistiques Descriptives : Secteurs Electricité et Charbon 57
Tableau 2. 4. Les résultats des tests de racine unitaires ADF et PP 60
Tableau 2. 5. Le test KPSS 61
Tableau 2. 6. Résultats du test des runs 65
Tableau 2. 7. Test Autocorrélation sérielle (Box-Pierce test) 67
Tableau 2. 8. Résultat du test du rapport de variance 70
Tableau 2. 9. Résultat du test du rapport de variance 71
Tableau 2. 10. Résultats du test BDS pour le marché du pétrole 73
Tableau 2. 11. Résultat du test BDS sur le marché de Gaz Naturel 74
Tableau 2. 12. Résultats du test BDS pour le Marché d'Electricité 76
Tableau 2. 13. Résultats du test BDS pour le Marché de Charbon 77
Tableau 2. 14. Résultats des tests de Causalité de Granger Inter-régional 78
Tableau 2. 15. Résultats des tests de Causalité de Granger Intra-régional 80
Tableau 2. 16. Résultats des tests maximum Eigenvalue et de Trace 83
Tableau 2. 17. Estimation des modèles VECM-GARCH pour le marché de pétrole 85
Tableau 2. 18. Estimation des modèles VECM-GARCH pour le marché de gaz 86
Tableau 2. 19. Estimation des modèles VECM-GARCH pour le marché d'Electricité 87
Tableau 2. 20. Estimation des modèles VECM-GARCH du marché de charbon 88
Tableau 2. 21. Analyse de la simulation des portefeuilles des matières premières 92

Tableau 3. 1. Statistiques Descriptives Marchés de Pétrole 109
Tableau 3. 2. Matrice de Corrélation non conditionnelle 109
Tableau 3. 3. Test ARCH 110
Tableau 3. 4. Résultats du modèle ADCC Garch (1.1) sur le marché de pétrole 111

Listes des Figures

Figure 1 : Evolution des prix de Pétrole Brut 1980-2016..... 2

Figure 2 : Les prix de charbon Dollars USA/tonnes (Juin 2016) 3

Figure 3 : Les prix des marchés de Gaz Naturel $/mmBtu (Juin 2016) 3

Figure 3.1 a : Volatilité conditionnelle pour les marchés émergents..... 112

Figure 3.1 b : Volatilité conditionnelle pour les marchés développés et l'indice mondial..... 113

Figure 3.2 a : Le beta variable dans le temps pour les marchés émergents 115

Figure 3.2 b : Le beta variable dans le temps pour les marchés développés..... 116

Figure 3.3 a : Primes de risque variables dans les marchés émergents..... 118

Figure 3.3 b : Primes de risque variables dans les marchés développés 119

Introduction Générale

1- Les marchés énergétiques :

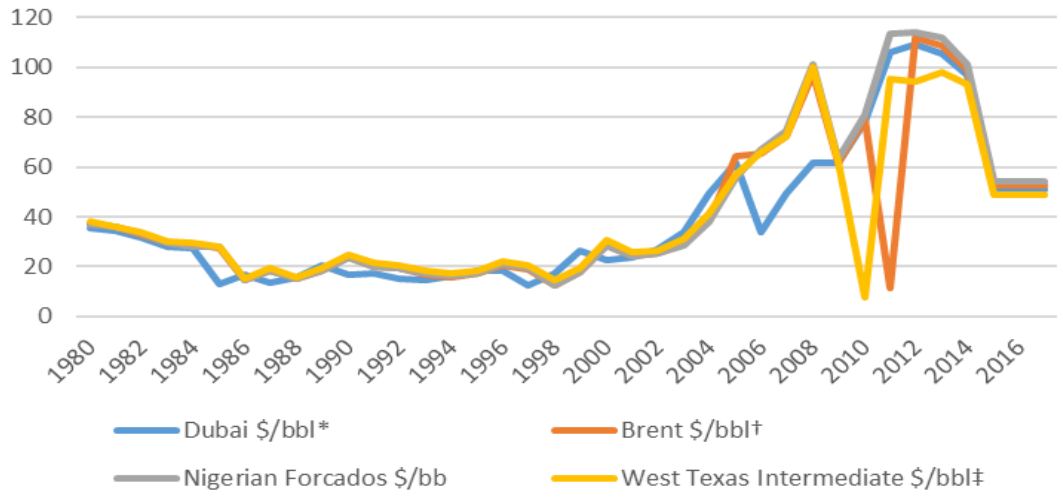
Depuis des années, l'évolution des prix mondiaux des matières énergétiques a été caractérisée par une forte volatilité. Les cours du baril de pétrole brut ont connu des évolutions considérables, notamment pendant les périodes de crises mondiales (1971, 1979 ou 2008). Nous citons, notamment, le prix du pétrole qui a été multiplié par 7 dans la période entre 2001 et 2008. En fait, le prix de WTI a atteint en moyenne 52.83 $ par baril début 2017. Il a enregistré une baisse de 58.43 $ par baril par rapport au 2011 qui est la plus basse depuis 2004. Les prix du pétrole brut ont augmenté au début de 2015, la consommation mondiale et la production américaine ont commencé à enregistrer un glissement mensuel. Mais une forte augmentation de la production de l'OPEP[1], a provoqué une chute brutale des prix[2](*Figure 1*). Le commerce international du gaz naturel, qui représentait 30,1% de la consommation mondiale, a augmenté de 1,8%. La part du pipeline du commerce mondial du gaz a atteint 67,5%. L'électricité est au sommet des produits énergétiques (*Figure 2*). En effet, tous les autres produits énergétiques peuvent être transformé en électricité. Derrière le pétrole, mais devant le gaz naturel, le charbon est la deuxième source la plus importante d'énergie primaire. Il est principalement utilisé pour la production électrique et thermique. (*Figure 3*).

En outre, suite à la globalisation financière, les marchés énergétiques sont devenus plus inter-liés, les vagues de financiarisation et la libéralisation de l'industrie énergétique ont augmenté leurs évolutions dans une même tendance. Sur les dernières années, les crises financières se sont également multipliées affectant les co-mouvements et ainsi l'efficience des marchés énergétiques rendant son réexamen nécessaire.

[1] En particulier en Iraq et en Arabie Saoudite.

[2] Le différentiel Brent - WTI s'est rétréci pour une troisième année consécutive, à 3.68 $ le baril.

Figure 1 : Evolution des prix de Pétrole Brut 1980-2016



Platts 2016

Concernant ces marchés, il est nécessaire de rappeler plusieurs faits marquant ces industries : *(i)* des liens de plus en plus étroits sont créés entre les marchés internationaux des producteurs et consommateurs, *(ii)* l'intervention d'un grand nombre des nouveaux participants aux compagnies traditionnelles et au trader du marché physique (*Vitol, Glencore*) qui sont venus s'ajouter aux banques d'investissement (*Goldman Sachs, Morgan Stanley*), *(iii)* le développement du phénomène de la financiarisation et l'utilisation de nouveaux instruments d'investissement mondial (les produits dérivés), *(iv)* l'épuisement des ressources fossiles, ainsi que les changements climatiques exigent de ce secteur de profondes rénovations qui s'implantent auprès des régions et de leurs infrastructures technologique, économique et géopolitique, (*v)* des procédures de libération des marchés du Gaz Naturel et de l'Electricité étaient introduites, depuis plus d'une décennie, *(vi)* les nouvelles réglementations attachées, permettant aux investisseurs d'affiner leur investissement de portefeuilles.

Figure 2 : Les prix de charbon Dollars USA/tonnes (Juin 2016)

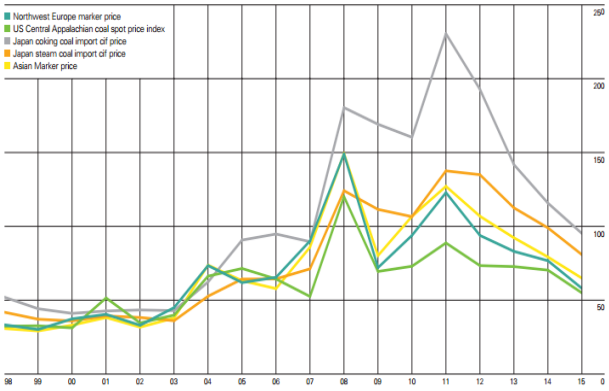
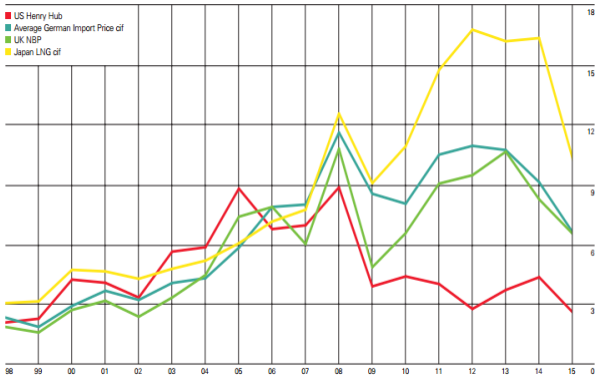


Figure 3 : Les prix des marchés de Gaz Naturel $/mmBtu (Juin 2016)



Revue BP 2016

En pratique, les marchés énergétiques sont guidés par les informations. La théorie des prix de l'actif admet que tous les acteurs sur le marché possèdent les mêmes informations. Cependant, en réalité, les intervenants détiennent des informations différentes. Même si tous les commerçants reçoivent les mêmes nouvelles sous la forme d'une annonce publique, ils peuvent encore les interpréter différemment. Les annonces publiques ne fournissent que rarement une indication directe de la valeur de l'actif. En règle générale, il faut utiliser d'autres informations pour déterminer l'impact de ces nouvelles sur la valeur de l'actif. Ainsi, les traders ayant des informations de fond différentes pourraient tirer des conclusions différentes de la même annonce publique affectant ainsi le prix, l'efficience et le fonctionnement du marché.

2- L'efficience informationnelle sur les marchés des matières premières

Les économistes font la distinction entre deux types d'efficience. Premièrement, l'efficience allocative concerne la répartition optimale des ressources rares entre les individus dans l'économie. Deuxièmement, l'efficience informationnelle qui indique la quantité des informations révélées par le processus de prix.

Concernant l'efficience informationnelle : les marchés sont efficients si les prix reflètent pleinement et correctement les informations pertinentes. Selon Fama (1965), nous distinguons entre les trois formes : fortes, semi-fortes et faibles d'efficience informationnelle. Si le prix reflète toutes les informations disponibles publiquement ainsi que toutes les informations privées, alors il est fortement efficient. S'il ne reflète correctement que l'information publique, il s'agit de

la forme semi-forte d'efficience, et s'il ne reflète que l'historique des prix passés et des rendements passés, c'est la forme faible efficience. Cette terminologie de l'efficience informationnelle a d'abord été développée par Fama (1965, 1970). Dans le cas où les prix ne reflètent pas correctement et pleinement l'information, il y aurait une possibilité profitable pour les investisseurs.

Deux principales dimensions sont associées à l'efficience : l'information et la rationalité. Cette dernière renvoie aux acteurs et à leur attitude vis-à-vis au risque.

3- La prime de risque

L'accès au marché par les investisseurs qui interviennent sur le marché énergétique se fait par le biais de leurs portefeuilles constitués par une collection des actifs financiers. Chaque actif est caractérisé par son risque et son rendement espéré. Pour un niveau de risque donné, l'investisseur choisit sa composition de portefeuille qui maximise le rendement. Alternativement, pour un rendement espéré, l'investisseur choisit la combinaison adéquate de proportion des actifs qui réduit le risque de son portefeuille.

La gestion de portefeuille est une mise en relation entre les dimensions risque - rendement pour expliquer l'aspect théorique et empirique qui existe entre les deux paramètres. Markowitz a été le fondateur de la théorie financière moderne, son article publié en 1952, est l'origine de plusieurs travaux dans le domaine. Ainsi, le modèle de Markowitz est considéré comme le premier fondateur de la modélisation de la relation « Rentabilité / Risque ». Ce modèle constitue l'outil le plus recommandé par les utilisateurs (professionnels ou chercheurs) grâce sa technicité et à son opérationnalité.

La prime de risque est la rentabilité supplémentaire que les investisseurs espèrent percevoir pour acquérir des actifs plutôt que des bons du Trésor ou des obligations d'État, pas ou faiblement risqués. La prime de risque a essentiellement intéressé les économistes et les praticiens depuis 1985, lorsque Mehra et Prescott[3] ont démontré, après l'analyse d'un siècle des rendements, qu'elle était trop importante pour être compatible avec un degré d'aversion pour le risque des investisseurs raisonnables. Ainsi, la prime de risque est toujours au cœur même du

[3] L'étude est connue par le mystère de la prime de risque (*Equity Premium Puzzle*)

mécanisme d'évaluation des actifs financiers ou de tout projet d'investissement. C'est un paramètre qui influence les décisions d'investissement pour les entreprises et les individus. Cette prime est un indicateur du niveau de risque dans un secteur ou une économie, tout du moins, de sa perception par les différents agents économiques. Les compagnies d'énergie, ont été le sujet des débats financiers et politiques au cours des dernières années surtout au cours des crises importantes liées aux ressources énergétiques, par rapport à la création de nouvelles sources et le développement des sources alternatives déjà utilisées. Les portefeuilles énergétiques restent des outils importants pour les stratégies des investisseurs pour s'incorporer à des nouvelles sociétés d'énergie.

4- Problématique et Plan de la thèse

Nous avons choisi, dans ce cadre d'analyse, de cibler une étude sectorielle qui porte essentiellement sur les marchés des matières premières, et plus précisément les quatre marchés énergétiques (Marchés de Pétrole, du Gaz Naturel, d'Electricité et de Charbon).

Ces matières jouent un rôle important dans l'économie mondiale et suscitent le plus grand changement du prix selon les analystes, les décideurs et les acteurs du marché. Par exemple l'incertitude des prix du pétrole a des conséquences importantes (Hamilton, 1983). Ainsi, la volatilité des prix présente un élément considérable pour les économistes de l'énergie, surtout pour la modélisation et la prévision des actifs énergétiques. En effet, c'est une variable clé des modèles macroéconomiques et des modèles d'évaluation des actifs financiers.

En particulier, nous nous intéressons dans cette thèse à répondre aux deux questions suivantes :

- Quel est le degré d'efficience informationnelle sur les marchés énergétiques dans les pays développés et émergents ?
- Quelle est la nature de la dynamique de la prime de risque sur ces marchés ?

Ce thème fait le point sur des questions particulièrement intéressantes permettant de mieux caractériser l'attitude des investisseurs en matière de risque en agissant sur les marchés énergétiques à travers la spécification de l'évolution de l'efficience informationnelle des prix sur les principaux marchés développés et émergents.

Nous avons choisi de porter notre attention sur deux volets : l'évaluation de l'efficience de la dynamique des prix des marchés énergétiques et l'étude de la variation de la prime de risque.

Notre travail va être structuré de la façon suivante :

Nous commençons par un chapitre introductif qui présente les spécificités de l'investissement sur les marchés des matières premières et qui rappelle aussi le fondement théorique de la théorie de gestion de portefeuille et le modèle de l'évaluation des actifs financiers.

Dans le deuxième chapitre, nous étudions le paradigme de l'efficience informationnelle dans le sens faible des marchés sectoriels énergétiques. Cette étude mène à évaluer l'efficience informationnelle des marchés énergétiques en général et à montrer sa variation dans le temps (c'est-à-dire entre le court terme et le long terme). Nous accompagnons cette partie par une étude économétrique comparative de la notion de l'efficience principalement sur les quatre marchés (le Pétrole, le Gaz Naturel, l'Electricité et le Charbon).

Nous ouvrons par la suite le débat de la variation de la prime de risque dans le temps, nous avons choisi d'aborder l'énigme de la prime de risque sur les marchés énergétiques (en particulier le marché pétrolier). Nous évaluons la variation asymétrique de la prime de risque sur ce marché à travers une estimation économétrique en utilisant le modèle ADCC GARCH. L'étude reprend la variation dans le temps de la volatilité (le risque) et la prime de risque pour les pays développés et émergents.

Nous clôturons ce travail par une conclusion générale. Nous présentons aussi une ouverture sur les recherches futures envisageables pour parfaire ce projet.

Références Bibliographiques

Billio, M., Caporin, M., & Gobbo, M. (2006). Flexible dynamic conditional correlation multivariate garch models for asset allocation. *Applied Financial Economics Letters*, *2*(02), 123-130.

Cappiello, L., Engle, R. F., & Sheppard, K. (2006). Asymmetric dynamics in the correlations of global equity and bond returns. *Journal of Financial econometrics*, *4*(4), 537-572.

Conrad, J., Gultekin, M. N., & Kaul, G. (1991). Asymmetric predictability of conditional variances. *Review of Financial Studies*, *4*(4), 597-622.

Fama, E. F. (1965). The behavior of stock-market prices. *The journal of Business*, *38*(1), 34-105.

Fama, E. F. (1970). Efficient capital markets: A review of theory and empirical work. *The journal of Finance*, *25*(2), 383-417.

Frazzini, A. (2006). The disposition effect and underreaction to news. *The Journal of Finance*, *61*(4), 2017-2046.

French, K. R., Schwert, G. W., & Stambaugh, R. F. (1987). Expected stock returns and volatility. *Journal of financial Economics*, *19*(1), 3-29.

Ikenberry, D., & Lakonishok, J. (1993). Corporate governance through the proxy contest: evidence and implications. *Journal of Business*, 405-435.

Joy, O. M., Litzenberger, R. H., & McEnally, R. W. (1977). The adjustment of stock prices to announcements of unanticipated changes in quarterly earnings. *Journal of Accounting Research*, 207-225.

Lo, A. W., & MacKinlay, A. C. (1990). When are contrarian profits due to stock market overreaction?. *Review of Financial studies*, *3*(2), 175-205.

Longin, F., & Solnik, B. (2001). Extreme correlation of international equity markets. *The journal of finance*, *56*(2), 649-676.

Nelson, D. B. (1991). Conditional heteroskedasticity in asset returns: A new approach. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, 347-370.

Markowitz. H. (1952), « Portfolio Selection », The Journal of Finance Vol.7 No.1.(Mars .1952), pp.77-91.

Mehra, R., & Prescott, E. C. (1985). The equity premium: A puzzle. *Journal of monetary Economics*, *15*(2), 145-161.

James Hamilton (1983), “Oil and the Macroeconomy since World War II”. Journal of Political Economy, 1983, vol. 91, issue 2, pages 228-48.

CHAPITRE 1

Généralités sur les Marchés des Matières Premières

I. Introduction

Théoriquement, comme tout bien de consommation ou actif financier, les matières premières sont de plus en plus échangées sur le marché financier ou autrement dit « la Bourse », qui a rempli le rôle de centralisation de l'offre pour la demande. La bourse ne cesse de se développer, au niveau des catégories d'intervenants (les banques, les courtiers, les entreprises industrielles et commerciales, les banques centrales, les investisseurs institutionnels), surtout avec le développement de la financiarisation (naissance des nouveaux produits dérivés).

A partir des années cinquante, plusieurs études des marchés financiers ont été développées dans la littérature en vue de modéliser les variations boursières en se basant sur des analyses approfondies des comportements des investisseurs. La voie a été ouverte pour la première fois en France par Bachelier (1900) mais restée sans effet sur les pratiques professionnelles. Cette voie a été ouverte une seconde fois aux Etats-Unis par Working (1934), cette fois, la route se trace progressivement vers un consensus de la pensée académique par la naissance d'une théorie financière surtout avec la multiplication des échanges, la croissance du nombre des firmes et l'expansion des marchés financiers. Au fil du temps, avec toutes les innovations technologiques, industrielles et commerciales, les marchés énergétiques sont le reflet de l'évolution des systèmes économiques et financiers

Tout au long de ce chapitre, nous présentons dans une deuxième section un aperçu général sur les marchés des matières premières. La troisième section rappelle l'évaluation des actifs financiers. La section quatre discute les avantages de la diversification. La cinquième section discute la prime de risque.

II. Aperçu sur les marchés des matières premières

Ces dernières années, la mondialisation des marchés d'actifs financiers, en particulier les marchés des matières premières, a conduit à des liens plus étroits entre les différents acteurs (producteurs et consommateurs) dans les différentes régions (pays développés et émergents). Par exemple, les marchés émergents comme la Chine et l'Inde ont ouvert leurs marchés financiers pour le commerce et la participation étrangère (notamment les capitaux des pays développés). En outre, de nouveaux instruments d'investissement mondial, tel que les nouvelles classes d'actifs financiers, les produits dérivés et les fonds indiciels négociés ont été introduits sur les places financières, permettant ainsi aux investisseurs d'affiner leurs investissements.

2.1. Les marchés des matières premières

Compte tenu de la grande volatilité des marchés financiers, en particulier après la crise financière (2007-2008), une nouvelle gamme des produits financiers est développée, cela suite aux risques inhérents, formant une nouvelle classe d'actifs. Les matières premières étaient, depuis une période, classifiées comme une niche d'investissement. Elles ont eu leur place dans les portefeuilles de plusieurs investisseurs. Le niveau d'activité des investisseurs dans les marchés des produits de base a augmenté à un rythme impressionnant. Selon les données de la Banque des règlements internationaux (BRI), le nombre d'ouvertures des portefeuilles dans les contrats à terme, sur les produits de base, passé de plus de 20 millions en 1993 à 160 millions 17 ans après. Le chiffre d'affaire a augmenté dans la même tendance. En 1993, les transactions des intervenants du marché des commodités ont atteint 40 millions de contrats à terme, alors qu'en 2010, le montant a dépassé 600 millions, ce qui signifie que le volume a été multiplié quinze fois. La présence des spéculateurs sur les marchés des produits de base est intéressante dans la mesure où elle peut garantir la liquidité sur le marché. Les conséquences de l'augmentation des investissements dans les matières premières sont aussi nombreuses : (i) la formation de bulles, (ii) la modification de la structure du marché à terme, (iii) l'augmentation de la corrélation qui a provoqué la détérioration de certaines stratégies de placement. Tout cela nous amène à nous interroger sur les perspectives de l'investissement dans les matières premières.

2.2. Investissement sur les marchés des matières premières

Le débat sur l'investissement sur le marché des matières premières, comme étant une classe d'actif, reste toujours très controversé. Selon Baier, Cummisford et Riepe (1999) suggèrent que le portefeuille de sociétés de matières premières est un bon moyen d'obtenir une exposition des marchés des produits de base. Cependant Chen et Pinsky (2003), suggèrent qu'il n'est pas clairement démontré qu'ils permettent à se couvrir efficacement contre l'inflation.

Généralement, l'investissement sur les marchés des matières premières peut se présenter sous deux formes : Premièrement, il s'agit d'une adoption d'une "stratégie passive d'investissement ", c'est-à-dire, une présence sur les marchés à terme, à travers un panier des instruments sécurisés qui composent l'indice ou les sous-indices. Deuxièmement, c'est l'adoption d'une "stratégie active d'investissement" qui consiste à choisir une position d'achat direct suivant l'évolution des prix sur le marché. L'évolution récente et rapide des marchés des matières premières rend la question d'investissement et la gestion de portefeuille dans ces marchés très discutable.

2.3. Structures des marches financiers énergétiques :

Les échanges des matières premières se font sur le marché, le lieu de rencontre entre le consommateur et le producteur, en se basant sur un prix fixé. Le prix est déterminé par l'offre et de la demande. Concernant la demande énergétique, se détermine par exemple par la consommation de l'industrie ou pour le besoin en chauffage. Alors que l'offre dépend du degré de respect des quotas pour les pays de l'OPEP par exemple. L'ensemble de ces déterminants est utilisé par les analystes du marché pour expliquer les mouvements constatés et chercher à prévoir les évolutions. L'étude de ces déterminants fondamentaux doit donner un prix « objectif ». Certains des acteurs disposent d'un pouvoir de marché. Un nombre réduit d'acheteur peut pousser les prix à la baisse en dessous des coûts de revient. Certains préfèrent réserver le terme de marché à ces situations où les positions des acheteurs et vendeurs et sont plus équilibrées, en particulier grâce à la présence d'un grand nombre d'acheteurs et de vendeurs qui assure une dilution du pouvoir de marché. Dans le cas de l'énergie, il n'y a pas de face-à face producteur – consommateur, mais en particulier pour le pétrole et le gaz, il y a des chaines parfois longues entre le producteurs et le client final. Dans le cas de pétrole brut, le prix se fixe sur le marché

spot. Les prix des autres transactions sont fixés par références à ce prix de marché (prise en compte des différences de qualité et des distances). De plus, il n'y a pas le plus souvent en matière énergétique une transaction unique, ou une série de transactions individuelles, qui définirait un prix par transaction susceptible de changer à la transaction suivante. La relation entre client et fournisseur en matière énergétique est fréquemment assise sur les contrats, où les prix sont définis sur une période plus ou moins longue. C'est pratiquement toujours le cas pour les petits et moyens consommateurs, professionnels ou domestiques, d'électricité et de gaz.

2.3.1. Marché Physique :

Le consommateur industriel, qui peut choisir le pétrole, le gaz, l'électricité ou le charbon, est le plus souvent un gros consommateur. Il peut utiliser à chaque instant l'énergie la moins chère. L'électricité est sans concurrent pour l'éclairage. Dans les transports, le pétrole règne quasiment sur la route, alors qu'il est en concurrence avec l'électricité sur le rail. Pour la génération d'électricité, les centrales thermiques, où le pétrole, le gaz ou le charbon sont en concurrence, sont-elles mêmes en concurrence avec les centrales nucléaires, les barrages hydroélectriques et les autres énergies renouvelables (vent, solaire biomasse…).

Dans un marché parfait, le prix de l'énergie est borné par deux limites. La limite supérieure est le prix de l'énergie concurrente. En effet, le consommateur rationnel ne paiera pas plus que ce prix, car il choisira de déplacer sa consommation vers l'énergie concurrente devenue moins chère. La limite inférieure est le coût marginal du producteur le moins performant. En effet, si le prix devient plus bas, ce producteur moins performant arrêtera sa production plutôt que de perdre l'argent. Il est utile de regarder les concurrences entre énergies, et les coûts de production. La concurrence renvoie à la consommation. On distingue traditionnellement le résidentiel (et tertiaire), avec des besoins de chauffage, d'eau chaude et d'électricité, les transports et l'industrie où l'énergie est un facteur de production. Au sein de l'industrie, on identifie la consommation des centrales produisant de l'électricité.

Le pétrole, le gaz et l'électricité sont directement concurrents pour le chauffage domestique, mais il n'a y pas de réaction rapide d'un consommateur domestique en cas de bouleversement des prix relatifs des énergies. Le consommateur domestique utilise son énergie dans un équipement (chaudière, convecteur) qu'il ne peut pas facilement le changer.

2.3.2. Une analyse statistique sur l'évolution des prix et ses effets sur le marché énergétique international :

2.3.2.1. Le Marché de Pétrole :

Le pétrole est la source d'énergie la plus importante, au fil des dernières décennies, le marché du pétrole est devenu le plus grand marché de matières premières du monde. Il a évolué d'un marché de commerce physique vers un marché financier sophistiqué ou les horizons des échanges s'étendent aujourd'hui au-delà de dix ans. Les cours du baril de pétrole brut ont connu au cours des années des évolutions considérables, notamment pendant les périodes de crise mondiale (1971, 1979 ou 2008).

Le pétrole n'est jamais quasiment utilisé brut. Il faut le raffiner pour le transformer en produits commercialisables comme l'essence ou les fiouls domestiques et industriels. Il y a plus de cent raffineries en Europe, et plusieurs centaines dans l'ensemble du monde avec une capacité globale de raffinage d'environ 85 Mb/j environ chaque année. Les augmentations de capacité sont pour l'essentiel due à des dégoulottages, les constructions de raffineries nouvelles étant principalement faite en Asie. Après de nombreuses années, en particulier de 1991 à 1999, de marge de raffinage faible, conséquence d'excédents de capacité importants, la situation s'est récemment retournée. Le taux d'utilisation des raffineries dépasse 90% voire 95% aux Etats-Unies et en Europe occidentale, et les marges de raffinage atteignent des niveaux record. Le raffinage est une activité complexe, qui exige des investissements. Le raffinage est une activité complexe, qui exige des investissements importants, quelques milliards de dollars pour une nouvelle raffinerie. La capacité moyenne d'une raffinerie est de l'ordre de 120 000 b/j mais certaines raffineries ont des capacités très supérieures. Le pétrole brut est chauffé dans un four puis séparé en sous-produits dérivés dans une colonne de distillation.

Les marchés de pétrole brut sont hautement fluides, globaux et volatils. La demande mondiale est de 85,0 millions de barils/ jours, ce qui représente près de 1,5 milliards de dollars sur l'année au prix actuel. En 2005, les ventes annuelles de pétrole représentent environ 2% du PIB mondial. L'offre mondiale est de 85,2 millions de barils/jours, dont 34,2 sont en provenance de pays de l'OPEP. La plus grande partie des stocks est détenue par les acteurs de la chaine pétrolière, afin d'assurer la continuité de leurs opérations, depuis la tête de puits jusqu'au

consommateur final. Aux Etats Unis en particulier, les stocks stratégiques sont directement gérés par l'Etat.

La croissance de la production mondiale de pétrole en 2016 a nettement dépassé la croissance de la consommation de pétrole pour une deuxième année consécutive. La production a augmenté de 2,8 millions de b / j,(+1,5 millions de b / j) et en Amérique du Nord (+0,9 millions de b / j). La consommation mondiale de pétrole a augmenté de 1,9 million de b / j, soit près du double de la moyenne par décennie. Avec une croissance supérieure à la moyenne due aux pays de l'OCDE. La région Asie-Pacifique a représenté 74% de la croissance mondiale. La croissance globale de la consommation de pétrole pour la Chine est (+770 000 b / j).

2.3.2.2. Le Marché de Gaz Naturel :

La consommation mondiale de gaz naturel a augmenté de 1,7%. En 2016, une augmentation significative par rapport à faible croissance (+0,6%) observée en 2014, mais en dessous de la moyenne de toute une décennie de 2,3%. Comme avec le pétrole, la croissance de la consommation était inférieure à la moyenne de l'OCDE (+ 1,9%, représentant 53,5% des Consommation) mais supérieur à la moyenne des pays de l'OCDE (+ 1,5%). Parmi les économies émergentes, L'Iran (+ 6,2%) et la Chine (+4,7%) ont enregistré la plus importante consommation, même si la croissance en Chine était faible par rapport à une croissance moyenne de 15,1% à 10 ans. Pendant ce temps, La Russie (-5%) a enregistré la diminution plus importante, suivie de l'Ukraine (-21,8%). La consommation des États-Unis (+ 3%) et de l'UE (+4,6%) a augmenté après une forte baisse en 2014. Généralement, le gaz naturel représentait 23,8% de la consommation d'énergie primaire. La production totale du gaz naturel a augmenté de 2,2% plus rapidement que la consommation, mais en moyenne de 2,4% sur 10 ans. Pour la consommation, les États-Unis (+ 5,4%) ont enregistré la plus forte croissance, aussi bien que l'Iran (+ 5,7%) et la Norvège (+7,7%) enregistrant également des augmentations significatives de la production. La croissance a été supérieure à la moyenne en Amérique du Nord, Afrique et Asie Pacifique. La Production de l'UE une fois de plus (-8%), tandis que les Pays-Bas (-22,8%) enregistrant la plus forte baisse du monde. Une grande baisse en volume a également été observée en Russie (-1,5%) et au Yémen (-71,5%).

L’augmentation de la consommation de gaz naturel s’est fait grâce à des contrats à terme entre un producteur et un distributeur. Le plus souvent, le distributeur, qui avait construit le premier le réseau allant jusqu’au consommateur ; bénéficiait d’un monopole sur son marché, qui lui garantissait la rentabilité de son investissement. Il pouvait donc s’engager sur des contrats d’approvisionnement de longue durée, qui à leur tour garantissaient au producteur une rentabilité acceptable sur les investissements. Il pouvait donc s’engager sur des contrats d’approvisionnement de longue durée, qui à leur tour garantissaient au producteur une rentabilité acceptable sur les investissements très élevés de la chaine gazière. Les contrats de longue durée, à prix et volumes garantis, permettaient de minimiser les risques pour les deux parties prenantes, réduisant le besoin de rémunération et assurant des prix au consommateur final capables de prendre des parts du marché énergétique.

2.3.2.3. Le Marché de l’Electricité :

L'électricité est au sommet des produits énergétiques. Tous les autres produits énergétiques peuvent être transformé en électricité. L’organisation de l’industrie électrique, aussi bien aux Etats unis qu’en Europe, s’est faite sur la base de monopoles. Ceci s’explique par l’existence du réseau de distribution, indispensable pour relier le producteur au consommateur, qui est un monopole efficace : il est irrationnel de construire une seconde ligne en concurrence tant que la première n’est pas saturée. L’électricité est commercialisée comme tout autre produit énergétique. Alors qu’il est essentiellement non stockable, rendant son prix instantané par rapport aux autres prix de l'énergie. L'électricité est un marché de compensation en temps réel. Ajoutant à cela la nature particulière de cette matière en tant que produit commercialisé, l’ensemble des transactions qui se produisent habituellement et la technologique utilisée et le cadre réglementaire font de l'électricité l'élément le plus intéressant et stimulant des marchés de l'énergie.

2.3.2.4. Le Marché de Charbon :

Le charbon est la deuxième source la plus importante d'énergie primaire derrière le pétrole, mais avant le gaz naturel. Il est principalement utilisé pour la production électrique et thermique. Environ 36 % de la production mondiale d'électricité est basée sur la houille (AIE, 2011 a). Bien

que la plupart du charbon [4]est produite et consommée sur le marché intérieur, le commerce de charbon-vapeur international est à la hausse. Le charbon est un combustible fossile, habituellement avec l'aspect physique d'une roche noire ou brune, consistant de matière végétale carbonisée. Il est formé à partir des restes végétaux au-dessus des échelles de temps géologiques sous chaleur et pression. Le charbon est une source principale de combustible pour la production d'électricité et la production d'acier. Il existe une variété de différents types de charbon qui se distinguent par leurs caractéristiques physiques et chimiques. Les caractéristiques définissant la qualité du charbon sont le carbone, l'énergie, le soufre et la teneur en cendres. Plus la teneur en carbone d'un charbon est élevée, plus son rang ou sa qualité. Ces caractéristiques déterminent le prix et l'aptitude du charbon pour diverses utilisations.

En 2010, le charbon représentait 27% de la consommation mondiale totale d'énergie. Dans leur perspectives énergétiques 2012, l'AIE a prévu une part du charbon dans la consommation mondiale totale d'énergie inférieure de 25% d'ici à 2035. Cependant, l'évolution future de la demande de charbon dépend encore plus que celle des autres combustibles environnementaux, puisque le charbon a une intensité de carbone relativement élevée. En plus le charbon est concurrent du gaz pour la production d'électricité. La production et la consommation mondiale de charbon ont diminué en 2015, respectivement de 4% et de 1,8%. La production a diminué pour la première fois depuis 1998, avec de fortes baisses en Asie-Pacifique (-2,9%) et en Amérique du Nord (-10,3%). La Chine est de loin le premier producteur mondial, même si la production a baissé de 2%. La consommation de charbon a diminué dans toutes l'Amérique du Sud et centrale et l'Asie Pacifique. Les États-Unis et la Chine ont contribué à l'ensemble de la baisse nette de la consommation mondiale.

2.4. Régulation et Dérégulation des Marchés :

Les pays producteurs des ressources nationales avaient, généralement, des sociétés privées en concurrence, mais qui devaient vendre le gaz à un acheteur unique, celui qui disposait du monopole du transport et de la distribution dans une zone géographique identifiée. Alors que dans d'autres pays comme les Pays – Bas qui a mis pour ce monopole l'entreprise publique. Dans

[4] La classification de la houille (distincte de lignite) compose de charbon vapeur et du charbon à coke. Charbon vapeur (ou charbon thermique) est principalement utilisé dans la production d'électricité, tandis que le charbon à coke est utilisé à des fins métallurgiques.

d'autres pays comme les Etats – Unis, l'Etat a choisi l'intervention directe des gouvernements. La conséquence directe de ce modèle est une baisse du prix du gaz. Cette approche considère que le monopole est une bonne solution pendant la phase de développement d'une industrie gazière, face aux investissements élevés, aux risques techniques et financiers et au faible retour sur les investissements. Une fois que les principales infrastructures ont été construites, il devient facile d'avoir accès, cela s'appuie sur des travaux théoriques, en particulier la théorie des marchés, qui « démontre » que la chaine gazière peut être découpée en petites chaines pour la production et le traitement, le transport et le stockage, et enfin pour la distribution. Le découpage de la chaine est rendu obligatoire sous le contrôle d'un régulateur. La stratégie d'introduire la concurrence, en amont et en aval, et de libérer l'accès aux réseaux de transport, aux installations de stockage, aux réseaux de distribution, ou à des usines de regazéification. Le modèle du marché de pétrole où, l'évolution des structures a fait émerger un marché spot, puis des marchés à terme, qui déterminent de manière automatique un prix du pétrole connu publiquement et qui peut être la base des transactions financières ou industrielles. La réforme des marchés du gaz vise à reproduire ce mécanisme de concurrence des marchés.

Les marchés des Etats – Unis et de la Grande – Bretagne sont les marchés gaziers les plus concurrentiels. La Grande – Bretagne a donné l'accès des tiers aux réseaux de distribution locale, afin de permettre à chaque consommateur final de choisir son fournisseur. Sur les marchés de gaz, les contrats de longue durée prévoient un prix du gaz indexé sur le prix des produits pétroliers, qui constituent l'énergie concurrentielle. Cela permet de conserver la compétitivité du marché de Gaz qui permet au producteur de bénéficier de l'augmentation des prix liés à la croissance de la demande. L'augmentation de la production dans le temps est en fonction les besoins à long terme. Les producteurs de gaz cherchent à créer une compétition gaz – gaz. Si le gaz est disponible en excès, la compétition gaz – gaz fixe le prix à un niveau inférieur de celui du pétrole. Le prix du gaz, est composé de la somme des coûts de chaque étape de la chaine. Certains de ces coûts sont soumis à la régulation, en particulier le transport (de haute pression), le stockage et le transport (de basse pression (distribution). D'autres sont libres, essentiellement le prix du gaz à la tête de puits (si le pays est producteur) ou à la frontière dans le cas d'une importation. Leurs poids respectifs dans le prix final pour le consommateur dépendent de l'éloignement des champs de gaz et du mode de transport retenu. Ils dépendent également du mode de régulation et de l'allocation des coûts, du profil du consommateur final et du degré de

compétition dans la région. La part des coûts dérégulés dans le prix final sera en général plus faible pour un petit consommateur saisonnier, le plus souvent nettement moins que la moitié. La part du prix du gaz à la tête de puits ou à la frontière est en revanche beaucoup plus grande pour un client industriel à consommation forte et régulière.

Adoptée en 1977, la directive gaz de l'union Européenne a créé un marché concurrentiel du gaz naturel grâce à des règles communes pour le transport, la distribution, l'approvisionnement et le stockage du gaz naturel. Elle est bâtie autour d'un accès des tiers au réseau de transport et aux capacités de stockage, afin de permettre aux consommateurs d'acheter l'accès au marché, par étapes selon la consommation. Elle autorise de nouveaux acteurs à construire des pipelines. Les pays membres peuvent choisir un accès des tiers au réseau négocié ou régulé. Dans le cas d'un système négocié, les clients éligibles négocient directement avec les compagnies opératrices du système de transport, qui doivent rendre publiques leurs principales conditions commerciales pour l'utilisation d'un système. Dans le cas d'un système régulé, les tarifs sont rendus publics par le régulateur.

Dans les années 90, les circonstances avaient changé et les marchés de la déréglementation de l'énergie apparu dans certaines parties des États-Unis et en Europe, ainsi que dans quelques autres pays, comme l'Australie et la New Zélande. En plus de l'acceptation croissante que les marchés concurrentiels, les progrès technologiques ont également contribué à la dérégulation. Plusieurs villes des Etats Unis avaient leurs systèmes de production et de distribution d'électricité, fonctionnant encore essentiellement au courant continu. Le régulateur avisé va plutôt s'interroger sur les raisons fondamentales de la volatilité des prix. L'OFGEM est le régulateur pour les marchés du gaz et de l'électricité et contrôle la volatilité excessive du prix du gaz aux mois de septembre 2003 et 2004 pour trouver que c'était le résultat d'une manipulation des marchés. L'OFGEM vérifie si 5 des 24 terminaux britanniques n'ont pas réduit leurs livraisons de gaz et si la production de gaz de la Mer du Nord a été moins que prévue. Aux Etats-Unis, la régulation a porté sur les coûts de production et de transport et sur le prix final en cherchant à éviter à chaque étape des profits considérés comme « illégitimes ». Dans les années 1970, la FERC a ainsi considéré qu'il fallait vendre moins cher le « gaz » issu d'installations déjà amorties comptablement alors que le coût marginal gaz associé est nul. Aujourd'hui, le transport

de gaz est une activité totalement régulée à margé fixe et l'accès des tiers aux capacités de regazéification de GNL connait les mêmes règlementations.

La dérégulation ne fait baisser les prix que lorsqu'il y a une augmentation du niveau de l'offre, créant ainsi une pression à la baisse. Pour ce faire, les producteurs cherchent à maximiser leurs profits et réaliser leurs investissements en tenant en compte de leurs concurrents, qui vont capter aussi la croissance du marché (Etats – Unis). Cette démarche de dérégulation était plus volontariste qui a créé une bulle de gaz (Grande Bretagne). En plus, cette démarche suppose aussi l'abandon des contrats à long terme, pour trouver la matière première « librement » sur le marché en plus d'avoir des producteurs en concurrence. Alors que ces contrats sont un moyen efficace de prendre les décisions d'investissement et de s'assurer des recettes par avance. Dans un marché mature, où les principales infrastructures sont bien construites, le transporteur n'a plus besoin de contrats à long terme, mais les producteurs peuvent continuer à mettre en place ces contrats pour garantir leurs investissements. La concurrence dans la chaine de gaz ou de pétrole, aux Etats Unis et au Grande Bretagne par exemple, a pu être réalisée suite à la réunion de plusieurs facteurs. Le plus important d'entre eux est l'existence d'une infrastructure suffisamment interconnectée construite depuis longtemps. Il est également important que les marchés concurrentiels disposent de ressources nationales suffisantes. Cela n'interdit pas les échanges internationaux, mais l'exemple des Etats- Unis, de la Grande – Bretagne ou les ou des Pays – Bas suppose que l'existence d'une production nationale suffisante est un atout.

2.5. Financiarisation : Création de marchés spot et à terme

Les marchés spot portent sur des échanges standards de gré à gré (Over- The- Counter, OTC) bilatéraux ou à travers une bourse : l'acheteur s'engage à prendre la livraison d'un débit déterminé de gaz, par exemple, à un prix déterminé, pour une période déterminée. La période va d'un jour à un an, pour livraison immédiate ou différée. Les intervenants sur leurs marchés spot sont des producteurs, des négociants achetant et vendant du gaz pour équilibrer leur portefeuille, des clients finaux, des centrales électriques à la recherche de gaz pour leurs propres besoins et des spéculateurs. Un contrat standard a été adopté après une période de foisonnement où un grand nombre de contrats différents avaient été proposés. Des spécialistes publient les prix du marché pour les différentes catégories de transactions. Ces prix, obtenus par enquêtes ou par estimations,

servent de base à l'indexation de certains contrats à terme et pour les instruments de gestion du risque comme les swaps et les options pareillement que sur le marché pétrolier. En grande – Bretagne, les volumes échangés sur le marché spot sont de l'ordre de 20% de la consommation quotidienne. On compte en moyenne dix à douze transactions à terme avant débouclage physique et livraison au consommateur final. Aux Etats-Unis, le premier contrat à terme a été lancé sur le New York Mercantile Exchange (NYMEX) en Avril 1990, pour livraison au Henry Hub en Louisiane : un second a été lancé par le Kansas City Board of Trade (KCBT) en Août 1995 pour une livraison au Waha Hub (West Texas). Depuis cette date, les volumes échangés sur le NYMEX ont littéralement explosé, pour atteindre 124 milliards de m^3 au 27 mai 2005.

Le central Henry Hub est opéré par la société Sabine Pipe Line, c'est une filiale à 100% de Chevron Texaco. Le hub est situé dans l'usine de traitement de gaz de Sabine en Louisiane. Il assure l'interconnexion de neuf gazoducs et quatre gazoducs en Louisiane. Le gazoduc possédé par la Sabine GNL de Lake Charles. La capacité de transit à travers le Henry Hun est 50 Mm3/j, utilisée à hauteur de 30Mm3/j. C'est au Henry Hub que le contrat futur de gaz du NYMEX est livrable. C'est le contrat futur qui sert de référence pour le prix des contrats long terme de gaz aux Etats- Unis. Le NYMEX propose également un contrat de swaps pour le Henry Hub, ainsi que des swaps entre le Henry Hub et une trentaine de points du réseau de gaz nord-américain. Ces swaps sont toujours proposés en certains points, également en indice et en swing. Le NYMEX propose aussi des options européennes sur l'écart de prix entre deux dates de livraison différente. Les possibilités sont : deux des quatre mois à venir, deux mois consécutifs des 25 mois à venir ou les deux couples Juin / Décembre et Décembre / Juin à venir.

Des contraintes de capacité interdisent les arbitrages, en particulier pendant les périodes d'hiver, les prix peuvent devenir extrêmement différents. En Grande- Bretagne, c'est le manque de capacités de stockage qui rend les prix du gaz extrêmement volatils. Dans le cas d'une hausse, le prix de revient du gaz couvert par option est supérieur à celui couvert par futures. En revanche, dans le cas d'une baisse, le coût de l'option est compensé par le gain sur le vendeur du gaz. Dans le cas du gaz, comme pour l'électricité, il n'y a pas de face-à-face entre le producteur et le consommateur qui doivent utiliser un réseau pour faire passer le produit.

Le développement de marchés spot et à terme est une condition indispensable pour la concurrence les prix des énergies concurrentes. Le marché à terme donne des indications sur le

moyen/long terme pour les décisions d'investissement. La création et le succès de ces marchés ne dépendent pratiquement pas de l'initiative gouvernementale. Pour avoir un marché spot, il faut avoir des quantités de matière énergétique non contractées et le moyen de les apporter sur le marché. Le marché spot se caractérise par la volatilité et les marchés à terme sont donc créés naturellement pour la gérer. Même si les marchés sont bien organisés, ils peuvent connaitre des dérèglements. Les swaps financiers sont le produit le plus courant dans la gestion des risques pour les producteurs et les consommateurs. Le marché des swaps est particulièrement intéressant pour les différents acteurs du marché. Les swaps financiers sont échangés habituellement jusqu'à trois ans, tandis que la période pour le marché physique du charbon est généralement plus courte. On peut conclure des contrats de gré à gré avec des banques ou d'autres investisseurs financiers. Les échanges offrent également des contrats à terme de charbon comme matière première offrent des services de compensation pour les marchés.

III. Rappels sur l'évaluation des actifs financiers : Cadre Conceptuel et Théorique

Depuis très longtemps, la manière dont un individu prend les décisions aux projets risqués a intrigué les philosophes et les mathématiciens. Dès le début des 18^{ième} siècles, les premières notions concernant la théorie des choix dans un environnement incertain sont apparues. Bernoulli (1738) a remarqué que ce n'est pas l'espérance mathématique de gain qui intervient dans le choix en environnement incertain. Depuis ce constat, l'étape théorique la plus importante, celle de Von Neumann et Morgenstern (1944), a introduit le critère de la maximisation de l'espérance d'utilité en ayant recours aux probabilités des différents états de nature envisageable. Il est considéré normatif et descriptif du comportement des individus dits « rationnels ». Cependant, en 1953 Maurice Allais observait que la majorité des individus ne prennent pas leurs décisions conformément aux critères de Von Neumann et Morgenstern, il a mis l'accent sur le degré d'aversion au risque face à un choix incertain, mais sans donner une formalisation pour mesurer le risque. C'est pour cela il fallait attendre les travaux de Harry Markovitz en 1953, en se basant sur la loi normale et ses grandeurs mathématiques (la variance et l'espérance mathématique). C'est une véritable révolution où Markowitz a proposé la mesurabilité du risque.

Ces travaux sont affirmés ensuite par Savage (1954) qui établit le critère de la maximisation de l'espérance d'utilité sans imposer à priori des probabilités objectives mais en laissant apparaître implicitement des probabilités subjectives donnant lieux à plusieurs travaux. Nous trouvons les travaux de Sharpe (1964) et Lintner (1965) qui ont donné l'apparition du modèle de marché puis le Modèle d'Equilibre des Actifs Financiers (MEDAF). Ensuite, les travaux de Ross (1974) ont mis en valeur le modèle multifactoriel de l'APT, en se basant essentiellement sur la régression multiple. D'autres travaux qui ont abouti au développement et l'apparition d'autres contributions à la théorie de la gestion de portefeuille comme par exemple les produits de couverture des risques, la technique de VaR (Value At Risk) suite au développement considérable dans l'ingénierie financière.

3.1 La théorie de la gestion de portefeuille

Daniel Bernouilli a démontré que les investisseurs ont une aversion au risque. Ils ne prendront plus de risques qu'en échange d'un rendement plus élevé. L'équilibre risque/rendement est donc la clé de l'investissement.

Néanmoins, cette théorie d'utilité espérée a été soumise à plusieurs restrictions à cause à l'observation du comportement réel des individus. Maurice Allais (1953) a été le premier à présenter une critique sérieuse du modèle de l'investisseur rationnel de Von Neuman-Morgenstern. Il a décrit un « paradoxe », c'est-à-dire une divergence entre les choix impliqués par les critères de rationalité et ceux faits effectivement par les individus. Ce paradoxe n'a pas validé les critères de la maximisation de l'espérance d'utilité comme modèle descriptif de la réalité mais pas nécessairement comme modèle normatif.

Dans une démarche axiomatique de Von Neumann (1944) et la remise en cause de cette dernière par M.Allais (1953), apparait le célèbre modèle de Harry Markowitz ou ce qu'est appelée aujourd'hui, la théorie moderne de gestion de portefeuille.

L'aversion au risque est un comportement économique selon lequel une personne ne souhaite pas courir un risque sera prête à transférer ce risque à un tiers moyennant une rémunération, ou refuse de courir un risque qui lui semble excessif. En revanche, cette personne peut être prête à prendre ce risque en échange d'une rémunération plus importante : la prime de

risque. La théorie de l'utilité en situation du risque, le concept d'aversion pour le risque, la mesure du risque par la variance et l'approche espérance-variance, trouvent une application immédiate dans la théorie de portefeuille. Celle-ci a été formulée pour la première fois par Harry Markowitz en 1959. Les travaux de Markowitz ont été complété dans les années 1960 par William Sharpe. La théorie du portefeuille aborde, alors, un problème de décision financière en situation du risque. Il s'agit de choisir des placements financiers dont les rendements sont aléatoires.

a. Les travaux de Markovitz

Harry Markowitz a changé la manière dont nous pouvons assimiler les problèmes financiers essentiellement celles des opérations boursières ou autrement dit financière et qui concerne une entreprise en général. L'idée innovatrice de Markowitz est de faire une recherche opérationnelle, et d'ordre mathématique. Il s'agit alors, d'optimiser une fonction quadratique sous un certain nombre de contraintes linéaires. Cette conception consiste, en fait, d'assimiler un actif financier à une variable aléatoire. Par ailleurs, nous considèrons que le « risque » d'un actif est mesuré par l'écart type et qu'il devient possible de construire des portefeuilles « optimaux » appelés portefeuilles « efficients ».

Pour démontrer son modèle, H. Markowitz a utilisé la loi normale qui permet de décrire et modéliser les caractéristiques financières de toute action pour formuler un cadre conceptuel et théorique convenable. En fait, la loi normale est fondée sur deux paramètres, la moyenne arithmétique de la valeur des observations et l'écart type de ces valeurs. L'acquisition d'une action est accompagnée par une espérance ayant une certaine rentabilité. En effet, la moyenne arithmétique d'une distribution, appelée « espérance mathématique », indique la « tendance centrale » des observations ; c'est-à-dire la valeur la plus habituelle et la plus nombreuse.

Selon Markowitz, la rentabilité (Return) de l'action est, en fait, l'observation pertinente et non pas le cours de l'action lui-même car il ne reflète pas réellement les opérations de capital qui peuvent modifier son montant sans modifier la valeur de l'entreprise. En plus, les actions de différentes entreprises ne fluctuent pas à la hausse comme à la baisse de la même façon. Il y a des actions dites « spéculatives » aux fluctuations amples et brutales qui s'opposent aux actions dites « de pères de famille » aux fluctuations limitées. En effet, l'écart type d'une distribution indique

justement la dispersion des valeurs autour de la « tendance centrale » autrement dit le nombre de fois où une rentabilité différente de la rentabilité « espérée » est obtenue. Pour cela, l'écart type est une simple et excellente mesure du risque d'une action.

Par conséquent, tout investisseur peut optimiser le revenu de ses actifs à travers la résolution de deux phénomènes :

Il maximise sa rentabilité espérée :

$$\begin{aligned} &Max \quad E(R) = \sum_{i=1}^{n} X_i \, R_i \\ &s/c \quad \sigma(R) = \sigma_0 \quad et \quad \sum_{i=1}^{n} X_i = 1 \end{aligned} \tag{1.1}$$

Avec :

- R_i : la rentabilité dégagée sur l'actif *i*,
- R : la rentabilité du portefeuille,
- n : le nombre des titres dans le portefeuille,
- σ (R) : l'écart type du portefeuille.
- Ou bien il minimise le risque de son portefeuille :

$$\begin{aligned} &Min \quad Var(R) = \sigma_R^2 \quad \sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{n} X_i X_j \operatorname{cov}(R_i, R_j) \\ &s/c \quad E(R) = R_0 \quad et \quad X_i + X_j = 1 \end{aligned} \tag{1.2}$$

Avec :

- X_i : la proportion à investir dans le titre i investie dans le portefeuille,
- X_j : la proportion à investir dans le titre j investie dans le portefeuille,
- R_i : la rentabilité espérée du titre *i*,
- R_j : la rentabilité espérée du titre *j*,
- σ (R) : l'écart type du portefeuille.

Un investisseur rationnel, dont son utilité augmente avec la rentabilité et diminue avec le risque de sa richesse et qui détient un certain nombre d'actions ou plus généralement d'actifs financiers, est demandé de faire le choix de la combinaison optimale dans son portefeuille.

b. Les concepts de base : le critère rentabilité - risque

i. La rentabilité

La théorie de portefeuille considère les actifs financiers qu'un investisseur envisage d'acquérir pour faire un placement financier. Le terme actif financier désigne les biens qu'on désire posséder pour les revenus procurés. Ces revenus sont répartis dans le temps. Nous considérons parmi les actifs financiers, les actions (des titres de propriétés), les valeurs mobilières ou aussi des titres de créances (obligations, bon de trésor…). La notion de rentabilité ou rendement d'un portefeuille est une notion fondamentale en finance. Le rendement total d'une action correspond au gain ou à la perte ou autrement dit à l'appréciation ou la dépréciation relative à un actif financier entre deux instants successifs t_0 et t_1 (pendant un intervalle de temps unitaire). A ceci, s'ajoute les flux financiers reçus ou bien les dividendes reçus pour une période donnée, en déduisant les coûts de transaction et les taxes appliquées au prix initial de l'actif financier. (Nous supposons que les coûts de transactions sont nuls).

Ainsi pour un actif i, le rendement R, se calcule comme suit ;

$$R_1 = \frac{P_1 - P_0 + D_1}{P_0} \tag{1.3}$$

- P_1 : le prix du titre à la date 1,
- P_0 : le prix du titre à la date 0,
- D_1 : Dividende à la date 1.

Les placements financiers, que la théorie de portefeuille propose l'étudier, ne sont pas constitués par un seul actif. Il existe un grand nombre d'actifs disponibles sur le marché. En effet, tout placement peut comporter une combinaison des actifs. En outre, le rendement d'un portefeuille correspond donc à la moyenne pondérée de tous les rendements des actifs individuels. Etant donné que l'environnement financier actuel est caractérisé par une incertitude,

il est difficile d'anticiper les cours futurs des actifs financiers et leurs dividendes. Pour cela, la finance moderne propose de considérer les rendements passées d'un actif financier comme variables aléatoires pondérées par une probabilité pour pouvoir estimer la rentabilité espérée $E(R_i)$ avec un risque d'erreur mesuré par l'écart type $\sigma(R_i)$.

L'espérance de rendement est donnée par la formule suivante :

$$E(Rp) = \sum p_{i,} E(R_i), (i = 1,...n) \quad (1.4)$$

Avec :

- P_i : Probabilité d'occurrence de l'actif *i*,
- R_i : Rendement de l'actif *i*,
- R_p : Rendement de portefeuille.

ii. Le risque

Un investisseur est risqué si ses résultats ou ses rendements sont incertains. Par ailleurs, la rentabilité réelle est différente de la rentabilité anticipée, c'est cette divergence qui exprime le risque. Souvent le risque produit un rendement inférieur à nos attentes. Nous le mesurons par la variance ou aussi l'écart type. Ceci est connu aussi par la volatilité d'un portefeuille de placements dans son ensemble. De nos jours, un investisseur peut être exposé à une typologie de risque, nous trouvons le risque de marché ou encore appelé risque systématique, qui peut être lié à l'inflation, à l'évolution de l'économie, à la variation du taux d'intérêt, risque de change, risque politique…Le risque est mesuré par la variance des taux de rentabilités. Il est donné par la formule suivante :

$$Var(Rp) = \sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{n} X_i X_j \operatorname{cov}(R_i, R_j) = \sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{n} X_i X_j \sigma_i \sigma_j \rho_{i,j} \quad (1.5)$$

Avec :

- R_i : Rendement de l'actif *i*,
- R_j : Rendement de l'actif *i*,

- X_i : Proportion de l'actif *i*,
- X_j ; Proportion de l'actif *j*,
- $\text{cov}(R_i, R_j)$: la covariance de l'actif *i* et de l'actif *j*,
- σ_j : L'écart type de l'actif *j*,
- σ_i : L'écart type de l'actif *i*,
- ρ_{ij} Le coefficient de corrélation entre l'actif *i* et actif *j*.

La signification de ce coefficient de corrélation peut être expliquée comme suit :

- ✓ Si ρ = 1 : les rentabilités des deux actifs sont parfaitement corrélées. Le mixage, dans ce cas, augmente davantage le risque encouru.
- ✓ Si ρ = 0 : Il n'y a aucune corrélation entre les rentabilités des deux actifs. Donc, le risque encouru est la somme des risques des deux actifs pondérés par leurs proportions.
- ✓ Si ρ = -1 : les rentabilités des deux actifs évoluent inversement l'une par rapport à l'autre.

Dans ce cas extrême qui ne se réalise pas sur les marchés financiers, il n'est pas possible de constituer un portefeuille dénué du risque. Ainsi, la diversification permet une réduction du risque dès que le coefficient de corrélation est inférieur strictement à 1 et plus encore lorsque la corrélation est négative entre les rentabilités des actifs.

3.2 . L'évaluation des actifs financiers

Nous avons analysé jusqu'à présent, les problèmes des décisions individuelles. Maintenant, nous allons examiner le marché financier dans son ensemble. Nous allons alors déduire les caractéristiques communes portant sur les actifs financiers. Ils sont les biens possédés pour le revenu qu'ils procurent. Par souci de simplification, nous allons considérer l'action comme l'actif risqué et le bon de trésor comme actif sans risque.

A l'équilibre du marché, tous les actifs offerts sur le marché sont détenus. Le portefeuille « tangent » est le portefeuille de marché. La frontière singulière à l'équilibre est appelée la « droite de marché » (Capital Market Line). Pour les portefeuilles efficients nous avons donc :

$$Ep = rf + \left[{(Em - rf)}/{\sigma m} \right] \sigma p \qquad (1.6)$$

Le MEDAF est un modèle qui représente les relations qui existent à un moment donné entre les rentabilités, la volatilité des actions et la volatilité du marché. Les développements suivants se font en des étapes. La première étape, en considérant l'ensemble de marché, est de préciser le contenu de la combinaison optimale de l'actif risqué, elle est illustrée par le « Capital Market Line » (CML). La deuxième étape considère le lien entre les fluctuations de chaque actif et celle du marché dans son ensemble, cette étape permet la décomposition du risque totale de l'actif en deux parties ; l'une disparait par diversification alors que l'autre ne diminue pas lors de la constitution du portefeuille. La troisième étape ou le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF), « le Capital Asset Pricing » montre comment l'ajustement des prix des actifs aboutit à une relation entre le risque non diversifiable et le rendement espéré. Cette relation est représentée par une droite « Security Market line » (SML) qui résume l'ensemble des prévisions relatives au marché financier.

Le MEDAF conditionnel est une version constituée pour mettre en évidence le caractère autoregressif de la variance conditionnelle ou plus précisément le caractère variable des paramètres (Bollerslev et al (1988) ou Wang et Jagannathan (1996)). Le MEDAF conditionnel est basé sur l'hypothèse de la variabilité du risque et de la rentabilité. Cela constitue, en plus, un outil pertinent pour l'analyse de l'intégration tout se basant sur les variables d'informations dites variables instrumentales. Le modèle est fondé sur la relation entre le rendement d'un actif particulier et le rendement espéré du portefeuille de marché qui ne sera valable qu'à condition de la disponibilité l'information. Le MEDAF conditionnel est formulé de la façon suivante :

$$E_{t-1}(R_{t;i}) - Rf = \beta_{t;i} \left[E_{T-1}(R_{t;m}) - Rf \right] + \alpha_{t;i} + \varepsilon_i \qquad (1.7)$$

Les différentes variables et coefficients de la régression t dépendent des variables d'informations en t-1 avec $E_{t-1}(R_{t;i})$ est l'espérance de rentabilité en t qui est une fonction des informations disponibles en t-1.

IV. Les Avantages de la Diversification :

4.1.Définition :

La diversification consiste à faire une combinaison d'actifs financiers risqués avec d'autres sans risque au sein d'un portefeuille. Le problème qui se pose est de savoir comment constituer un portefeuille, c'est-à-dire quelle est la proportion attribuée à chaque action, ou encore de quel marché. L'investisseur désire maximiser l'utilité qui lui procure la détention du portefeuille. Cette utilité est fonction de l'espérance et de la variance du taux de rendement.

$$U = f(Ep, \sigma p) \qquad avec \quad \begin{matrix} \partial U / \partial Ep & \rangle 0 \\ \partial U / \partial \sigma p & \langle 0 \end{matrix} \tag{1.8}$$

L'espérance du rendement est un avantage, pour un niveau de risque donné, on veut maximiser cet avantage. Le risque mesuré par la variance est un inconvénient, pour un niveau de rendement donné, on veut minimiser le risque. On suppose donc implicitement que l'investisseur est averse au risque. Le problème consiste donc à déterminer les proportions d'investissement *xi* avec : $\sum x_i = 1 (i = 1, ..., n)$

Afin de le réduire au maximum la volatilité d'un portefeuille. Markowitz est parmi les premiers qui a proposé la théorie de diversification des risques. Depuis, les travaux de Markowitz sont appliqués au niveau international. Solnik (1995) montre que, pour bénéficier d'une réduction de risque global d'un portefeuille, plus le nombre des actifs au sein d'un portefeuille est important, plus le risque total est faible. La volatilité des rendements d'un portefeuille est moins faible que le risque des proportions détenues séparément il est nécessaire de diversifier internationalement que dans un cadre domestique. Grubel (1968) stipule que les corrélations entre les marchés financiers nationaux sont relativement faibles, ce qui permet de réduire considérablement le risque associé à un portefeuille internationalement diversifié.

Ainsi, William N. Goetzmann, Lingfeng Li et K. Geert Rouwenhorst (2001) ont évalué la structure des corrélations des marchés de capitaux dans le monde depuis 150 années. Ils ont montré que les bénéfices de la diversification ne sont pas stables, et varient d'une année à une autre avec les variations des corrélations entre les marchés et l'ensemble d'opportunités d'investissement offertes. Généralement, les bénéfices de la diversification sont constitués d'une

composante qui concerne les corrélations entre les marchés, et une composante qui concerne les opportunités d'investissement disponibles. Ils ont prouvé que l'extension du principe de la diversification des risques à plusieurs marchés offre plus d'opportunités et davantage de choix. Par ailleurs, l'addition à un portefeuille domestique d'actifs étrangers sélectionnés dans des marchés non corrélés avec le marché local contribue à réduire le risque total de portefeuille.

Statman (1987) étudie les bénéfices et les coûts de la diversification internationale. Il montre que le nombre optimal dans un portefeuille diversifié internationalement est 300. Ainsi, à ce niveau, les bénéfices excèdent les coûts de la diversification. Par ailleurs, Statman (1987) critique les études qui prédisent que la stratégie de gestion de risque par une diversification internationale est difficile à être mise en application. Il montre que les fonds indexés offrent la possibilité d'appliquer et de maintenir la diversification internationale. En outre, le nombre des marchés dans le monde varie dans le temps et offre aux investisseurs de différentes opportunités d'investissement, donc il entre dans la composition des bénéfices de la diversification. Au début du vingtième siècle le nombre de marchés était très faible. Récemment, les opportunités offertes aux investisseurs et les corrélations entre les marchés subissent des variations importantes. Algébriquement, pour mesurer les bénéfices de la diversification internationale nous avons le ratio suivant :

$$\frac{Var\left(\sum_{i=1}^{n} x_i / n\right)}{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} Var(x_i)} = \frac{\frac{1}{n^2}\sum_{i=1}^{n} Var(x_i)}{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} Var(x_i)} + \frac{\frac{1}{n^2}\sum_{i\neq j} \operatorname{cov}(x_i, x_j)}{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} Var(x_i)} \tag{1.9}$$

Il peut être simplifié comme suit :

$$\frac{1}{n} + \left(\frac{n-1}{n}\right) \times \frac{\operatorname{cov}(x_i, x_j)}{Var(x_i)} \tag{1.10}$$

Avec n est le nombre des actifs d'un portefeuille et *xi* et *xj* représentent les rendements respectifs des actifs *i* et *j*.

Lorsque le nombre de marchés augmente, cette expression converge vers le ratio de corrélation entre les marchés. Aussi, lorsque les covariances entre les marchés tendent vers zéro, le risque de portefeuille devient faible en combinant un grand nombre de différents titres de

différents marchés nationaux. Inversement, lorsque les covariances entre les marchés sont élevées, la volatilité de portefeuille augmente en introduisant davantage des titres dans le portefeuille. L'étude des corrélations entre la France, l'Allemagne, l'Angleterre et les Etats-Unis montre que la combinaison de ces marchés contribue à une réduction de 50% de risque global. Ainsi, l'émergence de nouveaux marchés permet d'élargir l'ensemble d'opportunités d'investissement et de réduire la corrélation entre eux. En 1950, un portefeuille internationalement diversifié peut contribuer à une réduction de 90% de risque global.

Driessen et Laeven (2003) s'engagent à déterminer comment la politique de gestion basée sur la diversification internationale diffère d'un pays à un autre pour un investisseur américain. Ils comparent deux types de gains escomptés de la diversification : le premier est généré par l'investissement dans des actifs domestiques, c'est la diversification nationale, le second est obtenu lorsque les investisseurs placent leurs fonds dans les marchés de l'Europe, des Etats-Unis et l'Extrême-Orient. L'étude a été réalisée à partir des rendements mensuels des marchés de capitaux de 52 pays sur la période entre 1985 et 2002. Les résultats montrent que la stratégie de diversification dans un cadre international offre des gains supérieurs à ceux de la diversification dans un cadre domestique.

Ainsi, toutes ces études concluent à l'intérêt de la diversification et particulièrement celui des marchés émergents en raison de leur potentiel de diversification qui permet de réduire le niveau de risque d'un portefeuille.

4.2.La Diversification Sectorielle :

On évoque dans ce cadre l'intégration financière qui est un processus dynamique évaluant au cours du temps en fonction des innovations économiques, financières et sociologiques. A cet égard, l'étude de ladite intégration financière requiert en premier lieu la définition de cette notion, l'exposé des relations d'intégration entre les différents marchés et en second lieu évoquer les avantages et les limites à l'intégration financière. En 1992, Kindleberger a énoncé : « Sur un marché, il y a un seul prix, et s'il y a un seul prix, il y a à première vue, un seul marché ». Bourguinat (1999) a défini l'intégration financière comme suit : « Le processus de mise en communication de plus en plus poussé, des marchés nationaux de capitaux qui conduit à un marché financier mondial en voie d'unification croissante. ». Barari (2004) a affirmé que si deux

marchés ont des fluctuations parallèles, en d'autres termes, s'ils évoluent dans le même sens et d'une manière combinée, on peut dire que ces deux marchés sont intégrés. De même, il a stipulé que l'absence d'un différentiel entre les primes de risque sur des actifs financiers identiques négociés sur des marchés financiers différents implique l'existence de l'intégration financière. L'intégration financière s'appuie sur la loi du prix unique entre les différents marchés. En d'autres termes, le prix d'un actif financier exprimé dans une monnaie donne sur deux marchés nationaux différents, est identique. Cela renvoie à l'idée que si deux marchés sont intégrés, les actifs échangés de même classe de risque offrent la même rentabilité : on a alors le même prix du produit et la même prime de risque sur les deux marchés.

L'intégration financière dépend de deux éléments qui sont la mobilité des capitaux et la substituabilité des actifs. En effet, si les investisseurs peuvent accéder à tous les actifs financiers et cela implique que les barrières à l'investissement international ne limitent pas le choix du portefeuille des investisseurs et que par la suite, les capitaux se déplacent géographiquement sans barrières. On peut alors dire qu'il existe une mobilité des capitaux, or cette mobilité dépend de plusieurs facteurs : la volonté des agents de se déplacer, la possibilité qu'ils ont de le faire, laquelle possibilité dépend elle-même des discriminations et des obstacles à la mobilité tels que les droits de douanes, les coûts des transactions…etc. On entend par substituabilité le fait que les investisseurs puissent passer d'un actif à un autre, ou substituer les actifs financiers soit sur le marché national ou soit sur le marché international, tout en gardant le même niveau de risque, ce qui suppose que le seul élément susceptible d'intervenir dans le choix de l'investisseur est la rémunération de chacun des actifs. La substituabilité permet d'élargir le champ de choix des investisseurs.

Dans ces dernières années, nous avons assisté à une standardisation croissante des produits financiers ainsi qu'une libéralisation financière qui a permis aux agents économiques de placer directement leurs actifs sur les marchés financiers internationaux ; cette libéralisation est le fruit des mouvements de déréglementation ; elle a contribué à l'augmentation du degré de mobilité des capitaux et à la substituabilité des actifs. Par conséquent, le niveau d'intégration financière s'est amélioré.

4.3.Les Restrictions Légales de l'Investissement à l'Etranger :

Lorsque les marchés financiers sont segmentés, les investisseurs ne peuvent pas profiter des gains de la diversification internationale. Cette segmentation est attribuée aux restrictions imposées par les Etats afin de garder le contrôle sur les compagnies domestiques. On trouve, par exemple, des restrictions réglant la proportion des actifs financiers que les investisseurs ont le droit d'avoir, des restrictions empêchant les investisseurs de placer leurs fonds dans certains pays etc. Par ailleurs, les fonds investis internationalement se trouvent nécessairement sous la juridiction du pays hôte. Par conséquent, les investisseurs doivent accepter les règles de ces pays. Ces règles sont parfois injustes, arbitraires et discriminantes. Ces restrictions expliquent la réticence des investisseurs pour la diversification internationale.

Errunza et Losq (1989) examinent l'impact de contrôle des flux de capitaux sur les prix des actifs financiers et sur la composition des portefeuilles et le positionnement des investisseurs de différentes nationalités. Ils concluent que lorsqu'il existe des restrictions sur les flux de capitaux, le prix d'équilibre d'un actif est déterminé par ses primes de risques nationales et internationales. Les barrières à l'investissement étranger ont pour conséquence d'augmenter la valeur de marché des actifs affectés. L'introduction de différents types de fonds indexés dans le marché international augmente, généralement, l'intégration de marché mondial et des investisseurs.

Hietala (1989) analyse l'évaluation des actifs financiers dans un marché partiellement segmenté où les investisseurs domestiques d'un petit pays ne peuvent détenir que des actifs domestiques, ils sont donc appelés "restreints". Les investisseurs étrangers ne sont pas restreints, ils peuvent combiner de actifs domestiques et des actifs étrangers. L'auteur considère que les investisseurs résidents dans le petit pays payent moins que les investisseurs étrangers pour acquérir leurs actifs domestiques. Par ailleurs la segmentation explique le biais domestique observé dans les portefeuilles des investisseurs.

Dans un pays où il existe des barrières à l'investissement étranger, Stulz et Wasserfallen (1995) montrent que la fonction de demande pour les actifs financiers domestiques diffère des investisseurs domestiques aux investisseurs étrangers. Les investisseurs étrangers payent un prix plus élevé que celui payé par les investisseurs domestiques pour acquérir les actifs domestiques. Donc pour éviter ces coûts, les investisseurs étrangers ont tendance à investir localement. Light

(2001) considère que les pays ont des différents niveaux de besoins d'importer des capitaux, qui dépendent de leur niveau de développement, du taux d'emprunt national et d'autres facteurs. Le pays importateur de capitaux peut permettre à un nombre faible d'investisseurs étrangers d'acquérir des titres domestiques et simultanément prohiber les investisseurs domestiques d'investir à l'étranger. Lorsque le besoin d'importation de capitaux du pays diminue, l'Etat peut, par la suite, donner aux résidents l'opportunité de bénéficier de la diversification internationale. Le pays importateur des capitaux peut interdire les investisseurs étrangers d'acquérir des actifs des entreprises domestiques. En particulier, en appliquant une telle politique, les pays en voie de développement souhaitent s'assurer que les étrangers ne détiennent pas la majorité des actifs économiques du pays et qu'ils ne privent pas les citoyens des fruits de la croissance.

Edison et Warnock (2003) proposent une mesure de l'intensité de contrôles des flux capitaux de 29 pays émergent depuis 1988. Cette mesure fournit des informations sur le degré de la libéralisation et sur son évolution dans le temps. D'abords, en Asie les restrictions à l'investissement étranger étaient plus importantes que celle de l'Amérique Latine, mais se sont progressivement atténuées depuis 1990 dans la plupart des pays Asiatiques. La date, l'étendu et l'évolution de la libéralisation diffèrent d'un pays à un autre. La Corée, Taiwan, l'Indonésie et la Thaïlande ont progressivement baissé les barrières à l'investissement international depuis 1990, et après la crise financière asiatique 1997/1998 les barrières se sont presque complètement supprimées. En 1998, la baisse des restrictions en Chine a pour conséquence le classement de "red ships" et des titres chinois Hong Kong (H-shares). Empiriquement, la mesure de degré de restriction montre que la Chine est restreinte à l'investissement étranger de 60%. Contrairement aux marchés asiatiques, l'Amérique latine a libéré ses barrières de manière plus importante que les pays asiatiques. L'Argentine est le premier pays qui a ouvert son marché à l'investissement étranger, cette libéralisation a eu lieu même avant 1988 et en Europe, cette libéralisation a eu lieu depuis 1993. Donc les investisseurs n'adoptent pas une stratégie de diversification internationale à causes de la segmentation. Il en résulte qu'à fur et à mesure que les barrières à l'investissement baissent, les investisseurs ont tendance à diversifier leurs portefeuilles internationalement.

4.4.L'Asymétrie Informationnelle :

Le modèle qui intègre l'asymétrie informationnelle dans le choix de portefeuille est celui développé par Merton (1987) dans un cadre national. Brennan and Cao (1997) analysent l'influence des avantages informationnels sur le choix de portefeuille international. Ils montrent que lorsque les investisseurs domestiques ont une information utile sur leur marché domestique, ils achètent les actifs financiers étrangers quand le rendement des actifs financiers est élevé. Par conséquent, les attentes des étrangers les moins informés sont plus élastiques aux nouvelles économiques que les attentes des investisseurs domestiques qui sont plus informés. Razin, et al (1997) s'intéressent aux problèmes explicatifs du biais domestique. Ils montrent que le biais domestique (Home bias) peut être expliqué par une asymétrie informationnelle entre les investisseurs domestiques et les investisseurs étrangers sur la performance économique des firmes.

En utilisant des données de Corée sur la période Décembre 1996 jusqu'à Novembre 1998, H. Choe et al (2000) trouvent une évidence selon laquelle les investisseurs individuels domestiques ont un avantage informationnel privé de courte durée sur les actifs domestiques plus important que celui des investisseurs étrangers. Ces derniers échangent des actifs financiers ayant des rendements faibles aux plus faible prix, et fréquemment, pour les ventes que pour les achats. Ils vendent aux investisseurs domestiques avant que l'actif ait un rendement anormal positif et achètent des investisseurs domestiques avant que l'actif ait un rendement anormal largement négatif. En utilisant des données journaliers et un nombre de différentes approches, H. Choe et al (2000) cherchent si les investisseurs domestiques ont un avantage informationnel privé plus important que celui des investisseurs étrangers. Les résultats montrent que les investisseurs domestiques ont un avantage informationnel. Cet avantage privé est susceptible d'avoir un impact important sur l'allocation de portefeuille. Par conséquent, l'avantage informationnel peut expliquer la tendance des investisseurs étrangers à placer leurs fonds dans des actifs financiers étrangers.

Ahearne et al (2002) analysent la composition de portefeuille des investisseurs américains qui sont en face de plusieurs actifs étrangers. Ils cherchent le rôle des coûts informationnels dans le choix de portefeuille dans un cadre international en utilisant des données sur les

comportements des investisseurs américains. . Ils attribuent cette conclusion au fait que les firmes étrangères classées dans le change américain sont obligées de fournir des informations financières croyables et standards, et par conséquent, réduire les coûts d'informations encourus par les investisseurs américains. Les résultats sont obtenus sous l'hypothèse selon laquelle les coûts d'information sont sources du biais en faveur des actifs domestiques : les pays étrangers dont les firmes n'allègent pas les coûts informationnels par le classement dans le change américain, ses actifs financiers sont rarement acquis par les investisseurs américains.

L'étude de l'évolution des coûts de transaction et des coûts informationnels montre une relation asymétrique entre les deux sources de friction dans les marchés financiers. Il y'a deux interprétations possibles : d'abord, plus l'investisseur est informé (augmentation des coûts informationnels), plus il échange des actifs, ce qui augmente son volume, et par la suite génère une baisse des coûts de transactions moyen. La seconde interprétation est que dans une situation où les informations sont peu disponibles (coûts d'information faible), la visibilité de l'investisseur est limitée et par la suite, il ajuste son portefeuille fréquemment (coûts de transaction élevé), ce qui implique une croissance de coûts de transaction.

Brennan, et al (2005) développent un modèle d'évaluation des actifs financiers en intégrant la manière selon laquelle les investisseurs étrangers ajustent leur espérance des rendements des actifs financiers dans un pays donné en réponse non seulement aux signaux d'information publiques, mais aussi aux signaux privés dont l'exactitude diffère d'un investisseur à un autre. Les auteurs ont étendu le modèle de Brennan et Cao (1997) dans une économie où le nombre de sessions de négociation devient élevé. Les investisseurs institutionnels jouirent d'un avantage informationnel et les investisseurs institutionnels étrangers ont un désavantage informationnel dans le marché de capitaux d'un pays par rapport à un investisseur moyen de ce marché. En particulier, ils montrent que, sous certaines hypothèses, le fait que les investisseurs institutionnels domestiques ont un avantage informationnel implique que la variation dans la fraction des investisseurs institutionnels 'bullish' sur le marché domestique sera négativement reliée aux rendements de marché domestique. Alors que le fait que les investisseurs étrangers institutionnels ont un désavantage informationnel implique que la variation dans la fraction d'investisseurs

institutionnels dans un pays étranger qui sont ‘bullish’ sur un marché particulier sera positivement reliée au rendement de ce marché.

Brennan et al (2005) testent ces hypothèses en utilisant des données sur des investisseurs institutionnels dans quatre marchés de capitaux différents (Europe, les Etats-Unis, Japon, Grande Bretagne). Il y’a une forte évidence, cohérente avec le désavantage informationnel étranger, selon laquelle la fraction des investisseurs institutionnels étranger ‘bullish’ tend à augmenter le rendement de marché de capitaux domestique. Un avantage informationnel domestique pour les institutions domiciliées aux Etats-Unis et en Royaume Unie implique que, pour ces deux pays, le résultat selon lequel un désavantage informationnel d’un investisseur institutionnel étranger est cohérent avec celui de Brennan et Cao (1997) qui prédit que les flux de portefeuille de capitaux international est conduit, en partie, par des considérations informationnelles.

L’explication du biais domestique est reliée à la perception de l’investisseur à l’investissement international. S’ils sont persuadés qu’ils doivent payer plus pour avoir un actif étranger, toute chose étant égale par ailleurs, ils tendent à préférer de détenir plus d’actifs domestiques. Par ailleurs, les investisseurs supportent un coût supplémentaire non monétaire, difficile à quantifier, pour détenir un actif financier qu’il ne connaît pas. Heath et Tversky (1991) montrent qu’entre deux jeux identiques, avec la même probabilité, les agents économiques considèrent que le jeu qu’il connaît moins est plus risqué. Comme mentionné par Solnik et al (1996), tout ce qui est inconnu est considéré comme risqué. Les marchés de capitaux étrangers sont perçus risqués par les investisseurs qui ne sont pas familiarisés avec eux.

V. L’énigme de la prime de risque

Depuis son apparition, la prime de risque a impliqué un débat intense parmi les théoriciens de la finance. Mehra et Prescott (1985) ont développé, l’Equity Premium Puzzle.

L'aversion au risque est le facteur le plus important dans la détermination des primes de risque. Plus l'aversion au risque est élevée, plus la prime de risque sera importante. L'aversion au risque dépend de différentes variables, dont certaines peuvent évoluer au cours du temps, comme l'âge ou les préférences temporelles de consommation. Daniel Bernouilli a démontré que les investisseurs qui ont une aversion au risque, ne prennent plus de risques qu'en échange d'un

rendement plus élevé. L'équilibre risque/rendement est donc la clé de l'investissement. L'aversion au risque est un comportement économique selon lequel une personne ne souhaitant pas courir un risque sera prête à transférer ce risque à un tiers moyennant une rémunération, ou refusera de courir un risque qui lui semble excessif. En revanche, cette personne pourrait être prête à prendre ce risque en échange d'une rémunération plus importante : la prime de risque

Ewijk et al., (2012) ont déterminé les effets de plusieurs facteurs qui influencent la prime de risque. La variation de la prime de risque est résultat du calcul des primes d'actions ex post ou ex ante, et des rendements moyens arithmétiques ou géométriques, en utilisant les obligations comme un taux sans risque. Plusieurs auteurs ont signalé une tendance possible à la baisse de la prime de risque au fil du temps, expliquée par le développement des marchés financiers et permettant une meilleure diversification des risques. Les auteurs ont considéré que la dimension spatiale peut expliquer la variation de la prime de risque. Ils ont constaté la présence des différences significatives dans les primes sur les marchés des actions aux États-Unis, au Canada, et dans les pays émergents. Ces derniers pays, bénéficient d'une plus grande prime de risque que les États-Unis, alors que le Canada a une prime de risque plus inférieure. Pour la région pacifique (y compris le Japon) et l'Europe occidentale, la comparaison avec les États-Unis est faible et statistiquement non significative. Enfin, ces auteurs ont étudié d'autres déterminants sous-jacents de la prime de risque. La prime de risque tend à être plus élevée dans des périodes où les pays ont la plus grande volatilité économique. Il existe également un effet négatif évident du taux d'intérêt, Malgré que le rendement des capitaux propres ne varie pas par rapport aux variations du taux d'intérêt. Cela implique que les rendements des capitaux propres ne peuvent être déterminé que par la présence d'une prime de risque constante par rapport à un taux d'intérêt variable. Le taux de rendement des capitaux propres a sa propre dynamique qui n'est que partiellement la dynamique du taux d'intérêt.

Donadelli et Persha, (2014) ont évalué la moyenne de la prime de risque sur les marchés émergents et ont trouvé qu'elle est nettement plus élevée que dans les marchés développés. Ils ont également trouvé les corrélations négatives entre les secteurs boursiers industriels, Leur étude est unique, mais ils utilisé un petit échantillon des pays. Nelson, (1991) suggère que les modèles GARCH ont été appliqués dans la modélisation de la relation entre la variance conditionnelle et la prime de risque. Il a constaté une corrélation négative entre les rendements actuels et la

volatilité des rendements futures. Les modèles GARCH peuvent modéliser la dynamique du processus de la variance conditionnelle et les chocs à la variance conditionnelle qui « persistent » ou non. Néanmoins, Ewijk et al., (2012) affirment que la prime de risque peut être mesurée ex post ou ex ante. Dans les études ex post, la prime de risque est calculée par la différence entre le rendement moyen historique des actions, soit pris géométriquement ou arithmétiquement, et le risque, Principalement le taux d'intérêt à court terme (T-bills) ou les obligations d'État à long terme. Les études ex ante, prennent comme point de départ le rendement en dividendes ou le ratio cours-bénéfice en utilisant une estimation des gains en capital. La nature variable de la prime de risque est également confirmée. Harvey (1995) trouve qu'une analyse de la prévisibilité des rendements révèle que les rendements des marchés émergents sont plus susceptibles que les pays développés d'être influencés par l'information locale. Jones (2002) constate que les variables de la liquidité et du coût de transaction sont plus prédictives que les rendements de dividendes pour les rendements boursiers américains. Il n'est pas surprenant de constater Le modèle standard à un facteur est trop pauvre pour expliquer la prime de risque des marchés émergents qui est toujours élevée.

A l'époque de la mondialisation, de la globalisation des économies, l'essor de nouvelles économies émergentes (BRICS[5], BENIVM[6]…), nous assistons à la présence des blocs et des régions plus au moins intégrées (par exemple, l'union européenne, de l'ALENA[7] ...) qui essaient de tirer leurs forces de liens économiques privilégiés, à travers à la fois une coopération et une complémentarité des économies. Principalement, nous remarquons une sorte de tripolarisation du monde à partir des accords de régionalisation, plus ou moins implicites, permettrait de se défendre correctement contre les débordements de l'ouverture économique. Ainsi, suite à la libéralisation financière, la déréglementation des marchés pour encourager la concurrence (surtout dans pays producteurs des matières premières[8]), cette libéralisation peut mettre les marchés sous le risque de contagion par certaines perturbations ou les crises (Mauro et al.2002).

[5] BRICS : Brésil, Russie, Inde, Chine, Afrique de Sud

[6] BENIVM: Bangladesh, Ethiopie, Nigeria, Indonésie, Vietnam, Mexique)

[7] L'Accord de libre-échange nord-américain (ALENA) qui est entré en vigueur le 1er janvier 1994.

[8] Dans les pays producteurs de pétrole, les entreprises étaient les plus souvent privés et en concurrence, mais ils vendent le pétrole et le gaz à un acheteur unique, qui dispose le monopole du transport et la distribution dans une zone géographique identifiée. Dans certains pays, le gouvernement qui choisit pour ce monopole le statut d'entreprise

La crise financière qui a frappé l'économie mondiale au cours de l'été 2007 est sans précédent dans l'histoire économique. Du point de vue de sa taille et son étendue, elle était exceptionnelle, la crise présente encore de nombreuses caractéristiques en commun avec les crises similaires dans le passé. La crise a été précédée par une longue période de croissance du crédit, les primes risque faible, la disponibilité abondante de liquidités, la flambée des prix des actifs financiers et le développement de bulles dans le secteur immobilier.

Les secteurs des entreprises industrielles énergétiques sont directement affectées par le secteur des prêts hypothécaires tels que le cas d'Enron, car ils ne pouvaient pas obtenir des financements sur les marchés du crédit. Lahmiri (2017) confirme que la crise financière internationale a affecté la prévisibilité des volatilités du Brent et WTI, car les prix sont devenus chaotiques après la crise. En effet, en raison de la présence du chaos en période de crise, le comportement de volatilité devient irrégulier et aléatoire qui rendent difficile à les prévoir. De plus, comme la volatilité est la mesure du risque, les attentes et les flux des informations arrivées était limités, imprécis et aussi contradictoire ce qui a affecté négativement les conditions d'efficience informationnelle du marché. Ces conditions défavorables donnent lieu à des mouvements irréguliers des prix accompagnés de fortes fluctuations. Par conséquent, les négociants et les gestionnaires de risques des marchés du pétrole brut doivent tenir en compte du fait que les volatilités du Brent et WTI deviennent chaotiques en période de crise.

Selon Borenstein et al. (1997) qui ont mené une étude à long terme sur les marchés énergétiques, ils ont conclu que les prix du pétrole et de l'énergie se caractérisent par une relation asymétrique, par exemple que les prix des produits pétroliers réagissent à la fois plus rapidement et plus fortement que le prix du pétrole brut dans le cas d'une augmentation aussi bien qu'une diminution. Mais en réalité, des études empiriques ont des résultats contradictoires sur l'existence d'une asymétrie de prix marchés de l'énergie. En travaillant sur les données quotidiennes, Bachmeier et Griffin (2003) ne trouvent aucune preuve d'asymétrie dans la réponse des produits pétroliers au prix du pétrole brut sur la période 1985-1998, tandis que Balke Et coll. (1998) confirme l'évidence de l'asymétrie sur la même période de temps. Les sources de la différence de

publique. Dans d'autres, le gouvernement préfère l'intervention directe des gouvernements. La conséquence première pour le consommateur doit être une baisse du prix du pétrole ou du gaz sans perte de continuité de service. Cette approche considère que le monopole est une bonne solution pendant la phase de développement d'une industrie énergétique, face aux investissements élevés, aux risques techniques et financiers et au faible retour sur les investissements.

résultats pourraient s'expliquer par différentes fréquences de données et des approches économétriques très hétérogènes.

En appliquant un modèle de cointegration à seuil, Chen et al. (2005) confirment un ajustement asymétrique des prix des produits pétroliers. Honarvar (2009) explique ces résultats empiriques mixtes en montrant que les modèles ECM et VAR fournissent des résultats mitigés. L'auteur a ainsi utilisé des méthodes économétriques techniques capables de détecter plus précisément la cointegration cachée[9] entre les séries temporelles. Néanmoins, Venditti (2010) signale également, en utilisant des outils économétriques non linéaires, de l'absence de la transmission asymétrique systématique des prix du pétrole aux consommateurs de l'énergie aux États-Unis sur une période plus récente 1999-2009. Enfin, la grande part des études empiriques défendent l'existence de l'asymétrie (Frey et Manera, 2007).

Brigida (2014) confirme la cointegration entre les prix du pétrole et du gaz naturel. Ceci indique que les prix du pétrole et du gaz naturel partagent une relation parallèlement croissante et permanente au début des années 2000, mais avec un changement temporaire des régimes. Aloui et al. (2014) confirment la dépendance des structures des marchés du pétrole et du gaz naturel et ses répercussions sur la gestion des risques du portefeuille en utilisant une méthodologie des copule-GARCH. Ils constatent une dépendance asymétrique entre les deux marchés sur les marchés du pétrole et du gaz naturel ensemble pendant les périodes de croissance, mais pas pendant les périodes de récession.

VI. Conclusion

La théorie financière nous apprend que lorsqu'il investit dans un actif, l'investisseur est incertain de sa rentabilité et, s'il est averse au risque, il exige une prime de risque. Il faut comprendre comment se forme la prime de risque, c'est-à-dire l'écart entre la rentabilité de l'actif du marché et celle de l'actif sans risque.

[9] Le concept de cointegration cachée est introduit récemment dans la littérature économique de Granger et Yoon (2002). Deux séries chronologiques X et Y ont une Cointegration cachée si leurs composantes positive et négative respectives sont co-intégrées.

C’est pour cela que pour allouer leurs portefeuilles des actifs énergétiques, décider du seuil de rentabilité des nouveaux investissements des entreprises dans le secteur énergétique, les praticiens doivent estimer et prévoir la valeur ou la performance des fonds. La dernière évolution des marchés énergétiques a montré un intérêt croissant suite aux réformes économiques dont en particulier la libéralisation financière et l’accroissement de l’importance de ces marchés en matière de stratégie d’investissement international. Ces marchés sont au cœur des développements. Leurs fortes croissances, leurs capacités à attirer les flux des capitaux privés de l'étranger, et leurs rendements élevés ont fait d'eux l'un des principaux vecteurs de développement. Ainsi, lorsque ces marchés fonctionnent et que la microstructure se développe, ces marchés ont tendance à devenir de plus en plus efficients dans le temps.

D’où, l’intérêt du deuxième chapitre, où nous allons étudier l’hypothèse de l’efficience informationnelle sur les marchés énergétiques. Les préférences des investisseurs ne sont plus stables dans le temps, ils sont évolutifs et s'adaptent à l'environnement. Les marchés ne sont plus efficients à tout instant, mais tendent progressivement vers l'efficience. Par conséquent, il est nécessaire de trouver des moyens pour déceler les changements de leurs degrés d'efficience et les caractéristiques des acteurs des marchés qui sont également évolutives au cours du temps.

Références Bibliographiques

Adams, Z., Füss, R., Kaiser, D. G., & Fabozzi, F. J. (2008). Macroeconomic determinants of commodity futures returns. *The Handbook of Commodity Investing*, 87-112.

Agrawal, V. P., Verma, A., & Agarwal, S. (1992). Computer-aided evaluation and selection of optimum grippers. *The International Journal Of Production Research, 30(11), 2713-2732.*

Ahearne, A. G., Griever, W. L., & Warnock, F. E. (2004). Information costs and home bias: an analysis of US holdings of foreign equities. *Journal of international economics, 62(2), 313-336.*

Al-Mudhaf, A., & Goodwin, T. H. (1993). Oil shocks and oil stocks: evidence from the 1970s. *Applied Economics*, *25*(2), 181-190.

Aloui et al. (2014) : Aloui, C., & Hkiri, B. (2014). Co-movements of GCC emerging stock markets: New evidence from wavelet coherence analysis. *Economic Modelling, 36, 421-431.*

Anson, M. J. (1998). Spot returns, roll yield, and diversification with commodity futures. *The Journal of Alternative Investments*, *1*(3), 16-32.

Anson, M., Chambers, D., Black, K., & Kazemi, H. (2009). An Introduction to Core Topics in Alternative Investments CAIA Association, 2nd.

Armstead, K. J., Venkatraman, R., Till, H., & Eagleeye, J. (2007). Commodity Returns-Implications for Active Management. *Intelligent Commodity Investing: New Strategies and Practical Insights for Informed Decision Makings. London: Risk Books*, 293-312.

Bachmeier, L. J., & Griffin, J. M. (2003). New evidence on asymmetric gasoline price responses. *Review of Economics and Statistics, 85(3), 772-776.*

Bachmeier, L. J., & Griffin, J. M. (2003). New evidence on asymmetric gasoline price responses. *Review of Economics and Statistics, 85(3), 772-776.*

Ball, R., & Brown, P. (1968). An empirical evaluation of accounting income numbers. *Journal of accounting research, 159-178.*

Barari, M. (2004). Equity market integration in Latin America: A time-varying integration score analysis. *International Review of Financial Analysis, 13(5), 649-668.*

Basher, S. A., & Sadorsky, P. (2006). Oil price risk and emerging stock markets. *Global finance journal*, *17*(2), 224-251.

Bernard, V. L., & Thomas, J. K. (1990). Evidence that stock prices do not fully reflect the implications of current earnings for future earnings. *Journal of Accounting and Economics, 13(4), 305-340.*

Bjørnland, H. C. (2009). Oil price shocks and stock market booms in an oil exporting country. *Scottish Journal of Political Economy, 56*(2), 232-254.

Bollerslev, T. (1986). Generalized autoregressive conditional heteroskedasticity. *Journal of econometrics, 31(3), 307-327.*

Borenstein et al. (1997) : Borenstein, S., Bushnell, J., & Stoft, S. (1997). The competitive effects of transmission capacity in a deregulated electricity industry (No. w6293). *National Bureau of Economic Research.*

BOURGUINAT, H. "La régulation de la finance globale." *Projet 257 (1999): 79-90.*

Boyer, M. M., & Filion, D. (2007). Common and fundamental factors in stock returns of Canadian oil and gas companies. *Energy Economics, 29*(3), 428-453.

BRENNAN, Michael J. et CAO, H. Henry. International portfolio investment flows. *The Journal of Finance, 1997, vol. 52, no 5, p. 1851-1880.*

Brennan, Michael J., et al. "The dynamics of international equity market expectations." *Journal of Financial Economics 77.2 (2005): 257-288.*

Brooks, C., Henry, O. T., & Persand, G. (2002). The effect of asymmetries on optimal hedge ratios. *The Journal of Business, 75(2), 333-352.*

Cho, Y. H., & Engle, R. F. (1999). Time-varying betas and asymmetric effect of news: Empirical analysis of blue chip stocks (No. w7330*). National bureau of economic research.*

Choe, Hyuk, Bong-Chan Kho, and Rene M. Stulz. "Do foreign investors destabilize stock markets? The Korean experience in 1997." *Journal of Financial Economics 54.2 (1999): 227-264.*

CHOPRA, I. (1992). Effiux-based antibiotic resistance mechanisms: the evidence for increasing prevalence. *Journal of Antimicrobial Chemotherapy, 30(6), 737-738.*

Chua, A. (2004). World on fire: How exporting free market democracy breeds ethnic hatred and global instability. Anchor.

Ciner, C. (2001). Energy shocks and financial markets: nonlinear linkages. *Studies in nonlinear dynamics and econometrics*, *5*(3), 203-212.

Cong, R. G., Wei, Y. M., Jiao, J. L., & Fan, Y. (2008). Relationships between oil price shocks and stock market: An empirical analysis from China. *Energy Policy*, *36*(9), 3544-3553.

Coudert, V., Mignon, V., & Penot, A. (2007). Oil price and the dollar. *Energy Studies Review*, *15*(2).

Cusatis, P. J., Miles, J. A., & Woolridge, J. R. (1993). Restructuring through spinoffs: The stock market evidence. *Journal of Financial Economics, 33(3), 293-311.*

De Bondt, W. F., & Thaler, R. H. (1989). Anomalies: A mean-reverting walk down Wall Street. *The Journal of Economic Perspectives, 189-202.*

Dharan, B. G., & Ikenberry, D. L. (1995). The Long-Run Negative Drift of Post-Listing Stock Returns. *The Journal of Finance, 50(5), 1547-1574.*

Edison, Hali J., and Francis E. Warnock. "A simple measure of the intensity of capital controls." *Journal of Empirical Finance 10.1 (2003): 81-103.*

Edwards, F. R., & Park, J. M. (1996). Do managed futures make good investments?. *Journal of Futures Markets*, *16*(5), 475-517.

El-Sharif, I., Brown, D., Burton, B., Nixon, B., & Russell, A. (2005). Evidence on the nature and extent of the relationship between oil prices and equity values in the UK. *Energy Economics*, *27*(6), 819-830.

Errunza, Vihang, and Etienne Losq. "Capital flow controls, international asset pricing, and investors' welfare: A multi-country framework." The Journal of Finance 44.4 (1989): 1025-1037.

Faff, R. W., & Brailsford, T. J. (1999). Oil price risk and the Australian stock market. *Journal of Energy Finance & Development*, *4*(1), 69-87.

Foster, G., Olsen, C., & Shevlin, T. (1984). Earnings releases, anomalies, and the behavior of security returns. *Accounting Review, 574-603.*

Frazzini (2006) : Frazzini, A. (2006). The disposition effect and underreaction to news. The Journal of Finance, 61(4), 2017-2046.

Froot, K. A. (1995). Hedging portfolios with real assets. *The Journal of Portfolio Management*, *21*(4), 60-77.

Gjerde, Ø., & Saettem, F. (1999). Causal relations among stock returns and macroeconomic variables in a small, open economy. *Journal of International Financial Markets, Institutions and Money*, *9*(1), 61-74.

Greer, R. J. (1997). What is an asset class, anyway?. *The Journal of Portfolio Management*, *23*(2), 86-91.

Guo, H., & Kliesen, K. L. (2005). Oil price volatility and US macroeconomic activity. *Review-Federal Reserve Bank of Saint Louis*, *87*(6), 669.

Hamilton, J. D. (1983). Oil and the macroeconomy since World War II. *Journal of political economy*, *91*(2), 228-248.

Hamilton, J. D. (2003). What is an oil shock?. *Journal of econometrics*, *113*(2), 363-398.

Hamilton, J. D., & Herrera, A. M. (2004). Oil shocks and aggregate macroeconomic behavior: The role of monetary policy: A comment. *Journal of Money, Credit, and Banking*, *36*(2), 265-286.

Hammoudeh, S., & Aleisa, E. (2004). Dynamic relationships among GCC stock markets and NYMEX oil futures. *Contemporary Economic Policy*, *22*(2), 250-269.

Hamon, J., & Jacquillat, B. (1992). Le marché français des actions: études empiriques, 1977-1991. *Presses universitaires de France*.

Heath, C., & Tversky, A. (1991). Preference and belief: Ambiguity and competence in choice under uncertainty. *Journal of risk and uncertainty, 4(1), 5-28.*

Henriques, I., & Sadorsky, P. (2008). Oil prices and the stock prices of alternative energy companies. *Energy Economics*, *30*(3), 998-1010.

Hietala, Pekka T. "Asset pricing in partially segmented markets: Evidence from the Finnish market*." The Journal of Finance 44.3 (1989): 697-718.*

Honarvar, A. (2009). Asymmetry in retail gasoline and crude oil price movements in the United States: an application of hidden cointegration technique. *Energy Economics, 31(3), 395-402.*

Huang, B. N., Hwang, M. J., & Peng, H. P. (2005). The asymmetry of the impact of oil price shocks on economic activities: an application of the multivariate threshold model. *Energy Economics*, *27*(3), 455-476.

Huang, R. D., Masulis, R. W., & Stoll, H. R. (1996). Energy shocks and financial markets.

Ikenberry, D., & Lakonishok, J. (1993). Corporate governance through the proxy contest: evidence and implications. *Journal of Business, 405-435.*

Jegadeesh, N., & Titman, S. (1993). Returns to buying winners and selling losers: Implications for stock market efficiency. *The Journal of finance, 48(1), 65-91*.

Jones, C. M., & Kaul, G. (1996). Oil and the stock markets. *The Journal of Finance*, *51*(2), 463-491.

Joy, O. M., Litzenberger, R. H., & McEnally, R. W. (1977). The adjustment of stock prices to announcements of unanticipated changes in quarterly earnings. *Journal of Accounting Research, 207-225.*

Kaiser, D. G., Rehkugler, H., & Butina, I. (2006). Long-term co-movements between hedge funds and financial asset markets.

Kilian, L. (2008). The economic effects of energy price shocks. *Journal of Economic Literature*, *46*(4), 871-909.

Kilian, L., & Park, C. (2009). The impact of oil price shocks on the US stock market. *International Economic Review*, *50*(4), 1267-1287.

Kindleberger, C. P. (1992). Mariners and Markets. Harvester Wheatsheaf.

Kommer, G. (2007). *Souverän investieren mit Indexfonds, Indexzertifikaten und ETFs: wie Privatanleger das Spiel gegen die Finanzbranche gewinnen*. Campus Verlag.

Lahmiri, S. (2017). Glioma detection based on multi-fractal features of segmented brain MRI by particle swarm optimization techniques. *Biomedical Signal Processing and Control, 31, 148-155.*

Light, Donald W. "Comparative institutional response to economic policy managed competition and governmentality." *Social Science & Medicine 52.8 (2001): 1151-1166.*

Loughran, T., Ritter, J. R., & Rydqvist, K. (1994). Initial public offerings: International insights. *Pacific-Basin Finance Journal*, *2(2)*, *165-199*.

Magers M., (2007) Enhanced Commodity Investing." In H. Till, J. Eagleeye (eds), Intelligent *Commodity Investing: New Strategies and Practical Insights for Informed Decision Makings, Risk Books, London, England, pp. 277–291.*

Maghyereh, A. (2006). Oil price shocks and emerging stock markets: A generalized VAR approach. In *Global Stock Markets and Portfolio Management* (pp. 55-68). Palgrave Macmillan UK.

McCarthy, D., Schneeweis, T., & Spurgin, R. B. (1996). Investment through CTAs: an alternative managed futures investment. *The Journal of Derivatives*, *3*(4), 36-47.

Mehra, R., & Prescott, E. C. (1985). The equity premium: A puzzle. *Journal of monetary Economics*, *15*(2), 145-161.

Merton, Robert C. "A simple model of capital market equilibrium with incomplete information." *The journal of finance 42.3 (1987): 483-51.*

Mignon, V., & Abraham-Frois, G. (1998). Marchés financiers et modélisation des rentabilités boursières. *Economica.*

Modigliani, F., & Miller, M. H. (1963). Corporate income taxes and the cost of capital: a correction. *The American economic review*, *53*(3), 433-443.

Nandha, M., & Faff, R. (2008). Does oil move equity prices? A global view. *Energy Economics*, *30*(3), 986-997.

Narayan, P. K., & Narayan, S. (2010). Modelling the impact of oil prices on Vietnam's stock prices. *Applied Energy*, *87*(1), 356-361.

Nelson, R. R. (1991). Why do firms differ, and how does it matter?. *Strategic management journal*, *12*(S2), 61-74.

O'Neill, T. J., Penm, J., & Terrell, R. D. (2008). The role of higher oil prices: A case of major developed countries. In *Research in Finance* (pp. 287-299). Emerald Group Publishing Limited.

Oberndorfer, U. (2009). Energy prices, volatility, and the stock market: Evidence from the Eurozone. *Energy Policy*, *37*(12), 5787-5795.

Oladosu, G. (2009). Identifying the oil price–macroeconomy relationship: An empirical mode decomposition analysis of US data. *Energy Policy*, *37*(12), 5417-5426.

Papapetrou, E. (2001). Oil price shocks, stock market, economic activity and employment in Greece. *Energy economics*, *23*(5), 511-532.

Park, J., & Ratti, R. A. (2008). Oil price shocks and stock markets in the US and 13 European countries. *Energy economics*, *30*(5), 2587-2608.

Razin, A., Sadka, E., & Yuen, C. W. (1997). Channeling domestic savings into productive investment under asymmetric information: the essential role of foreign direct investment (No. w6338). *National Bureau of Economic Research*.

Reitz, S., & Westerhoff, F. (2007). Commodity price cycles and heterogeneous speculators: a STAR-GARCH model. *Empirical Economics, 33(2), 231-244*.

Rendleman, R. J., Jones, C. P., & Latane, H. A. (1982). Empirical anomalies based on unexpected earnings and the importance of risk adjustments. *Journal of Financial Economics, 10(3), 269-287.*

Sadorsky, P. (2001). Risk factors in stock returns of Canadian oil and gas companies. *Energy economics*, *23*(1), 17-28.

Sahut, J. M. (1998). Les déterminants de la fourchette des cours sur le MONEP. *Banque et Marchés*, *47*, 25-33.

Sahut, J. M., & Gharbi, H. O. (2010). Activisme des investisseurs institutionnels : cadre général et facteurs d'influence. La Revue des sciences de gestion, (3), 25-33.

Scherer, B., He, L., Fabozzi, F. J., Füss, R., & Kaiser, D. G. (2008). The Diversification Benefits of Commodity Futures Indexes: A Mean-Variance Spanning Test. *The Handbook of Commodity Investing*, 241-265.

Schneeweis, T., & Martin, G. A. (2001). The Benefits of Hedge Funds: Asset Allocation for the Institutional Investor. *The Journal of Alternative Investments*, *4*(3), 7-26.

Schneeweis, T., & Spurgin, R. B. (1997). Comparisons of commodity and managed futures benchmark indexes. *The Journal of Derivatives*, *4*(4), 33-50.

Schneeweis, T., Spurgin, R., & Potter, M. (1996). Managed futures and hedge fund investment for downside equity risk management (Digest summary). *Derivatives Quarterly*, *3*(1), 62-72.

Solnik, Bruno, Cyril Boucrelle, and Yann Le Fur. "International market correlation and volatility." *Financial analysts journal 52.5 (1996): 17-34*.

Sørensen, C. (2002). Modeling seasonality in agricultural commodity futures. *Journal of Futures Markets*, *22*(5), 393-426.

Soytas, U., & Oran, A. (2011). Volatility spillover from world oil spot markets to aggregate and electricity stock index returns in Turkey. *Applied energy*, *88*(1), 354-360.

Strongin, S., & Petch, M. (1995). The Mid-Cycle Pause: A Buy Signal for Commodities. *Goldman Sachs Commodity Research*, *7*.

Stulz, René M., and Walter Wasserfallen. "Foreign equity investment restrictions, capital flight, and shareholder wealth maximization: Theory and evidence." *The Review of Financial Studies 8.4 (1995): 1019-1057.*

Till, H. (2007). A Long-Term Perspective on Commodity Futures Returns: Term Structure as the Primary Driver of Returns," a chapter in Intelligent Commodity Investing (Edited by H. Till and J. Eagleeye).

Watts, R. L., & Zimmerman, J. L. (1978). Towards a positive theory of the determination of accounting standards. *Accounting review*, 112-134.

Zarour, B. A. (2006). Wild oil prices, but brave stock markets! The case of GCC stock markets. *Operational Research*, 6(2), 145-162.

CHAPITRE 2

Évaluation de l'Efficience et des Possibilités d'Investissement sur les Marchés des Matières Premières : une Analyse des Séries Temporelles et des Simulations de Portefeuille

Résumé

Cet article étudie l'hypothèse de l'efficience informationnelle à court et à long termes pour quatre marchés de matières premières différents (pétrole, gaz naturel, électricité et charbon) de Janvier 1997 à Janvier 2016. Contrairement aux études précédentes, nous fournissons une analyse comparative plus concise par type de produits pour un grand échantillon, y compris 5 régions développées et 3 émergentes et couvrant 46 pays. Nous appliquons différents tests économétriques paramétriques et non paramétriques. Notre étude fournit deux résultats intéressants. Tout d'abord, nous montrons que les marchés des matières de base sont inefficients sur le plan informationnel dans le court terme. Les résultats des simulations de portefeuille mettent en évidence les « bonnes » possibilités d'investissement offertes sur ces marchés, mais ces possibilités varient selon le type de produits et selon la région. Ainsi, nous montrons que la plupart des marchés des matières premières deviennent efficients dans le long terme, réduisant ainsi l'intérêt des investisseurs avec le temps. En plus, les marchés des produits de base peuvent être utilisés pour se couvrir du risque, particulièrement pour les spéculateurs et les chartistes à court terme, alors que ces investissements ne peuvent pas être attractifs sur ces marchés à long terme.

Mots-clés : Efficience informationnelle, marchés des matières premières, couverture, simulations de portefeuille, séries temporelles.

Abstract

This paper investigates the informational efficiency hypothesis in the short and long term for four major commodity markets (oil, gas, electricity, and coal) from January 1997 to January 2016. Unlike previous studies, we provide a more concise comparative analysis by focusing on different classes of commodities for a large sample, including 5 developed and 3 emerging regions and covering 46 countries. We apply different parametric and non-parametric econometric tests. Our study provides two interesting findings. First, we show that commodity markets are informationally inefficient in the short term. Our portfolio simulations highlight that commodities might provide “good” investment opportunities, but those opportunities vary according to commodity class and regions. Second, we show that most commodity markets become informationally efficient in the long term, thereby reducing investors' interest for the duration. Thus, commodity markets might be used to hedge investor’s portfolios, particularly for speculators and chartists in the short term, while these investments might not be appealing in these markets in the long term.

Keywords: Informational efficiency, commodity markets, hedging, portfolio simulations, time series.

JEL CODES : C10, G14

I- Introduction

L'efficience du marché se réfère à l'évolution étroite du prix observé d'un actif autour de sa valeur réelle ou fondamentale (Samuelson, 1965). Cela constitue une pierre angulaire de la théorie financière moderne et est considérée comme une hypothèse de référence commune pour les modèles d'évaluation des actifs puisque la plupart des modèles d'actifs financiers reposent sur cette hypothèse. La notion d'efficience a été mentionnée pour la première fois par Bachelier (1900), Kendall (1953), Osborn (1959) et Working (1934). Cependant, Fama (1965, 1970) a développé la théorie et il a donné la première explication économique[10]. Dans sa première formulation, Fama (1965, 1970) définit le marché efficient sur le plan informationnel par celui qui stipule l'intégration instantanée des prix de l'information complète et pertinente qui est disponible sur le marché. Il identifie également trois principales formes d'efficience selon le type d'information : *(i)* faible (l'information comprend les prix et les rendements passés), *(ii)* semi-forte (seule l'information publique est considérée) et *(iii)* forte (les informations publiques et privées devraient être intégrées dans le prix).

De nombreux tests statistiques et économétriques sont développés pour vérifier ces trois formes d'efficience en utilisant principalement des données financières. La définition de Fama a été considérée comme la source importante du paradoxe du Grossman et Stiglitz (1980). Les auteurs suggèrent que si le marché est efficient, il n'y a aucune raison de continuer à chercher des informations sur les actifs financiers. Ce paradoxe aboutit à plusieurs critiques des propos de Fama. De plus, deux analyses sur l'efficience et la rationalité peuvent être prises en compte. Eugene Fama et Lars Hansen, exigent la rationalité économique classique des agents lorsqu'ils expliquent la prévision des prix. Robert Shiller, considère que la rationalité des investisseurs

[10] Nous pouvons aussi distinguer les différents types d'efficience (opérationnelle, allocative et informationnelle), l'efficience informationnelle est la plus connue et bien étudiée dans la littérature financière. L'efficience informationnelle est l'objet de notre étude actuelle car elle n'est pas suffisamment développée pour les matières premières. Pour plus de détails sur les autres types d'efficience, voir Jawadi et Prat (2012).

Il est à noter que l'efficience au sens faible a tiré une attention considérable de la part des économistes et a été largement expérimentée empiriquement dans la pratique. Voir Jawadi et Sahut (2009) dans une récente étude sur l'hypothèse du marché des capitaux efficients.

n'obéit pas aux règles de la rationalité comme indiqué dans les modèles économiques classiques. Shiller a souvent critiqué l'hypothèse de l'efficience.

Le défi de l'efficience informationnelle n'est pas nouveau. La littérature empirique a identifié au moins deux groupes de recherche. Dans les années 1970, la plupart des recherches empiriques ont conclu que l'efficience stipule l'absence de prévision des prix après le réajustement des prix qui suivent le modèle de marche aléatoire. Cependant, depuis les années 1980, Shiller (1981) a analysé l'énigme de la volatilité. Plusieurs études empiriques ont montré que l'inefficience du marché et la prévision des prix à moyen et à long terme sont devenues les nouvelles règles. Le développement rapide des modèles économétriques était très utile pour des vérifications empiriques. Le débat sur l'efficience a conduit à l'émergence de deux axes de recherche : Le premier est poursuivi par Eugene Fama et Lars Hansen qui ont développé de nouveaux modèles sophistiqués de l'efficience et de la formation des prix sous l'hypothèse des anticipations rationnelles. La deuxième voie de recherche est principalement développée par Robert Shiller, qui rejette le modèle classique et met en place une approche alternative de la finance comportementale pour mieux expliquer la réaction du marché à long terme et la formation prévue des prix.

La crise financière mondiale (2007-2008) récente est une source de pertes importantes pour plusieurs marchés financiers. Ce qui a renouvelé la discussion sur l'état d'efficience du marché, les stratégies d'investissement et la diversification. L'analyse de l'efficience, qui a souvent concerné les marchés financiers, a atteint, cette fois ci, de nouvelles classes d'actifs financiers, y compris les matières premières. Cette réorientation vers les marchés des matières premières peut être justifiée pour plusieurs raisons. Tout d'abord, l'augmentation du phénomène de la financiarisation des matières premières au cours de la dernière décennie entraîne des changements importants dans les prix des matières premières (accompagné par une forte volatilité), qui a influencé la formation des prix des matières premières[11]. Ensuite, après la crise

[11] Au cours de la dernière décennie, les marchés de l'énergie ont connu une forte volatilité par rapport à d'autres marchés. Plus précisément, ils ont eu des mouvements brusques des prix. Par exemple, le prix du pétrole brut West Texas Intermediate (WTI) a enregistré des tendances différentes depuis les années 2000. Il a affiché une tendance à la hausse depuis le début de 2002, passant de 22,81 $ US en moyenne en 2002 et atteignant 58 $ US en janvier 2007. Après cela, un saut remarquable a été observé en juin 2008 lorsque le prix du pétrole brut WTI a atteint 140 $ US. Le prix du pétrole a diminué en 2009 et a été estimé à 53 USD en moyenne. Une tendance à la hausse a été observée en 2011 lorsque le prix a atteint une moyenne de 87 $ US. Récemment, le prix du pétrole brut WTI a chuté de façon spectaculaire à US $ 33 en janvier 2016. Pour le marché du gaz, une volatilité similaire a également été observée au

des crédits et les pertes sur les marchés financiers, les investisseurs ont opté pour des produits de base pour des raison de diversification dans leurs portefeuilles et de cou, ce qui justifie la recherche d'inefficience et d'opportunités de marché.

En plus, les marchés des matières premières sont fortement et spécifiquement liés à des phénomènes extérieurs tels que les chocs de demande, la récente chute de la croissance économique chinoise, l'instabilité géopolitique, etc., qui influence directement ou indirectement les prix. Enfin, deux principales caractéristiques des marchés de l'énergie et des matières premières sont les coûts de transport et le stockage, conduisant à avoir une offre rigide. Cette inélasticité de la demande et cette rigidité de l'offre pourraient affecter les prix et, par conséquent, le niveau d'efficience sur ces marchés. Toutes ces caractéristiques amènent les chercheurs et les investisseurs à s'interroger sur la formation des prix sur les marchés des matières premières et le niveau d'efficience sur ces marchés.

Plusieurs études sur l'efficience du marché ont été réalisées (théoriques et empiriques), mais l'étude de l'hypothèse de l'efficience pour les marchés des matières premières n'est pas encore développée. La plupart des études antérieures ont porté uniquement sur un ou deux marchés de produits (pétrole, or, etc.) et en utilisant des tests de racine unitaire et l'approche de cointegration des séries temporelles pour vérifier l'hypothèse de la marche aléatoire et fournir des résultats hétérogènes. Kellard et al. (1999) ont testé l'hypothèse d'efficience pour le pétrole, le gaz et les marchés à terme, et ont confirmé une relation à long terme entre les prix au comptant et les contrats à terme tout en rejetant la relation à court terme. Wang et Ke (2005) ont étudié l'efficience du marché à terme des produits agricoles en Chine. Grâce à une approche de cointegration appliquée sur trois marchés au comptant et à six marchés à terme, les auteurs ont confirmé la relation à long terme entre spot et futures et n'ont pas rejeté la forme faible de l’efficience à court terme Beck (2006) a mis l'accent sur l'efficience de cinq marchés des commodités et a conclu qu'ils alternent l’efficience et l’inefficience. Maslyuk et Smyth (2008)

cours de la dernière décennie. En 2006, le prix du gaz (prix du gaz ordinaire) était d'environ 3,59 $ US et a augmenté pour atteindre à 5,28 $ US en 2008. Puis, une tendance à la baisse a été observée en 2009, le prix est baissé à 2,78 $ US. Le prix du gaz est alors passé de 3,81 $ US en 2010 à 5,15 $ US en 2014. Par la suite, le prix a baissé à 3,25 $ US en 2015 et a de nouveau augmenté depuis la fin de 2015 et a atteint 4,10 $ US en janvier 2016. Le prix de l'électricité a montré une volatilité relativement faible par rapport aux prix du pétrole et du gaz. L'électricité affiche d'abord une tendance à la baisse de mai 2006 à mai 2008, le prix passant de 3,6 cents / kWh à 2,7 cents / kWh. Ensuite, le prix a enregistré une tendance à la hausse en 2016 et a atteint 8.1 cents / kWh en Novembre 2016.

ont testé l'hypothèse d'efficience pour le marché pétrolier en utilisant un test de racine unitaire de multiplicateur de Lagrange (LM) et ont également confirmé l'efficience. Lee et Lee (2009) ont étudié l'hypothèse d'efficience pour le charbon, le pétrole, le gaz et l'électricité. Les auteurs ont rejeté l'hypothèse d'efficience en suggérant la présence d'opportunités rentables d'arbitrage entre les prix de l'énergie. Narayan et al. (2010) ont examiné la relation à long terme entre les prix au comptant et les prix à terme pour les marchés de l'or et du pétrole sur la base des tests de cointegration. Ils ont conclu que les investisseurs utilisent le marché de l'or pour couvrir leurs portefeuilles contre l'inflation. En outre, les auteurs ont montré que le marché pétrolier est un prédicteur du marché de l'or, ce qui soutient également l'hypothèse de l'inefficience. Compte tenu du marché du gaz naturel des États-Unis, Gebre-Mariam (2011) n'a pas trouvé d'opportunités d'arbitrage pour les prix quotidiens et a réclamé l'efficience du marché. Récemment, Lean et Smyth (2015) ont analysé les prix des matières premières et des prix de l'énergie. Ils ont utilisé un test de racine unitaire d'un processus autorégressif conditionnel généralisé (GARCH) avec des multiples ruptures structurelles. Les auteurs ont trouvé des preuves contre l'efficience au sens faible.

En fait, cette analyse est différente des études antérieures qui se concentrent souvent sur un ou deux produits et fournissent une analyse restrictive en ignorant les spécificités des différents produits pour des échantillons et des régions limités. Ce travail vise à étudier l'hypothèse de l'efficience informationnelle sur les marchés des matières premières et à combler les lacunes de la littérature. Premièrement, nous testons l'hypothèse de l'efficience pour quatre grandes catégories principales de matières énergétiques (pétrole, gaz, électricité et charbon), couvrant les marchés de matières premières les plus importants au monde. Cela nous permet également de comparer le degré d'efficience entre ces marchés. Deuxièmement, contrairement aux études antérieures, et afin de fournir une conclusion plus générale et robuste aux horizons temporels, nous proposons de vérifier l'hypothèse d'efficience à court et à long terme à l'aide des tests paramétriques et non paramétriques. Troisièmement, nous contribuons aux recherches existantes en proposant une analyse sectorielle de l'efficience pour cinq régions développées et trois régions émergentes couvrant différents marchés des commodités de plus de cinquante pays. Cette contribution est particulièrement intéressante car l'utilisation des données agrégées nous permet d'utiliser des informations plus importantes et plus riches sur ces marchés. En plus, l'utilisation des données régionales permet d'envisager différentes spécificités des produits, en augmentant la précision et la

robustesse de notre analyse. Quatrièmement, notre période d'étude (Janvier 1997-Janvier 2016) couvre différentes étapes des crises financières (crise asiatique en 1997, crise brésilienne en 1998, la bulle Internet en 2000, la crise des subprimes en 2007, la crise financière en 2008, la crise de la dette souveraine en 2010, etc.) et des ralentissements économiques (la récession économique de 2008), ce qui nous permet d'étudier l'hypothèse d'efficience des marchés des produits de base pendant les périodes de calme et de crise. À notre connaissance, c'est la première étude dans ce domaine tout en considérant, simultanément, toutes ces dimensions de recherche. Notre étude fournit deux résultats intéressants. Tout d'abord, nous montrons que les marchés des matières premières sont plutôt inefficients sur le plan informationnel à court terme, et présentent des opportunités d'investissement intéressantes, régionales et sectorielles. Ensuite, nous soulignons que la plupart des marchés des produits de base deviennent efficients sur le long terme, ce qui diminuera l'intérêt des investisseurs à long terme. En conséquence, les marchés des produits de base apparaissent comme un investissement de couverture intéressant à court terme .

Ce travail est organisé comme suit : La deuxième section présente brièvement les données et les résultats préliminaires. La section 3 présente une analyse empirique à court terme de l'efficience de ces marchés, tandis qu'une analyse à long terme est examinée à la section 4. La section 5 sera pour la conclusion.

II- Données et Résultats Préliminaires

1. Présentation des données

Les données comprennent les prix de clôture quotidiens de quatre principaux produits (pétrole, gaz, charbon et électricité) du 1er Janvier 1997 au 20 Janvier 2016. Les indices sont collectés de la base MSCI (Morgan Stanley Capital International). Comme le montre le tableau 2.1, notre échantillon comprend 23 pays développés classés en cinq indices développés, et 23 économies émergentes regroupées en 3 indices émergents. Les cinq indices développés comprennent l'Amérique du Nord (*NA*) ; le *G7*; L'Europe Développée; l'Europe, l'Australie et l'Extrême-Orient (*EAFE*); l'Asie et le Pacifique (*APAC*). Les trois indices émergents sont les *BRICS*, l'Amérique Latine (*LATAM*) et Emerging Markets (*EM*). Toutes les données sont collectées à partir de la base de données Datastream.

Tableau 2. 1. Composition des indices développés et Emergents

Indices Développés					Indices Emergents		
NA	**G7**	**EUR**	**EAFE**	**AP**	**LA**	**BRICS**	**EM**
1. USA 2. Canada	1. USA 2. Canada 3. Japan 4. Allemagne 5. France 6. UK 7. Italie	1. Austrche 2. Belgique 3. Denmark 4. Finlande 5. France 6. Allemagne 7. Irelande 8. Italie 9. Pays Bas 10. Norvège 11. Portugal 12. Espagne 13. Suède 14. Souisse 15. UK	1. Autriche 2. Belgique 3. Denmark 4. Finlande 5. France 6. Allemagne 7. Irelande 8. Italie 9. Pays Bas 10. Norvège 11. Portugal 12. Espagne 13. Suède 14. Souisse 15. UK 16. Australie 17. Japan 18. Hong Kong 19. N. Zealande 20. Singapoure	1. Australie 2. Hong Kong 3. Japan 4. N. Zealand 5. Singapoure	1. Brésil 2. Chile 3. Colombie 4. Mexique 5. Perou	1. Brésil 2. Russie 3. Inde 4. Chine 5.Sud Africque	1. Brésil 2. Chile 3. Colombie 4. Mexique 5. Peru 6.Republique Tchèque 7. Egypte 8. Grece 9. Hongrie 10. Polande 11. Qatar 12. Russie 13. Sud Afrique 14. Turkie 15. UA E 16. Chine 17. Inde 18. Indonesie 19. Corée 20. Malaysie 21. Philippines 22. Taiwan

***Note**: North America (NA); Group of 7 (G7); Europe, Australia, and the Far East (EAFE); Developed Europe (EUR); Developed Asia and Pacific (AP); Brazil, Russia, India, China, and South Africa (BRICS); Emerging Markets (EM); Latin America (LA).*

Tout d'abord, il est intéressant de noter que la sélection de cet échantillon présente certains avantages. Comme le montre le tableau A des annexes, avec un tel échantillon, nous disposons d'un panel équilibré entre les consommateurs des matières premières et les producteurs, ce qui permet une comparaison intéressante en termes de degré d'efficience dans un large échantillon d'économies émergentes et développées.

Avant d'effectuer les tests empiriques d'efficience, nous avons appliqué trois tests de racine unitaire (les tests augmentés de Dickey-Fuller, Philips-Perron et KPSS) et nous avons observé qu'aucun d'eux ne rejette l'hypothèse de racine unitaire, ces tests montrent que toutes les séries sont *I (1)*. Par conséquent, nous nous concentrerons ci-après sur les rendements des produits, calculés par la première différence logarithmique des prix.

Tableau 2. 2. Statistiques Descriptives : Secteurs du Pétrole et du Gaz naturel

Secteur du Pétrole								Secteur du Gaz Naturel						
Indices	**Moyenne**	**Ecartype**	**Sk**	**Kur**	**JB**	**ARCH**	**Obs**	**Moyenne**	**Ecartype**	**Sk**	**Kur**	**JB**	**ARCH**	**Obs**
Indices developpés														
NTHAM	0.00	0.00	-0.15	12.16	17414.2	28.96	4970	0.00	0.00	-0.45	12.26	17870.6	26.82	4970
G7	0.00	0.00	-0.00	11.04	13408.0	25.33	4970	0.00	0.00	1.87	13.54	25828.4	20.22	4970
EAFE	0.00	0.00	0.02	11.81	16110.0	33.50	4970	0.00	0.00	-0.47	27.75	126438.5	17.36	4970
EUR	0.00	0.00	-0.00	9.82	9646.2	24.14	4970	0.00	0.00	-0.53	14.563	27794.1	18.37	4970
APAC	0.00	0.00	-0.30	9.69	9366.7	16.57	4970	0.00	0.00	-0.86	25.48	104808.9	18.37	4970
Indices Emergents														
BRICS	4.40E-05	0.008	-0.196	13.45	22653.6	23.99	4970	6.70E-05	0.011	-0.60	13.419	22673.8	28.80	4970
EM	6.67E-05	0.007	-0.462	9.272	8324.8	14.55	4970	0.0003	0.005	1.873	13.549	25828.4	17.03	4970
LATAM	-4.22E-05	0.009	-0.02	6.77	2954.4	14.55	4970	0.00	0.01	0.21	8.70	6769.1	19.70	4970

Note :

Amérique du Nord (NTHAM); Groupe des 7 (G7); L'Europe, l'Australie et l'Extrême-Orient (EAFE); Europe développée (EUR); Asie et Pacifique développés (APAC); Brésil, Russie, Inde, Chine et Afrique du Sud (BRICS); Emergent Markets (EM); Et l'Amérique latine (LATAM). SD, Sk, Kur, JB et Obs désignent respectivement l'écart-type, l'asymétrie, la kurtosis, la statistique de Jarque-Bera et le nombre d'observations.

Tableau 2. 3. Statistiques Descriptives : Secteurs Electricité et Charbon

Secteur Electricité								Secteur Charbon						
Indices	**Moyenne**	**Ecart type**	**Sk**	**Kur**	**JB**	**ARCH**	**Obs**	**Moyenne**	**Ecart type**	**Sk**	**Kur**	**JB**	**ARCH**	**Obs**
Indices développés														
NTHAM	0.00	0.00	0.02	13.49	22822.0	29.67	4970	0.00	0.013	0.97	34.93	211673.5	4.81	4970
G7	0.00	0.00	-0.61	21.18	68801.1	42.31	4970	0.00	0.011	-0.53	10.85	12993.8	24.87	4970
EAFE	0.00	0.00	-0.17	11.84	16235.1	24.81	4970	0.00	0.011	-0.55	14.50	27638.0	23.92	4970
EUR	0.00	0.00	-0.10	12.40	18342.6	27.23	4970	0.00	0.011	-0.88	31.16	164730.6	09.15	4970
APAC	0.00	0.00	-0.20	8.634	6610.9	29.10	4970	0.00	0.009	-0.18	9.835	9689.7	24.33	4970
Indices Emergents														
BRICS	0.00	0.011	-0.124	8.912	7252.5	22.08	4970	1.91E-05	0.007	-0.231	10.84	12765.5	21.01	4970
EM	-0.00	0.00	-0.63	11.31	14659.28	27.59	4970	-2.10E-05	0.00	-0.113	9.16	7877.49	24.69	4970
LATAM	0.00	0.01	-0.13	9.76	9483.9	27.44	4970	0.00	0.01	0.21	8.70	6769.1	19.51	4970

Note :

Amérique du Nord (NTHAM); Groupe des 7 (G7); L'Europe, l'Australie et l'Extrême-Orient (EAFE); Europe développée (EUR); Asie et Pacifique développés (APAC); Brésil, Russie, Inde, Chine et Afrique du Sud (BRICS); Emergent Markets (EM); Et l'Amérique latine (LATAM). SD, Sk, Kur, JB et Obs désignent respectivement l'écart-type, l'asymétrie, la kurtosis, la statistique de Jarque-Bera et le nombre d'observations.

Les tableaux 2.2 et 2.3 présentent les principales statistiques descriptives des différents rendements régionaux des matières premières pour les secteurs du pétrole, du gaz, de l'électricité et du charbon, et indique différents résultats intéressants. Premièrement, l'analyse des moyennes des rendements énergétiques montre que la région nord-américaine affiche le rendement le plus élevé pour le pétrole et l'électricité. Les pays du *G7* affichent le rendement le plus élevé pour le marché du gaz, tandis que le plus haut rendement du charbon est noté dans les pays *BRICS*. Deuxièmement, malgré que l'Amérique du Nord et le *G7* affichent la plus forte volatilité du charbon, les *BRICS* monopolisent le risque le plus élevé pour les secteurs du pétrole, du gaz et de l'électricité, ce qui suggère que les actifs semblent plus volatils dans les régions émergentes que dans les pays développés. Troisièmement, l'analyse des troisièmes et quatrièmes moments a montré que les statistiques de kurtosis sont positives et largement supérieur à 3 (valeur du coefficient de Kurtosis pour la loi normale) pour toutes les séries, tandis que les coefficients d'asymétrie sont souvent négatifs et différents de zéro. Cet excès de kurtosis et d'asymétrie semblent justifier le rejet de la normalité encore justifiée avec le test de Jarque-Bera. Les séries ne suivent pas la loi normale ce qui laisse à prévoir d'une absence d'efficience des marchés. Sachant qu'une des hypothèses du modèle de marche aléatoire est la normalité des rendements. Ainsi, l'hypothèse de normalité est rejetée dans le cas de ces séries. Ceci est devenu une caractéristique générale des séries financières. En résumé, ces résultats sont en accord avec ceux obtenus par Mandelbrot (1963), Fama (1965), Tolvi (2003), Barry et Rodriguez (2004), Shamsuddin et Kim (2008), Posta (2008), et Lim et al. (2008). En plus la normalité peut être un signe de la présence de non linéarité dans le processus d'évolution des rentabilités, ainsi, la variabilité instantanée de la série (volatilité) dépend largement de son passé.

2. Tests de racine Unitaire

Les tests ADF et PP permettent de nous renseigner sur la nécessité de différencier la série étudiée ou non. L'acceptation de l'hypothèse nulle implique l'existence d'une racine unitaire et ainsi la non stationnarité des rendements qui est une caractéristique d'un modèle de marche au hasard, ce qui suppose l'efficience de ce marché. Cependant, le rejet de cette hypothèse implique l'inefficience. Le test (KPSS) de Kwiatkowski, Phillips, Schmidt et Shin (1992), contrairement à ces deux premiers tests, impose la stationnarité sous l'hypothèse nulle. Pour tester le caractère stationnaire ou non des séries de rentabilités, nous proposons d'appliquer les tests de racine

unitaire et de stationnarité. Il existe un grand nombre de tests de ce type tels que le test de Dickey et Fuller Augmenté (1981). Ce dernier est fréquemment utilisé à cause de sa simplicité. Il a été largement utilisé dans la littérature empirique pour tester l'efficience informationnelle (Chan (1997), Brooks (2002), Worthinghton et Higgs (2010), Hamid et al. (2010)), mais il souffre, également, de plusieurs critiques tels que le problème de l'autocorrélation et/ou de l'hétéroscédasticité des erreurs caractéristiques des séries financières. Pour cela, nous allons utiliser, aussi, le test de Phillips-Perron (1988) robuste à l'hétéroscédasticité. Ces deux tests ont pour objet de tester, respectivement, l'hypothèse nulle de processus non stationnaire contre l'hypothèse alternative de processus stationnaire. L'acceptation de l'hypothèse nulle implique l'existence d'une racine unitaire et ainsi la non stationnarité qui est une caractéristique d'un modèle de marche au hasard. Par la suite, nous allons appliquer le test (KPSS) de Kwiatkowski, Phillips, Schmidt et Shin (1992). Les résultats des tests Augmented Dickey Filler (ADF) et Phillips Perron (PP) appliqués sur les rendements journaliers sont reportés dans le tableau suivant (tableau 2.4).

Les statistiques ADF et PP sont les valeurs des statistiques t de DF et de PP. Elles sont à comparer avec les valeurs critiques citées ci-dessus. D'après ce tableau, nous remarquons que les statistiques de Dickey-Fuller Augmenté et Phillips Perron sont toujours inférieures aux valeurs critiques, ce qui nous permet de rejeter l'hypothèse nulle à savoir la non stationnarité de la série étudiée. Ceci nous ramène à constater que les séries de rentabilités sont toutes stationnaires et par conséquent prévisibles. En effet, il n'existe pas une différence entre les marchés en termes de régions ce qui suppose que toutes ces séries sont stationnaires, ainsi les marchés sont inefficients. Ces résultats s'opposent avec ceux de Worthington et Higgs (2005), qui appliquent les tests de racine unitaire sur les rendements journaliers des marchés de l'Asie. Les résultats montrent que tous les marchés sont efficients à part le marché de Taiwan[12.] Gupta et Basu (2007) évaluent l'efficience du marché Indien en se basant sur les tests de racines unitaires (ADF, PP et KPSS). Les résultats montrent que les rendements de ce marché ne suivent pas une marche au hasard, ainsi le marché est inefficient. Ce résultat est confirmé dans l'étude de Srinivisan (2010). En se basant seulement sur les tests ADF et PP de racine unitaire, nous ne pouvons pas conclure quant à l'efficience ou l'inefficience de ces marchés, du fait que ces tests examinent seulement

[12] Chilie, l'Inde, l'Indonésie, Corée, Pakistan, Phillipines, Sri lanka, Taiwan et Thailande.

l'existence de la composante de tendance stochastique, mais ils ne sont pas capables de prévoir les rendements futurs. Ces tests semblent alors insuffisants pour pouvoir juger de l'efficience ou l'(in)efficience des marchés. Nous allons appliquer le test KPSS aux rendements journaliers. Ce test est plus robuste à l'héteroscedasticité par rapport aux deux premiers. Les statistiques du test KPSS appliqués sur les rendements sont inférieures aux valeurs tabulées confirmant ainsi la stationnarité des séries. Alors, les rendements suivent un modèle de marche aléatoire.

Tableau 2. 4. Les résultats des tests de racine unitaires ADF et PP

(01/01/1997-20/01/2016)

Pétrole		Gaz Naturel		Electricité		Charbon	
Indices	**T stat**	**Indices**	**T stat**	**Indices**	**T stat**	**Indices**	**T stat**
NTHMA Pétrole	-55,26*** (3)	**NTHAM GN**	-66,03***(2)	**NTHAM ELEC**	-53,13***(2)	**NTHAM COAL**	-66 ;03***(3)
	-76,53*** (3)		-66,16***(2)		-73,77***(2)		-65.99***(3)
G7 OIL	-49,94***(3)	**G7 GN**	-62.32***(2)	**G7 ELEC**	-66,07***(2)	**G7 COAL**	-59,01***(3)
	-64,12***(3)		-62.23***(2)		-66,00***(2)		-59,00***(3)
EAFE OIL	-48,20*** (2)	**EAFE GN**	-48,20*** (2)	**EAFE ELEC**	-67,43***(2)	**EAFE COAL**	-52,58***(3)
	-63,64***(2)		-63,64***(2)		-67,36***(2)		-52,78***(3)
EUR OIL	-33,49***(3)	**EUR GN**	-50,29***(2)	**EUR ELEC**	-33,49***(3)	**EUR COAL**	-33,49***(3)
	-70,78***(3)		-70,77***(2)		-70,78***(3)		-70,78***(3)
LATIN AM OIL	-64,64***(3)	**LATIN AM GN**	-33,49***(3)	**LATIN_AM ELEC**	-62.98***(2)	**LATIN AM COAL**	-62.92***(2)
	-64,52***(1)		-63,26***(1)		-62,61***(2)		-62.65***(2)
EM OIL	-47,46***(3)	**EM GN**	-70.09***(2)	**EM ELEC**	-58,43***(2)	**EM COAL**	-62,78***(3)
	-59.39***(3)		71.15***(2)		-58,23***(2)		-63,41***(3)
BRICS OIL	-60,01***(3)	**BRICS GN**	-36.25***(2)	**BRIC ELEC**	-62,75***(2)	**BRICS COAL**	-48,57***(3)
	-59,70***(3)		-36.19***(2)		-62,38***(2)		-62,65***(3)
APAC OIL	-62,15***(1)	**APAC GN**	-71.75***(2)	**PACIFIC ELEC**	-69,98***(2)	**APAC COAL**	-59 ?92***(3)
	-62,11***(1)		-71.84***(2)		-69,99***(2)		61,36***(3)
WORLD	-51.39***(1)	**WORLD**	-51.03***(2)	**WORLD**	-51.12***(2)	**WORLD**	-57 ?53***(3)
	-63,26***(1)		-51.03***(2)		-67,29***(2)		-57,55***(3)

Tableau 2. 5. Le test KPSS

Test KPSS							
Indices	**T stat**	**Indices**	**T stat**	**Indices**	**T stat**	**Indices**	**T stat**
NTHAM OIL	0..2781*(2)	**NTHAM GN**	0.277*(2)	**NTHAM ELEC**	0.041**(2)	**NTHAM COAL**	0.592***(2)
G7 OIL	0.071*(2)	**G7 GN**	3.178***(2)	**G7 ELEC**	0.205*(2)	**G7 COAL**	0.671***(2)
EAFE OIL	0.067*(2)	**EAFE GN**	0.526*(2)	**EAFE ELEC**	0.162*(2)	**EAFE COAL**	0.525***(2)
EUR OIL	0.248*(2)	**EUR GN**	0.285*(2)	**EUR ELEC**	0.201*(2)	**EUR COAL**	0.392*(2)
LATAM OIL	0.588***(2)	**LATAM GN**	0.226*(2)	**LATAM ELEC**	0.151*(2)	**LATAM COAL**	0.421*(2)
EM OIL	0.276*(2)	**EM GN**	0.361**(2)	**EM ELEC**	0.222*(2)	**EM COAL**	0.450*(2)
BRICS OIL	0.191*(2)	**BRICS GN**	0.156*(2)	**BRICS ELEC**	0.162*(2)	**BRICS COAL**	0.201*(2)
APAC OIL	0.239*(2)	**APAC GN**	0.048*(2)	**APAC ELEC**	0.076*(2)	**APAC COAL**	0.365*(2)
WORLD	0.50***(2)	**WORLD**	0.625***(2)	**WORLD**	0.102*(2)	**WORLD**	0.316*(2)

Notes

1. Pour chaque marché, la première ligne indique les résultats du test ADF et la deuxième ligne les résultats du test PP. Les valeurs des tests ADF et PP sont à comparer avec les valeurs critiques de Fuller (1976) : pour le modèle (3) avec constante et tendance, ces valeurs sont égales à -3,96 ;-3,41 et -3,12 aux seuils respectifs de significativité de 1%,5% et 10%. Ces valeurs sont respectivement de -3,43 ;-2,86 et -2,57 pour le modèle 2 et ils sont de -2,58 ;-1,95 et -1,62 pour le modèle 1.

2. Les valeurs critiques de la statistiques KPSS, si les résidus sont issues d'une régression avec constante et tendance sont respectivement de 0,216 ; 0,146 et 0,119 pour des niveaux de confiance de 99% ; 95% et 90%. Les valeurs critiques sont respectivement de 0,739 ; 0,463 et 0,347 pour le modèle sans tendance pour les mêmes niveaux de confiance.

*3. Les astériques (***, **, *) signifient que les coefficients sont significatifs à un niveau de 1%, 5% et 10%.*

4. () indique le modèle retenu. Le modèle (1) avec constate et tendance, 2 avec constante,3 sans constante ni tendance.

5. Ces tests sont réalisés sur EVIEWS (version 9.5.).

Dans l'ensemble, bien que les essais préliminaires indirects fournissent une indication de l'inefficience du marché pour les produits considérés, ils semblent cohérents avec les études antérieures (Lean et Smyth, (2015), Lee et Lee, (2009), Narayan et al. (2010), Ozdemir et al.,(2013) Presno et al., (2014) qui ont également montré que les prix de l'énergie ont une racine unitaire. Notre analyse comparative montre que la dynamique des prix des produits de base et donc le degré d'efficience peuvent varier selon le secteur et la région considérée. Les tests de la racine unitaire ne peuvent pas être utilisés seuls pour le test de l'efficience au sens faible. En fait,

la présence de racine unitaire constitue une condition nécessaire et non suffisante dans le modèle de marche aléatoire (Lim et Brooks., 2009). D'où la nécessité de faire un appel à d'autres outils statistiques. Une analyse à court terme et à long terme sera néanmoins nécessaire pour mieux vérifier les hypothèses.

III- Analyse à court terme

L'hypothèse d'efficience au sens faible suppose qu'il est impossible de prévoir les rentabilités futures à partir des rentabilités passées. Les tests les plus utilisés pour appréhender cette hypothèse sont ceux de marche aléatoire et d'autocorrélation, tests des runs et test de rapport de variance, etc. Ces outils statistiques ont été largement utilisés dans la littérature antérieure afin de tester l'efficience sous sa forme faible. Les résultats sont mitigés et apportent une notion absolue ou stricte sur l'efficience, impliquant directement que, les marchés boursiers soient efficients, soient inefficients durant toute la période. Conformément à l'approche initiée par Fama (1965, 1970), nous effectuons une analyse à court terme des prix sectoriels des matières premières afin de vérifier l'hypothèse de l'efficience au sens forme faible. Pour ce faire, nous disons que notre stratégie est séquentielle ou chronologique. Pour cela, nous commençons par appliquer les tests d'indépendance de base et ensuite nous appliquons des tests les plus puissants. La théorie d'efficience des marchés financiers a été toujours associée au modèle de marche aléatoire.

Le premier test consiste à vérifier si les rendements des produits antérieurs sont utiles pour prévoir les rendements futurs des matières premières, conformément à la forme faible d'efficience de Fama (1965). Pour ce faire, nous utilisons le modèle de marche aléatoire suivant pour les rendements des produits :

$$R_t = \alpha R_{t-1} + \varepsilon_t \qquad (2.2)$$

Où R_t est le rendement de marchandise et ε_t est un bruit blanc.

Pour vérifier l'hypothèse de marche aléatoire ci-dessus ($\alpha = 1$), et en conséquence l'hypothèse d'efficience à la forme faible à court terme, il est courant d'appliquer différents tests économétriques : *(i)* Le test d'absence d'autocorrélation sérielle, *(ii)*1e test des runs, *(iii)* le test

BDS de Dechert, Scheinkman et LeBaron (1996)), etc. Nous présentons brièvement le test utilisé et nous en discutons les principaux résultats appliqués à nos quatre marchés des matières premières.

1. Test des séquences (tests des runs)

Commençons par le test de runs, qui est un test non paramétrique, utilisé afin de contourner les problèmes liés à l'absence de normalité. Ce test est considéré comme une alternative à un test de base de student. Le test de runs permet de contrôler les séquences de changement des prix qui mesurent d'autres changements dans les signes de la série de rendement. En comparant la statistique de test à sa valeur théorique, il sera possible d'énoncer l'hypothèse d'efficience. Plus précisément, comme le rappellent Mignon (1998) et Jawadi et al. (2015), Nous définissons R_t^* comme :

$$R_t^* = \begin{cases} 1 \ si \quad R_t > 0 \\ 0 \ si \quad R_t = 0 \\ -1 \, si \quad R_t < 0 \end{cases} \tag{2.3}$$

Où : $t = 1,...T$

$$H = 1 + \sum_{t-1}^{T-1} h_t \, , si R_t^* = R_{t+1}^* \tag{2.4}$$

$$E[H] = T + 1 - \frac{1}{T} \sum_{j=1}^{2} n_j^2 \tag{2.5}$$

$$V[H] = \frac{1}{T^2 - T} \left[\sum_{j=1}^{2} n_j^2 \left(\sum_{j=1}^{2} n_{j=1}^2 + T + T^2 \right) - 2T \sum_{j=1}^{2} n_j^2 - T^2 \right] \tag{2.6}$$

- n_1 Indique les rendements au-dessus de la moyenne,
- n_2 Indique les rendements au-dessous de la moyenne.
- Soit h_t un rang à l'instant t.

Ensuite, nous définissons H comme le nombre total de rangs (Equation 2.4), leur moyenne et leur variance sont respectivement données par les équations (2.5) et (2.6).

$$E[H] = T + 1 - \frac{1}{T}\sum_{j=1}^{2} n_j^2 \tag{2.7}$$

$$V[H] = \frac{1}{T^2 - T}\left[\sum_{j=1}^{2} n_j^2 \left(\sum_{j=1}^{2} n_j^2 + T + T^2\right) - 2T\sum_{j=1}^{2} n_j^2 - T^2\right] \tag{2.8}$$

L'hypothèse nulle H_0 du test de runs est l'indépendance des rendements de l'actif, et la statistique correspondante de l'essai correspond à la formule de l'équation (2.7), qui est normalement distribuée sous H_0 comme :

$$H^* = \frac{H - E[H]}{\sqrt{V[H]}} \xrightarrow[H_0]{} N(0,1) \tag{2.9}$$

Le tableau 2.6 présente les principaux résultats du test de runs et montre les résultats mitigés entre les régions et les marchés des matières premières. Pour la région développée, les résultats montrent que l'hypothèse d'indépendance n'est rejetée que pour le *G7* à 10%, et pour l'*EAFE* et l'*APAC* à 1% en considérant le marché pétrolier, ce qui suggère que le marché pétrolier est efficient en *Europe* et en *Amérique du Nord*. L'hypothèse d'indépendance est également rejetée pour toutes les économies émergentes, à un niveau de 1%. Pour le marché du gaz, la forme de faible de l'efficience est acceptée pour toutes les régions développées, à l'exception de l'*Europe*. Toutefois, il est rejeté pour toutes les régions émergentes, à l'exception des *BRICS*, à un niveau de 5%. En ce qui concerne le marché de l'électricité, l'hypothèse d'efficience est surtout acceptée pour la région développée sauf l'indice du marché *Pacific*, alors qu'elle est fortement rejetée pour les régions émergentes. Enfin, pour le marché du charbon, l'hypothèse de l'efficience faible n'est acceptée que pour les pays du *G7*.

Dans l'ensemble, nous avons noté deux résultats intéressants. D'une part, il semble que le gaz et l'électricité sont les marchés les plus efficients, tandis que le charbon et le pétrole sont les moins efficients. D'autre part, les marchés des produits de base sont moins efficients dans les pays émergents que dans les pays développés, ce qui présente plus d'opportunités d'investissement dans les marchés émergents que dans les seconds. Ce résultat rejoint les propos de Worthington et Higgs (2005) qui montrent une corrélation sérielle positive dans les

rendements d'une série de marchés émergents et développés. Cette relation entre les rendements remet en cause l'hypothèse de marche aléatoire et ainsi implique l'inefficience de ces marchés.

Ensuite, en plus du test des runs, nous utilisons un test d'autocorrélation, donné par le test de Box-Pierce, qui consiste à tester l'hypothèse nulle d'autocorrélation série (efficience de forme faible) en utilisant la statistique du test suivant :

$$BP(p) = T * \sum_{k=1}^{p} \hat{\rho}^2(k) \sim H_0\ \mathcal{X}^2(p-1) \qquad (2.10)$$

Où T désigne l'échantillon des observations, p présente le nombre de retards, et ρ (k) est le coefficient de corrélation estimé.

Tableau 2. 6. Résultats du test des runs

Markets	Pétrole			Gaz Naturel			Electricité			Charbon		
Indices	n_1	n_1	H^*	n_1	n_1	H^*	n_1	n_1	H^*	n_1	n_1	H^*
Indices Developpés												
NA	2485	2485	0.11	2192	2192	0.84	2485	2485	0.22	2709	2261	0
G7	2192	2192	0.08	2192	2192	0.28	2192	2192	0.22	1866	1866	0.15
EUR	2485	2485	0.62	2890	1494	0.00	2485	2485	0.93	2485	2485	0
EAFE	2192	2192	0.00	2192	2192	0.15	2192	2192	0.71	1801	1801	0
AP	2485	2485	0.00	2192	2192	0.46	2485	2485	0.03	2484	2484	0
Indices Emergents												
BRICS	2485	2485	0.00	760	747	0.38	2485	2485	0.00	2385	2260	0
EM	2485	2485	0.00	1702	1703	0.04	2485	2485	0.00	2485	2485	0
LA	2485	2485	0.00	2725	1202	0.00	2486	2484	0.00	2497	2473	0

Notes :

*Amérique du Nord (NA); Groupe des 7 (G7); L'Europe, l'Australie et l'Extrême-Orient (EAFE); Europe développée (EUR); Asie et Pacifique développés (AP); Brésil, Russie, Inde, Chine et Afrique du Sud (BRICS); Emergent Markets (EM); Amérique latine (AL). La valeur de H * correspond à la valeur p du test.*

2. *Test d'absence de corrélation sérielle*

Le test Ljung Box, appelé aussi le test Portemanteau , permet de tester la présence de corrélation sérielle. Le coefficient d'autocorrélation ρ_k mesurant la corrélation entre les séries z_t et z_{t-k}

$H_0 : \rho_1 = ... = \rho_k = ... = \rho_p = 0$

H_0 Il existe au moins un $\rho_k \neq 0$

L'hypothèse nulle annonce l'absence de corrélation, contre l'hypothèse alternative de présence de corrélation entre les résidus. Si l'hypothèse nulle est rejetée, cela signifie que les rentabilités sont autos corrélées, ce qui jette un doute sur l'hypothèse d'efficience au sens faible. Ljung et Box (1978) présentent la statistique suivante communément appelé Q de Ljung et Box (1978) :

$$Q = T(T+2)\sum_{k=1}^{p} \frac{\rho_k^2}{T-k} \qquad (2.11)$$

Avec p est le nombre de retards. Le Q de Ljung et Box (1978) est distribué asymptotiquement selon un chi deux à p degrés de liberté. L'hypothèse nulle d'absence d'autocorrélation est rejetée au seuil de 5% si la statistique Q est supérieure au χ^2 tabulé. Néanmoins, en choisissant un nombre de retards important le test peut avoir une puissance faible puisque les coefficients d'autocorrélation significatifs à un ordre donné peuvent être dilués par les coefficients d'autocorrélation insignifiants à d'autres ordres. Le Q de Ljung et Box (1978) est distribué asymptotiquement selon un chi deux à p degrés de liberté. L'hypothèse nulle d'absence d'autocorrélation est rejetée au seuil de 5%. Il est à noter que si l'hypothèse nulle d'absence d'autocorrélation n'est pas rejetée alors la série chronologique t z est considérée comme une suite de variables aléatoires *i.i.d* (identiquement et indépendamment distribuées) communément appelée processus de « bruit blanc ». Il suffit donc de vérifier qu'il n'existe aucune corrélation résiduelle et que les probabilités associées à la statistique Ljung Box (Q-stat) sont toutes supérieures au seuil de 5% pour conclure que les résidus sont des processus bruit blanc (BB).

Tableau 2. 7. Test Autocorrélation sérielle (Box-Pierce test)

	Marché de Pétrole		Marché de Gaz Naturel		Marché Electricité		Marché de Charbon	
	B_P (q)	**p-value**	**B_P (q)**	**p-value**	**B_P (q)**	**p-value**	**B_P (q)**	**p-value**
Indices Developpés								
NTHAM	94.86 (1)	0.00	84.13 (1)	0.00	64.25 (1)	0.00	76.46 (1)	0.00
G7	74.90 (1)	0.00	65.85 (1)	0.00	74.19 (1)	0.00	91.06 (1)	0.00
EUR	77.83 (1)	0.00	62.58 (1)	0.01	93.10 (1)	0.00	145.00 (1)	0.00
EAFE	74.88 (1)	0.00	46.11 (1)	0.23	90.50 (1)	0.00	112.09 (1)	0.00
APAC	82.03 (1)	0.00	55.91 (1)	0.04	30.16 (1)	0.87	112.09 (1)	0.00
Indices Emergents								
BRICS	155.41 (1)	0.00	25.19 (1)	0.96	130.24 (1)	0.00	112.09 (1)	0.00
EM	86.24 (1)	0.00	50.27 (1)	0.12	203.45 (1)	0.00	105.01 (1)	0.00
LATAM	86.248 (1)	0.00	46.11 (1)	0.23	142.62 (1)	0.00	117.33 (1)	0.00

Notes :

Amérique du Nord (NA) ; Groupe des 7 (G7); L'Europe, l'Australie et l'Extrême-Orient (EAFE); Europe développée (EUR); Asie et Pacifique développés (AP); Brésil, Russie, Inde, Chine et Afrique du Sud (BRICS); Emergent Markets (EM); Amérique latine (AL). Les valeurs entre parenthèses indiquent le nombre de retards.

Le tableau 2.7 présente les principaux résultats du test d'autocorrélation sérielle. Selon le test de runs, le marché du charbon est inefficient pour toutes les régions (il n'est efficient que pour le G7). Le marché pétrolier semble inefficient pour toutes les régions alors qu'il était efficient, selon le test des runs de *NA* et *d'Europe*. Le marché du gaz semble efficient pour l'EAFE et tous les indices émergents. Alors que le marché de l'électricité était efficient pour *NTHAM*, *G7*, *Europe* et *EAFE*, selon le test des runs, il devient efficient seulement pour l'*APAC*. Dans l'ensemble, encore une fois, le marché du charbon semble présenter opportunités d'investissement les plus importantes.

Plusieurs études empiriques antérieures portant sur l'efficience des marchés utilisent le tests d'autocorrelation et le test des runs (Laurence, (1986); Errunza et Losq, (1985) Barnes, 1986; Agbeyegbe, (1994) Butler et Malaikah, (1992). D'autres études se basent sur des tests de racine unitaire (Pyun and Kim, (1991) Huang, (1995). Récemment, les tests de rapport de variance

simple et multiple constituent le meilleur moyen d'évaluation de l'efficience des marchés (Huang, (1995) ; Urrutia, (1995); Grieb and Reyes, (1999); Ojah et Karemera, 1999; Karemera et al. (1999); Chang et Ting, (2000); Abraham et al., (2002); Ryoo and Smith, (2002); Smith et al., (2002)).

3. Test de rapport de variances

Le test de rapport de variance est un test puissant. Il était utilisé dès les premières études portant sur l'hypothèse de marche aléatoire dans les marchés financiers. L'idée de ce test est que si une variable suit une marche aléatoire, la variance de la variable en différence première doit être une fonction linéaire de la période d'observations. C'est-à-dire que la variance des différences qièmes est égale à q fois la variance des différences premières. Ce test exploite le fait que la variance des résidus d'un processus de marche aléatoire est linéaire dans l'intervalle de l'échantillon. Si une variable suit une marche aléatoire, la variance de la variable en différence première doit être une fonction linéaire de la période d'observation. Autrement dit, la variance des différences qièmes de la série est égale à q fois la variance des différences premières de la série.

Plus précisément, nous utilisons le test de rapport de variance ou le test de mémoire développé par Cochrane (1988) et Lo et McKinlay (1988). Pour résumer brièvement ce test, considérons un modèle de marche aléatoire :

$$R_t = \mu + R_{t-1} + \varepsilon_t \qquad (2.12)$$

Où R_t et ε_t représentent respectivement les rendements des matières premières et un bruit blanc.

Le test de variance analyse la linéarité de la variance de l'indice étudié en calculant la statistique suivante :

$$VR(\tau) = \frac{\sigma_b^2(T)}{\sigma_a^2} - 1 \qquad (2.13)$$

Où $\sigma_b^2(\tau)$ représente l'estimateur centré et non biaisé de la variance de différence de prix τ^{th}. $\sigma_a^2(\tau)$ Est l'estimateur centré et non biaisé de la première variance de la différence de prix.

Le test de rapport de variance est un test traditionnel souvent utilisé dans le test de l'efficience. Ce test est à la fois robuste à l'héthéroscédasticité et à la non-normalité. Il supporte l'hypothèse de marche aléatoire si le ratio de variance s'approche de l'unité, sinon il existe une corrélation entre les rendements. Ce test a été largement utilisé pour le test de l'efficience des marchés émergents : (Lagoarde- Segot et lucey (2008), Al-khazali et al. (2007), Kim et Shamsuddin, (2008); Hoque et al,(2007), etc.). La marche aléatoire (et donc l'hypothèse d'efficience) est rejetée lorsque $\sigma_b^2(\tau)$ est égal à $\sigma_a^2(\tau)$, ce qui implique une valeur nulle pour VR (τ). En d'autres termes, ce test consiste à étudier le caractère identique et indépendant de la série étudiée. En pratique, le test du rapport de variance est effectué à travers différentes valeurs de (τ) (τ = 2,4,8,12,16) et les statistiques de l'essai de rapport de variance sont basées sur le paramètre (τ). Le test du rapport de variance est également effectué afin de considérer davantage l'effet ARCH à travers les statistiques robustes rapportées dans le tableau 2.5 (Lo et McKinlay, 1988).

A partir du tableau 2.7, nous remarquons que dans l'ensemble, les marchés sont inefficients puisqu'il existe une corrélation entre les rendements. Nos résultats rejoignent les propos de Karemera et al. (1999), qui montrent que les séries des rendements énergétiques ne suivent pas la marche aléatoire en se basant sur les tests de rapport de variance. Nous notons que pour tous les indices étudiés pour les économies émergentes et développées, l'hypothèse d'une distribution identique et indépendante est rejetée. Ce résultat met en évidence la présence d'effets de mémoire courte dans les données, ce qui peut être considéré comme une indication de possibilités de diversification potentielle en tenant compte de l'investissement dans les marchés des produits de base. Lee et al. (2001) emploient le test de racine unitaire ADF et le test de rapport de variance simple de Lo et Mackinlay sur des données journalières durant la période 1990-1997, les résultats rejettent l'hypothèse de marche aléatoire et montrent l'inefficience du marché de la Chine. Urrutia (1995) apporte des résultats mitigés quant à l'efficience des marchés de l'Amérique

Latine. En effet, les résultats du test de rapport de variance rejettent l'hypothèse de marche au hasard tandis que le test des runs montre que ces marchés sont efficients au sens faible.

Tableau 2. 8. Résultat du test du rapport de variance

		Marché Pétrole					Marché Gaz Naturel				
Indices	**Stat.**	**q=2**	**q=4**	**q=8**	**q=12**	**q=16**	**q=2**	**q=4**	**q=8**	**q=12**	**q=16**
Indices développés											
NA	RV	0.50	0.23	0.11	0.08	0.05	0.50	0.25	0.11	0.08	0.06
	Z(t)	-13.68	-11.31	-8.47	-7.08	-6.31	-12.42	-10.48	-8.21	-6.91	-6.14
G7	RV	0.56	0.25	0.12	0.08	0.06	0.52	0.26	0.12	0.09	0.06
	Z(t)	-12.51	-11.25	-8.48	-7.10	-6.30	-16.85	-14.01	-10.91	9.20	-8.17
EAFE	RV	0.54	0.25	0.13	0.08	0.06	0.49	0.24	0.12	0.08	0.06
	Z(t)	-0.50	-10.14	-8.35	-7.36	-6.71	-19.51	-16.68	-12.81	-10.76	-9.44
EUR	RV	0.52	0.24	0.12	0.08	0.06	0.49	0.23	0.12	0.08	0.05
	Z(t)	-16.15	-14.14	-10.38	-8.67	-7.65	-16.83	-14.67	-11.33	-9.55	-8.43
AP	RV	0.57	0.28	0.14	0.09	0.07	0.55	0.26	0.13	0.08	0.06
	Z(t)	-15.21	-13.84	-10.63	-9.02	-8.03	-11.64	-11.42	-9.51	-8.51	-7.78
Indices Emergents											
BRICS	RV	0.60	0.30	0.15	0.09	0.07	0.54	0.27	0.13	0.08	0.06
	Z(t)	-12,59	-12.54	-10,16	-8.78	-7.79	-13.55	-12.43	-9.89	-8.41	-7.44
EM	RV	0.60	0.29	0.15	0.09	0.07	0.55	0.26	0.13	0.08	0.06
	Z(t)	-13.78	-12.77	-9.83	-8.43	-7.48	-11.64	-11.42	-9.51	-8.51	-7.78
LATAM	RV	0.55	0.27	0.14	0.08	0.06	0.49	0.25	0.12	0.08	0.06
	Z(t)	-17.57	-15.78	-12.34	-10.67	-9.52	-5.91	-5.46	-5.00	-4.61	-4.34

Note :

Amérique du Nord (NA); Groupe des 7 (G7); L'Europe, l'Australie et l'Extrême-Orient (EAFE); Europe développée (EUR); Asie et Pacifique développés (AP); Brésil, Russie, Inde, Chine et Afrique du Sud (BRICS); Emergent Markets (EM); Amérique latine (AL).

Tableau 2. 9. Résultat du test du rapport de variance

		Marché Electricité					Marché Charbon				
Indices	**Stat.**	**q=2**	**q=4**	**q=8**	**q=12**	**q=16**	**q=2**	**q=4**	**q=8**	**q=12**	**q=16**
Indices Développés											
NA	RV	0.49	0.24	0.11	0.08	0.05	0.52	0.26	0.13	0.08	0.06
	Z(t)	-13.19	-11.36	-8.91	-7.47	-6.58	-10.39	-10.05	-8.88	-8.02	-7.37
G7	RV	0.54	0.26	0.13	0.09	0.06	0.52	0.26	0.13	0.08	0.06
	Z(t)	-9.76	-9.56	-8.35	-7.41	-6.80	-13.41	-11.57	-8.90	-7.51	-6.65
EAFE	RV	0.53	0.25	0.12	0.08	0.06	0.54	0.28	0.14	0.09	0.06
	Z(t)	-14.84	-13.60	-10.52	-10.52	-8.87	-8.68	-7.87	-6.61	-5.97	-5.51
EUR	RV	0.53	0.24	0.12	0.08	0.06	0.54	0.27	0.13	0.09	0.07
	Z(t)	-14.62	-13.30	-10.12	-8.51	-7.56	-10.90	-10.16	-8.42	-7.38	-6.71
AP	RV	-16.01	-14.42	-11.44	-9.67	-8.59	0.55	0.29	0.14	0.09	0.07
	Z(t)	-20.27	-17.36	-13.58	-11.54	-10.29	-15.21	-13.75	-11.45	-10.01	-9.00
Indices Emergents											
BRICS	RV	0.56	0.29	0.14	0.09	0.07	0.56	0.27	.013	0.08	0.06
	Z(t)	-16.64	-15.03	-11.94	-10.11	-8.99	-14.63	-14.19	-11.83	-10.36	-9.29
EM	RV	0.60	0.30	0.14	0.09	0.07	0.54	0.28	0.14	0.09	0.07
	Z(t)	-12.60	-11.63	-9.42	-8.11	-7.25	-16.25	-14.73	-12.26	-10.69	-9.51
LATAM	RV	0.55	0.27	0.14	0.08	0.06	0.52	0.27	0.13	0.08	0.06
	Z(t)	0.56	0.29	0.13	0.09	0.07	-11.94	-10.95	-9.33	-8.30	-7.61

Note :

Amérique du Nord (NA); Groupe des 7 (G7); L'Europe, l'Australie et l'Extrême-Orient (EAFE); Europe développée (EUR); Asie et Pacifique développés (AP); Brésil, Russie, Inde, Chine et Afrique du Sud (BRICS); Emergent Markets (EM); Amérique latine (AL).

En utilisant le test de rapport de variance simple, Gilmore et Mc Manus (2003) rejettent l'hypothèse de marche aléatoire pour les marchés de la République Tchèque, Hongrie et Pologne. Al khazali et al. (2007) préfèrent travailler sur des données hebdomadaires plutôt que journalières afin d'éviter l'impact du « day of the week ». Afin de tester l'efficience au sens faible de 14 marchés de l'Asie, Hamid et al (2010), se basent sur une série de tests de marche aléatoire sur les rendements mensuels : test d'autocorrélation des rendements, Ljung Box test, test ADF de racine

unitaire, test des runs et le test de rapport de variance. Les résultats trouvés rejettent l'hypothèse de marche au hasard et ainsi l'inefficience de ces marchés à part le test ADF qui supporte cette hypothèse.

Le test de rapport de variance a été largement utilisé dans la littérature pour le test de l'efficience des marchés émergents. (Hoque et al (2007) et Kim et Shamsuddin, (2008)) ont appliqué ce test dans le cas des marchés Asiatiques. (Smith et Ryoo, 2003), sur les marchés de l'Europe de l'Est. (Smith et al., (2002); Al-Khazali et al., (2007); Lagoarde-Segot et Lucey, (2008)) sur les marches Africains et (Chaudhuri et Wu, (2003) Chang et al., (2004), sur les marchés de l'Amérique Latine. Les résultats sont mitigés, ceci est expliqué par les méthodologies appliquées et la période d'étude. Les outils statistiques standards utilisés dans le test de l'efficience semblent inadéquats dans le contexte des marchés émergents, ces tests supposent une relation linéaire entre les rendements. Différentes études ont abordé la question d'efficience au sens faible en utilisant des outils statistiques plus avancés qui prennent en considération l'existence d'une certaine dépendance non linéaire entre les rendements. Celle-ci semble présente dans la plupart des séries financières (Appiah-Kusi et Menyah, (2003) Hassan et al. (2003) Todea 2005, Lim et al., (2006), etc. De plus, le rejet de l'hypothèse de normalité des distributions des variations des rendements confirme la non linéarité des variations des rendements.

Dans ce qui suit, nous chercherons les origines possibles du rejet de la normalité. Nous nous intéresserons en particulier au phénomène de la non linéarité. Pour ce faire, nous emprunterons une approche non paramétrique fondée sur le test de l'hypothèse nulle de données indépendamment et identiquement distribuées (noté (*i.i.d*)) de Brock, Dechert et Scheinkman (1987) (noté BDS).

4. Test BDS

Le test BDS est le test le plus populaire qui est capable de détecter la dynamique non linéaire dans les séries financières (Brock et al. (1987)). Le but de ce test est de ne pas examiner la nature de la non linéarité mais la détecter. Ce test est appliqué sur la série des rendements filtrés (c'est-à-dire sur des résidus qui sont issus de l'ajustement de la série des rendements par un modèle AR(q) pour différentes valeurs de « m » et ε).

Tableau 2. 10. Résultats du test BDS pour le marché du pétrole

Indices	NTHAM			G7			EAFE			EUR		
m	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**
2	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01
3	0.01	0.02	0.02	0.01	0.03	0.02	0.02	0.03	0.02	0.02	0.04	0.02
4	0.01	0.04	0.03	0.01	0.04	0.04	0.02	0.04	0.04	0.02	0.05	0.04
5	0.01	0.04	0.05	0.01	0.04	0.05	0.01	0.05	0.06	0.02	0.06	0.06
6	0.01	0.05	0.06	0.01	0.05	0.07	0.01	0.05	0.07	0.01	0.06	0.08
7	0.01	0.05	0.08	0.00	0.05	0.09	0.01	0.05	0.09	0.01	0.06	0.10
8	0.00	0.05	0.09	0.00	0.05	0.10	0.00	0.05	0.10	0.00	0.06	0.12
9	0.00	0.04	0.10	0.00	0.04	0.11	0.00	0.05	0.12	0.00	0.06	0.13
10	0.00	0.04	0.11	0.00	0.04	0.12	0.00	0.04	0.13	0.00	0.05	0.15
11	0.00	0.03	0.12	0.00	0.03	0.13	0.00	0.04	0.14	0.00	0.04	0.16
12	0.00	0.03	0.13	0.00	0.03	0.14	0.00	0.03	0.14	0.00	0.04	0.17
13	0.00	0.03	0.14	0.00	0.03	0.15	0.00	0.03	0.15	0.00	0.03	0.18
14	0.00	0.02	0.14	0.00	0.02	0.16	0.00	0.03	0.16	0.00	0.03	0.18
15	0.00	0.02	0.15	0.00	0.02	0.16	0.00	0.02	0.16	0.00	0.03	0.19
Indices	**BRICS**			**EM**			**LATAM**			**AP**		
m	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.5**
2	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	0.0
3	0.02	0.03	0.02	0.02	0.04	0.03	0.02	0.03	0.02	0.02	0.03	0.02
4	0.02	0.05	0.04	0.02	0.06	0.05	0.02	0.05	0.04	0.02	0.04	0.04
5	0.01	0.05	0.06	0.02	0.06	0.07	0.01	0.05	0.06	0.01	0.05	0.06
6	0.01	0.06	0.08	0.01	0.07	0.09	0.01	0.06	0.08	0.01	0.06	0.08
7	0.01	0.06	0.09	0.01	0.07	0.11	0.01	0.06	0.10	0.01	0.06	0.09
8	0.00	0.05	0.11	0.00	0.06	0.12	0.00	0.06	0.11	0.00	0.05	0.11
9	0.00	0.05	0.12	0.00	0.06	0.14	0.00	0.05	0.12	0.00	0.05	0.12
10	0.00	0.04	0.13	0.00	0.05	0.15	0.00	0.05	0.14	0.00	0.04	0.13
11	0.00	0.04	0.14	0.00	0.05	0.16	0.00	0.04	0.15	0.00	0.04	0.14
12	0.00	0.03	0.15	0.00	0.04	0.17	0.00	0.04	0.15	0.00	0.03	0.15
13	0.00	0.03	0.16	0.00	0.04	0.18	0.00	0.03	0.16	0.00	0.03	0.16
14	0.00	0.03	0.17	0.00	0.03	0.18	0.00	0.03	0.17	0.00	0.02	0.16
15	0.00	0.02	0.17	0.00	0.03	0.19	0.00	0.02	0.17	0.00	0.02	0.17

Note :

Amérique du Nord (NA); Groupe des 7 (G7); L'Europe, l'Australie et l'Extrême-Orient (EAFE); Europe développée (EUR); Asie et Pacifique développés (AP); Brésil, Russie, Inde, Chine et Afrique du Sud (BRICS); Emergent Markets (EM); Amérique latine (AL).

Alors que les trois tests précédents vérifient la dépendance linéaire dans les rendements des produits, le quatrième test mis en œuvre dans cette analyse correspond au test BDS, introduit par Brock et al. (1987) et présente l'avantage de tester l'hypothèse nulle des séries indépendamment identiquement distribué pour détecter la dépendance linéaire ou non linéaire dans la série. Ce test est plus puissant que les trois tests précédents. Il n'existe pas une différence entre les régions

concernant la présence de relations non linéaires entre les rendements. En effet, celle-ci est présente sur tous les marchés.

L'application du test BDS permet de paraitre une « mémoire » non linéaire entre les rendements. Ainsi, même si les variations relatives de la même série considérées semblent linéairement indépendantes, elles peuvent être non linéairement dépendantes. La non linéarité est maintenant largement acceptée comme un fait stylisé des rendements financiers. L'originalité de la non linéarité est la présence du phénomène de mémoire longue ce qui remet en cause l'hypothèse de l'efficience de marché.

Ce test consiste à former des vecteurs de m dimensions, appelés *m-historiques* avec des valeurs successives d'une série donnée et qui servent à définir un attracteur à long terme. Nous calculons l'intégrale de corrélation, ou la corrélation spatiale. La distribution de la statistique BDS est normale selon Brock et al. (1987). Cependant, Hsieh (1991) et Brock et al. (1992) définissent trois critères pour estimer correctement la distribution statistique du test BDS : $i)\ T > 500, ii) \frac{1}{2} < \frac{\epsilon}{\sigma} < 2, iii) \frac{T}{M} > 200.$

Le test BDS est appliqué pour tous les indices étudiés pour différentes dimensions et les tableaux 2.10, 2.11, 2.12 et 2.13 présentent les résultats pour les marchés du pétrole, du gaz, de l'électricité et du charbon. Pour tous les marchés de produits étudiés, l'hypothèse nulle d'indépendance est rejetée à un niveau de 1%. En d'autres termes, nos résultats sont cohérents avec ceux du test de rapport de variance, rejetant l'hypothèse de l'efficience et mettant en évidence la présence d'une dépendance structurelle linéaire ou non linéaire sur les marchés des matières premières. A l'instar des résultats des tests de BDS et ceux de rapport de variances, l'hypothèse d'indépendance des séries des rendements et de marche aléatoire est fortement rejetée, suggérant ainsi une non linéarité dans la dynamique des séries de rendements. Un tel phénomène peut en effet témoigner de l'existence d'une mémoire de long terme.

Tableau 2. 11. Résultat du test BDS sur le marché de Gaz Naturel

Indices	NTHAM			G7			EAFE			EUR		
m	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.5**
2	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.05	0.03	0.01
3	0.02	0.04	0.03	0.02	0.03	0.02	0.02	0.03	0.026	0.08	0.07	0.03
4	0.02	0.06	0.05	0.02	0.05	0.04	0.02	0.04	0.04	0.10	0.10	0.05
5	0.02	0.06	0.07	0.01	0.05	0.06	0.01	0.05	0.06	0.11	0.12	0.07
6	0.01	0.07	0.10	0.01	0.05	0.07	0.01	0.05	0.07	0.12	0.13	0.10
7	0.01	0.07	0.12	0.00	0.05	0.09	0.01	0.05	0.09	0.12	0.14	0.12
8	0.00	0.06	0.13	0.00	0.05	0.10	0.00	0.05	0.10	0.12	0.15	0.14
9	0.00	0.06	0.15	0.00	0.05	0.11	0.00	0.05	0.12	0.12	0.15	0.16
10	0.00	0.05	0.17	0.00	0.04	0.13	0.00	0.04	0.13	0.11	0.15	0.18
11	0.00	0.05	0.18	0.002	0.04	0.13	0.00	0.04	0.14	0.11	0.15	0.20
12	0.00	0.04	0.19	0.00	0.03	0.14	0.00	0.03	0.14	0.11	0.14	0.21
13	0.00	0.03	0.20	0.00	0.03	0.15	0.00	0.03	0.157	0.11	0.14	0.22
14	0.00	0.03	0.21	0.00	0.02	0.15	0.001	0.03	0.16	0.11	0.14	0.23
15	0.00	0.03	0.21	0.00	0.02	0.16	0.00	0.0	0.16	0.11	0.14	0.25
Indices	**BRICS**			**EM**			**LATAM**			**AP**		
m	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.5**
2	0.00	0.00	0.0	0.01	0.02	0.01	0.06	0.04	0.01	0.01	0.02	0.01
3	0.00	0.01	0.01	0.02	0.04	0.02	0.11	0.08	0.03	0.02	0.04	0.02
4	0.00	0.01	0.01	0.02	0.05	0.04	0.13	0.12	0.05	0.02	0.05	0.04
5	0.00	0.01	0.01	0.01	0.06	0.06	0.14	0.15	0.07	0.01	0.06	0.06
6	0.00	0.01	0.02	0.01	0.06	0.08	0.14	0.17	0.10	0.01	0.06	0.08
7	0.00	0.01	0.02	0.01	0.06	0.10	0.15	0.18	0.12	0.01	0.06	0.10
8	0.00	0.01	0.03	0.00	0.06	0.11	0.15	0.18	0.14	0.00	0.06	0.11
9	0.00	0.00	0.03	0.00	0.05	0.13	0.14	0.18	0.15	0.00	0.05	0.13
10	0.00	0.00	0.03	0.00	0.05	0.14	0.14	0.18	0.17	0.00	0.05	0.14
11	0.00	0.00	0.03	0.00	0.04	0.15	0.14	0.18	0.18	0.00	0.04	0.15
12	0.00	0.00	0.04	0.00	0.04	0.16	0.14	0.18	0.20	0.00	0.04	0.16
13	0.00	0.00	0.04	0.00	0.03	0.16	0.14	0.18	0.21	0.00	0.03	0.16
14	0.00	0.00	0.04	0.00	0.03	0.17	0.14	0.17	0.22	0.00	0.03	0.17
15	0.00	0.00	0.04	0.00	0.02	0.18	0.14	0.17	0.23	0.00	0.02	0.18

Note :

Amérique du Nord (NTHAM); Groupe des 7 (G7); L'Europe, l'Australie et l'Extrême-Orient (EAFE); Europe développée (EUR); Asie et Pacifique développés (AP); Brésil, Russie, Inde, Chine et Afrique du Sud (BRICS); Emergent Markets (EM); Amérique latine (LATAM).

Tableau 2. 12. Résultats du test BDS pour le Marché d'Electricité

Indices	NTHAM			G7			EAFE			EUR		
m	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.5**
2	0.01	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01
3	0.02	0.04	0.03	0.02	0.04	0.02	0.02	0.04	0.02	0.02	0.04	0.02
4	0.02	0.06	0.05	0.02	0.05	0.04	0.02	0.05	0.04	0.02	0.05	0.04
5	0.02	0.06	0.07	0.02	0.06	0.06	0.02	0.06	0.06	0.02	0.06	0.06
6	0.01	0.07	0.09	0.01	0.06	0.08	0.01	0.06	0.08	0.01	0.06	0.08
7	0.01	0.07	0.11	0.01	0.06	0.10	0.01	0.06	0.10	0.01	0.06	0.10
8	0.00	0.06	0.13	0.00	0.06	0.12	0.00	0.06	0.12	0.00	0.06	0.12
9	0.00	0.06	0.14	0.00	0.06	0.13	0.00	0.06	0.13	0.00	0.05	0.14
10	0.00	0.05	0.16	0.00	0.05	0.15	0.00	0.05	0.15	0.00	0.05	0.15
11	0.00	0.05	0.17	0.00	0.05	0.16	0.00	0.04	0.16	0.00	0.04	0.16
12	0.00	0.04	0.18	0.00	0.04	0.17	0.00	0.04	0.17	0.00	0.04	0.17
13	0.00	0.04	0.19	0.00	0.03	0.18	0.0014	0.03	0.18	0.00	0.03	0.18
14	0.00	0.03	0.20	0.00	0.03	0.18	0.0010	0.0347	0.18	0.00	0.03	0.19
15	0.00	0.03	0.20	0.00	0.03	0.19	0.0008	0.0275	0.1695	0.00	0.03	0.19
Indices	**BRICS**			**EM**			**LATAM**			**AP**		
m	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.5**
2	0.02	0.02	0.02	0.01	0.02	0.01	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.00
3	0.03	0.04	0.04	0.02	0.04	0.02	0.03	0.05	0.03	0.02	0.03	0.02
4	0.03	0.06	0.06	0.02	0.05	0.05	0.03	0.07	0.05	0.02	0.04	0.04
5	0.02	0.07	0.07	0.01	0.06	0.07	0.03	0.08	0.07	0.01	0.05	0.05
6	0.02	0.08	0.08	0.01	0.06	0.09	0.02	0.08	0.09	0.01	0.05	0.07
7	0.02	0.08	0.08	0.01	0.06	0.11	0.02	0.08	0.11	0.00	0.05	0.08
8	0.01	0.08	0.08	0.00	0.06	0.12	0.01	0.08	0.12	0.00	0.05	0.09
9	0.01	0.08	0.08	0.00	0.06	0.14	0.01	0.08	0.14	0.00	0.04	0.10
10	0.00	0.07	0.07	0.00	0.05	0.15	0.00	0.07	0.15	0.00	0.04	0.11
11	0.00	0.07	0.07	0.00	0.04	0.17	0.00	0.07	0.16	0.00	0.03	0.12
12	0.00	0.06	0.06	0.00	0.04	0.18	0.00	0.06	0.17	0.00	0.03	0.13
13	0.00	0.06	0.06	0.00	0.03	0.19	0.00	0.06	0.18	0.00	0.03	0.13
14	0.00	0.05	0.05	0.00	0.03	0.19	0.00	0.05	0.19	0.00	0.02	0.14
15	0.00	0.05	0.05	0.00	0.02	0.2027	0.00	0.05	0.19	0.00	0.02	0.14

Note :

Amérique du Nord (NTHAM); Groupe des 7 (G7); L'Europe, l'Australie et l'Extrême-Orient (EAFE); Europe développée (EUR); Asie et Pacifique développés (AP); Brésil, Russie, Inde, Chine et Afrique du Sud (BRICS); Emergent Markets (EM); Amérique latine (LATAM).

Tableau 2. 13. Résultats du test BDS pour le Marché de Charbon

Indices	NTHAM			G7			EAFE			EUR		
m	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.5**
2	0.02	0.02	0.00	0.01	0.02	0.01	0.02	0.02	0.01	0.02	0.02	0.01
3	0.03	0.03	0.01	0.02	0.05	0.03	0.02	0.04	0.03	0.03	0.05	0.03
4	0.04	0.05	0.02	0.02	0.06	0.05	0.02	0.06	0.05	0.03	0.06	0.05
5	0.03	0.06	0.03	0.02	0.07	0.08	0.02	0.07	0.07	0.02	0.07	0.06
6	0.03	0.06	0.05	0.02	0.08	0.10	0.01	0.07	0.09	0.02	0.08	0.08
7	0.02	0.06	0.06	0.01	0.08	0.12	0.01	0.07	0.11	0.01	0.07	0.10
8	0.02	0.05	0.06	0.01	0.08	0.14	0.00	0.07	0.13	0.01	0.07	0.11
9	0.01	0.05	0.07	0.00	0.07	0.16	0.00	0.06	0.15	0.00	0.06	0.12
10	0.01	0.04	0.08	0.00	0.07	0.17	0.00	0.06	0.16	0.00	0.06	0.13
11	0.00	0.04	0.08	0.00	0.06	0.19	0.00	0.05	0.17	0.00	0.05	0.14
12	0.00	0.03	0.09	0.00	0.05	0.20	0.00	0.05	0.19	0.00	0.04	0.15
13	0.00	0.03	0.09	0.00	0.05	0.21	0.00	0.04	0.20	0.00	0.04	0.16
14	0.00	0.02	0.10	0.00	0.04	0.22	0.00	0.04	0.21	0.00	0.03	0.16
15	0.00	0.02	0.10	0.00	0.04	0.23	0.00	0.03	0.21	0.00	0.03	0.17
Indices	**BRICS**			**EM**			**LATAM**			**AP**		
m	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.5**
2	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.03	0.03	0.01	0.02	0.02	0.01
3	0.03	0.05	0.04	0.03	0.04	0.02	0.04	0.06	0.03	0.03	0.04	0.02
4	0.03	0.07	0.06	0.03	0.06	0.04	0.04	0.08	0.05	0.03	0.06	0.04
5	0.03	0.08	0.0	0.02	0.07	0.06	0.04	0.10	0.07	0.02	0.07	0.06
6	0.02	0.09	0.09	0.02	0.07	0.08	0.03	0.10	0.09	0.02	0.08	0.08
7	0.02	0.09	0.11	0.01	0.07	0.09	0.03	0.11	0.11	0.01	0.08	0.10
8	0.01	0.09	0.13	0.01	0.07	0.11	0.02	0.11	0.13	0.01	0.08	0.11
9	0.01	0.09	0.14	0.01	0.07	0.13	0.02	0.10	0.15	0.01	0.07	0.13
10	0.01	0.09	0.15	0.00	0.07	0.14	0.01	0.10	0.16	0.00	0.07	0.14
11	0.00	0.08	0.17	0.00	0.06	0.15	0.01	0.09	0.18	0.00	0.06	0.15
12	0.00	0.08	0.18	0.00	0.06	0.16	0.01	0.09	0.19	0.00	0.05	0.16
13	0.00	0.07	0.19	0.00	0.05	0.17	0.00	0.08	0.20	0.00	0.05	0.17
14	0.00	0.06	0.19	0.00	0.05	0.18	0.00	0.08	0.2	0.00	0.04	0.18
15	0.00	0.06	0.05	0.00	0.04	0.19	0.00	0.07	0.22	0.00	0.04	0.19

Note :

Amérique du Nord (NTHAM); Groupe des 7 (G7); L'Europe, l'Australie et l'Extrême-Orient (EAFE); Europe développée (EUR); Asie et Pacifique développés (AP); Brésil, Russie, Inde, Chine et Afrique du Sud (BRICS); Emergent Markets (EM); Amérique latine (LATAM).

5. Tests de Causalité de Granger Inter-régional et Intra-régional

Étant donné que tous ces tests ci-dessus vérifient l'hypothèse de l'efficience au sens faible en utilisant des tests de corrélation, nous concluons cette analyse à court terme par la mise en œuvre d'un test de causalité de Granger. Il s'agit d'un test particulièrement intéressant et simple.

Tableau 2. 14. Résultats des tests de Causalité de Granger Inter-régional

	Pétrole	Gaz Naturel	Electricité	Charbon
NA ⇏ G7	3.17**	124.19***	18.02***	0.94
G7⇏N.A	1.90	0.40	1.00	0.10
NA ⇏ EAFE	227.94***	38.58***	58.83***	93.69***
EAFE⇏ NA	4.35	0.97	2.13	0.11
NA ⇏ EUR	339.68***	4.03***	63.89***	49.51***
EUR⇏ NA	7.81***	0.86	2.90	1.73
NA ⇏ BRICS	74.81***	0.16	4.02	75.76***
BRICS ⇏ NA	0.21	1.30	1.90	0.15
NA ⇏ EM	97.37***	40.05***	31.60	119.47***
EM⇏ NA	0.86**	0.14	2.29	0.02
NA ⇏ LA	21.54***	0.05	1.21	155.11***
LA⇏ NA	0.78***	2.25	4.53	0.20
NA ⇏ AP	675.11***	29.31***	42.70	201.31***
AP⇏ NA	1.81	0.19	6.18	0.38
G7 ⇏ EAFE	112.75***	38.10***	10.42***	81.52***
EAFE⇏ G7	6.57***	78.77***	4.70	0.69
G7 ⇏ EUR	118.97***	1.26	13.01***	52.39***
EUR⇏ G7	10.65***	13.81***	4.24	2.52
G7 ⇏ BRICS	32.31***	0.16	0.42	74.20***
BRICS ⇏ G7	2.22	0.62	0.95	0.64
G7 ⇏ EM	43.81	21.83***	12.30***	147.23***
EM⇏ G7	0.90	19.00***	0.17	0.340
G7 ⇏ LA	12.49***	0.36	0.11	176.42***
LA⇏ G7	4.47	0.18	0.91	1.27
G7 ⇏ AP	501.43***	26.58***	20.68***	241.87***
AP⇏ G7	0.08	10.66***	2.95	0.28
EAFE ⇏ EUR	1.17	2.11	3.45	3.75
EUR⇏ EAFE	3.70	3.64	2.31	11.52***
EAFE ⇏ BRICS	8.82***	3.08	0.75	16.03***
BRICS ⇏ EAFE	8.36***	0.22	5.90*	4.35
EAFE ⇏ EM	6.20**	4.82	0.78	14.82***
EM⇏ EAFE	22.60***	1.81	1.65	8.78**
EAFE ⇏ LA	0.28	0.14	0.96	29.90***
LA⇏ EAFE	46.97***	0.81	5.42**	7.19**
EAFE ⇏ AP	273.75***	0.99	39.11***	16.16***
AP⇏ EAFE	1.44	0.20	3.15**	11.97***
EUR ⇏ BRICS	9.83***	0.07	1.45	14.35***
BRICS ⇏ EUR	14.62***	0.22	5.21**	0.87
EUR ⇏ EM	8.40***	0.92	2.19	16.05***
EM⇏ EUR	32.06***	2.46	1.65	1.43
EUR ⇏ LA	0.33	0.97	1.59	29.12***
LA⇏ EUR	38.44	0.01	4.94*	2.91
EUR ⇏ AP	377.71***	4.31	39.35***	22.81***
AP⇏ EUR	0.78***	3.69	3.30**	2.89
BRICS ⇏ EM	13.12***	0.98	37.90***	4.04
EM⇏ BRICS	22.96***	1.62	4.64*	2.80
BRICS ⇏ LA	1.37	1.19	2.48	4.35
LA⇏ BRICS	17.27***	0.00	2.01	4.81***
BRICS ⇏ AP	221.04***	0.29	17.51***	5.57**
AP⇏BRICS	2.62*	4.07	0.94	3.13
EM ⇏ LA	1.77	2.12	5.95**	0.19
LA⇏ EM	6.92***	1.34	41.24***	3.54
EM ⇏ AP	409.28***	8.84	14.52***	21.37***
AP⇏ EM	3.05***	12.11	6.04**	0.13
LA ⇏ AP	311.98***	2.97	18.84***	3.16**
AP⇏ LA	0.09	0.36	0.95	1.39

qui vise à vérifier si un marché donné à un effet de causalité de Granger sur un autre marché dans la même région ou dans une région différente. Le non-rejet des effets de causalité peut être analysé comme une indication d'inefficience. Nous rapportons les principaux résultats obtenus de ce test dans le tableau 2.14.

Selon le tableau 2.14, les résultats sont variés selon les marchés et les régions. Pour le marché pétrolier, l'indice *NA* Granger provoque tous les marchés, et les autres régions Granger provoquent la région *NA*, à l'exception des indices *Europe*, *LA* et *EM*. Les tests de causalité de Granger montrent une causalité bidirectionnelle entre l'indice *G7* et ceux des autres marchés, à l'exception de l'indice *EM*. *EAFE* présente également une causalité bidirectionnelle de Granger avec la plupart des indices, à l'exception des régions Europe et *APAC*. Des résultats similaires sont observés pour le cas Euro, attendre de l'*Europe* à *LA* dans les deux directions. L'indice *BRICS* également Granger provoque tous les indices, à l'exception du *G7* et du *NA*. L'*EM* a une causalité bilatérale de Granger avec tous les marchés. Ce résultat n'est pas surprenant, car cet indice inclut la plupart des pays exportateurs de pétrole. Pour les marchés du gaz, de l'électricité et du charbon, le tableau 2.14 montre des résultats similaires pour la causalité entre *NA* et les autres indices. En effet, nous montrons que *NA* a un effet de causalité sur les marchés développés alors que ce n'est pas Granger qui cause l'*EM*. L'indice *G7* Granger provoque tous les marchés à l'exception des régions *BRICS*, *LA* et *NA*. Les autres indices et produits présentent des résultats mitigés. Dans l'ensemble, nous indiquons que les effets de causalité significatifs sont unidirectionnels ou bidirectionnels, rejetant l'hypothèse de l'efficience au sens faible.

Tableau 2. 15. Résultats des tests de Causalité de Granger Intra-régional

	NA	G7	EAFE	EUR	AP	LA	EM	BRICS
Oil ⇏ Gas	3.66	76.34***	20.57***	0.73	3.79	0.55	42.94***	124.19***
Gas⇏ Oil	1.36	0.38	1.42	0.44	0.51	119.48***	1.04	0.40
Oil ⇏ Electricity	2.27	9.15***	3.53	0.09	1.36	1.82	9.87***	0.44
Electricity⇏ Oil	2.80	1.62	0.79	5.71**	7.51**	0.45	2.11	16.32***
Oil ⇏ Coal	3.35	4.14	40.77***	2.94	8.44**	119.48***	11.53***	59.29***
Coal⇏ Oil	0.47	1.05	2.04	0.30	8.65**	0.55	1.99	0.70
Gas ⇏ Electricity	0.71	9.76***	0.39	0.43	2.19	1.65	3.61	3.61
Electricity⇏ Gas	3.07	50.34***	30.94***	1.91	0.38	46.23***	25.92***	25.92***
Gas ⇏ Coal	0.05	1.91	1.90	0.91	1.79	1.65	3.61	2.75
Coal ⇏ Gas	0.22	57.54	7.49	1.97	2.75	46.23	25.92***	0.16
Electricity⇏ Coal	1.99	1.53	31.49***	1.04	3.17***	46.23***	106.73***	38.81***
Coal ⇏ Electricity	0.42	17.40***	1.96	0.65	1.29	1.65	13.25***	0.61

Notes** : (, ** et *) indiquent le niveau de signification à 1%, 5% et 10%, respectivement. Signifie « ne cause pas Granger »*

Afin de mieux explorer les relations de causalité, dans le tableau 2.15 nous avons également rapporté les résultats du test de causalité de Granger pour les marchés de produits intra-région. Les résultats sont cohérents avec la causalité entre les produits, puisque chaque produit dépend au moins d'autres produits dans les mêmes régions. Ces résultats mettent également en évidence le rejet de l'efficience de la forme faible.

Dans l'ensemble, cette analyse des séries temporelles de la dynamique des prix des matières premières à court terme donne un résultat intéressant, suggérant le rejet de l'hypothèse de l'indépendance et la marche aléatoire pour la plupart des produits dans les principales régions. De plus, nos résultats ne rejettent pas les relations de causalité entre les produits pour les régions intra ou inter-régions. Bien que ces résultats indiquent le rejet de la forme faible l'efficience, ils indiquent d'autres opportunités d'investissement et de diversification lorsque nous considérons l'investissement sur ces marchés de matières premières au moins à court terme. Pour vérifier ces résultats pour un horizon d'investissement à long terme, nous effectuons ensuite des tests d'efficience à long terme pour les matières premières.

IV- Analyse à long terme

Cette analyse est réalisée, comme dans Campbell et Shiller (1987) dans le but d'étudier l'évolution des rendements des matières premières à long terme à l'aide des tests de cointegration. Cela est particulièrement intéressant notamment pour les investisseurs qui détiennent des matières premières dans leurs portefeuilles et qui ont un horizon de placement à long terme.

Avant de passer à l'analyse empirique, nous rappelons que dans la littérature, la relation entre l'efficience et la cointegration ne semble pas assez claire. Il n'y a pas d'accord dans la littérature sur la relation à long terme et l'efficience. Certaines études, telles que Jawadi (2006) et Jawadi et Prat (2012, 2016), qui ont adopté l'approche Campbell et Shiller (1987) et Fontaine (1990), qui stipulent que l'efficience est vérifiée lorsque la relation de cointégration est validée, car cela signifie que, à long terme, le prix convergerait vers sa valeur fondamentale (Samuelson, 1965). Cependant, d'autres études utilisent des tests de cointegration pour vérifier l'hypothèse de l'efficience selon Fama (1970), pour qui si l'hypothèse de cointegration est validée entre deux marchés, il serait possible de prévoir les prix, ce qui n'est pas compatible avec la définition de l'efficience de Fama.

C'est-à-dire que nous allons maintenant effectuer des tests de cointegration multivariés et appliquer l'approche de Johansen (1988) pour vérifier les relations de cointegration entre les prix des produits de base et, en conséquence, l'hypothèse de cointegration à long terme. L'étude empirique se déroule en deux étapes principales : Nous évaluons, premièrement, la présence de relations de coïntégration et, deuxièmement, l'hypothèse de cointegration n'est pas rejetée, nous estimons par la suite, les modèles vectoriels à correction d'erreurs (VECM).

Les résultats des tests de cointegration montrent la présence de huit relations de co-intégration pour tous les marchés énergétiques étudiés. Ce résultat souligne la présence de relations à long terme entre les produits de base. Conformément à l'analyse de l'hypothèse d'efficience de Fama, ce résultat ne semble pas compatible avec l'hypothèse d'efficience au sens faible. La présence de cette relation à long terme entre les produits de base suggère la possibilité de prévoir le prix de l'actif énergétique donné lors de l'utilisation d'informations provenant d'un autre marché des commodités. Pour mieux analyser les propriétés de ce retour à la moyenne des prix des actifs énergétiques, nous effectuons un modèle VECM. Les tableaux 2.16, 2.17, 2.18 et

2.19 montrent les résultats trouvés. Plus précisément, comme les données sont quotidiennes et les résultats peuvent être biaisés par un effet ARCH, nous estimons un modèle VECM-GARCH (1,1) pour promouvoir des résultats hétéroscédastiques robustes[13].

En conséquence, pour ces VECM-GARCH (1,1), Les relations de cointegration entre les rendements des produits de base dans nos quatre secteurs de l'énergie correspondent à ce qui suit :

$$X^{oil} = \mu + \sum_{i=1}^{8} \delta_j \, X_{j,t} + \nu_t \quad (2.14)$$

$$X^{gas} = \mu + \sum_{i=1}^{8} \delta_j \, X_{j,t} + \nu_t \quad (2.15)$$

$$X^{electricity} = \mu + \sum_{i=1}^{8} \delta_j \, X_{j,t} + \nu_t \quad (2.16)$$

$$X^{coal} = \mu + \sum_{i=1}^{8} \delta_j \, X_{j,t} + \nu_t \quad (2.17)$$

Avec ;

Xj Représente le logarithme du marché boursier lié au secteur de l'énergie

j, avec$j = \ oil, gas, electricity, and\ coal.$ ν_t définit l'erreur à long terme.

Dans notre cas, Xj est $I(1)$.

[13] Un GARCH (1,1) correspond bien à la dynamique de variance de nos données pour toutes les séries.

Tableau 2. 16. Résultats des tests maximum Eigenvalue et de Trace

	Oil		Gas		Electricité		Coal	
Stat r=	**Max Eigenvalue**	**Trace statistic**	**Max Eigenvalue**	**Trace statistic**	**Max Eigenvalue**	**Trace statistic**	**Max Eigenvalue**	**Trace statistic**
0	1500.6	8905.6	1173.9	7130.7	1159.9	7681.4	1318.2	7689.7
At most 1	1346.3	7404.9	1116.7	5956.7	1041.8	6521.4	1086.3	6371.5
At most 2	1272.6	6058.6	1062.1	4840.0	1009.5	5479.6	992.1	5285.1
At most 3	1033.6	4786.0	967.8	3777.8	971.3	4470.0	978.5	4293.0
At most 4	1006.8	3752.3	951.9	2809.9	945.8	3498.6	908.16	3314.4
At most 5	992.4	2745.4	896.8250	1858.0	898.0	2552.8	871.7	2406.2
At most 6	937.2	1753.0	801.9	961.1	856.3	1654.8	796.8	1534.5
At most 7	815.7	815.7	159.18	159.1	798.4	798.4	737.6	737.6

***Note** : r designe le nombre des relations de cointegration. La statistique de Trace precise quand le test Max-Eigen value fournit la valeur maximale de Eigenvalue*

Par conséquent, la VECM-GARCH (1,1) est défini comme suit :

$$\Delta X_{i'}^{oil} = C_1 \hat{v}_{t-1}^{oil} + \sum_{i=1}^{2} c_{1+i}\, \Delta X_{t-i}^{oil} + \sum_{i=1}^{2} \sum_{i'=1}^{7} c_{2+i+j}\, \Delta X_{j,t-i} + c_{18} + \varepsilon_{j,t} \quad (2.21)$$

$$\Delta X_{i'}^{gas} = C_1 \hat{v}_{t-1}^{gas} + \sum_{i=1}^{2} c_{1+i}\, \Delta X_{t-i}^{gas} + \sum_{i=1}^{2} \sum_{i'=1}^{7} c_{2+i+j}\, \Delta X_{j,t-i} + c_{18} + \varepsilon_{j,t} \quad (2.22)$$

$$\Delta X_{j}^{electricity} = C_1 \hat{v}_{t-1}^{electricity} + \sum_{i=1}^{2} c_{1+i}\, \Delta X_{t-i}^{electricity} + \sum_{i=1}^{2} \sum_{i'=1}^{7} c_{2+i+j}\, \Delta X_{j,t-i} + c_{18} + \varepsilon_{j,t} \quad (2.23)$$

$$\Delta X_{j}^{coal} = C_1 \hat{v}_{t-1}^{coal} + \sum_{i=1}^{2} c_{1+i}\, \Delta X_{t-i}^{coal} + \sum_{i=1}^{2} \sum_{i'=1}^{7} c_{2+i+j}\, \Delta X_{j,t-i} + c_{18} + \varepsilon_{j,t} \quad (2.24)$$

Avec $i' \neq j$, et prend des valeurs de 1 à 7 présentant nos indices d'étude, à l'exception de l'indice j.

Notre analyse de cointegration montre différents résultats remarquables. Tout d'abord, le terme d'ajustement n'est pas significativement négatif pour les cinq régions (*Europe*, *EAFE*, *EM*, *BRICS* et *APac*) suggérant qu'un retour à la moyenne du prix du pétrole n'est pas actif pour ces régions et constitue une déviation des prix de l'équilibre dans le long terme. Ceci indique une

preuve supplémentaire de l'efficience du marché à long terme alors qu'il apparaît que le marché du pétrole n'est pas efficient pour les autres régions.

Par la suite, en ce qui concerne le marché du gaz, nous notons un retour à la moyenne significatif uniquement pour NA, ce qui suggère que, dans le long terme, le marché du gaz est efficient sur le plan informationnel pour la plupart des autres régions. Ensuite, pour le marché de l'électricité, l'hypothèse d'efficience est acceptée pour toutes les régions suggérant l'absence d'opportunités d'investissement sur ce marché à long terme. Enfin, pour le marché du charbon, l'hypothèse d'efficience est également acceptée pour la plupart des régions, à l'exception de *NA* et du *G7*. En outre, l'analyse des paramètres de l'équation de variance montre que notre spécification correspond bien aux données, et le modèle GARCH (1,1) capture la dynamique de la volatilité. Selon ces estimateurs, notre modèle estimé est stable. De plus, les résidus estimés montrent des propriétés statistiques appropriées validant la cohérence de nos estimateurs.

Dans l'ensemble, cette analyse à long terme montre deux résultats importants. D'une part, pour la plupart des régions, l'hypothèse de l'efficience informationnelle n'est pas rejetée à long terme, ce qui suggère l'absence d'opportunité d'investissement ou de diversification lorsqu'on envisage des investissements à long terme sur les marchés des matières premières. Les marchés du pétrole et du charbon sont des exceptions où l'investissement peut générer des bénéfices à long terme, mais seulement dans les régions de *NA* et *G7*. D'autre part, pour les trois produits (gaz, électricité et charbon), l'hypothèse d'efficience est plus acceptée à long terme que pour le marché pétrolier. Ce résultat peut être justifié parce que ces trois marchés partagent des propriétés proches similaires (par exemple, risque, transport et coût).

Tableau 2. 17. Estimation des modèles VECM-GARCH pour le marché de pétrole

Pétrole

$$\Delta X_{i'}^{oil} = C_1 \hat{v}_{t-1}^{oil} + \sum_{i=1}^{2} c_{1+i}\, \Delta X_{t-i}^{oil} + \sum_{i=1}^{2}\sum_{i'=1}^{7} c_{2+i+j}\, \Delta X_{j,t-i} + c_{18} + \varepsilon_{j,t} \quad (2.25)$$

Parameters de l' Equation 18	NTHAM	G7	EAFE	EU	APAC	LTAM	EM	BRICS
$\hat{v}_{t-1}^{oil}$	-0.56*** (0.02)	-0.06** (0.02)	0.45*** (0.02)	0.53*** (0.02)	0.55*** (0.02)	-0.09*** (0.04)	-0.01 (0.02)	0.15*** (0.03)
$\Delta X_{t-1}^{oil,NA}$	-0.25*** (0.02)	0.17*** (0.02)	-0.09*** (0.02)	-0.07*** (0.02)	-0.18*** (0.02)	0.16*** (0.03)	0.17*** (0.02)	0.04 (0.03)
$\Delta X_{t-2}^{oil,NA}$	-0.13*** (0.01)	0.11*** (0.02)	-0.01 (0.01)	-0.01 (0.01)	-0.09*** (0.01)	0.10*** (0.02)	0.09*** (0.01)	0.05** (0.02)
$\Delta X_{t-1}^{oil,G7}$	0.09*** (0.01)	-0.64*** (0.02)	0.00 (0.01)	-0.05*** (0.01)	-0.02 (0.01)	0.03 (0.03)	0.02 (0.01)	-0.02 (0.02)
$\Delta X_{t-2}^{oil,G7}$	0.04*** (0.01)	-0.38*** (0.02)	-0.03 (0.02)	-0.05*** (0.01)	-0.02 (0.01)	0.00 (0.03)	0.02 (0.01)	-0.00 (0.02)
$\Delta X_{t-1}^{oil,EAFE}$	-0.02 (0.02)	-0.02 (0.02)	-0.74*** (0.02)	-0.02 (0.01)	0.04** (0.01)	-0.00 (0.031)	0.03 (0.025)	0.06 (0.029)
$\Delta X_{t-2}^{oil,EAFE}$	-0.00 (0.01)	-0.05** (0.02)	-0.38*** (0.02)	-0.02 (0.01)	0.00 (0.01)	-0.00 (0.03)	-0.01 (0.02)	0.01 (0.03)
$\Delta X_{t-1}^{oil,EUR}$	-0.32*** (0.02)	-0.09*** (0.02)	0.20*** (0.02)	-0.48*** (0.02)	0.35*** (0.02)	-0.10*** (0.04)	-0.04 (-0.02)	-0.00 (0.03)
$\Delta X_{t-2}^{oil,EUR}$	-0.16*** (0.02)	0.00 (0.02)	0.13*** (0.024)	-0.22*** (0.026)	0.18*** (0.008)	-0.04 (0.032)	0.02 (0.02)	0.03 (0.029)
$\Delta X_{t-1}^{oil,EM}$	-0.00 (0.00)	0.02** (0.01)	0.04*** (0.00)	0.00*** (0.02)	0.03*** (0.00)	-0.60*** (0.01)	0.03** (0.01)	0.02** (0.01)
$\Delta X_{t-2}^{oil,EM}$	-0.00 (0.00)	0.02** (0.01)	0.01 (0.00)	0.01 (0.00)	0.02** (0.00)	-0.32*** (0.01)	0.00 (0.01)	0.00 (0.01)
$\Delta X_{t-1}^{oil,LA}$	0.18*** (0.01)	0.00 (0.01)	-0.14*** (0.01)	-0.14*** (0.01)	-0.07*** (0.01)	0.05 (0.02)	-0.62*** (0.02)	0.04*** (0.02)
$\Delta X_{t-2}^{oil,LA}$	0.11*** (0.01)	0.01 (0.01)	-0.04*** (0.01)	-0.04** (0.01)	-0.03** (0.01)	0.07*** (0.02)	-0.29*** (0.0217)	0.02*** (0.02)
$\Delta X_{t-1}^{oil,BRICS}$	-0.07*** (0.01)	-0.00 (0.01)	0.04*** (0.01)	0.03** (0.01)	0.06** (0.01)	-0.01 (0.01)	0.02 (0.01)	-0.63*** (0.01)
$\Delta X_{t-2}^{oil,BRICS}$	-0.04*** (0.01)	-0.00 (0.01)	0.01 (0.01)	0.00 (0.01)	0.02** (0.01)	-0.01 (0.01)	-0.00 (0.01)	-0.35*** (0.01)
$\Delta X_{t-1}^{oil,AP}$	-0.19*** (0.01)	-0.03** (0.01)	0.11*** (0.01)	0.13*** (0.01)	-0.51*** (0.01)	-0.10*** (0.02)	-0.06** (0.01)	-0.05** (0.01)
$\Delta X_{t-2}^{oil,AP}$	-0.16*** (0.01)	-0.07*** (0.01)	-0.00 (0.01)	-0.00 (0.01)	-0.26*** (0.01)	-0.10*** (0.02)	-0.06*** (0.01)	-0.06*** (0.01)
Constante	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	-0.00 (0.00)	-0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
Equation de la Variance								
Constante	$5*10^{-7}$*** (0.00)	$9*10^{-7}$*** (0.00)	$4*10^{-7}$ (0.00)	$5*10^{-7}$ (0.00)	$4*10^{-7}$*** (0.00)	$3*10^{-6}$*** (0.00)	$1*10^{-6}$*** (0.00)	$2*10^{-6}$*** (0.00)
ARCH	0.07*** (0.00)	0.12*** (0.00)	0.10*** (0.00)	0.08*** (0.00)	0.09*** (0.09)	0.13*** (0.00)	0.11*** (0.00)	0.12*** (0.00)
GARCH	0.91*** (0.00)	0.86*** (0.00)	0.89*** (0.00)	0.91*** (0.00)	0.89*** (0.89)	0.84*** (0.00)	0.86*** (0.00)	0.85*** (0.00)
R^2	0.40	0.29	0.39	0.41	0.47	0.28	0.27	0.27
Log likelihood	18121.32	18015.44	18213.64	18045.91	18719.57	15900.23	17536.76	16723.24

Notes : *(***, ** et *) indiquent le niveau de signification à 1%, 5% et 10%, respectivement.*

Tableau 2. 18. Estimation des modèles VECM-GARCH pour le marché de gaz

Gaz Naturel

$$\Delta X_{i,t}^{gas} = C_1 \hat{v}_{t-1}^{gas} + \sum_{i=1}^{2} c_{1+i}\, \Delta X_{t-i}^{gas} + \sum_{i=1}^{2}\sum_{i'=1}^{7} c_{2+i+j}\, \Delta X_{j,t-i} + c_{18} + \varepsilon_{j,t} \quad (2.26)$$

Parameters de l'Equation 19	NTHAM	G7	EAFE	EU	APAC	LATAM	EM	BRICS
$\hat{v}_{t-1}^{gas}$	-0.17*** (0.01)	0.01 (0.04)	0.35*** (0.04)	0.41*** (0.02)	0.31*** (0.01)	0.41*** (0.01)	0.10*** (0.03)	0.21*** (0.03)
$\Delta X_{t-1}^{gas,NA}$	-0.52*** (0.02)	-0.07 (0.03)	-0.31*** (0.04)	-0.14*** (0.01)	-0.09*** (0.02)	0.09*** (0.01)	0.05 (0.03)	-0.16*** (0.03)
$\Delta X_{t-2}^{gas,NA}$	-0.25*** (0.01)	-0.86*** (0.04)	-0.68*** (0.03)	0.07*** (0.01)	-0.06** (0.02)	-0.08*** (0.00)	-0.00 (0.03)	-0.06** (0.03)
$\Delta X_{t-1}^{gas,G7}$	-0.02 (0.02)	-0.64*** (0.04)	0.10** (0.05)	-0.08*** (0.02)	0.03 (0.03)	-0.23*** (0.01)	0.23*** (0.04)	0.02 (0.03)
$\Delta X_{t-2}^{gas,G7}$	-0.04 (0.02)	-0.30 (0.04)	0.08 (0.04)	-0.29*** (0.02)	0.07 (0.03)	0.21*** (0.01)	0.25*** (0.04)	-0.03*** (0.041)
$\Delta X_{t-1}^{gas,EAFE}$	-0.03*** (0.01)	-0.00 (0.02)	-0.65*** (0.03)	0.16*** (0.02)	0.14*** (0.02)	0.15*** (0.01)	-0.00 (0.02)	0.13 (0.02)
$\Delta X_{t-2}^{gas,EAFE}$	-0.00 (0.01)	-0.01 (0.02)	-0.33*** (0.02)	0.16*** (0.01)	0.05** (0.02)	0.06*** (0.00)	-0.04 (0.027)	0.04 (0.02)
$\Delta X_{t-1}^{gas,EUR}$	-0.03** (0.00)	0.01 (0.02)	0.11*** (0.03)	-0.59*** (0.01)	0.09*** (0.00)	0.20*** (0.00)	0.04** (0.01)	0.04** (0.01)
$\Delta X_{t-2}^{gas,EUR}$	-0.01 (0.00)	0.00 (0.02)	0.04 (0.02)	-0.28*** (0.01)	0.04*** (0.00)	-0.00*** (0.00)	0.05*** (0.01)	0.03** (0.017)
$\Delta X_{t-1}^{gas,EM}$	0.00 (0.00)	-0.00 (0.02)	-0.02 (0.02)	-0.02*** (0.00)	-0.02*** (0.00)	-0.10*** (0.00)	-0.62*** (0.01)	-0.003 (0.01)
$\Delta X_{t-2}^{gas,EM}$	0.00 (0.00)	0.00 (0.02)	-0.00 (0.00)	-0.01 (0.00)	-0.00 (0.00)	-0.00 (0.00)	-0.30*** (0.01)	-0.00 (0.01)
$\Delta X_{t-1}^{gas,LA}$	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.01*** (0.00)	0.01 (0.00)	-0.70*** (0.00)	0.00 (0.01)	0.00 (0.00)
$\Delta X_{t-2}^{gas,LA}$	0.00*** (0.00)	0.00 (0.01)	-0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00*** (0.00)	-0.20*** (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
$\Delta X_{t-1}^{gas,BRICS}$	-0.02*** (0.00)	0.00 (0.02)	0.05** (0.02)	0.06*** (0.06)	0.04*** (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.011)	-0.61*** (0.01)
$\Delta X_{t-2}^{gas,BRICS}$	-0.00 (0.00)	0.00 0.02	0.02 (0.02)	0.04*** (0.04)	0.02*** (0.00)	-0.03*** (0.00)	0.01 (0.01)	-0.33*** (0.01)
$\Delta X_{t-1}^{gas,PA}$	-0.09*** (0.01)	-0.05 (0.03)	0.16*** (0.04)	0.16*** (0.01)	-0.62*** (0.00)	0.41*** (0.01)	-0.01 (0.03)	0.08** (0.02)
$\Delta X_{t-2}^{gas,PA}$	-0.05*** (0.01)	-0.04 (0.03)	0.061 (0.03)	0.07*** (0.01)	-0.31*** (0.01)	0.04*** (0.01)	-0.02 (0.02)	0.06** (0.02)
Constant	-0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.97)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
Equation de la Variance								
Constant	$3*10^{-7}$*** (0.00)	$4*10^{-5}$*** (0.00)	$4*10^{-5}$*** (0.00)	$4*10^{-7}$*** (0.00)	$3*10^{-7}$*** (0.00)	$6*10^{-6}$*** (0.00)	$2*10^{-5}$*** (0.00)	$1*10^{-5}$*** (0.00)
ARCH	0.11*** (0.00)	0.15*** (0.02)	0.15*** (0.02)	0.06*** (0.00)	0.09*** (0.00)	4.27*** (0.08)	0.16*** (0.00)	0.10*** (0.00)
GARCH	0.87*** (0.00)	0.60*** (0.05)	0.60*** (0.04)	0.93*** (0.00)	0.89*** (0.00)	0.08*** (0.00)	0.80*** (0.00)	0.81*** (0.01)
R2	0.34	-0.97	0.22	0.35	0.41	0.29	0.31	0.31
Log likelihood	19466.39	16739.46	16651.20	16950.44	19197.73	14247.86	15021.31	15184.01

Notes**: (, ** et *) indiquent le niveau de signification à 1%, 5% et 10%, respectivement.*

Tableau 2. 19. Estimation des modèles VECM-GARCH pour le marché d'Electricité

Electricité

$$\Delta X_j^{electricity} = C_1 \hat{v}_{t-1}^{electricity} + \sum_{i=1}^{2} c_{1+i}\, \Delta X_{t-i}^{electricity} + \sum_{i=1}^{2}\sum_{i'=1}^{7} c_{2+i+j} \Delta X_{j,t-i} + c_{18} + \varepsilon_{j,t} \quad (2.26)$$

Parametres de l'Equation 20	NTHAM	G7	EAFE	EU	APAC	LATAM	EM	BRICS
$\hat{v}_{t-1}^{Electricity}$	0.01 (0.00)	0.08*** (0.01)	0.16*** (0.00)	0.24*** (0.00)	0.03*** (0.00)	0.19*** (0.01)	0.16*** (0.00)	0.17*** (0.01)
$\Delta X_{t-1}^{Electricity,NA}$	-0.66*** (0.01)	0.02 (0.01)	-0.03** (0.01)	-0.07*** (0.01)	0.01 (0.01)	-0.09*** (0.02)	-0.04** (0.01)	-0.06** (0.03)
$\Delta X_{t-2}^{Electricity,NA}$	-0.33*** (0.01)	0.02 (0.01)	-0.03** (0.01)	-0.04** (0.01)	0.01 (0.01)	-0.05 (0.02)	-0.01 (0.01)	-0.03 (0.02)
$\Delta X_{t-1}^{Electricity,G7}$	-0.02** (0.01)	-0.68*** (0.01)	0.00 (0.01)	0.00 (0.01)	0.00 (0.01)	0.01 (0.02)	0.00 (0.01)	0.01 (0.02)
$\Delta X_{t-2}^{Electricity,G7}$	-0.02** (0.01)	-0.36*** (0.01)	0.01 (0.01)	0.01 (0.01)	0.00 (0.01)	0.01 (0.02)	0.00 (0.01)	0.00 (0.026)
$\Delta X_{t-1}^{Electricity,EAFE}$	-0.05** (0.05)	-0.47*** (0.07)	-1.47*** (0.06)	-1.20*** (0.06)	-0.14** (0.06)	-1.00*** (0.10)	-0.81*** (0.05)	-0.94*** (0.11)
$\Delta X_{t-2}^{Electricity,EAFE}$	-0.02 (0.04)	-0.326*** (0.05)	-0.70*** (0.05)	-0.56*** (0.05)	-0.16*** (0.05)	-0.42*** (0.08)	-0.43*** (0.03)	-0.40*** (0.09)
$\Delta X_{t-1}^{Electricity,EUR}$	0.01 (0.10)	0.67*** (0.13)	0.934*** (0.11)	0.60*** (0.11)	-0.02 (0.11)	0.96*** (0.18)	0.74*** (0.08)	0.86*** (0.20)
$\Delta X_{t-2}^{Electricity,EUR}$	0.02 (0.09)	0.45*** (0.12)	0.43*** (0.104)	0.26*** (0.10)	0.06 (0.11)	0.43 (0.19)	0.44*** (0.08)	0.39 (0.20)
$\Delta X_{t-1}^{Electricity,EM}$	-0.00 (0.03)	0.06 (0.04)	0.16*** (0.03)	0.25*** (0.03)	0.08 (0.03)	-0.43*** (0.05)	0.16*** (0.02)	0.14** (0.05)
$\Delta X_{t-2}^{Electricity,EM}$	0.00 (0.03)	0.03 (0.04)	0.11*** (0.03)	0.15*** (0.03)	0.03 (0.03)	-0.31*** (0.05)	0.11*** (0.02)	0.00 (0.05)
$\Delta X_{t-1}^{Electricity,LA}$	0.11 (0.16)	-0.19 (0.20)	0.04 (0.16)	0.23 (0.168)	0.45** (0.19)	0.32 (0.28)	-0.27 (0.13)	0.36 (0.29)
$\Delta X_{t-2}^{Electricity,LA}$	0.01 (0.14)	-0.15 (0.18)	0.01 (0.16)	0.11 (0.16)	0.25 (0.17)	0.12 (0.288)	-0.20*** (0.13)	0.14 (0.30)
$\Delta X_{t-1}^{Electricity,BRICS}$	-0.00 (0.03)	-0.05 (0.03)	-0.11*** (0.03)	-0.18*** (0.03)	-0.05 (0.03)	-0.12*** (0.04)	-0.11*** (0.02)	-0.71*** (0.05)
$\Delta X_{t-2}^{Electricity,BRICS}$	0.00 (0.03)	-0.01 (0.03)	-0.07** (0.03)	-0.11*** (0.03)	-0.01 (0.03)	0.02 (0.04)	-0.07** (0.02)	-0.30*** (0.05)
$\Delta X_{t-1}^{Electricity,AP}$	-0.07 (0.06)	0.07 (0.08)	-0.01 (0.06)	-0.07 (0.07)	-0.87*** (0.08)	-0.08 (0.12)	-0.15 (0.05)	-0.09 (0.12)
$\Delta X_{t-2}^{Electricity,AP}$	-0.03 (0.06)	0.05 (0.08)	-0.00 (0.06)	-0.03 (0.07)	-0.46*** (0.07)	-0.03 (0.00)	-0.04 (0.05)	-0.04 (0.12)
Constante	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
Equation de la Variance								
Constante	$5*10^{-7}$*** (0.00)	$9*10^{-7}$*** (0.00)	$3*10^{-7}$*** (0.00)	$4*10^{-7}$*** (0.00)	$1*10^{-6}$*** (0.00)	$3*10^{-7}$*** (0.00)	$1*10^{-6}$*** (0.00)	$1*10^{-6}$*** (0.00)
ARCH	0.13*** (0.00)	0.10*** (0.00)	0.07*** (0.00)	0.08*** (0.00)	0.13*** (0.00)	0.12*** (0.00)	0.08*** (0.00)	0.11*** (0.00)
GARCH	0.85*** (0.00)	0.87*** (0.00)	0.91*** (0.00)	0.90*** (0.00)	0.82*** (0.01)	0.87*** (0.00)	0.89*** (0.00)	0.88*** (0.00)
R2	0.36	0.32	0.37	0.42	0.35	0.28	0.39	0.28
Log likelihood	19442.92	18388.50	19445.77	19292.69	19232.09	16014.79	20536.78	15594.27

Notes : *(***, ** et *) indiquent le niveau de signification à 1%, 5% et 10%, respectivemen*

Tableau 2. 20. Estimation des modèles VECM-GARCH du marché de charbon

Charbon

$$\Delta X_j^{coal} = C_1 \hat{v}_{t-1}^{coal} + \sum_{i=1}^{2} c_{1+i}\, \Delta X_{t-i}^{coal} + \sum_{i=1}^{2}\sum_{i'=1}^{7} c_{2+i+j}\, \Delta X_{j,t-i} + c_{18} + \varepsilon_{j,t} \quad (2.27)$$

Parametres deEquation 21	NTHAM	G7	EAFE	EU	APAC	LATAM	EM	BRICS
$\hat{v}_{t-1}^{coal}$	-0.20*** (0.00)	-0.11*** (0.00)	0.15*** (0.00)	0.04*** (0.00)	0.06*** (0.00)	0.09*** (0.00)	0.10*** (0.00)	0.11*** (0.00)
$\Delta X_{t-1}^{coal,NA}$	-0.50*** (0.02)	0.07*** (0.01)	-0.04** (0.01)	-0.01 (0.0.1)	0.00 (0.00)	-0.01 (0.01)	-0.04*** (0.01)	-0.03** (0.01)
$\Delta X_{t-2}^{coal,NA}$	-0.27*** (0.02)	0.05*** (0.01)	-0.01 (0.01)	0.02*** (0.01)	0.01 (0.00)	0.00 (0.01)	-0.01 (0.01)	-0.00 (0.01)
$\Delta X_{t-1}^{coal,G7}$	0.24*** (0.02)	-0.47*** (0.02)	-0.10*** (0.01)	0.02*** (0.01)	0.02 (0.01)	-0.01 (0.01)	-0.01 (0.01)	-0.03 (0.01)
$\Delta X_{t-2}^{coal,G7}$	0.17*** (0.02)	-0.27*** (0.01)	-0.06*** (0.01)	0.01 (0.01)	-0.00 (0.00)	-0.01 (0.01)	-0.02** (0.01)	-0.03 (0.01)
$\Delta X_{t-1}^{coal,EAFE}$	-0.32*** (0.01)	-0.18*** (0.01)	-0.436*** (0.01)	0.06*** (0.01)	0.10*** (0.01)	0.16*** (0.01)	0.15*** (0.01)	0.18*** (0.01)
$\Delta X_{t-2}^{coal,EAFE}$	-0.18*** (0.01)	-0.09*** (0.01)	-0.22*** (0.01)	0.01 (0.01)	0.04*** (0.00)	0.06*** (0.01)	0.06*** (0.01)	0.07*** (0.01)
$\Delta X_{t-1}^{coal,EUR}$	-0.05** (0.01)	-0.02 (0.01)	0.07*** (0.01)	- 0.62*** (0.01)	0.05*** (0.00)	0.07*** (0.01)	0.05*** (0.00)	0.05*** (0.01)
$\Delta X_{t-2}^{coal,EUR}$	-0.01*** (0.02)	-0.00 (0.01)	0.04*** (0.01)	- 0.28*** (0.01)	0.02** (0.00)	0.040*** (0.01)	0.04*** (0.01)	0.03** (0.01)
$\Delta X_{t-1}^{coal,EM}$	-0.08 (0.03)	-0.01 (0.02)	-0.03 (0.02)	0.03 (0.02)	-0.05** (0.01)	-0.64*** (0.02)	-0.00 (0.02)	0.03 (0.02)
$\Delta X_{t-2}^{coal,EM}$	-0.11** (0.02)	-0.05** (0.02)	-0.01 (0.02)	-0.00 (0.02)	-0.03 (0.01)	-0.31*** (0.01)	-0.01*** (0.02)	0.02 (0.02)
$\Delta X_{t-1}^{coal,LA}$	0.01 (0.02)	-0.00 (0.01)	0.04 (0.01)	-0.02 (0.01)	0.07*** (0.01)	0.02 (0.01)	0.05*** (0.01)	-0.60*** (0.02)
$\Delta X_{t-2}^{coal,LA}$	0.03 (0.02)	0.00 (0.01)	0.00** (0.01)	-0.00 (0.01)	0.03** (0.01)	-0.01** (0.01)	0.04*** (0.01)	-0.34*** (0.02)
$\Delta X_{t-1}^{coal,BRICS}$	-0.46*** (0.02)	-0.07** (0.02)	0.09*** (0.02)	0.08 (0.02)	-0.03 (0.01)	0.05** (0.02)	-0.64*** (0.02)	0.03 (0.03)
$\Delta X_{t-2}^{coal,BRICS}$	-0.36*** (0.02)	-0.04 (0.02)	0.05*** (0.02)	0.03 (0.02)	-0.03 (0.02)	0.03 (0.02)	-0.35 (0.02)	0.05 (0.03)
$\Delta X_{t-1}^{coal,AP}$	0.56*** (0.02)	0.05 (0.03)	-0.04** (0.02)	- 0.09*** (0.02)	-0.61*** (0.02)	-0.04 (0.02)	-0.02 (0.02)	-0.04 (0.03)
$\Delta X_{t-2}^{coal,AP}$	0.49*** (0.02)	0.05 (0.03)	-0.02 (0.02)	-0.03 (0.02)	-0.27*** (0.02)	-0.01 (0.02)	-0.02 (0.02)	-0.02 (0.03)
Constante	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
Equation de la Variance								
Constante	$2*10^{-6}$*** (0.00)	$3*10^{-6}$*** (0.00)	$8*10^{-7}$*** (0.00)	$9*10^{-6}$*** (0.00)	$9*10^{-6}$*** (0.00)	$1*10^{-6}$*** (0.00)	$9*10^{-7}$*** (0.00)	$1*10^{-6}$*** (0.00)
ARCH	0.09*** (0.00)	0.11*** (0.00)	0.09*** (0.00)	0.21*** (0.01)	0.11*** (0.00)	0.09*** (0.00)	0.11*** (0.00)	0.10*** (0.00)
GARCH	0.90*** (0.00)	0.87*** (0.00)	0.90*** (0.00)	0.74*** (0.00)	0.87*** (0.00)	0.89*** (0.00)	0.88*** (0.00)	0.89*** (0.00)
R2	0.32	0.33	0.38	0.29	0.34	0.33	0.33	0.31
Log likelihood	14420.28	15368.42	16276.58	15563.74	17511.77	16157.88	16470.49	15111.18

Notes** : (, ** et *) indiquent le niveau de signification à 1%, 5% et 10%, respectivement.*

L'analyse de l'efficience de ces quatre marchés de produits à court et à long terme donne des résultats intéressants. Tout d'abord, le fait que l'efficience soit rejetée à court terme et acceptée à long terme peut se justifier par le fait que, à court terme, chaque marché de produits est régi par ses spécificités et que le prix dépend fortement de ses tendances passées et des opportunités d'investissement grâce à la spéculation sur cette dépendance. Les effets de l'inefficience du marché, qui font des possibilités d'investissement sont plus importants dans les régions émergentes que dans les pays développés. Cela s'explique par le fait que les marchés des produits de base dans les régions émergentes sont moins développés et organisés, se produisent souvent par la mise en œuvre à court terme de projets par des entreprises publiques ou privées et source d'investissements importants pour les investisseurs étrangers. Ensuite, le fait que le degré d'efficience du marché pétrolier diffère de celui des autres marchés qui s'expliquent par le fait que le marché pétrolier est mieux organisé et réglementé par rapport aux autres marchés de matières premières.

Le mouvement de la libéralisation financière sur les marchés énergétiques a été un processus continu mais un avec une croissance pendant les années 2000 en raison de la crise financière. La libéralisation financière dans les pays de G7, les pays de l'Europe, et généralement les marchés développés n'étaient que des résultats d'initiatives politiques isolées, mais il y avait toujours la mise en œuvre des composantes de vastes réformes structurelles et de programmes de stabilisation sur les marchés émergents.

Ces programmes de libéralisation ont été mis en place au cours de la seconde moitié des années 90. Au cours de cette période, Les pays ont entamé le processus de libéralisation des marchés boursiers. Ces pays ont entrepris des réformes de libéralisation et ont donc réduit l'écart boursiers avec les Industriels. La libéralisation des marchés boursiers peut entraîner une croissance des marchés émergents selon plusieurs auteurs (Henry (2000b), Bekaert et Harvey (2000) et (Han Kim et Singal (2000), la liquidité peut entrainer une augmentation de l'investissement (Henry 2000a), permet la croissance économique (Bekaert et Harvey (1997) ainsi que ça entraine une réévaluation du risque (Chari & Henry 2001) et par conséquent une réduction des primes sur actions (Ahimud et Mendelson (1986), Ahimud et al., (1997) et une diminution du coût du capital (Stulz 1999), et entraine une diminution des dividendes (Bekaert et Harvey, 2000).

Selon l'hypothèse de l'efficience des marchés, l'augmentation de la disponibilité de l'information sur des marchés efficients peut refléter une efficience aux prix des actifs financiers. En d'autres termes, la théorie suggère que l'information devient plus facilement libre, nous parlons, par conséquent d'une concurrence accrue, la prévisibilité va diminuer. Plusieurs recherches sont liées à ce sujet comme par exemple Groenewold et Ariff (1998), Kawakatsu et Morey (1999), Han Kim et Singal (2000a, 2000b) et Laopodis (2004) et Füss (2005). En effet, plusieurs études trouvent un effet mitigé de l'impact de la libéralisation sur l'efficience du marché. Par exemple, Groenewold et Ariff (1998) ont constaté que la prévisibilité des cours des actifs financiers en Asie-Pacifique reste même après la libéralisation des marchés boursiers. Füss (2005) a constaté que la libéralisation peut améliorer l'efficience du marché des marchés boursiers asiatiques, et Han Kim et Singal (2000a, 2000b) ont analysé 14 marchés boursiers des pays émergents et ont constaté que ces marchés sont devenus plus efficients après la libéralisation des marchés. D'autres auteurs comme Kawakatsu et Morey (1999), ont testé l'efficience de neuf pays émergents, n'ont pas permis de constater que ces marchés deviennent plus efficients après la libéralisation. Laopodis (2004) a constaté que le marché financier Grec n'est pas efficient parce que le marché était déjà efficient avant la libéralisation. D'où l'impact de la libéralisation sur l'efficience du marché boursier demeure une énigme dans la littérature existante, en particulier pour les marchés latino-américains. Les crises financières ou crash boursiers constituent un facteur déterminant et expliquant l'inefficience des marchés. Peu d'études ont été consacrées à l'étude de la relation entre ces dimensions. Ces événements récents suggèrent des phénomènes d'interdépendance entre les indices boursiers. Les relations susceptibles d'exister entre les marchés peuvent s'intensifier en période de crise. Il semble alors plus adéquat de parler de contagion. En effet, pour mesurer la contagion, les études antérieures se basent sur la variation des coefficients de corrélation de deux marchés sur deux périodes (stables et de crise). La plupart des études se basent sur l'augmentation significative de la corrélation des rendements entre les marchés (Chiang et al. (2007)). Les résultats empiriques sont incompatibles, d'une part, certaines études supposent une augmentation significative de la corrélation durant la crise 1997 et concluent à un effet de contagion (Baig et Goldfajin (1999)). D'autres part, Forbes et Rigobon (2002), Bardo et Murshid (2001), lorsqu'ils corrigent le problème d'héteroscedasticité, ont montré l'absence du phénomène de contagion et ont supposé la présence d'une relation d'interdépendance.

V- Simulations de portefeuille pour les matières énergétiques :

Conformément à la théorie du portefeuille de Markowitz, nous construisons des portefeuilles bivariés comprenant deux produits dans chaque portefeuille. En utilisant le modèle de variance-covariance de Markowitz, nous identifions six portefeuilles différents : (pétrole, charbon), (pétrole, gaz), (pétrole, électricité), (gaz, électricité), (gaz, charbon) et (électricité, charbon). Nous supposons que l'investisseur peut investir de manière équivalente le même montant pour chaque produit, ce qui implique que les portefeuilles sont équiprobables[14]. Ensuite, nous calculons pour chaque portefeuille le rendement attendu lié et le risque mesuré par la moyenne attendue et la variance attendue. L'annexe B montre le calcul intermédiaire (moyenne, écart-type et corrélations entre produits par région) tandis que le tableau 2.21 présente les principaux résultats des simulations de portefeuille.

L'analyse de nos simulations de portefeuille montre deux résultats intéressants. D'une part, pour les rendements attendus, le portefeuille (Pétrole, Gaz) fournit les rendements attendus les plus élevés et montre que le *G7* est la région la plus attrayante. En outre, les portefeuilles (gaz, électricité), (gaz, charbon) et (électricité, charbon) fournissent un rendement attendu plus élevé dans le *G7* que dans les autres régions alors que les portefeuilles (pétrole, charbon) et (pétrole, électricité) les rendements espérés les plus élevés sont dans les *BRICS* et *NA*. D'autre part, pour la gestion des risques, nous montrons que, parmi tous les portefeuilles, le portefeuille optimal est (Gaz, Electricité) dans la région *NA*, ce qui représente le risque minimum. En outre, *NA* est attractif car le portefeuille (pétrole, gaz) est moins risqué dans cette région que dans d'autres régions tandis que la région *APAC* montre le risque le plus faible pour les portefeuilles (pétrole, charbon), (pétrole, électricité), et (électricité, charbon). Cela suggère deux conclusions intéressantes. Tout d'abord, le *G7* est la région qui offre les rendements moyens les plus élevés et qui va intéresser les investisseurs avec une forte acceptation pour le risque tandis que la région *APAC* est adaptée pour les investisseurs qui sont averses au risque. Par la suite, le portefeuille (pétrole et gaz) offre le rendement attendu le plus élevé, tandis que le portefeuille (gaz, électricité) présente moins de risques et est plus adapté aux investisseurs qui couvrent leurs placements.

[14] Nos résultats dépendent de cette hypothèse simple qui peut évidemment être omise pour une simulation dynamique pour fournir le portefeuille optimal.

Tableau 2. 21. Analyse de la simulation des portefeuilles des matières premières

X	(Oil, Coal)		(Oil, Gas)		(Oil, Electricity)		Gas, Electricity		(Gas, Coal)		(Electricity, Coal)	
Regions	E	σ	E	σ	E	σ	E	σ	E	σ	E	σ
NA	-6.85	7.95	12.65	1.79	7.98	2.66	10.33	1.39	5.86	5.16	5.51	6.36
G7	-1.23	6.70	67.27	1.88	-1.55	3.07	64.19	64.19	32.99	4.34	18.67	6.03
EAFE	6.63	5.35	12.63	2.17	5.42	2.82	9.80	9.80	5.77	4.12	4.94	4.58
EUR	-16.39	7.37	12.12	2.79	2.10	2.62	2.62	12.98	7.70	4.99	6.34	5.38
AP	3.65	4.29	18.65	3.26	1.79	2.23	2.23	15.14	8.97	3.75	6.36	2.57
BRICS	15.20	9.20	5.70	5.00	-2.69	6.65	6.56	-1.39	2.41	7.14	4.78	8.27
EM	2.34	5.22	18.84	5.03	3.77	2.59	2.59	15.94	9.86	5.73	7.79	3.30
LA	-3.61	5.74	-5.11	13.91	-4.65	7.46	7.46	-5.54	4.39	14.05	9.22	5.91

***Note** : E et σ indiquent respectivement les rendements attendus et les rendements de volatilité. Toutes les valeurs sont au 10^5.*

VI- Conclusion

Cette étude porte sur un aspect intéressant de la théorie financière moderne liée à l'efficience du marché et à la formation des prix dans marchés des matières premières. Après avoir discuté la théorie de l'efficience, nous avons testé l'hypothèse de l'efficience informationnelle pour quatre marchés de matières premières : pétrole, gaz, électricité et charbon de Janvier 1997 au Janvier 2016. Il est intéressant de noter que cette question de recherche a été appliquée sur huit indices régionaux, couvrant plus de cinquante pays. Pour mieux caractériser le degré d'efficience / inefficience de ces marchés, nous proposons des analyses chronologiques à court et à long termes en utilisant différents tests économétriques paramétriques et non paramétriques. Les résultats de cette étude montrent principalement que les marchés des produits de base sont plutôt inefficients sur le plan informationnel à court terme et présentent des opportunités intéressantes d'investissement qui dépendent de la région et du secteur. Par exemple, le prix du pétrole est sensiblement différent de celui des prix des trois autres produits considérés. Les possibilités d'investissement dans les économies émergentes sont plus intéressantes que celles des régions développées, ce qui pourrait s'expliquer par le caractère importateur-

exportateur. Par conséquent, nous montrons que la plupart des marchés de matières premières deviennent efficients sur le plan informationnel à long terme, ce qui diminue l'intérêt des investisseurs. En conséquence, les marchés des produits énergétiques de base apparaissent comme une stratégie de couverture à court terme intéressante. En comparant nos résultats à ceux de Reitz et Westerhoff (2007), il apparaît que l'inefficience à court terme peut être associée à la prédominance des investisseurs chartistes, tandis que l'efficience à long terme est une indication de la stabilisation des corrections de marché effectuées par les investisseurs fondamentalistes. L'analyse suivante consiste à analyser la sensibilité de l'efficience et la variation du risque et la prime de risque des marchés des produits énergétiques en utilisant des modèles dynamiques de la corrélation conditionnelle asymétrique pour évaluer la non-linéarité et l'asymétrie informationnelle en se basant sur l'hétérogénéité des données dans un contexte des crises. Dans le chapitre suivant, nous allons étudier les corrélations entre les différents marchés en utilisant le modèle ADCC- GARCH afin de capturer la transmission asymétrique inter – marchés et examiner l'attitude des investisseurs sur ces marchés.

Références Bibliographiques

Bachelier, L. (1900). *Théorie de la spéculation*. Gauthier-Villars.

Beck, T. (2006). Creating an efficient financial system: challenges in a global economy.

Brock, W., Lakonishok, J., & LeBaron, B. (1992). Simple technical trading rules and the stochastic properties of stock returns. *The Journal of finance*, *47*(5), 1731-1764.

Broock, W. A., Scheinkman, J. A., Dechert, W. D., & LeBaron, B. (1996). A test for independence based on the correlation dimension. *Econometric reviews*, *15*(3), 197-235.

Campbell, J. Y., & Shiller, R. J. (1987). Cointegration and tests of present value models. *Journal of political economy*, *95*(5), 1062-1088.

Cochrane, J. H. (1988). How big is the random walk in GNP ?. *Journal of political economy*, *96*(5), 893-920.

Fama, E. F. (1965). The behavior of stock-market prices. *The journal of Business*, *38*(1), 34-105.

Fama, E. F. (1970). Efficient capital markets: A review of theory and empirical work. *The journal of Finance*, *25*(2), 383-417.

Fontaine, P. (1990). La volatilité des marchés d'actions. *Finance*, *11*(2), 43-65.

Gao, L., & Süss, S. (2015). Market sentiment in commodity futures returns. *Journal of Empirical Finance*, *33*, 84-103.

Gebre-Mariam, Y. K. (2011). Testing for unit roots, causality, cointegration, and efficiency: The case of the northwest US natural gas market. *Energy*, *36*(5), 3489-3500.

Grossman, S. J., & Stiglitz, J. E. (1980). On the impossibility of informationally efficient markets. *The American economic review*, *70*(3), 393-408.

Hosseinzadeh, A., Smyth, R., Valadkhani, A., & Le, V. (2016). Analyzing the efficiency performance of major Australian mining companies using bootstrap data envelopment analysis. *Economic Modelling*, *57*, 26-35.

Hsieh, D. A. (1991). Chaos and nonlinear dynamics: application to financial markets. *The journal of finance*, *46*(5), 1839-1877.

Jawadi, F., & Prat, G. (2009). *Nonlinear stock price adjustment in the G7 countries* (No. 2009-21). University of Paris West-Nanterre la Défense, EconomiX.

Jawadi, F., & Prat, G. (2012). Arbitrage costs and nonlinear adjustment in the G7 stock markets. *Applied Economics*, *44*(12), 1561-1582.

Jawadi, F., & Prat, G. (2015). Equity prices and fundamentals: a DDM–APT mixed approach. *Review of Quantitative Finance and Accounting*, 1-35.

Jawadi, F., & Sahut, J. M. (2009). *Inefficience et dynamique des marchés financiers*. Editions L'Harmattan.

Jawadi, F., Jawadi, N., & Cheffou, A. I. (2015). Are Islamic stock markets efficient ? A time-series analysis. *Applied Economics*, *47*(16), 1686-1697.

Johansen, S. (1988). Statistical analysis of cointegration vectors. *Journal of economic dynamics and control*, *12*(2-3), 231-254.

Kellard, N., Newbold, P., Rayner, T., & Ennew, C. (1999). The relative efficiency of commodity futures markets. *Journal of Futures Markets*, *19*(4), 413-432.

Kendall, M. G., & Hill, A. B. (1953). The analysis of economic time-series-part i: Prices. *Journal of the Royal Statistical Society. Series A (General)*, *116*(1), 11-34.

Lean, H. H., & Smyth, R. (2015). Testing for weak-form efficiency of crude palm oil spot and future markets: new evidence from a GARCH unit root test with multiple structural breaks. *Applied Economics*, *47*(16), 1710-1721.

Lee, C. C., & Lee, J. D. (2009). Energy prices, multiple structural breaks, and efficient market hypothesis. *Applied Energy*, *86*(4), 466-479.

Lee, C. F., Chen, G. M., & Rui, O. M. (2001). Stock returns and volatility on China's stock markets. *Journal of Financial Research*, *24*(4), 523-543.

Maslyuk, S., & Smyth, R. (2008). Unit root properties of crude oil spot and futures prices. *Energy Policy*, *36*(7), 2591-2600.

Mignon, V., & Abraham-Frois, G. (1998). *Marchés financiers et modélisation des rentabilités boursières*. Economica.

Narayan, P. K., Narayan, S., & Popp, S. (2010). Energy consumption at the state level: the unit root null hypothesis from Australia. *Applied Energy*, *87*(6), 1953-1962.

Osborne, M. M. (1959). Brownian motion in the stock market. *Operations research*, *7*(2), 145-173.

Ozdemir, Z. A., Gokmenoglu, K., & Ekinci, C. (2013). Persistence in crude oil spot and futures prices. *Energy*, *59*, 29-37.

Presno, M. J., Landajo, M., & Fernández, P. (2014). Non-renewable resource prices: A robust evaluation from the stationarity perspective. *Resource and Energy Economics*, *36*(2), 394-416.

Reitz, S., & Westerhoff, F. (2007). Commodity price cycles and heterogeneous speculators: a STAR-GARCH model. *Empirical Economics*, *33*(2), 231-244.

Samuelson, P. A. (1965). *Proof that properly anticipated prices fluctuate randomly*.

Shiller, R. J. (1981). Do stock prices move too much to be justified by subsequent changes in dividends? *American Economic Review*. 71 (3), 421-436

Wang, H. H., & Ke, B. (2005). Efficiency tests of agricultural commodity futures markets in China. *Australian Journal of Agricultural and Resource Economics*, *49*(2), 125-141.

Working, H. (1934). A random-difference series for use in the analysis of time series. *Journal of the American Statistical Association*, 29(185), 11-24.

CHAPITRE 3

L'Évaluation de la Variation de la Prime du Risque : une Evidence avec le Modèle ADCC-GARCH-CAPM sur le Marché de Pétrole[15]

Résumé

Cet article s'intéresse au marché pétrolier à travers l'étude de la dynamique du risque systémique de pétrole et de la prime de risque des actifs pétroliers sur la période 1997-2012 qui comprend différentes situations économiques nous permettant de capter un nombre considérable des propriétés statistiques des le prix des actifs du secteur pétrolier. Il est intéressant de constater que, contrairement aux études antérieures, nous utilisons des données sur plusieurs marchés pétroliers développés et émergents pour fournir une vision complète et large de la dynamique des prix du secteur pétrole. À cette fin, et afin de tenir en compte de la variation temporelle et de l'asymétrie dans la dynamique des prix du pétrole, nous avons appliqué des tests économétriques récents associés à la classe de modèle ADCC-GARCH. Cette modélisation nous a permis de préciser de façon appropriée la dynamique de la variance conditionnelle du pétrole et de la prime de risque du pétrole en fonction du temps. En conséquence, cette étude présente trois résultats intéressants. Premièrement, les hypothèses d'asymétrie et de variation temporelle des primes de risque ne sont pas rejetées. Deuxièmement, la crise financière mondiale récente a accru les primes systématiques de risque pétrolier dans différentes régions. Enfin, les primes de risque pétrolier dans les pays émergents sont sensiblement plus élevées que dans les pays développés, ce qui suggère l'inclusion d'une prime supplémentaire induite par l'instabilité politique et les changements géopolitiques dans les économies émergentes.

Mots-clés : Prix du pétrole, risque systématique, prime de risque, ADCC-GARCH-CAPM

Abstract

This paper focuses on oil market through the investigation of systematic risk and risk premium dynamics over the period 1997-2012, which includes several economic episodes, enabling us to capture a considerable number of statistical properties for oil prices. Interestingly, unlike previous studies, the authors retained data for several developed and emerging oil markets and used different oil prices in order to provide a comprehensive and large vision of oil price dynamics. To this end and in order to take eventual time-variation and asymmetry in oil price dynamics into account, the authors applied the econometrics tests associated with the ADCC-GARCH model. This model enabled us to appropriately specify the dynamics of conditional variance and time-varying risk premium in the oil prices. Accordingly, this study offers three interesting findings. Firstly, the hypotheses of asymmetry and time-variation in risk premia are not rejected. Secondly, the recent global financial crisis has increased systematic oil risk and oil risk premia in different regions. Finally, oil risk premia in emerging countries are (is?) significantly higher than those (this?) in developed countries, which suggesting the inclusion of additional premium induced by political instability and geopolitical changes in emerging economies.

Keywords: Oil price, systematic risk, risk premium, ADCC-GARCH-CAPM.
JEL CODES : Q4, C5, G1.

[15] *Article publié :* AMEUR, H. B., HDIA, M., CHEFFOU, A. K. I., JAWADI, F., & LOUHICHI, W. (2015). ASSESSING FOR TIME VARIATION IN OIL RISK PREMIA: AN ADCC-GARCH-CAPM INVESTIGATION. *Energy Studies Review*, *21*(2).

I- Introduction

Le prix du pétrole[16] a été au centre d'intérêt de plusieurs études théoriques et empiriques depuis les années 1980 (Hamilton, (1983), (2003), (2009)) pour au moins quatre raisons. Premièrement, les variations des prix du pétrole affectent directement ou indirectement les choix de placements, les décisions financières, la production et la croissance économique tant pour les producteurs que pour les consommateurs. En effet, le pétrole constitue un facteur fondamental pour plusieurs secteurs de production, pour les activités industrielles dans les pays développés. Ainsi, cette matière première constitue la ressource majeure pour les pays producteurs de pétrole[17]. Deuxièmement, avec la mondialisation rapide et l'innovation financière, ainsi que le développement de produits dérivés, les produits pétroliers sont devenus un élément central des investissements dans les portefeuilles y compris des produits dérivés (Hamilton et Wu, 2014). Troisièmement, à la suite de la récente crise financière mondiale (2008-2009), qui a montré la grave défaillance de la finance conventionnelle et qui a été un des éléments principaux des pertes de certains marchés boursiers, et par conséquent, le marché pétrolier est considéré comme une forme de refuge, une forme de finance alternative et une source de gains de diversification. (Alquist et al., 2013). Quatrièmement, les chocs pétroliers de 1973 et 1979 restent toujours dans l'esprit des banquiers, des économistes, des analystes et des décideurs politiques (Plourde et Watkins, (1998) ; Fleming et Ostdiek, (1999)) puisqu'ils ont eu un impact considérable sur les grandes économies développées et émergentes, ainsi sur la tendance des recherches académiques économiques (Théorie Keynésienne et la courbe de Phillips versus la théorie monétariste et la théorie néoclassique.)

Ainsi même si la demande du pétrole a diminué et est devenue plus réglementée au cours ces dernières années, grâce à la recherche des nouvelles ressources énergétiques par les unités d'exploitation et de productions, les changements au niveau des marchés de pétrole continuent d'augmenter, générant de nouveaux produits pétroliers et des nouveaux investissements ce qui va

[16] Contrairement au chapitre précédent, nous nous focalisons sur un seul marché énergétique dans ce chapitre.

[17] Par exemple, la dépendance de l'Iran aux revenus pétroliers et gaziers est d'environ 85%.

impliquer des changements significatifs dans la volatilité des prix des actifs pétroliers et par conséquent des changements dans la prime de risque sur ce secteur.

Plusieurs chercheurs ont suggéré au moins trois explications différentes pour tenir en compte ces changements rapides dans la dynamique des prix du pétrole. Premièrement, les changements sont dus à un facteur endogène (augmentation rapide des produits et une forte augmentation de l'intention des investisseurs pour l'investissement pétrolier). Le marché pétrolier est une forme de refuge pour les investisseurs pour échapper aux pertes sur les marchés financiers. Deuxièmement, un facteur exogène qui pourrait justifier des changements dans les marchés pétroliers est associé à des évènements géopolitiques récents et à des changements dans le pétrole. (Irak, Syrie, Libye, Russie, Venezuela et Nigéria)[18]. En effet, l'instabilité politique est une source importante de la volatilité du prix pétrolier et de la variation systématique du risque du marché. Il peut également affecter l'attitude de l'investisseur envers la prime de risque et de risque du marché pétrolier, notamment en raison des risques géopolitiques[19]. Troisièmement, bien que l'incertitude liée à l'épuisement du pétrole dans le moyen terme ait conduit à une hausse des prix du pétrole, et ait poussé l'OPEP pour réviser le processus d'exploitation pétrolière, la conduite des politiques monétaires non conventionnelles par les banques centrales des Etats Unis et de l'Union européenne depuis 2008, qui a directement ou indirectement affecté l'évolution des prix du pétrole.

En conséquence, les prix du pétrole ont alterné entre la diminution (impact de la récession économique et la déflation dans les économies développées et donc diminution de la demande de pétrole)[20] et l'augmentation (impact des facteurs tels que les risques géopolitiques et l'instabilité politique, ainsi que l'effet de l'excès de liquidité en mouvement des pays développés aux pays émergents) et a provoqué une nouvelle volatilité des prix du pétrole[21]. Cette volatilité peut être

[18] L'Irak est le deuxième producteur de pétrole de l'OPEP (Organisation des pays exportateurs de pétrole) après l'Arabie Saoudite. Le Nigeria a exporté environ 2,2 millions de barils de pétrole par jour en 2011. La Syrie a exporté environ 100 000 barils par jour en 2011, notamment aux pays européens (Allemagne : 32%, Italie : 31%, France : 11%).

[19] Selon l'Institut Français de l'Energie, 15 à 20 US $ par baril ont répondu à la prime de risque associée aux conflits en Libye en 2011.

[20] La demande de pétrole a diminué en 2011 de 4% dans les pays européens, de 2,5% aux États-Unis, de 1,5% au Canada, alors que la demande a augmenté en Thaïlande (+6,4%), en Inde (+3,6%) et au Brésil (+2%).

[21] L'année 2007 a été marquée par une volatilité significative des prix du pétrole. En effet, le prix d'un baril de pétrole a atteint 50,5 $ Janvier, mais a atteint 79 $ en juillet, 67,1 $ en août et 79 $ en septembre. Il a atteint 124 $ en avril 2011 et

expliquée par d'autres erreurs liées aux prévisions de production et de la demande de pétrole ou au climat risqué et changeant. Cependant, l'évolution des prix du pétrole et de la prime de risque pétrolier dépendent du rythme de la production pétrolière. En effet, alors que les niveaux de production pétrolière restent inchangés depuis 2009 malgré les chocs géopolitiques, le prix du pétrole et la prime ont néanmoins diminué au cours des dernières années.

Dans l'ensemble, ces différents changements de la conjoncture économique, le passage à des politiques monétaires non conventionnelles, le risque géopolitique et les faits stylisés détectés ont conduit à diverses dynamiques complexes pour les prix du pétrole. Comme mentionné précédemment, plusieurs facteurs endogènes : la demande de la production pétrolière et la spéculation, etc. ainsi que les facteurs exogènes (instabilité politique, incertitude sur l'approvisionnement en pétrole et la destruction des infrastructures d'exploitation pétrolière en Irak, etc.) peuvent expliquer cette instabilité des prix de pétrole, bien qu'il soit difficile de quantifier précisément leurs effets. Cela rend difficile la prévision des prix à terme du pétrole (Dehn, 2001). Tandis que les investisseurs, les gestionnaires et les décideurs politiques doivent comprendre davantage la dynamique des prix du pétrole afin de décider correctement leurs investissements et les choix financiers.

Dans la littérature, le prix du pétrole est au centre d'un certain nombre d'études empiriques axées sur la dynamique des prix du pétrole à partir de perspectives différentes. Plusieurs études ont étudié l'évolution du prix du pétrole, les principaux effets de la variation du prix du pétrole sur la croissance économique et sur l'activité de l'entreprise. (Chevallier et Sévi, (2013), Kilian, (2008), Manera et Cologni, (2008); Ferderer, (1996); Sadorsky, (1999), (2006) ; Lardic et Mignon, (2006), (2008)). D'autres études ont analysé les liens entre le prix du pétrole et les prix des actifs financiers et / ou des matières premières (Huang et al., (1996) ; Sadorsky, (1999) ; Arouri et Fouquau, (2009) ; Jawadi et al., (2010) ; Ajmi et al., (2014). D'autres auteurs ont étudié la volatilité des prix du pétrole, soit en la comparant à d'autres matières premières[22], soit en mettant l'accent sur le prix pétrole brut.

a fluctué entre 120 $ et 130 $ en février 2012. Cette volatilité excessive peut refléter l'augmentation de la prime de risque pendant les périodes des Ouragans.

[22] Plourde et Watkins (1998) ont constaté que la volatilité des prix du pétrole brut pendant la période 1985-1994 était plus élevée que la volatilité des prix des neuf autres produits et que les différences étaient significatives pour six d'entre elles. Clem (1985) a noté que pendant les périodes 1975-1984, les produits agricoles étaient les plus volatiles, le pétrole

La prime de risque du pétrole, mentionnée dans plusieurs études semble variable dans le temps. Moosa et Al-Lougani (1994) ont souligné la variation significative de la prime de risque dans le temps et ont suggéré l'utilisation d'un modèle GARCH. McNown et al (1998) et Kellard et al. (1999) ont montré l'existence d'une prime de risque pour les futures à court terme. Gorton et Rouwenhorst (2006) ont confirmé que la prime de risque du pétrole est égale à la prime de risque historique des actifs financiers et ont montré la relation positive entre la prime de risque des actifs pétroliers et la volatilité du pétrole. La prime est également un sujet de débat récent de Hamilton et Wu (2014) qui a identifié les changements significatifs des primes de risque des contrats à terme du pétrole depuis 2005. Plus particulièrement, les auteurs ont souligné l'excès de volatilité dans les primes pétrolières et la présence d'une prime négative, ce qui laisse à supposer que la variation saisonnière des primes de risque est liée également à la présence des investisseurs qui achètent des contrats à terme dans le long terme auprès des producteurs de pétrole et vendent à court terme afin d'attirer les investisseurs. En d'autres termes, il semble évident que la participation des investisseurs financiers change la nature des primes de risque. Melolinna (2011) a souligné l'existence de la prime de risque pétrolier qui dépendent du choix de la période d'étude. Pour Alquist et al. (2013), qui explique la présence de la prime de risque par le risque macroéconomique et la spécificité de l'industrie pétrolière (pénurie de pétrole brut).

Ainsi, nous nous concentrons sur l'étude de la volatilité des cours du pétrole et de la prime de risque, ainsi que sur les facteurs importants qui peuvent expliquer la dynamique des prix du pétrole, et donner aux investisseurs une meilleure compréhension de l'investissement dans l'industrie pétrolière et de la diversification dans un contexte de la crise financière et autres turbulences récentes. En effet, l'étude des risques pétroliers et des facteurs de prime peut nous aider à comprendre les changements de prix du pétrole et d'améliorer ses prévisions. Bien que les études précédentes se sont concentrées sur les marchés pétroliers spécifiques, notre étude couvre un large échantillon de marchés pétroliers dans les pays développés et émergents pour fournir une vue complète des fluctuations des prix du pétrole. En outre, tout en effectuant notre modélisation avec des données récentes, notre étude saisit l'impact de la crise financière mondiale et les

et le charbon étaient moins volatils que les produits agricoles au cours des trois périodes (1975-1984, 1979-1981 et 1982-1984). Pindyck (1999) a étudié les variations des prix du pétrole, du charbon, et des prix du gaz naturel au cours de la période 1870-1996, mais n'a pas comparé leurs volatilités. L'auteur a calculé une mesure de volatilité constante sur une très longue période au cours de laquelle la volatilité avait changé. Ewing et coll. (2000) ont constaté une fluctuation dans les interactions entre la volatilité des prix du pétrole et du gaz.

changements géopolitiques les plus récents. En plus, l'application de l'approche asymétrique et de la variation dans le temps présente l'avantage de prendre une approche différente sur l'évolution non linéaire du prix du pétrole. En conséquence, nos résultats confirment que la prime de risque sur le marché pétrolier est variable dans le temps, en tenant compte de l'impact de l'instabilité politique (facteurs exogènes) et l'aversion des investisseurs au changement de risque (facteur endogène). L'étude de ces propriétés de la prime de risque du pétrole (asymétrie, variation dans le temps) pour améliorer les prévisions de prix des actifs pétroliers.

Le chapitre est organisé en quatre sections. La section 2 présente la méthodologie économétrique. Les résultats empiriques sont examinés à la section 3. La dernière section sera pour la conclusion.

II- Méthodologie économétrique

1. Modélisation de la prime de risque :

Le modèle d'évaluation des actifs financiers (*MEDAF*) ou aussi le CAPM (*Capital Asset Price Model*) qui est développé par Sharpe (1964) et Lintner (1965), est souvent utilisé pour déterminer la prime de risque, correspond à:

$$E(r_t) - rf_t = \beta(E(r_{M.t}) - rf_t) \qquad (3.1)$$

Avec :

- rf_t et r_t désignent respectivement les rendements d'un actif sans risque et d'un actif risqué (pétrole),
- $r_{M.t}$ Désigne aux rendements du portefeuille de marché sur une période,
- β Désigne à la bêta du marché.

Le modèle CAPM ci-dessus suppose que β est constante dans le temps et qu'elle est calculée en utilisant la variances et covariances obtenues à partir des données historiques qui

$\beta = \frac{\text{cov}(r_t, r_{M,t})}{\sigma^2(r_{M,t})}$, cela implique que la distribution des rendements est stable dans le temps, bien qu'elle n'ait pas été, pratiquement, vérifiée. Récemment, Fama et French (2004) ont montré que le modèle CAPM standard n'est pas suffisant pour la vérification de la variation de temps de la prime de risque et le prix du risque. Pour résoudre ce problème, le CAPM conditionnel a été introduit. Ce dernier a l'avantage de permettre au risque et au rendement de varier avec le temps.

En fait, un CAPM conditionnel correspond à :

$$E(r_t|\Omega) - rf_t = \beta(E(r_{M,t}|\Omega_T) - rf_t) \quad (3.2)$$

Avec Ω_t est l'ensemble d'informations disponibles à la date t.

En conséquence, il est possible de fournir une mesure conditionnelle et variable dans le temps pour le bêta de marché $\beta = \frac{\text{cov}(r_t, r_{M,t}|\Omega_t)}{\sigma^2(r_{M,t}|\Omega_t)}$.

La prime sur les actions pétrolières est alors calculée selon les bêtas du marché variable dans le temps et la prime conditionnelle attendue des actions du marché $(E(r_{M,t}|\Omega_T) - rf_t)$.

2. Modèle ADCC-GARCH

Afin de montrer la variation dans de la volatilité des prix des actifs, plusieurs variances conditionnelles ont été introduites et appliquées, y compris les modèles conditionnels autorégressifs (Engle, 1982) et GARCH (Bollerslev, 1986). Plus précisément, pour permettre aux corrélations et aux variances de varier dans le temps, plusieurs spécifications GARCH multivariées ont été développées. Parmi ces développements, nous citons le modèle de corrélation conditionnelle dynamique GARCH (DCC-GARCH) introduit par Engle et Sheppard (2001) et le modèle ADCC GARCH de Cappiello, Engle et Sheppard (2006) qui ont utilisé le DCC-GARCH pour permettre à capter l'asymétrie dans les corrélations conditionnelles variables dans le temps. Alors que cette nouvelle classe de modèle de corrélation dynamique se distingue par sa simplicité dans son exécution dans un algorithme en deux étapes, l'ADCC-GARCH offre un excellent cadre pour améliorer la variance et donc la modélisation de la prime de risque.

Pratiquement, nous notons un vecteur de rendements de pétrole par r_t et spécifions sa dynamique comme suit :

$$r_t = \mu + \varepsilon_t \tag{3.3}$$

Avec :

- r_t Indique le vecteur des rendements du prix pétrole,
- μ_t Désigne le vecteur des rendements conditionnels,
- ε_t Est le vecteur des rendements moyens corrigés de n_t actifs pétroliers à l'instant t.

On spécifie ε_t comme :

$$\varepsilon_t = H_t^{1/2} z_t \tag{3.4}$$

Avec ;

- H_t est une matrice de variances conditionnelles de ε_t
- $z_t \longrightarrow i.i.d(0, I)$, I désigne la matrice Identité

La matrice H_t est définie comme suit :

$$H_t = D_t R_t D_t \tag{3.5}$$

Avec : D_t est la matrice diagonale des écarts-types variant dans le temps,

R_t Est la matrice de corrélation conditionnelle des résidus standardisés.

La matrice D_t est basée sur des écarts-types variant dans le temps par rapport au modèle GARCH univarié et qui Correspond à :

$$D_t = \begin{bmatrix} \sigma_{1.t} & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \sigma_{2.t} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_{3.t} & & \vdots \\ \vdots & \vdots & & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & \sigma_{n.t} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Les éléments diagonaux de D_t sont obtenus à partir de la spécification GARCH (p, q) suivante[23]

$$\sigma_t^2 = k + \sum_{i=1}^{p} \alpha_i \varepsilon_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^{q} \beta_j \sigma_{t-j}^2 + \nu_t \quad (3.7)$$

Avec :

- k Est une constante,
- $\nu_t \longrightarrow N(0, \sigma_\nu^2)$,
- α_i Et β_j sont respectivement les paramètres ARCH et GARCH,
- p Et q sont les retards maximums.

La matrice R_t reproduit la corrélation conditionnelle des résidus standardisés $\left(\varepsilon_t = D^{-1} r_t \longrightarrow N(0, R_t)\right)$ qui correspond à :

$$R_t = \begin{bmatrix} 1 & \varphi_{12.t} & \varphi_{13.t} & \cdots & \varphi_{1n.t} \\ \varphi_{21.t} & 1 & \varphi_{23.t} & \cdots & \varphi_{2n.t} \\ \varphi_{31.t} & 0 & 1 & & \vdots \\ \vdots & \vdots & & \ddots & \\ \varphi_{n1.t} & \varphi_{n2,t} & \varphi_{n3.t} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

En pratique, une structure GARCH est utilisée pour modéliser la dynamique de corrélation. Ainsi, le processus ADCC d'ordre (M, N) peut être décrit comme suit :

[23] La spécification de α_t est définie de manière à vérifier les conditions de stationnarité appropriées.

$$R_t = \left(Q_t^*\right)^{-1} Q_t \quad (Q_t^*)^{-1} \tag{3.9}$$

$$Q_t = (1-a-b)\overline{Q} \quad - c\overline{T} \quad + a(\varepsilon_{t-1}\varepsilon_{t-1}) + bQ_{t-1} + c(e_{t-1}e'_{t-1})$$

Avec :

- $\overline{Q} \quad = E(\varepsilon_t \, \varepsilon'_{t-1})$ Désigne la matrice de variance-covariance inconditionnelle et invariable dans le temps,
- a et b mesure les effets des chocs et des corrélations dynamiques respectivement,
- Q^* Est une matrice diagonale contenant la racine carrée des éléments diagonaux de Q_t.
- $e_t = I(\varepsilon_t < 0)^{\circ}\varepsilon_t$,($^{\circ}$ désigne la multiplication matricielle de l'élément de produit Hadamard)
- $\overline{T} \quad = E(e_t e'_t)$

Pour vérifier la stationnarité et la positivité de Q_t, les conditions suivantes sont requises :

$$\left(1-a-b)\overline{Q}\right) - c\overline{T} \quad > 0$$

$$a+b+dc \quad < 1 \tag{3.10}$$

Avec d mesure le Maximum Eigenvalue de $\overline{Q}^{-\frac{1}{2}}\overline{TQ}^{-\frac{1}{2}}$, on définit Q_t^* comme

$$Q_t^* \begin{bmatrix} \sqrt{\varphi_{11.t}} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \sqrt{\varphi_{22.t}} & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & \sqrt{\varphi_{33.t}} & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \sqrt{\varphi_{nm.t}} \end{bmatrix} \tag{3.11}$$

La section suivante propose une étude empirique sur la prime de risque sur la marché pétrolier en utilisant le CAPM conditionnel et la modélisation ADCC-GARCH.

III- Résultats empiriques

1. Présentation des données

Cette étude utilise des différents indices de pétrole obtenus à partir de la base de données Morgan Stanley Capital International (*MSCI*) et couvrant plusieurs marchés pétroliers pour fournir un large échantillon de prix du pétrole, offrant une base intéressante pour la comparaison internationale. En particulier, notre échantillon comprend l'indice MSCI World Energy qui vise à saisir les marchés des grands et moyennes capitalisations (DM) et les 11 sous-indices, y compris ceux qui tiennent en compte les principales caractéristiques du prix du pétrole pour les indices émergents et développés. Pour les marchés émergents, nous avons retenu six grands indices du pétrole: l'indice *MSCI BRIC* couvre les quotas pétroliers pour le Brésil, la Russie, l'Inde et la Chine; l'indice *MSCI EM* est conçu pour mesurer les performances du marché de l'énergie sur les marchés mondiaux émergents; l'indice *MSCI EM ASIA* concerne les marchés pétroliers émergents des pays asiatiques, dont la Chine, l'Inde, l'Indonésie, la Corée, la Malaisie, les Philippines, Taiwan et la Thaïlande; l'indice *MSCI EM EASTERN EUROPE* capture la représentation des grandes et moyennes entreprises sur 4 marchés émergents, à savoir la République Tchèque, la Hongrie, la Pologne et la Russie; l'indice *EMEA* des marchés émergents MSCI capture la représentation des grandes et moyennes entreprises sur huit marchés émergents (EM) en Europe, au Moyen-Orient et en Afrique (*EMEA*); et les marchés émergents MSCI de l'indice latino-américain captent la représentation des grandes et moyennes entreprises dans les pays émergents en Amérique Latine, dont le Brésil, le Chili, la Colombie, le Mexique et le Pérou.

En ce qui concerne les pays développés, nous avons utilisé des indices de pétrole: le MSCI *EAFE* Standard (marché développé), EAFE pour Europe, Australasie et Extrême-Orient); le *MSCI EUROPE* qui comprend les 15 indices des pays développés suivants: Autriche, Belgique, Danemark, Finlande, France, Allemagne, Irlande, Italie, Norvège, Pays-Bas, Portugal, Suède, Suisse et Royaume-Uni; l'indice *MSCI G7* comme référence pour les prix du pétrole dans les pays du *G7*; l'indice *MSCI Pacific* qui comprend les 5 pays développés suivants: Australie, Hong Kong, Japon, Nouvelle-Zélande et Singapour; et l'indice MSCI Amérique du Nord, qui est conçu pour mesurer la performance des segments des grandes et moyennes capitalisations des marchés américain et canadien. Toutes les données sont exprimées en dollar américain afin d'éliminer le

risque de change. Les données sont mensuelles et couvrent la période de Janvier 1997 à Septembre 2012.

Pour simplifier la présentation des tableaux et graphiques ci-après, nous utilisons les notations suivantes : BRIC pour l'indice *MSCI BRIC*, EAFE pour l'indice *MSCI EAFE Standard*, EM pour l'indice *MSCI EM*, EMASI pour l'indice *MSCI EM ASIA standard*, EMASTEUR pour l'indice *MSCI EM EUROPE DE L'EST Indice Standard*, EMEMEA pour l'indice *MSCI EMEA DES MARCHES EMERGENTS*, EMLATAME pour l'indice MSCI Marchés Emergents Latin America, EURO pour l'indice MSCI EUROPE, G7 pour l'indice MSCI G7, NORAME pour l'indice *Standard Amérique du Nord* (Large + Mid Cap) Et PACI pour l'indice *MSCI Pacific*.

Nous avons commencé notre analyse en explorant les propriétés des prix du pétrole pour les différentes régions. En premier lieu, nous avons appliqué des tests de racine unitaire (tests Dickey Fuller et Philips-Peron augmentés), et les deux tests ont confirmé la présence d'une racine unitaire dans les indices du pétrole, ce qui suggère que tous les indices sont I (1). Par conséquent, nous nous sommes concentrés sur les rendements pétroliers. En plus, nous avons étudié leurs principales propriétés statistiques que nous avons rapportées dans le tableau 3.1. Nous avons aussi noté que l'indice *MSCI des marchés émergents d'Amérique latine* a fourni le rendement le plus élevé en moyenne, tandis que l'indice *MSCI EM EASTERN EUROPE Standard* a affiché le risque le plus élevé. La distribution des indices de pétrole est asymétrique, ce qui indique que la queue gauche est plus longue et que la masse de la distribution est concentrée sur la droite. Ensuite, alors que les distributions de l'indice *MSCI EM EASTERN EUROPE Standard*, de l'indice *MSCI Emerging Markets EMEA* et de l'indice MSCI *marchés émergents de l'Amerique Latine* sont leptokurtiques avec des queues épaisses indiquant la fréquentation de valeurs anormales, nous avons noté la propriété platykurtique pour l'autre Indice. Enfin, la normalité a été fortement rejetée pour tous les indices pétroliers considérés.

Ensuite, nous avons calculé une corrélation inconditionnelle (Tableau 3.2) afin d'étudier les liens entre les prix du pétrole dans les marchés développés et émergents. Notre analyse a mis en évidence une corrélation forte et significative entre les indices du pétrole mondial et les autres indices des pays pétroliers, nous pouvons constater que les corrélations bilatérales varient selon les marchés pétroliers. Cela peut confirmer l'existence du risque pétrolier et que la prime de risque

pétrolière est également variable, en fonction non seulement des facteurs mondiaux (World Oil Market) mais aussi des facteurs spécifiques et nationaux.

Tableau 3. 1. Statistiques Descriptives Marchés de Pétrole

Série d'indices	Moyenne	Ecart type	Skewness	Kurtosis	Maximum	Minimum	jaqueBera
NAMOIL	0.0022	0.0211	-0.7851	1.2843	0.0451	-0.0857	31.1199
G7OIL	0.0018	0.0206	-0.8741	1.6135	0.0448	-0.0877	42.3913
EAFEOIL	0.0015	0.0229	-0.8708	1.7089	0.0529	-0.0979	44.8718
EUR OIL	0.0021	0.0249	-0.8047	1.6688	0.0576	-0.1037	40.3913
EMLATAMOIL	0.0044	0.0390	-1.2764	3.8650	0.0816	-0.1850	161.0002
EMOIL	0.0026	0.0332	-1.1383	9.27	0.0687	-0.1195	106.9224
BRICOIL	0.0035	0.399	-0.8708	2.4513	0.1011	-0.1748	71.8548
PACIFICOIL	0.006	0.0236	-0.3720	0.5254	0.0694	-0.3720	6.1740
EMASI	0.0013	0.347	-1.13	3.0078	0.0687	-0.2625	10.1183
EMASTEUR	0.0024	0.0478	-1.4842	5.6199	0.1148	-0.2625	167.9781
EMEMEA	0.0033	0.0347	-1.4842	5.8923	0.0749	-0.0.1599	167.9781

Tableau 3. 2. Matrice de Corrélation non conditionnelle

	World	BRIC	EAFE	EM	EMASI	EMASTEUR	EMEMEA	EMLATAME	EURO	G7	NORAM	PACI
Word	1	0,770	0,962	0,841	0,750	0,717	0,815	0,802	0,946	0,997	0,966	0,803
BRIC		1	0,771	0,938	0,815	0,820	0,865	0,941	0,736	0,755	0,717	0,697
EAFE			1	0,835	0,747	0,714	0,825	0,785	0,972	0,946	0,859	0,856
EM				1	0,928	0,842	0,916	0,924	0,791	0,826	0,788	0,768
EMASI					1	0,701	0,756	0,760	0,681	0,736	0,699	0,743
EMASTEUR						1	0,900	0,792	0,695	0,705	0,672	0,623
EMEMEA							1	0,855	0,801	0,799	0,750	0,721
EMLATAME								1	0,763	0,790	0,763	0,678
EURO									1	0,927	0,856	0,715
G7										1	0,976	0,797
NORAM											1	0,677
PACI												1

Tableau 3. 3. Test ARCH

	World	BRIC	EAFE	EM	EMASI	EMASTEUR	EMEMEA	EMLATAME	EURO	G7	NORAM	PACI
Critical values	3,8415	3,8415	3,8415	3,8415	3,8415	3,8415	3,8415	3,8415	3,8415	3,8415	3,8415	3,8415
Test statistics p-values	2,58E-004	3,78E-004	1,40E-004	1,27E-004	2,70E-004	1,10E-004	1,12E-004	1,00E-004	2,00E-004	1,00E-004	2,00E-03	1,29E-004
test statistic	12,752	12,634	21,207	23,283	12,153	24,512	17,956	14,919	9,967	9,967	9,476	22,941
h-Test rejection decisions	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Note : (1) désigne le rejet de l'hypothèse nulle de la « No ARCH effet »

Cette analyse suppose cependant des moments constants des prix du pétrole, chose qui ne peut pas être, pratiquement, vérifiée. Afin de vérifier la variation dans le temps de la dynamique du rendement de pétrole, nous avons effectué le test ARCH d'Engle. Notre analyse a mis en évidence la présence d'hétéroscédasticité conditionnelle dans les données sur les prix du pétrole. Dans l'ensemble, nous avons observé de fortes corrélations entre les indices du pétrole dans les tableaux 3.1, 3.2, et l'asymétrie significative et l'effet ARCH dans les données de pétrole. Nous avons utilisé la modélisation ADCC-GARCH pour étudier conjointement ces trois propriétés (asymétrie, corrélation et hétéroscédasticité), tout en permettant à la fois la corrélation et la dynamique de variance de varier dans le temps.

2. L'estimation du modèle ADCC – GARCH

Afin de modéliser la variance conditionnelle pour les prix du pétrole tout en tenant compte de la corrélation conditionnelle, nous avons testé des spécifications différentes et appliqué les tests. En conséquence, le modèle ADCC (1,1) -GARCH (1,1) a été retenu comme la spécification la plus appropriée, ce qui est également conforme aux études précédentes. Nous avons estimé cette relation et avons présenté les principaux résultats du tableau 3.4. Nous avons relevé différents résultats. Tout d'abord, les coefficients ARCH et GARCH (et) sont statistiquement significatifs et présentent des signes économiques appropriés. En outre, leur somme est inférieure à l'unité pour tous les indices qui confirment la stationnarité et la pertinence de la spécification GARCH. Deuxièmement, le coefficient d'asymétrie *c* est significatif pour seulement cinq indices (l'indice *MSCI EAFE Standard*, l'indice *MSCI Latin America EM*, l'indice *MSCI EUROPE*, l'indice *Standard Amérique du Nord* (Large + Mid Cap) *Indice MSCI G7*), ce qui suggère que les chocs négatifs sur ces marchés peuvent avoir plus d'impact que les chocs positifs. Enfin, les coefficients a et b qui reproduisent l'impact des chocs normalisés passés et des corrélations conditionnelles dynamiques

retardées respectivement sur les corrélations conditionnelles dynamiques actuelles, nous avons montré que ces paramètres sont statistiquement significatifs pour tous les indices, confirmant l'hypothèse de la corrélation conditionnelle dynamique entre les prix du pétrole.

Tableau 3. 4. Résultats du modèle ADCC Garch (1.1) sur le marché de pétrole

	Variable	BRIC	EAFE	EM	EM ASI	EMASTEUR	EMEMEA	EMLATAME	EUR	G7	NORAME	PACI
μ	value	0.0064	0.0028	0.0052	0.0041	0.0064	0.0061	0.0068	0.0038	0.0031	0.0031	0.0018
	T-Stat	2.1640	1.4725	1.8686	1.5705	2.0564	2.4719	2.0803	2.0700	1.8646	2.0497	1.0958
K	value	0.0002	0.0001	0.0002	0.0001	0.0003	0.0003	0.0005	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
α	T-Stat	1.6180	1.3347	1.4963	1.0274	2.4234	2.8668	1.5106	1.5116	1.1430	0.8316	1.0771
	value	0.7203	0.5878	0.6736	0.8095	0.6314	0.4068	1.5106	1.5116	1.1430	0.8316	1.0771
β	T-Stat	6.7524	2.5253	5.1578	8.3202	7.3368	3.6977	2.5212	0.7963	0.8136	0.8060	0.7925
	value	0.1910	0.1640	0.1879	0.1186	0.2857	0.4133	0.1902	0.1404	0.1530	0.1842	0.1375
a	T-Stat	2.4084	2.5871	2.7832	2.7595	3.2564	3.1000	2.6747	3.2162	3.7156	3.6059	2.6738
	value	0.00342	0.0357	0.0637	0.1070	0.0994	0.0373	0.0160	0.0706	0.0850	0.0705	0.941
c	T-Stat	82.6165	24.3898	50.3986	45.1317	78.8131	2.9972	60.0110	96.9541	57.8233	91.4267	148.6878
	value	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
b	T-Stat	1.2582	402.1876	0.6766	0.5999	0.8088	0.7243	4.4298	20.4198	42.6316	126.1558	0.4117
	value	0.9514	0.9109	0.9214	0.8742	0.8776	0.9346	0.9656	0.9119	0.9031	0.9105	0.8939
	T-Stat	1903.5723	417.7796	459.9476	292.4372	742.6298	69.2046	2599.49000	904.9251	581.1479	1136.7236	1235.0326
Log vraisemblance		347.4910	454.0480	382.4190	375.7100	323.1490	378.4410	348.5160	448.5160	476.2380	472.3980	445.9330

Ces résultats ont ensuite été utilisés pour estimer la volatilité conditionnelle des prix du pétrole sur le marché mondial ainsi que sur les autres indices du pétrole. A partir des figures 3.1a et 3.1b. Nous avons trois résultats significatifs. Premièrement, la récente crise financière mondiale (2008-2009) a entraîné une forte volatilité et un risque énorme, pour les prix du pétrole tant dans les pays développés que dans le monde, ce qui implique des périodes de volatilité élevée suivi par d'autres période de volatilité faible. Deuxièmement, une propriété de variation temporelle significative et une asymétrie qui caractérisent la dynamique de la volatilité du pétrole, confirmant la spécification de la dynamique conditionnelle. Troisièmement, les volatilités conditionnelles du pétrole pour les marchés émergents sont nettement plus élevées que celles des marchés développés et de la volatilité mondiale du pétrole. La volatilité conditionnelle de l'indice mondial évolue de façon sensiblement similaire à celle de l'indice *Pacific* et de l'indice *G7*. Bien que l'excédent de volatilité caractérise le marché développé à la fin de la période, les années 1990 ont représenté une période de forte volatilité du pétrole pour les marchés émergents. Dans l'ensemble, cette variation temporelle de la volatilité du pétrole peut s'expliquer par : i) la pression sur les marchés pétroliers et le rendement de l'industrie pétrolière sont une forme de refuge pour les investisseurs; ii) l'impact de

la fin de la Grande Modération et l'influence de la grande récession économique et une diminution de la demande , iii) L'instabilité politique qui affecte les marchés émergents loin des marchés développés (Irak, Russie, Syrie), les changements géopolitiques qui ont affecté les marchés émergents beaucoup plus que les marchés développés, , iv) L'effet de l'instabilité économique qui induit un risque supplémentaire qui peut accroître la volatilité du pétrole.

Figure 3.1 a : Volatilité conditionnelle pour les marchés émergents

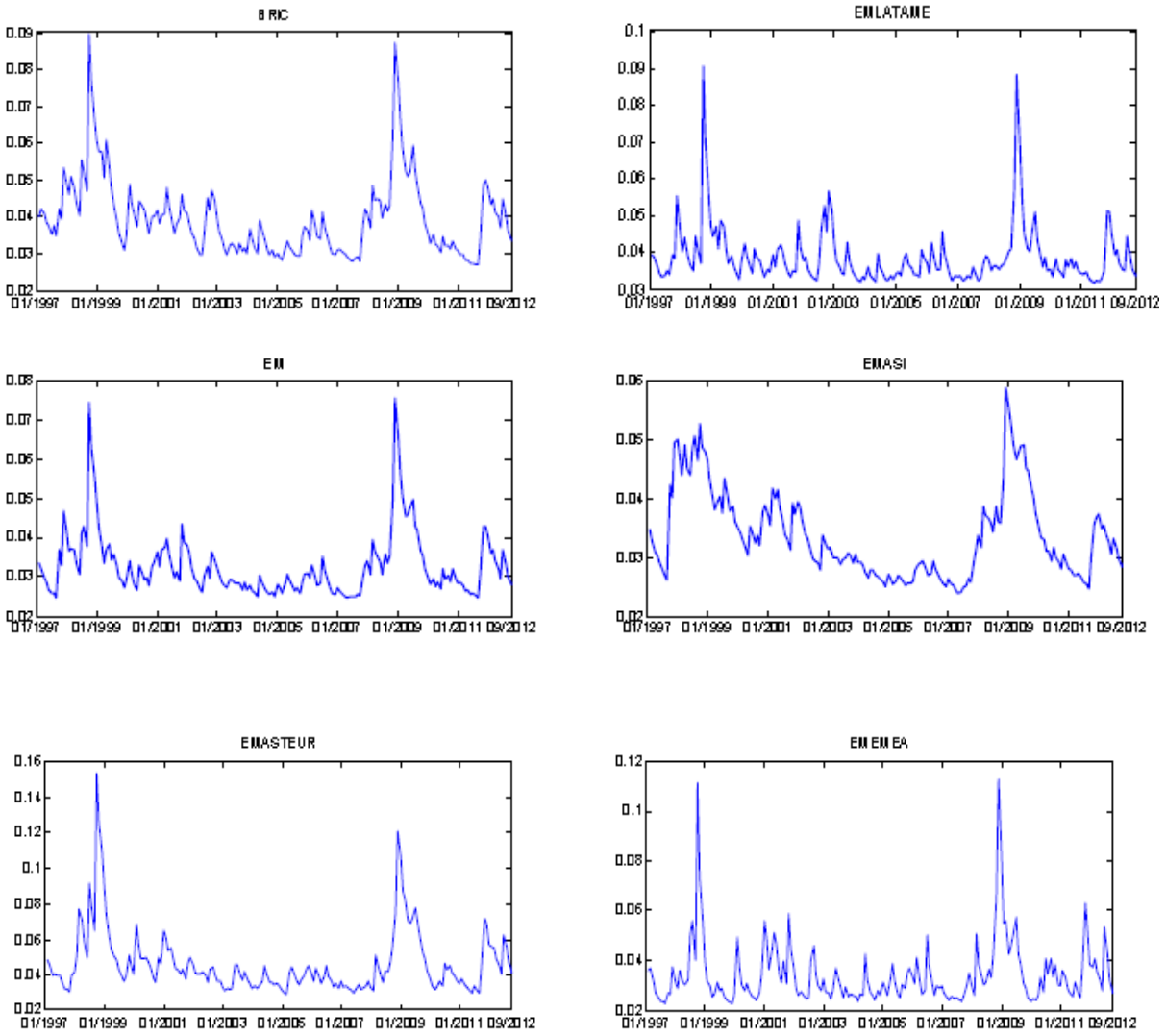
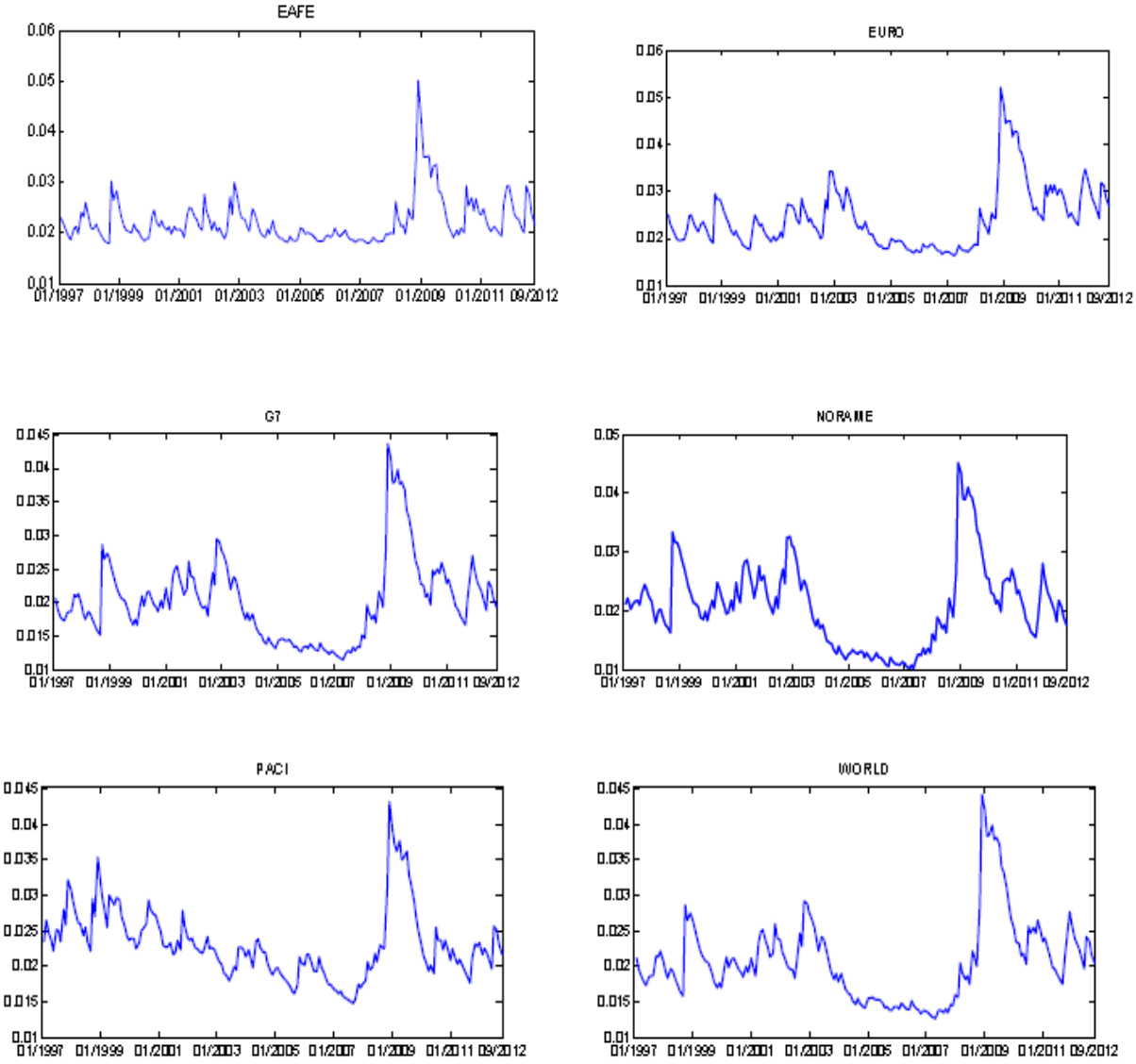


Figure 3.1 b : Volatilité conditionnelle pour les marchés développés et l'indice mondial



Afin de mieux caractériser le risque associé à l'investissement dans ces marchés pétroliers, nous nous sommes concentrés sur la modélisation du risque systématique du pétrole. Pour ce faire, nous avons estimé une bêta de marché variable en fonction du temps, en tenant compte de la variation de temps conditionnelle caractérisant les corrélations et les volatilités du rendement du pétrole. Formellement, nous avons utilisé cette relation :

$$\beta_{i,t} = \hat{H}_{12,t} / \hat{H}_{22,t} \quad (3.12)$$

Où :

$\hat{H}_{12,t}$ Désigne la volatilité conditionnelle pour le marché mondial du pétrole et le prix du pétrole i

$\hat{H}_{22,t}$ Désigne la covariance conditionnelle entre le marché pétrolier mondial standard.

Cette estimation du bêta de marché variable dans le temps est présentée dans les figures 3.2a, 3.2b, fournit une mesure conditionnelle du risque systématique du pétrole et permet aux investisseurs de s'informer davantage sur les risques d'investissement dans l'industrie pétrolière. L'analyse de ces données fournit des résultats intéressants, conformément à l'analyse précédente des estimations conditionnelles de la volatilité du pétrole. En effet, le bêta exprime la variation temporelle, donc, le risque systématique de pétrole n'est pas rejeté et suggère d'autres preuves de variations significatives du prix du pétrole pour les différents marchés. Plus précisément, les prix du pétrole dans les marchés émergents ont toujours montré des niveaux plus élevés de bêta variable dans le temps plus que les prix du pétrole dans les pays développés. En particulier, le bêta a atteint 2,2 pour l'indice *BRIC*, a dépassé 3,0 pour l'indice *EM Europe de l'Est*, était d'environ 2,0 pour l'indice *MSCI des pays émergents* et 2,5 pour l'indice *MSCI Latin American* au début de la période, caractérisé par plusieurs facteurs géopolitiques, plusieurs changements dans les marchés émergents (crise asiatique, crise russe, etc.), ainsi que la création de la zone euro et son impact sur les économies émergentes. Ceci peut également refléter les politiques monétaires non conventionnelles récemment mises en œuvre par les décideurs aux États-Unis et en Europe, qui ont entraîné une hausse de l'inflation, une « guerre des devises » et une hausse des prix du pétrole dans les pays émergents. En ce qui concerne les marchés développés, le bêta estimé est souvent égal à un, suggérant une stabilité accrue qui reflète encore la diminution relative de l'activité économique et donc la demande modeste de pétrole pour les économies développées.

Figure 3.2 a : Le beta variable dans le temps pour les marchés émergents

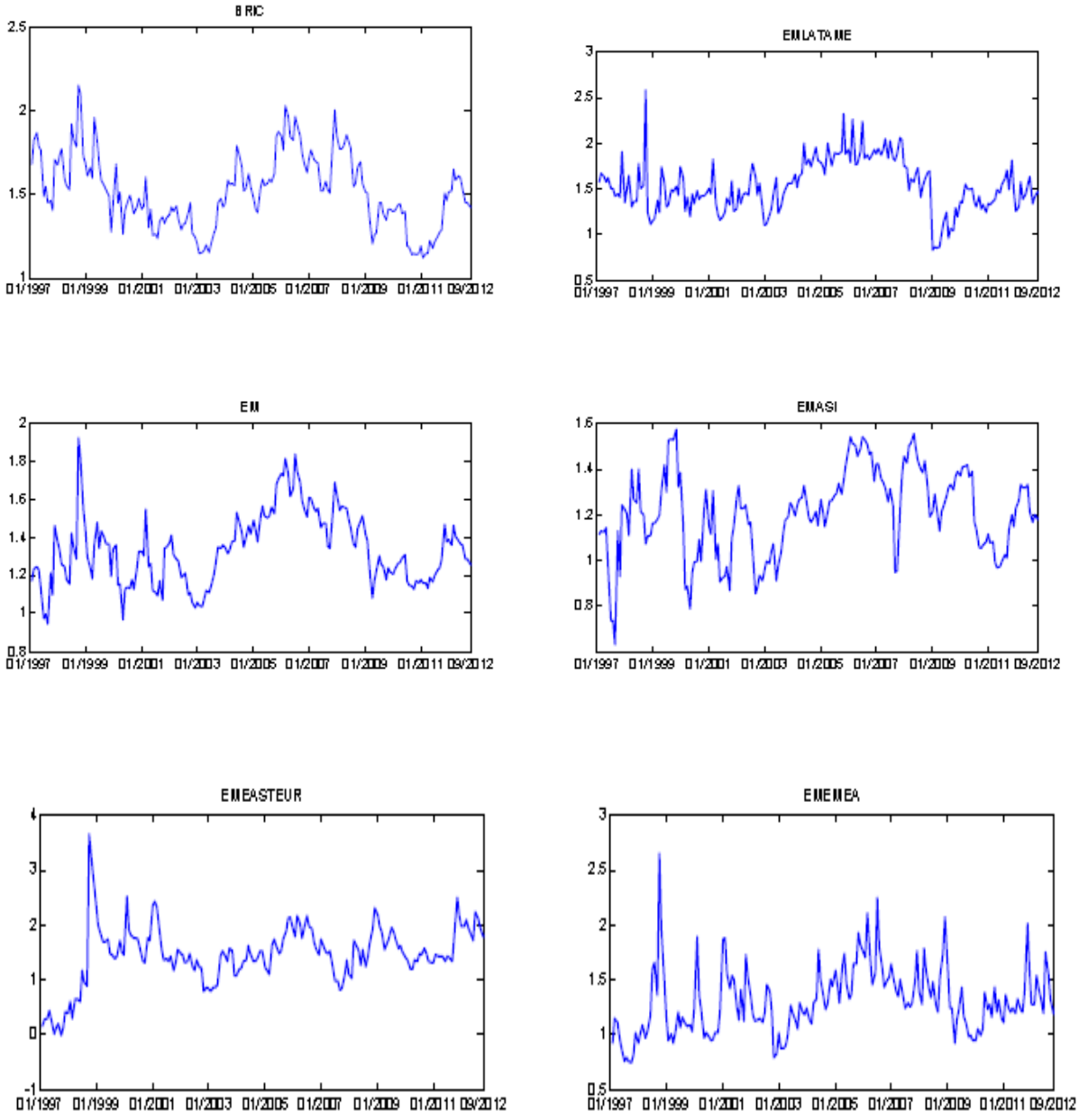
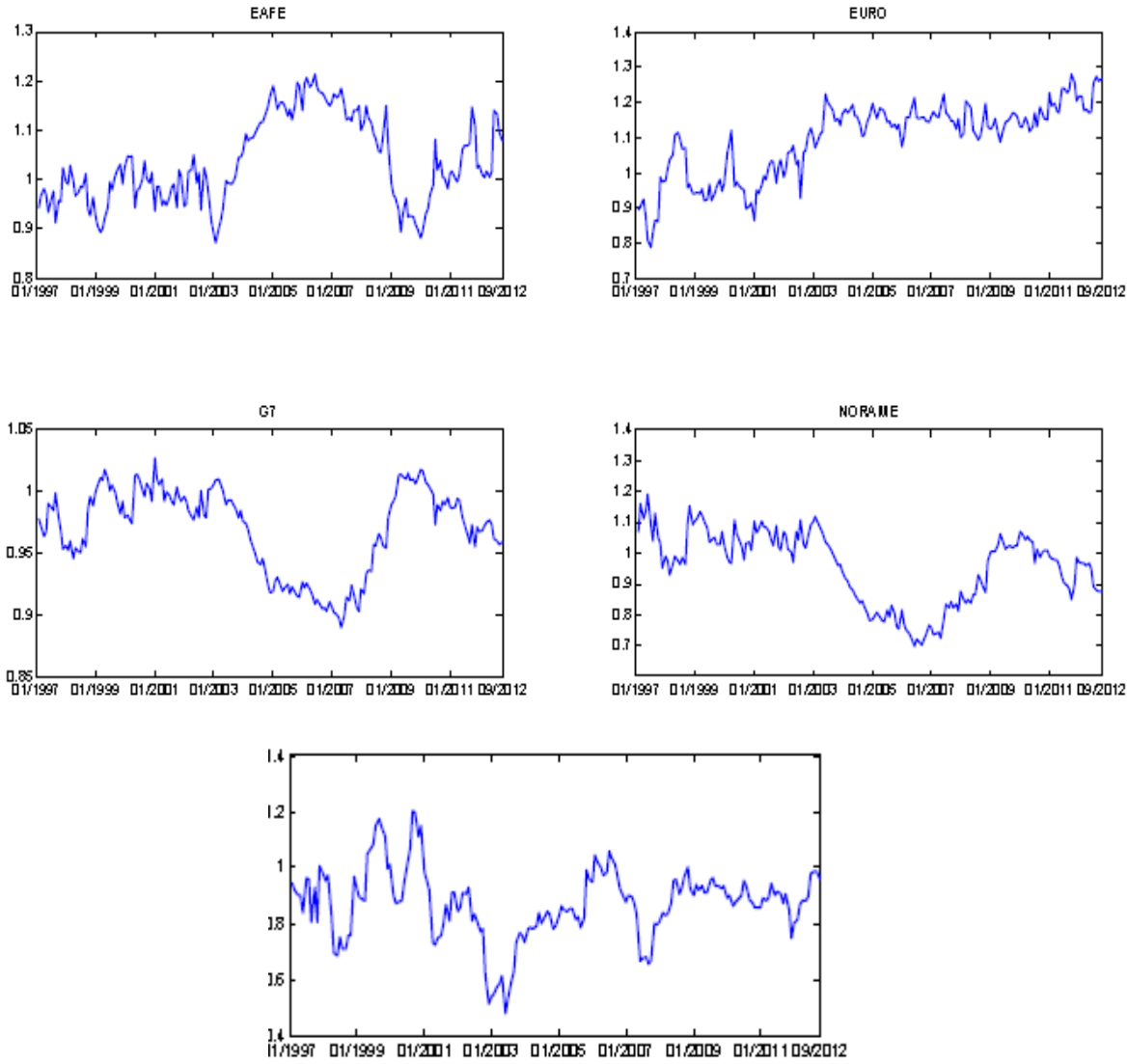


Figure 3.2 b : Le beta variable dans le temps pour les marchés développés



Après avoir identifié une variation temporelle significative et une dépendance conditionnelle de la volatilité des prix du pétrole et de la covariance dans un large échantillon d'indices pétroliers dans les pays développés et émergents, nous nous sommes concentrés sur la modélisation de la variation temporelle et de l'asymétrie des primes brutes. Cette question est particulièrement intéressante car elle permet de caractériser l'attitude des investisseurs en matière de risque en agissant sur les marchés pétroliers. Ce qui peut également nous aider à mieux comprendre l'évolution des prix du pétrole pendant les périodes de calme et de turbulence dans les principaux

marchés développés et émergents. Pratiquement, les primes de risque du pétrole variables dans le temps sont estimées en utilisant la relation de l'équation (2), et les principaux résultats empiriques sont (3.3a, 3.3b).

En conséquence, nos résultats fournissent un certain nombre de résultats intéressants. Tout d'abord, nous confirmons la variation temporelle de la prime de risque sur le marché pétrolier et les primes augmentent pendant les périodes de forte croissance et les périodes de faible croissance (volatile), ce qui suggère que les investisseurs estiment des risques supplémentaires lorsque le cycle économique affiche des signes négatifs qui suscitent des doutes et des inquiétudes. Deuxièmement, , la prime de risque sur le marché pétrolier est la plus élevée est observée à la fin de la période, suite à la crise financière mondiale, indiquant que les investisseurs sont plus attentifs, pour des raisons de précaution et de couverture et préfèrent inclure le facteur crise et le risque financier dans leur stratégie, donc ils demandent des primes de risque plus élevées. Troisièmement, en ce qui concerne le bêta du marché et la volatilité conditionnelle, les primes de risque pétrolier dans les pays émergents sont plus élevées que les primes de risque dans les pays développés, ce qui s'explique l'exigence des investisseurs des primes plus élevées pour se couvrir des variations du prix du pétrole, du risque ou d'instabilité politique souvent fréquente dans ces régions émergentes. Il est intéressant de noter que la prime de risque pétrolière est parfois négative, ce qui s'explique directement selon les chercheurs : *i)* La présence des investisseurs sur le long terme, *ii)* La présence des investisseurs non averses aux risques et *iii)* L'existence d'un contexte de contrôle de l'inflation sur le long terme. En effet, lorsque les investisseurs font confiance aux décideurs, mais ils s'inquiètent des taux de court terme, ils préfèrent les taux à long terme et leurs actions contribuent donc à diminuer les primes de risque.

Figure 3.3 a : Primes de risque variables dans les marchés émergents

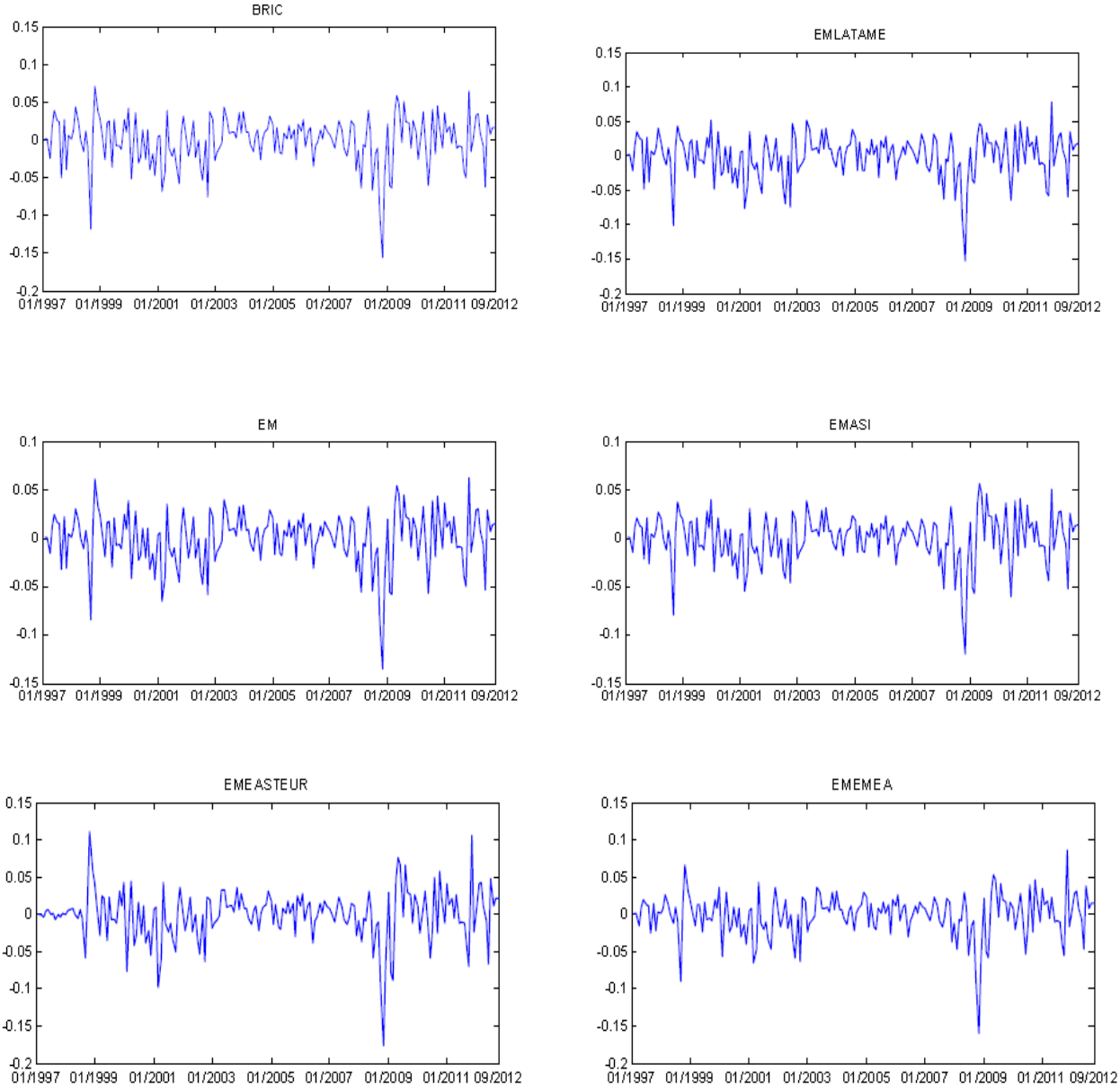
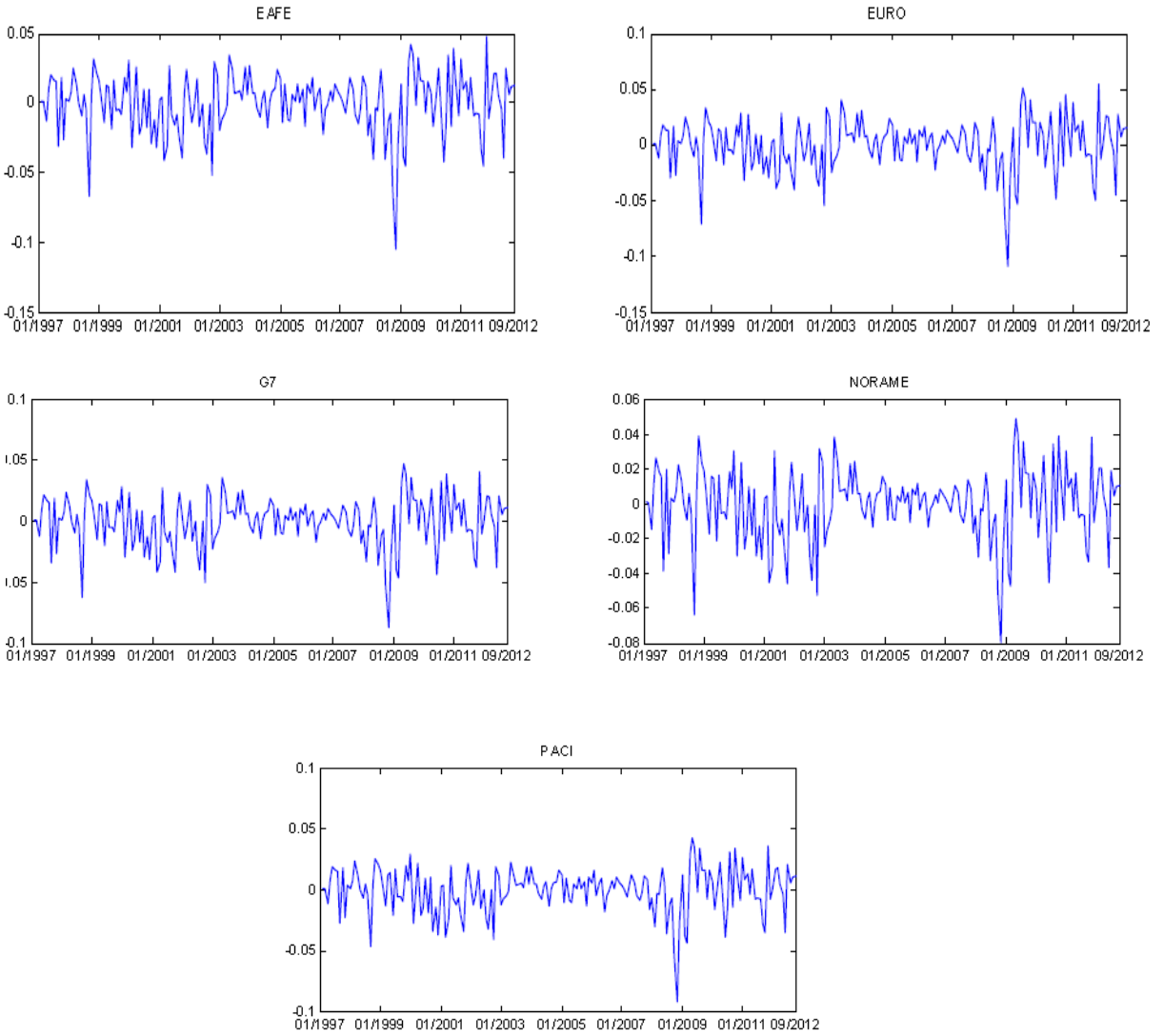


Figure 3.3 b : Primes de risque variables dans les marchés développés



IV- Conclusion

Ce Chapitre étudie la dynamique des primes de risque du pétrole avec les grands indices du pétrole dans plusieurs marchés développés et émergents durant ces dernières années. Nous avons utilisé les modèles CAPM conditionnel et le modèle DCC-GARCH asymétrique pour fournir des estimations robustes. Par conséquent, nos résultats ont révélé la présence des primes de risque variables dans le temps dans les marchés pétroliers qui présentent également une asymétrie. Plus

particulièrement, la crise financière mondiale a entraîné une augmentation des primes de risque du pétrole dans les pays développés comme dans les pays émergents. Toutefois, nous avons démontré que les primes pétrolières dans les pays émergents sont plus élevées que les primes de risque pétrolier dans les marchés développés, compte tenu des changements géopolitiques et de l'instabilité politique dans ces régions. Cette variabilité de la prime de risque peut expliquer l'alternance du marché pétrolier (Chapitre2) entre efficience et inefficience.

Références Bibliographiques

Ajmi, A. N., El-montasser, G., Hammoudeh, S., & Nguyen, D. K. (2014). Oil prices and MENA stock markets: New evidence from nonlinear and asymmetric causalities during and after the crisis period. *Applied Economics*, *46*(18), 2167-2177.

Alquist, R., Bauer, G. H., & de los Rios, A. D. (2013). Macroeconomic Drivers of Crude Oil Futures Risk Premia. *Manuscript, Bank of Canada*.

Arouri, M. E. H., & Fouquau, J. (2009). On the short-term influence of oil price changes on stock markets in GCC countries: linear and nonlinear analyses. *arXiv preprint arXiv:0905.3870*.

Bollerslev, T. (1986). Generalized autoregressive conditional heteroskedasticity. *Journal of econometrics*, *31*(3), 307-327.

Cappiello, L., Engle, R. F., & Sheppard, K. (2006). Asymmetric dynamics in the correlations of global equity and bond returns. *Journal of Financial econometrics*, *4*(4), 537-572.

Chevallier, J., & Sévi, B. (2013). A fear index to predict oil futures returns. *Energy Studies Review*, 20(3).1-17.

Clem, A. (1985). Commodity price volatility: trends during 1975-84. *Monthly Lab. Rev.*, *108*, 17.

Cologni, A., & Manera, M. (2009). The asymmetric effects of oil shocks on output growth: A Markov–Switching analysis for the G-7 countries. *Economic Modelling*, *26*(1), 1-29.

Deaves, R., & Krinsky, I. (1995). Do futures prices for commodities embody risk premiums?. *Journal of Futures Markets*, *15*(6), 637-648.

Dehn, J. (2000). *The effects on growth of commodity price uncertainty and shocks* (Vol. 2455). World Bank Publications.

Engle, R. F. (1982). Autoregressive conditional heteroscedasticity with estimates of the variance of United Kingdom inflation. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, 987-1007.

Engle, R. F., & Sheppard, K. (2001). *Theoretical and empirical properties of dynamic conditional correlation multivariate GARCH* (No. w8554). National Bureau of Economic Research.

Ewing, B. T., & Harter, C. L. (2000). Co-movements of Alaska North Slope and UK Brent crude oil prices. *Applied Economics Letters*, *7*(8), 553-558.

Fama, E. F., & French, K. R. (2004). The capital asset pricing model: Theory and evidence. *The Journal of Economic Perspectives*, *18*(3), 25-46.

Ferderer, J. P. (1997). Oil price volatility and the macroeconomy. *Journal of macroeconomics*, *18*(1), 1-26.

Fleming, J., & Ostdiek, B. (1999). The impact of energy derivatives on the crude oil market. *Energy Economics*, *21*(2), 135-167.

Hamilton, J. (2009). Understanding Crude Oil Prices. *Energy Journal*, 30, (2), 179-206

Hamilton, J. D. (1983). Oil and the macroeconomy since World War II. *Journal of political economy*, *91*(2), 228-248.

Hamilton, J. D. (1983). Oil and the macroeconomy since World War II. *Journal of political economy*, *91*(2), 228-248.

Hamilton, J. D. (2003). What is an oil shock? *Journal of econometrics*, *113*(2), 363-398.

Hamilton, J. D., & Wu, J. C. (2014). Risk premia in crude oil futures prices. *Journal of International Money and Finance*, *42*, 9-37.

Huang, R. D., Masulis, R. W., & Stoll, H. R. (1996). Energy shocks and financial markets. *Journal of Futures Markets 16, 1-27*

Jawadi, F., & Bellalah, M. (2011). Nonlinear mean reversion in oil and stock markets. *Review of Accounting and Finance*, *10*(3), 316-326.

Jawadi, F., Arouri, M. E. H., & Bellalah, M. (2010). Nonlinear linkages between oil and stock markets in developed and emerging countries. *International Journal of Business*, *15*(1), 19.

Kilian, L. (2008). The economic effects of energy price shocks. *Journal of Economic Literature*, *46*(4), 871-909.

Lintner, J. (1965). The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets. *The review of economics and statistics*, 13-37.

Melolinna, M. (2011). What explains risk premiums in crude oil futures ?. *OPEC Energy Review*, *35*(4), 287-307.

Moosa, I. A., & Al-Loughani, N. E. (1994). Unbiasedness and time varying risk premia in the crude oil futures market. *Energy economics*, *16*(2), 99-105.

Narayan, P. K., & Narayan, S. (2010). Modelling the impact of oil prices on Vietnam's stock prices. *Applied Energy*, *87*(1), 356-361.

Pindyck, R. S. (1999). The long-run evolution of energy prices. *The Energy Journal*, 1-27.

Plourde, A., & Watkins, G. C. (1998). Crude oil prices between 1985 and 1994: how volatile in relation to other commodities ?. *Resource and Energy Economics*, *20*(3), 245-262.

Sadorsky, P. (1999). Oil price shocks and stock market activity. *Energy economics*, *21*(5), 449-469.

Sadorsky, P. (2006). Modeling and forecasting petroleum futures volatility. *Energy Economics*, *28*(4), 467-488.

Sharpe, W. F. (1964). Capital asset prices: A theory of market equilibrium under conditions of risk. *The journal of finance*, *19*(3), 425-442.

Conclusion Générale

Au cours de cette thèse, nous avons étudié, dans un contexte comparatif, la dynamique et l'efficience informationnelle des marchés des matières énergétiques et celle de la prime de risque sur le marché pétrolier. Nous avons choisi les marchés du Pétrole, du Gaz naturel, de l'Electricité et du Charbon en raison de leur importance dans l'activité économique, leurs volumes d'échange et la volatilité accrue qui les caractérise.

Après avoir rappelé les stratégies d'investissement sur les marchés des matières premières et les fondements théoriques théorie de d'évaluation des actifs financiers, nous nous sommes passés dans une première partie empirique, à tester la théorie de la formation des prix ou autrement dit, l'efficience informationnelle dans les marchés énergétiques. La première application empirique a pour objectif de tester l'efficience de ces marchés. A cette fin, nous avons commencé par tester si les rendements des marchés sont aléatoires. Une série des tests de marche aléatoire a été utilisée afin de valider cette hypothèse. Les résultats de ces tests sont hétérogènes et remettent en cause l'hypothèse de marche aléatoire dans la plupart des marchés. Cela suggère qu'à court terme, la réaction des investisseurs et l'ajustement des prix résultant ne sont pas forcément instantanés.

Néanmoins, nous avons constaté que la plupart des industries énergétiques semblent soutenir l'hypothèse de l'efficience à long terme des marchés. En particulier, nous avons fait des analyses des séries temporelles à court terme et à long terme en utilisant différents tests économétriques paramétriques et non paramétriques qui ont été appliqués aux indices sectoriels des matières premières. Les résultats de notre étude ont montré, premièrement, que les marchés des produits de base sont plutôt inefficients sur le plan informationnel à court terme et présentent des opportunités intéressantes d'investissement qui dépendent de la région et du secteur. Par exemple, nous avons trouvé que le prix du pétrole est sensiblement différent de celui des prix des trois autres produits. En outre, les possibilités d'investissement dans les économies émergentes sont plus intéressantes que celles des régions développées, ce qui peut s'expliquer par le caractère importateur-exportateur. Deuxièmement, nous avons montré que la plupart des marchés de

matières premières deviennent efficients sur le plan informationnel à long terme, ce qui diminue l'intérêt des investisseurs. En conséquence, les marchés des produits énergétiques de base apparaissent comme un investissement de couverture à court terme. En comparant nos résultats à ceux de Reitz et Westerhoff (2007), il apparaît que l'inefficience à court terme pourrait être associée à la prédominance des investisseurs chartistes, tandis que l'efficience à long terme est une indication de la stabilisation et des corrections de marché effectuées par les investisseurs fondamentalistes.

Nous avons analysé dans la deuxième partie empirique, la variation du risque et de la prime de risque des marchés pour expliquer le degré d'efficience de ces marchés. A cette fin, nous avons utilisé des modèles de corrélations dynamiques asymétrique pour tenir en compte de l'éventuelle asymétrie dans les données. A un niveau d'analyse, vu la présence d'effet ARCH et du phénomène d'asymétrie, les modèles ARCH généralisés (GARCH), introduits par Bollerslev (1986) étaient choisis pour présenter une structure de retards plus souple. Nous avons appliqué le modèle ADCC-GARCH en se basant sur une version MEDAF conditionnel appliqué à une base des données des marchés émergents et développés.

Les résultats des estimations soutiennent l'ADCC comme un meilleur modèle comparé à d'autres DCC en présence d'effet asymétrique dans la corrélation conditionnelle dynamique entre les rendements des actifs. Le modèle a été en mesure de reproduire le comportement des différents rendements. En particulier, nous avons constaté une évidence significative de la variation des primes de risque au fil du temps dans les marchés énergétiques qui présentent également une asymétrie. Nous montrons une augmentation des primes de risque énergétiques dans les pays développés et émergents après la crise. En outre, nous avons montré que les primes pétrolières dans les pays émergents sont plus élevées que les primes de risque pétrolières dans le marché développé dus aux effets des changements géopolitiques et à l'instabilité politique dans les régions émergentes. Ces corrélations peuvent être utilisées pour quantifier les avantages de diversification dans chaque groupe de pays. Nous avons examiné également comment ces avantages sont affectés par de grands chocs pétroliers et des événements financiers tels que la crise 2008, les négociations du sauvetage de la Grèce en 2012 et les fluctuations récentes des prix du pétrole.

Cette variabilité de la prime de risque dans le temps et dans l'espace peut être utile pour mieux expliquer l'alternance de ces marchés entre efficience et inefficience. Enfin, pourtant que ce

travail de recherche présente des nouveaux résultats, il est intéressant de mentionner quelques limites et suggérer des nouvelles extensions possibles. D'abord, l'organisation de la thèse sous forme de papiers, nous amène à être parfois répétitifs. Ensuite, il aurait été plus intéressant de focaliser le chapitre 3 également sur la même base de données que celles du chapitre 2. En outre, le choix des marchés énergétiques reste toujours une question discutable. Le choix méthodologique pourrait être élargir pour examiner toutes les questions dans un cadre non linéaire. L'usage des données énergétiques de haute fréquence serait également une piste de recherche prometteuse Loredana Ureche-Rangau (2004). Tester l'efficience alternativement par la méthodologie des évènements peut approfondir nos analyses. Enfin, des examens de performance prévisionnelle des modèles utilisés seraient utiles pour vérifier la robustesse de nos conclusions. Il va de même pour nos simulations de portefeuille en menant des simulations dynamiques plus sophistiquées.

Références Bibliographiques

Boitout, N., & Ureche-Rangau, L. (2004). Towards a Multifractal Paradigm of Stochastic Volatility?. *International Journal of Theoretical and Applied Finance*, *7*(07), 823-851.

Bollerslev, T. (1986). Generalized autoregressive conditional heteroskedasticity. *Journal of econometrics*, *31*(3), 307-327.

Brooks, C., Henry, O. T., & Persand, G. (2002). The effect of asymmetries on optimal hedge ratios. *The Journal of Business*, *75*(2), 333-352.

Cho, Y. H., & Engle, R. F. (1999). *Time-varying betas and asymmetric effect of news: Empirical analysis of blue chip stocks* (No. w7330). National bureau of economic research.

Reitz, S., & Westerhoff, F. (2007). Commodity price cycles and heterogeneous speculators: a STAR-GARCH model. *Empirical Economics*, *33*(2), 231-244.

Annexe 1

Annexe A. Classification des pays consommateurs et des pays producteurs des matières énergétiques

Tableau A (1). Classification des pays consommateurs et des pays producteurs de pétrole

	Indices	Pays	Producteurs	Consommateurs
Marchés Developpés	NA	USA	12704	19396
		Canada	4385	2322
		Total	**17089**	**21718**
	G7	USA	12704	19396
		UK	965	1959
		Germany	-	2338
		Japan	-	4150
		Italy	-	1262
		Canada	4385	2322
		France	-	1606
		Total	**18054**	**33033**
	EAFE	UK	965	1959
		Austria	-	263
		Belgium	-	661
		Denmark	158	165
		France	-	1606
		Finland	-	177
		Germany	-	2338
		Ireland	-	143
		Israel	-	143
		Italy	115	1262
		the Netherlands	-	835
		Norway	1948	234
		Portugal	-	243
		Spain	-	1226
		Sweden	-	299
		Switzerland	-	228
		Australia	385	1006
		Hong Kong	-	368
		Japan	-	4150
		Singapore	-	1339
		New Zealand	-	159
		Total	**3186**	**11782**
	EUR	Austria	-	263
		Belgium	-	661
		Denmark	158	165
		Finland	-	177
		France	-	76.1
		Germany	-	1606
		Ireland	-	143
		Italy	115	1262
		the Netherlands	-	835

		Norvège	1948	234
		Portugal	-	243
		Espagne	-	1226
		Suède	-	299
		Suisse	-	228
		UK	965	1959
		Total	**3186**	**9301**
	AP	Australie	385	1006
		Hong Kong	-	368
		Japan	-	4150
		Singapoure	-	1339
		Nouvelle Zelande	-	159
		Total	**385**	**7022**
Marchés Emergents	**LA**	Brésil	2527	3157
		Chili	-	368
		Colombie	1008	331
		Mexique	2588	1926
		Pérou	113	243
		Total	**6236**	**6025**
	EM	United Arab Emirates	3920	901
		Turquie	-	835
		Afrique de Sud	-	649
		Russie	10980	3113
		Hongrie	-	154
		Qatar	1898	324
		Polande	-	546
		Grèce	-	303
		Egypte	723	824
		Republique Tchèque	-	200
		Chine	4309	11968
		Inde	876	4159
		Indonesie	825	1628
		Corrée de Sud	-	2575
		Malaysie	693	831
		Philippines	-	399
		Taiwan	-	1031
		Thailande	477	1344
		Brésil	2527	3157
		Chili	-	368
		Colombie	1008	331
		Mexique	2588	1926
		Pérou	113	243
		Total	**30937**	**37809**
	BRICS	Brésil	2527	3157
		Russie	10980	3113
		Inde	876	4159
		Chine	4309	11968
		Afrique de Sud	-	649
		Total	**18692**	**23046**

Table A(2). Classifications des pays consommateurs et des pays producteurs du Gaz Naturel

	Indices	**Countries**	**Producers**	**Consumers**
	NA	USA	767.3	778
		Canada	163.5	102.5
		Total	**930.8**	**880.5**
	G7	USA	767.3	778
		UK	39.7	68.3

Marchés Developpés		Allemagne	7.2	39.1
		Japan	-	113.4
		Italie	6.2	61.4
		Canada	163.5	102.5
		France	-	39.1
		Total	**983.9**	**1315.2**
	EAFE	UK	39.7	68.3
		Autriche	-	8.3
		Belgique,	-	15.1
		Denmark	4.6	3.2
		France	-	39.1
		Finlande	-	2.1
		Allemagne	7.2	74.1
		Irelande	-	4.2
		Israel	-	8.4
		Italie	6.2	61.4
		PaysBas	43	31.8
		Norvège	117.2	4.8
		Portugal	-	4.3
		Espagne	-	27.2
		Sueden	-	0.9
		Suisse	-	2.9
		Australie	67.1	34.3
		Hong Kong	-	3.2
		Japan	-	113.4
		Singapoure	-	11.3
		Nouvelle Zelande	-	4.5
		Total	**285**	**522.8**
	EUR	Austriche	-	8.3
		Belgique	-	15.1
		Denmark	4.6	3.2
		Finlande	-	2.1
		France	-	39.1
		Allemagne	7.2	74.1
		Irelande	-	4.2
		Italie	6.2	61.4
		Pays Bas	43	31.8
		Norvège	117.2	4.8
		Portugal	-	4.3
		Espagne	-	27.2
		Suède	-	0.9
		Suisse	-	2.9
		UK	39.7	68.3
		Total	**217.9**	**347.7**
	AP	Australie	67.1	34.3
		Hong Kong	-	197.3
		Japan	-	113.4
		Singapoure	-	11.3
		Neouvelle Zelande	-	4.5
		Total	**67.1**	**372.2**
	LA	Brésil	22.9	40.9
		Chile	-	3.9
		Colombie	11	10.5
		Mexique	53.2	68.2
		Pérou	12.5	7.5
		Total	**99.6**	**131.0**
	EM	Emirates Arabes Unies	55.6	69.1
		Turkie	-	43.6
		Afrique	-	5
		Russie	573.3	391.5

Markets Emergents		Hongrie	-	8.9
		Qatar	181.4	45.2
		Polande	-	16.7
		Grèce	-	2.8
		Egypte	45.6	47.8
		Republique Tchèque	-	7.2
		Chine	138	197.3
		Inde	29.2	50.6
		Indonesie	75	39.7
		Coreé de Sud	-	43.6
		Malaysie	68.2	39.6
		Philippines	-	3.3
		Taiwan	-	18.4
		Thailande	39.8	52.9
		Brésil	22.9	40.9
		Chili	-	3.5
		Colombie	11	10.5
		Mexique	53.2	83.2
		Perou	12.5	7.5
		Total	**1305.1**	**1138.1**
	BRICS	Brézil	22.9	40.9
		Russie	573.3	391.5
		Inde	29.2	50.6
		Chine	138	197.3
		Afrique de Sud	-	5
		Total	**763.4**	**685.3**

Tableau A(3). Classification des pays consommateurs et des pays producteurs de l'Electricité

	Indices	**Countries**	**Producers**	**Consumers**
Marchés Developpés	NA	USA	456.2	396.3
		Canada	32.1	19.8
		Total	**488.3**	**416.1**
	G7	USA	4562	396.3
		UK	5.3	23.4
		Allemagne	42.6	78.3
		Japan	0.6	119.4
		Italie	-	12.4
		Canada	32.1	19.8
		France	-	8.7
		Total	**4723.2**	**670.7**
	EAFE	UK	5.3	23.4
		Autriche	-	3.2
		Belgique	-	3.2
		Denmark	-	1.8
		France	-	8.7
		Finlande	-	3.5
		Allemagne	42.9	78.3
		Irelande	-	2.2
		Israel	-	6.7
		Italie	-	12.4
		Pays bas	-	10.6
		Norvège	-	0.8
		Portugal	-	3.3
		Espagne	11.7	14.4
		Suede	-	2.1
		Suisse	-	0.2
		Australie	275	46.6

		Hong Kong	-	6.7
		Japan	0.6	119.4
		Singapoure	-	0.4
		Nouvelle Zealand	2	1.4
		Total	**2408.9**	**352.9**
	EUR	Austriche	-	3.2
		Belgique	-	3.2
		Denmark	-	1.8
		Finlande	-	3.5
		France	-	8.7
		Allemagne	42.9	78.3
		Irelande	-	2.2
		Italie	-	12.4
		Pays-bas	-	10.6
		Norvège	-	49.6
		Portugal	-	3.3
		Espagne	11.7	14.4
		Suede	-	2.1
		Suisse	-	0.2
		UK	5.3	23.4
		Total	**59.9**	**216.9**
	AP	Australie	275	46.6
		Hong Kong	-	6.7
		Japan	0.6	119.4
		Singapoure	-	11.4
		NouvelleZealande	2	1.4
		Total	**277.6**	**185.5**
Marches Emergents	**LA**	Brézil	3.4	17.4
		Chile	-	7.2
		Colombie	56.6	7
		Mexique	7	12.8
		Peru	-	0.9
		Total	**216.9**	**230.8**
	EM	Emirates Arabes Unies	-	1.6
		Turkie	11.7	34.4
		Afrique de Dud	142.9	95
		Russie	194.5	88.7
		Hungary	1.5	2.2
		Qatar	-	-
		Polande	53.7	49.8
		Grece	6	5.7
		Egypte	-	0.7
		Republique Tchèque	16.4	15.6
		Chine	1827	1920.4
		Indie	283.9	407.2
		Indonesie	241.1	90.3
		Corée de Sud	0.8	94.4
		Malaysie	-	17.6
		Philippines	-	11.4
		Taiwan	-	37.8
		Thailande	23.3	17.6
		Brézil	3.4	17.4
		Chile	-	7.2
		Colombie	56.6	7
		Mexique	7	12.8
		Perou	-	-
		Total	**1840**	**2957.4**
	BRICS	Brézil	3.4	17.4
		Russie	194.5	88.7

		Inde	241.1	407.2
		Chine	1827	1920.4
		Afrique de Sud	142.9	95
		Total	**2408.9**	**2528.7**

Annexe B: Calcul intermédiaire pour les simulations de portefeuille

Tableau B1. La corrélation et les statistiques principales entre les rendements régionaux du pétrole de NA

	Moyenne et Ecartype		**Correlation**			
	Moyenne	Ecartype	Pétrole	Gaz	Electricité	Charbon
Pétrole	0.0001	0.0066	1.0000	-0.0239	0.5624	0.5541
Gaz	0.0002	0.0055	-0.0239	1.0000	-0.0120	-0.0118
Electricité	0.0001	0.0051	0.5624	-0.0120	1.0000	0.3737
Charbon	-0.0002	0.0132	0.5541	-0.0118	0.3737	1.0000

Tableau B2. Corrélation et principales statistiques entre les rendements régionaux du pétrole du G7

	Moyenne et Ecartype		**Correlation**			
	Moyenne 10^{-3}	Ecartype	Pétrole	Gaz	Electricité	Charbon
Pétrole	0.0280	0.0068	1.0000	-0.0164	0.4148	0.4827
Gaz	1.329	0.0055	-0.0164	1.0000	0.0058	-0.0037
Electricité	-0.0372	0.0064	0.4148	0.0058	1.0000	0.3695
Charbon	-0.0332	0.0119	0.4827	-0.0037	0.3695	1.0000

Tableau B3. La corrélation et les statistiques principales entre les rendements régionaux du Pétrole de l'EAEE

	Moyenne et Ecartype		**Correlation**			
	Moyenne	Ecartype	Pétole	Gaz	Electricité	Charbon
Pétrole	0.0001	0.0068	1.0000	-0.0001	0.5647	0.2946
Gaz	0.0002	0.0064	-0.0001	1.0000	0.0233	-0.0005
Electricité	0.033510^{3}	0.0052	0.5647	0.0233	1.0000	0.2764
Charbon	0.0001	0.0111	0.2946	-0.0005	0.2764	1.0000

Tableau B4. Corrélation et statistiques principales entre les rendements régionaux du pétrole en EUR

	Moyenne et Ecartype		**Correlation**			
	Moyenne 10^{-3}	Ecartype	Pétrole	Gaz	Electricité	Charbon
Pétrole	0.0244	0.0069	1.0000	-0.0096	0.3355	0.6927
Gaz	0.2260	0.0080	-0.0096	1.0000	0.0138	0.0002
Electricité	-0.3320	0.0116	0.3355	0.0138	1.0000	0.3808
Charbon	0.0370	0.0056	0.6927	0.0002	0.3808	1.0000

Tableau B5. La corrélation et les statistiques principales entre les rendements régionaux du Pétrole du PA

	Moyenne et Ecartype		**Correlation**			
	Moyenne	Ecartype	Pétrole	Gaz	Electricité	Charbon
Pétrole	0.0001	0.0067	1.0000	-0.0112	0.3193	0.5829
Gaz	0.0003	0.0093	-0.0112	1.0000	0.0095	-0.0119
Electricité	$0.011*10^{-3}$	0.0049	0.3193	0.0095	1.0000	0.1812
Charbon	0.0000	0.0080	0.5829	-0.0119	0.1812	1.0000

Tableau B6. La corrélation et les principales statistiques entre les rendements régionaux du Pétrole EM

	Moyenne et Ecartype		**Correlation**			
	Moyenne 10^{-3}	Ecartype	Pétrole	Gaz	Electricité	Charbon
Pétrole	0.0821	0.0076	1.0000	-0.0126	0.4738	0.3766
Gaz	0.3110	0.0117	-0.0126	1.0000	-0.0171	-0.0105
Electricité	0.0154	0.0040	0.4738	-0.0171	1.0000	0.2636
Charbon	-0.0076	0.0098	0.3766	-0.0105	0.2636	1.0000

Tableau B7. Corrélation et statistiques principales entre les rendements régionaux du Pétrole des BRICS

	Moyenne et Ecartype		**Correlation**			
	Moyenne	Ecartype	Pétrole	Gaz	Electricité	Charbon
Pétrole	0.0001	0.0089	1.0000	0.0045	0.2959	0.5659
Gaz	0.0001	0.0111	0.0045	1.0000	0.0060	0.0088
Electricité	0.0003	0.0127	0.2959	0.0060	1.0000	0.1636
Charbon	-0.0001	0.0112	0.5659	0.0088	0.1636	1.0000

Tableau B8. Statistiques corrélatives et principales entre les rendements régionaux du Pétrole de LA

	Moyenne et Ecartype		**Correlation**			
	Moyenne 10^{-3}	Ecartype	Pétrole	Gaz	Electricité	Charbon
Pétrole	-0.0110	0.0097	1.0000	0.0364	0.4694	0.2127
Gaz	-0.0574	0.0214	0.0364	1.0000	0.0120	0.0217
Electricité	-0.0389	0.0104	0.4694	0.0120	1.0000	0.1723
Charbon	-0.0256	0.0097	0.2127	0.0217	0.1723	1.0000

Annexe 2 : Papier 2

Évaluation de l'Efficience et des Possibilités d'Investissement sur les Marchés des Matières Premières : une Analyse des Séries Temporelles et des Simulations de Portefeuille

Annexe 3 : Papier 3

L'Évaluation de la Variation de la Prime du Risque : une Evidence avec le Modèle ADCC-GARCH-CAPM sur le Marché de Pétrole

Economic Modelling 64 (2017) 567–588

Contents lists available at ScienceDirect

Economic Modelling

journal homepage: www.elsevier.com/locate/econmod

Assessing efficiency and investment opportunities in commodities: A time series and portfolio simulations approach☆,☆☆

Fredj Jawadi[a], Zied Ftiti[b,*], Mouna Hdia[a]

[a] University of Evry and EconomiX University of Evry, 2 rue Facteur Cheval, 91025 Evry, France
[b] EDC Paris Business School, OCRE Lab, 70 Galeries Des Damiers, La Defense 1, Courbevoie 92415, Paris, France

ARTICLE INFO

JEL codes:
C10
G14

Keywords:
Informational efficiency
Commodity markets
Hedging
Portfolio simulations
Time series

ABSTRACT

This paper investigates the informational efficiency hypothesis in the short and long term for four major commodity markets (oil, gas, electricity, and coal) from January 1997 to January 2016. Unlike previous studies, we provide a more concise comparative analysis by focusing on different classes of commodities for a large sample, including 5 developed and 3 emerging regions and covering 46 countries. We apply different parametric and non-parametric econometric tests. Our study provides two interesting findings. First, we show that commodity markets are informationally inefficient in the short term. Our portfolio simulations highlight that commodities might provide "good" investment opportunities, but those opportunities vary according to commodity class and regions. Second, we show that most commodity markets become informationally efficient in the long term, thereby reducing investors' interest for the duration. Thus, commodity markets might be used to hedge investor's portfolios, particularly for speculators and chartists in the short term, while these investments might not be appealing in these markets in the long term.

1. Introduction

Market efficiency refers to the close evolution of the observed price of an asset around its true or fundamental value (Samuelson, 1965). Efficiency constitutes a cornerstone of modern financial theory, and it has been considered a joint benchmark hypothesis for asset pricing models since most financial asset models are built on this hypothesis.

The notion of efficiency was first mentioned by Kendall (1953) and Working (1934). However, Fama (1965, 1970) is considered the true "father" of the efficiency hypothesis because he developed the theory and offered the first economic explanation and formalization[1]. In his first formulation, Fama (1965, 1970) defines an informationally efficient market as one in which prices instantaneously and fully reflect the complete and pertinent information available on the market. He also identifies three main forms of efficiency according to this information type: weak (the information includes past prices and returns), semi-strong (only public information is a concern), and strong (both public and private information should be reflected in the price).

While many different statistical and econometric tests are developed to check these three forms of efficiency using mainly financial data[2], the definition by Fama was considered at least a source of an important paradox by Grossman and Stiglitz (1980). The authors suggest that if the market is efficient, there is no reason to continue to seek information on financial assets. This paradox results in several criticisms of the work of Fama. Additionally, two different analyses can be identified considering the studies on efficiency and rationality. While two of the three 2013 Nobel laureates in economics, Eugene Fama and Lars Hansen, postulate the classical economic rationality of agents when explaining price forecasting, the third 2013 Nobel laureate, Robert Shiller, considers that investors' rationality does not obey the rules of rationality as stated in classical economic models, and Shiller often criticized the efficiency hypothesis.

This challenge concerning informational efficiency is not new, and the related empirical literature has identified at least two research groups. In the 1970s, most empirical research is concluded in terms of efficiency and the absence of price forecasting given that a random walk model fitted the data well. However, since the 1980s and the seminal study by Shiller (1981)

☆☆ The authors would like to thank the editors of Economic Modelling and four referees for their comments on an earlier version of this paper.
☆ This research did not receive any specific grant from funding agencies in the public, commercial, or not-for-profit sectors.
* Corresponding author.
E-mail addresses: fredj.jawadi@univ-evry.fr (F. Jawadi), Zied.Ftiti@edcparis.edu (Z. Ftiti).

[1] While it is possible to distinguish between different types of efficiencies (productive, allocative, and informational), informational efficiency is the most well-known and well-studied in the financial literature. Informational efficiency will also be the focus of the current study because it is not sufficiently developed for commodities. For more discussion on the other types of efficiencies, see Jawadi and Prat (2012).

[2] Note that weak-form efficiency has received substantial attention from economists and has been extensively empirically tested in practice.

http://dx.doi.org/10.1016/j.econmod.2017.04.021
Received 18 November 2016; Received in revised form 22 April 2017; Accepted 22 April 2017
Available online 08 May 2017
0264-9993/ © 2017 Elsevier B.V. All rights reserved.

Table 1
Composition of developed and emerging indexes.

Developed indexes					Emerging indexes		
NA	**G7**	**EUR**	**EAFE**	**AP**	**LA**	**BRICS**	**EM**
1. US	1. US	1. Austria	1. Austria	1. Australia	1. Brazil	1. Brazil	1. Brazil
2. Canada	2. Canada	2. Belgium	2. Belgium	2. Hong Kong	2. Chile	2. Russia	2. Chile
	3. Japan	3. Denmark	3. Denmark	3. Japan	3. Colombia	3. India	3. Colombia
	4. Germany	4. Finland	4. Finland	4. New Zealand	4. Mexico	4. China	4. Mexico
	5. France	5. France	5. France	5. Singapore	5. Peru	5. South Africa	5. Peru
	6. UK	6. Germany	6. Germany				6. Czech Republic
	7. Italy	7. Ireland	7. Ireland				7. Egypt
		8. Italy	8. Italy				8. Greece
		9. the Netherlands	9. the Netherlands				9. Hungary
		10. Norway	10. Norway				10. Poland
		11. Portugal	11. Portugal				11. Qatar
		12. Spain	12. Spain				12. Russia
		13. Sweden	13. Sweden				13. South Africa
		14. Switzerland	14. Switzerland				14. Turkey
		15. UK	15. UK				15. United Arab Emirates
			16. Australia				16. China
			17. Japan				17. India
			18. Hong Kong				18. Indonesia
			19. New Zealand				19. Korea
			20. Singapore				20. Malaysia
							21. Philippines
							22. Taiwan

Note: North America (NA); the G7 (G7); Europe, Australia, and the Far East (EAFE); Developed Europe (EUR); Developed Asia and Pacific (AP); Brazil, Russia, India, China, and South Africa (BRICS); Emerging Markets (EM); Latin America (LA).

on the volatility puzzle, several empirical studies show that market inefficiency and price forecasting in the medium and long terms have become the new rules. In addition, the rapid development of databases and new econometric tools is helpful for more empirical verifications of efficiency, which often do not support efficiency. Interestingly, the current robust debate on efficiency has led to the emergence of two promising ongoing and future research routes. The first is pursued by Eugene Fama and Lars Hansen among others and develops new sophisticated models for efficiency and price formation under the hypothesis of rational expectations. The second research route is mainly initiated and developed by Robert Shiller, whose research vision rejects the classical model and intends to develop an alternative behavioral finance approach to better explain the

Table 2
Main descriptive statistics.

Oil sector								Gas sector						
Indices	**Mean**	**SD**	**Sk**	**Kur**	**JB**	**ARCH**	**Obs**	**Mean**	**SD**	**Sk**	**Kur**	**JB**	**ARCH**	**Obs**
Developed indexes														
NA	1.03	0.66	-0.15	12.16	17414.2	28.96	4970	1.51	0.55	-0.45	12.26	17870.6	26.82	4970
G7	0.15	0.68	-0.00	11.04	13408.0	25.33	4970	13.29	0.55	1.87	13.54	25828.4	20.22	4970
EAFE	0.83	0.68	0.02	11.81	16110.0	33.50	4970	1.74	0.64	-0.47	27.75	126438.5	17.36	4970
EUR	0.12	0.69	-0.00	9.82	9646.2	24.14	4970	2.26	0.80	-0.53	14.563	27794.1	18.37	4970
AP	0.53	0.67	-0.30	9.69	9366.7	16.57	4970	3.15	0.93	-0.86	25.48	104808.9	18.37	4970
Emerging indexes														
BRICS	0.44	0.89	-0.196	13.45	22653.6	23.99	4970	0.67	1.11	-0.60	13.419	22673.8	28.80	4970
EM	0.67	0.79	-0.462	9.272	8324.8	14.55	4970	3.11	1.17	1.873	13.549	25828.4	17.03	4970
LA	-0.42	0.98	-0.02	6.77	2954.4	14.55	4970	-0.57	2.14	0.21	8.70	6769.1	19.70	4970
Electricity sector								**Coal sector**						
Indices	**Mean**	**SD**	**Sk**	**Kur**	**JB**	**ARCH**	**Obs**	**Mean**	**SD**	**Sk**	**Kur**	**JB**	**ARCH**	**Obs**
Developed indexes														
NA	0.56	0.51	0.02	13.49	22822.0	29.67	4970	-2.37	1.33	0.97	34.93	211673.5	4.81	4970
G7	-0.46	0.64	-0.61	21.18	68801.1	42.31	4970	-0.40	1.19	-0.53	10.85	12993.8	24.87	4970
EAFE	0.25	0.52	-0.17	11.84	16235.1	24.81	4970	0.48	1.11	-0.55	14.50	27638.0	23.92	4970
EUR	0.29	0.56	-0.10	12.40	18342.6	27.23	4970	-3.40	1.16	-0.88	31.16	164730.6	09.15	4970
AP	-0.17	0.49	-0.20	8.634	6610.9	29.10	4970	0.20	0.80	-0.18	9.835	9689.7	24.33	4970
Emerging indexes														
BRICS	-0.97	1.11	-0.124	8.912	7252.5	22.08	4970	2.56	1.26	-0.231	10.84	12765.5	21.01	4970
EM	0.87	0.40	-0.63	11.31	14659.28	27.59	4970	-0.15	0.97	-0.113	9.16	7877.49	24.69	4970
LA	-0.50	1.04	-0.13	9.76	9483.9	27.44	4970	-0.33	0.96	0.21	8.70	6769.1	19.51	4970

Notes: North America (NA); The G7 Group 7 (G7); Europe, Australia, and the Far East (EAFE); Developed Europe (EUR); Developed Asia and Pacific (AP); Brazil, Russia, India, China, and South Africa (BRICS); Emergent Markets (EM); and Latin America (LA). Mean, SD, Sk, Kur, JB, and Obs denote the mean, the standard deviation, skewness, kurtosis, the Jarque-Bera statistic, and the number of observations, respectively. The ARCH refers to the statistics of the ARCH (autoregressive conditional heteroscedasticity) test of Engle (1982).

Table 3
Results of the rank test.

Markets	Oil			Gas			Electricity			Coal		
Index	n_1	n_2	H^*	n_1	n_2	H^*	n_1	n_2	H^*	n_1	n_2	H^*
Developed indexes												
NA	2485	2485	0.11	2192	2192	0.84	2485	2485	0.22	2709	2261	0.00
G7	2192	2192	0.08	2192	2192	0.28	2192	2192	0.22	1866	1866	0.15
EUR	2485	2485	0.62	2890	1494	0.00	2485	2485	0.93	2485	2485	0.00
EAFE	2192	2192	0.00	2192	2192	0.15	2192	2192	0.71	1801	1801	0.00
AP	2485	2485	0.00	2192	2192	0.46	2485	2485	0.03	2484	2484	0.00
Emerging indexes												
BRICS	2485	2485	0.00	760	747	0.38	2485	2485	0.00	2385	2260	0.00
EM	2485	2485	0.00	1702	1703	0.04	2485	2485	0.00	2485	2485	0.00
LA	2485	2485	0.00	2725	1202	0.00	2486	2484	0.00	2497	2473	0.00

Notes: North America (NA); The G7 Group (G7); Europe, Australia, and the Far East (EAFE); Developed Europe (EUR); Developed Asia and Pacific (AP); Brazil, Russia, India, China, and South Africa (BRICS); Emergent Markets (EM); Latin America (LA). n_1 denotes the commodity returns above the mean, and n_2 denotes the commodity returns below the mean. The value for H* corresponds to the p-value of the rank test.

Table 4
Serial autocorrelation test (Box-Pierce test).

	Oil market		Gas market		Electricity market		Coal market	
	B_P (q)	p-value	B_P (q)	p-value	B_P (q)	p-value	B_P (q)	p-value
Developed indexes								
NA	94.86 (1)	0.00	84.13 (1)	0.00	64.25 (1)	0.00	76.46 (1)	0.00
G7	74.90 (1)	0.00	65.85 (1)	0.00	74.19 (1)	0.00	91.06 (1)	0.00
EUR	77.83 (1)	0.00	62.58 (1)	0.01	93.10 (1)	0.00	145.00 (1)	0.00
EAFE	74.88 (1)	0.00	46.11 (1)	0.23	90.50 (1)	0.00	112.09 (1)	0.00
AP	82.03 (1)	0.00	55.91 (1)	0.04	30.16 (1)	0.87	112.09 (1)	0.00
Emerging indexes								
BRICS	155.41 (1)	0.00	25.19 (1)	0.96	130.24 (1)	0.00	112.09 (1)	0.00
EM	86.24 (1)	0.00	50.27 (1)	0.12	203.45 (1)	0.00	105.01 (1)	0.00
LA	86.248 (1)	0.00	46.11 (1)	0.23	142.62 (1)	0.00	117.33 (1)	0.00

Notes: North America (NA); the G7 Group (G7); Europe, Australia, and the Far East (EAFE); Developed Europe (EUR); Developed Asia and Pacific (AP); Brazil, Russia, India, China, and South Africa (BRICS); Emergent Markets (EM); Latin America (LA). The values in parentheses denote the lag number. B_P (d) denotes the statistic of the Box-Pierce test.

market reaction and expected price formation in the long term.

The recent global financial crisis (2007 to 2008), which was a source of important losses for several financial markets, has also implied the need for renewed discussion on market efficiency, investment strategies, and diversification. Interestingly, the investigation of efficiency has recently addressed new classes of financial assets including commodities for different reasons. First, the increase in commodity financialization over the last decade has yielded important changes in commodity price and volatility, which could affect commodity price formation[3]. Second, after the credit crunch and financial market losses, investors switched to commodities to diversify and hedge their portfolios[4] thereby motivating a check for further inefficiencies and market opportunities. Third, commodity markets have a strong and specific link to external phenomena such as demand shocks, the recent decrease in Chinese economic growth, and geopolitical instability among others, which could directly or indirectly affect commodity prices and investment choice. Fourth, two of the main characteristics of energy and commodity markets are their transport costs and storage, which can lead to supply side rigidity. This demand inelasticity and supply rigidity could affect commodity prices and, consequently, the level of commodity market efficiency. These factors lead academicians and investors to question commodity price formation and the efficiency of commodity markets.

From a literature review, while several studies have focused on market efficiency, the investigation of the efficiency hypothesis for commodity markets is not yet sufficiently developed (Hosseinzadeh et al., 2016; Kounetas and Tsekouras, 2010) and current results are inconclusive. Most previous related studies focused only on one or two commodity markets (oil or gold, for example) using distinct tests to check the random walk hypothesis and provide heterogeneous findings. Kellard et al. (1999) test the efficiency hypothesis for oil, gasoil, and the financial futures markets and confirmed a long-term relationship between spot and futures prices but reject this relationship in the short term. Wang and Ke (2005) investigate the efficiency of the agricultural commodity futures market in China using a cointegration

[3] During the last decade, energy markets exhibited high volatility compared to other markets. Specifically, they experienced abrupt price movements. For example, the West Texas Intermediate (WTI) crude oil price has recorded different patterns since the 2000s. It exhibited an upward trend since the beginning of 2002 starting from US$22.81 on average in 2002 and reaching US$58 in January 2007. After that, a noteworthy jump was observed in June 2008 when the WTI crude oil price reached US$140. The oil price decreased in 2009 and was estimated at US$53 on average. An upward trend was observed in 2011 when the price reached an average of US$87. Recently, the WTI crude oil price fell dramatically to US$33 in January 2016. For the gas market, similar volatility is also observed during the last decade. In 2006, the gas price (regular gas price) was approximately US$3.59 and increased to US$5.28 in 2008. Then, a downward trend was observed in 2009 as the price fell to US$2.78. The gas price then increased from US$3.81 in 2010 to US$5.15 in 2014. Subsequently, the price decreased to US$3.25 in 2015 and has increased again since the end of 2015 and reached US$4.10 in January 2016. The electricity price (cents/Kwh) shows relatively low volatility compared to oil and gas prices. Electricity first exhibits a downward trend from May 2006 to May 2008 as the price fell from 3.6 cents/Kwh to 2.7 cents/kwh. Then, the price recorded an upward trend into 2016 and reached 8.1 cents/kwh in November 2016.

[4] From Gao and Süss (2015), financial investors on commodity markets represent approximately 80% of all investors in these markets.

Table 5
Results of the variance ratio test.

Oil market							Gas market				
Indexes	**Stat.**	**τ =2**	**τ =4**	**τ =8**	**τ =12**	**τ =16**	**τ =2**	**τ =4**	**τ =8**	**τ =12**	**τ =16**
Developed indexes											
NA	RV	0.50	0.23	0.11	0.08	0.05	0.50	0.25	0.11	0.08	0.06
	Z(t)	-13.68	-11.31	-8.47	-7.08	-6.31	-12.42	-10.48	-8.21	-6.91	-6.14
G7	VR	0.56	0.25	0.12	0.08	0.06	0.52	0.26	0.12	0.09	0.06
	Z(t)	-12.51	-11.25	-8.48	-7.10	-6.30	-16.85	-14.01	-10.91	9.20	-8.17
EAFE	VR	0.54	0.25	0.13	0.08	0.06	0.49	0.24	0.12	0.08	0.06
	Z(t)	-0.50	-10.14	-8.35	-7.36	-6.71	-19.51	-16.68	-12.81	-10.76	-9.44
EUR	VR	0.52	0.24	0.12	0.08	0.06	0.49	0.23	0.12	0.08	0.05
	Z(t)	-16.15	-14.14	-10.38	-8.67	-7.65	-16.83	-14.67	-11.33	-9.55	-8.43
AP	VR	0.57	0.28	0.14	0.09	0.07	0.55	0.26	0.13	0.08	0.06
	Z(t)	-15.21	-13.84	-10.63	-9.02	-8.03	-11.64	-11.42	-9.51	-8.51	-7.78
Emerging indexes											
BRICS	VR	0.60	0.30	0.15	0.09	0.07	0.54	0.27	0.13	0.08	0.06
	Z(t)	-12,59	-12.54	-10,16	-8.78	-7.79	-13.55	-12.43	-9.89	-8.41	-7.44
EM	VR	0.60	0.29	0.15	0.09	0.07	0.55	0.26	0.13	0.08	0.06
	Z(t)	-13.78	-12.77	-9.83	-8.43	-7.48	-11.64	-11.42	-9.51	-8.51	-7.78
LA	VR	0.55	0.27	0.14	0.08	0.06	0.49	0.25	0.12	0.08	0.06
	Z(t)	-17.57	-15.78	-12.34	-10.67	-9.52	-5.91	-5.46	-5.00	-4.61	-4.34
Electricity market							**Coal market**				
Indexes	**Stat.**	**τ =2**	**τ =4**	**τ =8**	**τ =12**	**τ =16**	**τ =2**	**τ =4**	**τ =8**	**τ =12**	**τ =16**
Developed indexes											
NA	VR	0.49	0.24	0.11	0.08	0.05	0.52	0.26	0.13	0.08	0.06
	Z(t)	-13.19	-11.36	-8.91	-7.47	-6.58	-10.39	-10.05	-8.88	-8.02	-7.37
G7	VR	0.54	0.26	0.13	0.09	0.06	0.52	0.26	0.13	0.08	0.06
	Z(t)	-9.76	-9.56	-8.35	-7.41	-6.80	-13.41	-11.57	-8.90	-7.51	-6.65
EAFE	VR	0.53	0.25	0.12	0.08	0.06	0.54	0.28	0.14	0.09	0.06
	Z(t)	-14.84	-13.60	-10.52	-10.52	-8.87	-8.68	-7.87	-6.61	-5.97	-5.51
EUR	VR	0.53	0.24	0.12	0.08	0.06	0.54	0.27	0.13	0.09	0.07
	Z(t)	-14.62	-13.30	-10.12	-8.51	-7.56	-10.90	-10.16	-8.42	-7.38	-6.71
AP	VR	-16.01	-14.42	-11.44	-9.67	-8.59	0.55	0.29	0.14	0.09	0.07
	Z(t)	-20.27	-17.36	-13.58	-11.54	-10.29	-15.21	-13.75	-11.45	-10.01	-9.00
Emerging indexes											
BRICS	VR	0.56	0.29	0.14	0.09	0.07	0.56	0.27	.013	0.08	0.06
	Z(t)	-16.64	-15.03	-11.94	-10.11	-8.99	-14.63	-14.19	-11.83	-10.36	-9.29
EM	VR	0.60	0.30	0.14	0.09	0.07	0.54	0.28	0.14	0.09	0.07
	Z(t)	-12.60	-11.63	-9.42	-8.11	-7.25	-16.25	-14.73	-12.26	-10.69	-9.51
LA	VR	0.55	0.27	0.14	0.08	0.06	0.52	0.27	0.13	0.08	0.06
	Z(t)	0.56	0.29	0.13	0.09	0.07	-11.94	-10.95	-9.33	-8.30	-7.61

Note: North America (NA); Group of 7 (G7); Europe, Australia, and the Far East (EAFE); Developed Europe (EUR); Developed Asia and Pacific (AP); Brazil, Russia, India, China, and South Africa (BRICS); Emergent Markets (EM); Latin America (LA). VR refers to the statistics of the variance ratio test. τ denotes the number of price difference variances for which the variance test is computed.

approach for three spot markets and six futures markets. The authors support the long-term relationship between spot and futures and do not reject weak short-term efficiency. Beck (2006) focuses on the efficiency of five commodity markets, and concludes that they alternate between efficiency and inefficiency. Maslyuk and Smith (2008) test the efficiency hypothesis for the oil market using a Lagrange multiplier (LM) unit root test and also conclude in favor of efficiency. Lee and Lee (2009) investigate the efficiency hypothesis for coal, oil, gas, and electricity using panel root tests and reject the efficiency hypothesis. Narayan et al. (2010) examine the long-term relationship between spot and futures prices for both gold and oil markets based on cointegration tests. The authors show that investors use the gold market to hedge their portfolios against inflation, and the oil market is a predictor of the gold market, which also supports the inefficiency hypothesis. Considering the natural gas market of the United States, Gebre-Mariam (2011) finds no arbitrage opportunities for daily prices and claims market efficiency. Recently, Lean and Smyth (2015) analyze both commodity and energy prices using a generalized autoregressive

Table 6
Results of the BDS test for the oil market.

Index	NA			G7			EAFE			EUR		
m	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**
2	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01
3	0.01	0.02	0.02	0.01	0.03	0.02	0.02	0.03	0.02	0.02	0.04	0.02
4	0.01	0.04	0.03	0.01	0.04	0.04	0.02	0.04	0.04	0.02	0.05	0.04
5	0.01	0.04	0.05	0.01	0.04	0.05	0.01	0.05	0.06	0.02	0.06	0.06
6	0.01	0.05	0.06	0.01	0.05	0.07	0.01	0.05	0.07	0.01	0.06	0.08
7	0.01	0.05	0.08	0.00	0.05	0.09	0.01	0.05	0.09	0.01	0.06	0.10
8	0.00	0.05	0.09	0.00	0.05	0.10	0.00	0.05	0.10	0.00	0.06	0.12
9	0.00	0.04	0.10	0.00	0.04	0.11	0.00	0.05	0.12	0.00	0.06	0.13
10	0.00	0.04	0.11	0.00	0.04	0.12	0.00	0.04	0.13	0.00	0.05	0.15
11	0.00	0.03	0.12	0.00	0.03	0.13	0.00	0.04	0.14	0.00	0.04	0.16
12	0.00	0.03	0.13	0.00	0.03	0.14	0.00	0.03	0.14	0.00	0.04	0.17
13	0.00	0.03	0.14	0.00	0.03	0.15	0.00	0.03	0.15	0.00	0.03	0.18
14	0.00	0.02	0.14	0.00	0.02	0.16	0.00	0.03	0.16	0.00	0.03	0.18
15	0.00	0.02	0.15	0.00	0.02	0.16	0.00	0.02	0.16	0.00	0.03	0.19
m	**BRICS**			**EM**			**LA**			**AP**		
m	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.5**
2	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	0.0
3	0.02	0.03	0.02	0.02	0.04	0.03	0.02	0.03	0.02	0.02	0.03	0.02
4	0.02	0.05	0.04	0.02	0.06	0.05	0.02	0.05	0.04	0.02	0.04	0.04
5	0.01	0.05	0.06	0.02	0.06	0.07	0.01	0.05	0.06	0.01	0.05	0.06
6	0.01	0.06	0.08	0.01	0.07	0.09	0.01	0.06	0.08	0.01	0.06	0.08
7	0.01	0.06	0.09	0.01	0.07	0.11	0.01	0.06	0.10	0.01	0.06	0.09
8	0.00	0.05	0.11	0.00	0.06	0.12	0.00	0.06	0.11	0.00	0.05	0.11
9	0.00	0.05	0.12	0.00	0.06	0.14	0.00	0.05	0.12	0.00	0.05	0.12
10	0.00	0.04	0.13	0.00	0.05	0.15	0.00	0.05	0.14	0.00	0.04	0.13
11	0.00	0.04	0.14	0.00	0.05	0.16	0.00	0.04	0.15	0.00	0.04	0.14
12	0.00	0.03	0.15	0.00	0.04	0.17	0.00	0.04	0.15	0.00	0.03	0.15
13	0.00	0.03	0.16	0.00	0.04	0.18	0.00	0.03	0.16	0.00	0.03	0.16
14	0.00	0.03	0.17	0.00	0.03	0.18	0.00	0.03	0.17	0.00	0.02	0.16
15	0.00	0.02	0.17	0.00	0.03	0.19	0.00	0.02	0.17	0.00	0.02	0.17

Note: North America (NA); The Group of G7 (G7); Europe, Australia, and the Far East (EAFE); Developed Europe (EUR); Developed Asia and Pacific (AP); Brazil, Russia, India, China, and South Africa (BRICS); Emergent Markets (EM); Latin America (LA). The parameter *m*denotes the historic that helps to define the long-term attractor. The values 0.5, 0.7, and 0.9 refer to the values of $\frac{\epsilon}{\sigma}$ for which the BDS test is applied.

conditional heteroscedasticity (GARCH) unit root test with multiple structural breaks and reject the weak-form efficiency hypothesis.

Overall, our critical analysis of the above literature indicates some limitations as previous studies often focus on only one or two commodities, aggregate data, and provide a restrictive investigation that ignores the specificities of different commodities for limited samples and regions. Additionally, the temporal horizon (short term or long term) is always retained when the testing efficiency is not large enough. Our current study investigates the commodity market information efficiency hypothesis and addresses the gap in the related literature. First, we test this hypothesis for four main large classes of commodities (oil, gas, electricity, and coal), and compare the efficiency degree across these commodity markets. Second, to provide a conclusion robust to time horizons, we check the efficiency hypothesis in the short and long term using parametric and non-parametric tests for five developed and three emerging regions covering 46 countries[5]. This contribution is particularly interesting as the use of disaggregate data enables us to use significant and rich information on commodities while the regional data considers different commodity specificities increasing the accuracy and the robustness of our analysis. Third, our sample (January 1997 to January 2016) encompasses different financial crises (for example, the Asian crisis in 1997, the Brazilian crisis in 1998, the Internet bubble in 2000, the subprime crisis in 2007, and the global financial crisis in 2008), which allows us to investigate the efficiency hypothesis for commodity markets during periods of calm and crises.

Our study provides two interesting findings. First, we show that commodity markets are informationally inefficient in the short term and present "good" investment opportunities that are regionally dependent. Second, we highlight that most commodity markets become informationally efficient in the long term, which yields less investor interest in the long term. Accordingly, commodity markets might be used by investors to hedge their portfolios in the short term. These findings have different important economic implications, which could help investors to select commodity investments, correctly define their investment horizons, and appropriately rebalance their portfolios.

The remainder of this paper is organized as follows. Section 2 presents the data and the preliminary results. Section 3 presents a short-term empirical analysis of efficiency for commodities while a long-term analysis is discussed in Section 4. Section 5 presents the results of portfolio simulations. The last section concludes.

2. Data and preliminary results

The data include the daily closing prices of four major commodities (oil, gas, coal, and electricity) from January 1, 1997, to January 20, 2016. The indexes are based on the Morgan Stanley Capital International All Country World Index (MSCI ACWI) Commodity Producers Sector Capped Index based on the MSCI ACWI index. These indexes are based on weighted market capitalization covering 23 emerging and 23 developed economies and are calculated by the MSCI based on the MSCI Global Investable Market Indexes (GIMI) methodology. According to the Global Industry Classification Standard (GICS), all the indexes are classified in the energy sector. Table 1 shows that our sample includes 23 developed countries classified into five developed indexes and 23 emerging economies grouped into three emerging indexes. The five developed indexes include North America (NA); the G7; Developed Europe (EUR); Europe, Australia, and the Far East (EAFE); and Developed Asia and Pacific (AP). The three emerging

[5] The data were selected to facilitate a comparison of the empirical results across the countries under consideration.

Table 7
Results of the BDS test for the gas market.

Index	NA			G7			EAFE			EUR		
m	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.5**
2	0.01	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.05	0.03	0.01
3	0.02	0.04	0.03	0.02	0.03	0.02	0.02	0.03	0.026	0.08	0.07	0.03
4	0.02	0.06	0.05	0.02	0.05	0.04	0.02	0.04	0.04	0.10	0.10	0.05
5	0.02	0.06	0.07	0.01	0.05	0.06	0.01	0.05	0.06	0.11	0.12	0.07
6	0.01	0.07	0.10	0.01	0.05	0.07	0.01	0.05	0.07	0.12	0.13	0.10
7	0.01	0.07	0.12	0.00	0.05	0.09	0.01	0.05	0.09	0.12	0.14	0.12
8	0.00	0.06	0.13	0.00	0.05	0.10	0.00	0.05	0.10	0.12	0.15	0.14
9	0.00	0.06	0.15	0.00	0.05	0.11	0.00	0.05	0.12	0.12	0.15	0.16
10	0.00	0.05	0.17	0.00	0.04	0.13	0.00	0.04	0.13	0.11	0.15	0.18
11	0.00	0.05	0.18	0.002	0.04	0.13	0.00	0.04	0.14	0.11	0.15	0.20
12	0.00	0.04	0.19	0.00	0.03	0.14	0.00	0.03	0.14	0.11	0.14	0.21
13	0.00	0.03	0.20	0.00	0.03	0.15	0.00	0.03	0.157	0.11	0.14	0.22
14	0.00	0.03	0.21	0.00	0.02	0.15	0.001	0.03	0.16	0.11	0.14	0.23
15	0.00	0.03	0.21	0.00	0.02	0.16	0.00	0.0	0.16	0.11	0.14	0.25
m	**BRICS**			**EM**			**LA**			**AP**		
m	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.5**
2	0.00	0.00	0.00	0.01	0.02	0.01	0.06	0.04	0.01	0.01	0.02	0.01
3	0.00	0.01	0.01	0.02	0.04	0.02	0.11	0.08	0.03	0.02	0.04	0.02
4	0.00	0.01	0.01	0.02	0.05	0.04	0.13	0.12	0.05	0.02	0.05	0.04
5	0.00	0.01	0.01	0.01	0.06	0.06	0.14	0.15	0.07	0.01	0.06	0.06
6	0.00	0.01	0.02	0.01	0.06	0.08	0.14	0.17	0.10	0.01	0.06	0.08
7	0.00	0.01	0.02	0.01	0.06	0.10	0.15	0.18	0.12	0.01	0.06	0.10
8	0.00	0.01	0.03	0.00	0.06	0.11	0.15	0.18	0.14	0.00	0.06	0.11
9	0.00	0.00	0.03	0.00	0.05	0.13	0.14	0.18	0.15	0.00	0.05	0.13
10	0.00	0.00	0.03	0.00	0.05	0.14	0.14	0.18	0.17	0.00	0.05	0.14
11	0.00	0.00	0.03	0.00	0.04	0.15	0.14	0.18	0.18	0.00	0.04	0.15
12	0.00	0.00	0.04	0.00	0.04	0.16	0.14	0.18	0.20	0.00	0.04	0.16
13	0.00	0.00	0.04	0.00	0.03	0.16	0.14	0.18	0.21	0.00	0.03	0.16
14	0.00	0.00	0.04	0.00	0.03	0.17	0.14	0.17	0.22	0.00	0.03	0.17
15	0.00	0.00	0.04	0.00	0.02	0.18	0.14	0.17	0.23	0.00	0.02	0.18

Note: North America (NA); Group of G7 (G7); Europe, Australia, and the Far East (EAFE); Developed Europe (EUR); Developed Asia and Pacific (AP); Brazil, Russia, India, China, and South Africa (BRICS); Emergent Markets (EM); Latin America (LA). The parameter m denotes the historic that helps to define the long-term attractor. The values 0.5, 0.7, and 0.9 refer to the values of $\frac{\epsilon}{\sigma}$ for which the BDS test is applied.

indexes are BRICS, Latin America (LA), and Emerging Markets (EM).

First, selecting this sample has some advantages. Table A in the Appendix A shows that with this sample, we have a balanced panel between commodity consumers and producers enabling an interesting comparison in terms of efficiency degree across a large sample of emerging and developed economies. In particular, while the use of four commodities enables characterization of the principal commodity markets, the investigation of efficiency for this large sample of developed and emerging countries is central to the measurement of investment opportunities across different regions for distinct commodity markets. However, some regions are nested, and the analysis of results should be conducted considering efficiency. An additional advantage of this sample is that we obtain a more concise analysis to identify the region/country in which commodity investment is more profitable. Moreover, we use different econometric tests, which is an approach that provides reliable back-testing to identify further error or confusion in our analysis.

Before conducting the empirical tests of efficiency, we applied three unit root tests (the augmented Dickey-Fuller, Philips-Perron, and KPSS tests) and observed that none of them reject the hypothesis of unit root and show that all series are I(1)[6]. Accordingly, we focus hereafter on commodity returns defined as the first difference of commodity logarithmic prices.

Table 2 presents the main descriptive statistics of different regional commodity returns for the oil, gas, electricity, and coal sectors and notes different results. First, the analysis of commodity returns, on average, shows that the North American region exhibits the highest return for both types of oil and might be attractive for investors. The G7 countries display the highest return for the gas market while the highest return for coal is noted in the BRICS countries. Second, while North America and the G7 exhibit the highest volatility for coal, the BRICS show the highest risk for coal, and Latin America exhibits the highest risk for the gas and electricity sectors suggesting that commodities are more volatile in emerging than developed regions. Third, the analysis of the third and fourth moments show that Kurtosis statistics are positive for all series while the skewness coefficients are often negative and different from zero. This leptokurtic excess and asymmetry justifies the rejection of normality according to the Jarque-Bera test.

Overall, these indirect preliminary tests provide an indication of the market inefficiency for the commodities under consideration and, therefore, the presence of investment opportunities (Lean and Smyth, 2015; Lee and Lee, 2009; Maslyuk and Smith, 2008; Narayan et al., 2010; Ozdemir et al., 2013; Presno et al., 2014). Our comparative analysis also shows that the dynamics of commodity prices and, therefore, the degree of efficiency might vary according to the sector and region under consideration yielding evidence of the presence of commodity investment opportunities that vary according to region and sector. A more concise analysis is required to check these *ex ante* assumptions.

3. Short-term time series analysis for commodities

We conduct a short-term analysis of sectoral commodity prices to check the weak-form efficiency hypothesis. Our strategy is sequential or chronological as we start by applying the basic independence tests and, then, implement more powerful tests.

The first test checks whether the past commodity returns are useful

[6] We do not report the results of the unit root tests due to space constraints. However, they are available upon request.

Table 8
Results of the BDS test for the electricity market.

Index	NA			G7			EAFE			EUR		
m	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.5**
2	0.01	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01
3	0.02	0.04	0.03	0.02	0.04	0.02	0.02	0.04	0.02	0.02	0.04	0.02
4	0.02	0.06	0.05	0.02	0.05	0.04	0.02	0.05	0.04	0.02	0.05	0.04
5	0.02	0.06	0.07	0.02	0.06	0.06	0.02	0.06	0.06	0.02	0.06	0.06
6	0.01	0.07	0.09	0.01	0.06	0.08	0.01	0.06	0.08	0.01	0.06	0.08
7	0.01	0.07	0.11	0.01	0.06	0.10	0.01	0.06	0.10	0.01	0.06	0.10
8	0.00	0.06	0.13	0.00	0.06	0.12	0.00	0.06	0.12	0.00	0.06	0.12
9	0.00	0.06	0.14	0.00	0.06	0.13	0.00	0.06	0.13	0.00	0.05	0.14
10	0.00	0.05	0.16	0.00	0.05	0.15	0.00	0.05	0.15	0.00	0.05	0.15
11	0.00	0.05	0.17	0.00	0.05	0.16	0.00	0.04	0.16	0.00	0.04	0.16
12	0.00	0.04	0.18	0.00	0.04	0.17	0.00	0.04	0.17	0.00	0.04	0.17
13	0.00	0.04	0.19	0.00	0.03	0.18	0.0014	0.03	0.18	0.00	0.03	0.18
14	0.00	0.03	0.20	0.00	0.03	0.18	0.0010	0.0347	0.18	0.00	0.03	0.19
15	0.00	0.03	0.20	0.00	0.03	0.19	0.0008	0.0275	0.1695	0.00	0.03	0.19
	BRICS			**EM**			**LA**			**AP**		
m	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.5**
2	0.02	0.02	0.02	0.01	0.02	0.01	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.00
3	0.03	0.04	0.04	0.02	0.04	0.02	0.03	0.05	0.03	0.02	0.03	0.02
4	0.03	0.06	0.06	0.02	0.05	0.05	0.03	0.07	0.05	0.02	0.04	0.04
5	0.02	0.07	0.07	0.01	0.06	0.07	0.03	0.08	0.07	0.01	0.05	0.05
6	0.02	0.08	0.08	0.01	0.06	0.09	0.02	0.08	0.09	0.01	0.05	0.07
7	0.02	0.08	0.08	0.01	0.06	0.11	0.02	0.08	0.11	0.00	0.05	0.08
8	0.01	0.08	0.08	0.00	0.06	0.12	0.01	0.08	0.12	0.00	0.05	0.09
9	0.01	0.08	0.08	0.00	0.06	0.14	0.01	0.08	0.14	0.00	0.04	0.10
10	0.00	0.07	0.07	0.00	0.05	0.15	0.00	0.07	0.15	0.00	0.04	0.11
11	0.00	0.07	0.07	0.00	0.04	0.17	0.00	0.07	0.16	0.00	0.03	0.12
12	0.00	0.06	0.06	0.00	0.04	0.18	0.00	0.06	0.17	0.00	0.03	0.13
13	0.00	0.06	0.06	0.00	0.03	0.19	0.00	0.06	0.18	0.00	0.03	0.13
14	0.00	0.05	0.05	0.00	0.03	0.19	0.00	0.05	0.19	0.00	0.02	0.14
15	0.00	0.05	0.05	0.00	0.02	0.2027	0.00	0.05	0.19	0.00	0.02	0.14

Note: North America (NA); Group of G7 (G7); Europe, Australia, and the Far East (EAFE); Developed Europe (EUR); Developed Asia and Pacific (AP); Brazil, Russia, India, China, and South Africa (BRICS); Emergent Markets (EM); Latin America (LA). The parameter m denotes the historic that helps to define the long-term attractor. The values 0.5, 0.7, and 0.9 refer to the values of $\frac{\epsilon}{\sigma}$ for which the BDS test is applied.

in forecasting future commodity returns in line with the weak form of efficiency of Fama (1965). We use the following random walk model for commodity returns:

$$R_t = \alpha R_{t-1} + \varepsilon_t \tag{1}$$

where R_t is the commodity return and ε_t is a white noise.

To check the above random walk hypothesis, we test the hypothesis ($\alpha = 1$) and, accordingly, check the weak-form efficiency hypothesis in the short term.[7]

The second test is the rank test, which is a non-parametric test that controls for runs that measure further changes in the signs in the return series. By comparing the test statistic to its theoretical value, it is possible to state the efficiency hypothesis. More precisely, as recalled by Jawadi et al. (2015), let us define R_t^* as:

$$R_t^* = \begin{cases} 1 \; if \; R_t > 0 \\ 0 \; if \; R_t = 0 \\ -1 \; if \; R_t < 0 \end{cases} \tag{2}$$

where: t=1, ..., T.

n_1 and n_2 note the commodity returns above (reps. below) the mean. Let h_t denote a rank at time t. Then, we define H as the total number of ranks (Eq. 3), and its mean and variance are given, respectively, by Eqs. (4) and (5).

$$H = 1 + \sum_{t=1}^{T-1} h_t, \; R_t^* = R_{t+1}^* \tag{3}$$

$$E[H] = T + 1 - \frac{1}{T}\sum_{j=1}^{2} n_j^2 \tag{4}$$

$$V[H] = \frac{1}{T^2 - T}\left[\sum_{j=1}^{2} n_j^2 \left(\sum_{j=1}^{2} n_j^2 + T + T^2\right) - 2T\sum_{j=1}^{2} n_j^2 - T^2\right] \tag{5}$$

The null hypothesis(H_0) of the rank test is the independency of the commodity returns, and the corresponding statistic of the test corresponds to:

$$H^* = \frac{H - E[H]}{\sqrt{V[H]}} \xrightarrow{H_0} \tag{6}$$

Table 3 shows the mitigated results of the rank test across regions and commodity markets. For the developed region, the independency hypothesis is rejected only for G7 at the 10% level and for the EAFE and AP at 1% when considering the oil market, which suggests that the oil market is efficient in Europe and North America. The null hypothesis is also rejected for all emerging economies at the 1% level. For the gas market, the weak efficiency form is accepted for all developed regions except Europe. However, it is rejected for all emerging regions except the BRICS at the 5% level. For the electricity market, the efficiency hypothesis is mostly accepted for the developed region except AP while it is significantly rejected for the emerging regions. Finally, for the coal market, the weak-form efficiency hypothesis is accepted only for the G7 countries. Overall, gas and electricity are the most efficient markets while coal and oil are less efficient markets. Further, commodity markets are less efficient in emerging

[7] In what follows, the tested hypothesis of informational efficiency passes through the verification of the dependency structure of the commodity price to check the commodity price adjustment. Given that we want to check the efficiency hypothesis in the short and the long term, this motivates us to use different econometric tests hereafter. The application of different tests is a back-testing tool to check the robustness of our results and conclusion. This is particularly appropriate because coming to a conclusion on efficiency or inefficiency has often been problematic as we mentioned in the introduction of this paper.

Table 9
Results of the BDS test for the coal market.

Index	NA			G7			EAFE			EUR		
m	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.5**
2	0.02	0.02	0.00	0.01	0.02	0.01	0.02	0.02	0.01	0.02	0.02	0.01
3	0.03	0.03	0.01	0.02	0.05	0.03	0.02	0.04	0.03	0.03	0.05	0.03
4	0.04	0.05	0.02	0.02	0.06	0.05	0.02	0.06	0.05	0.03	0.06	0.05
5	0.03	0.06	0.03	0.02	0.07	0.08	0.02	0.07	0.07	0.02	0.07	0.06
6	0.03	0.06	0.05	0.02	0.08	0.10	0.01	0.07	0.09	0.02	0.08	0.08
7	0.02	0.06	0.06	0.01	0.08	0.12	0.01	0.07	0.11	0.01	0.07	0.10
8	0.02	0.05	0.06	0.01	0.08	0.14	0.00	0.07	0.13	0.01	0.07	0.11
9	0.01	0.05	0.07	0.00	0.07	0.16	0.00	0.06	0.15	0.00	0.06	0.12
10	0.01	0.04	0.08	0.00	0.07	0.17	0.00	0.06	0.16	0.00	0.06	0.13
11	0.00	0.04	0.08	0.00	0.06	0.19	0.00	0.05	0.17	0.00	0.05	0.14
12	0.00	0.03	0.09	0.00	0.05	0.20	0.00	0.05	0.19	0.00	0.04	0.15
13	0.00	0.03	0.09	0.00	0.05	0.21	0.00	0.04	0.20	0.00	0.04	0.16
14	0.00	0.02	0.10	0.00	0.04	0.22	0.00	0.04	0.21	0.00	0.03	0.16
15	0.00	0.02	0.10	0.00	0.04	0.23	0.00	0.03	0.21	0.00	0.03	0.17
m	**BRICS**			**EM**			**LA**			**AP**		
m	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.9**	**0.5**	**0.7**	**0.5**
2	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.03	0.03	0.01	0.02	0.02	0.01
3	0.03	0.05	0.04	0.03	0.04	0.02	0.04	0.06	0.03	0.03	0.04	0.02
4	0.03	0.07	0.06	0.03	0.06	0.04	0.04	0.08	0.05	0.03	0.06	0.04
5	0.03	0.08	0.0	0.02	0.07	0.06	0.04	0.10	0.07	0.02	0.07	0.06
6	0.02	0.09	0.09	0.02	0.07	0.08	0.03	0.10	0.09	0.02	0.08	0.08
7	0.02	0.09	0.11	0.01	0.07	0.09	0.03	0.11	0.11	0.01	0.08	0.10
8	0.01	0.09	0.13	0.01	0.07	0.11	0.02	0.11	0.13	0.01	0.08	0.11
9	0.01	0.09	0.14	0.01	0.07	0.13	0.02	0.10	0.15	0.01	0.07	0.13
10	0.01	0.09	0.15	0.00	0.07	0.14	0.01	0.10	0.16	0.00	0.07	0.14
11	0.00	0.08	0.17	0.00	0.06	0.15	0.01	0.09	0.18	0.00	0.06	0.15
12	0.00	0.08	0.18	0.00	0.06	0.16	0.01	0.09	0.19	0.00	0.05	0.16
13	0.00	0.07	0.19	0.00	0.05	0.17	0.00	0.08	0.20	0.00	0.05	0.17
14	0.00	0.06	0.19	0.00	0.05	0.18	0.00	0.08	0.2	0.00	0.04	0.18
15	0.00	0.06	0.05	0.00	0.04	0.19	0.00	0.07	0.22	0.00	0.04	0.19

Note: North America (NA); Group of G7 (G7); Europe, Australia, and the Far East (EAFE); Developed Europe (EUR); Developed Asia and Pacific (AP); Brazil, Russia, India, China, and South Africa (BRICS); Emergent Markets (EM); Latin America (LA). The parameter m denotes the historic that helps to define the long-term attractor. The values 0.5, 0.7, and 0.9 refer to the values of $\frac{\epsilon}{\sigma}$ for which the BDS test is applied.

countries than developed countries, and present emerging countries offer more investment opportunities, which suggests that the efficiency of commodities varies across regions.

Next, we employ the Box-Pierce autocorrelation test, which tests the null hypothesis of "no-serial autocorrelation" (weak-form efficiency), using the following statistical test:

$$BP(p) = T * \sum_{k=1}^{p} \hat{\rho}^2(k) \sim H_0 \mathcal{X}^2(p-1) \tag{7}$$

where T denotes the observations sample, p presents the lag numbers, and $\hat{\rho}(k)$ is the estimated correlation coefficient.

Table 4 reports the main results of the Box-Pierce serial autocorrelation test. Accordingly, the coal market is inefficient for all regions. The oil market appears inefficient in all regions while it was efficient, according to the rank test, in NA and Europe. The gas market appears efficient in EAFE and all emerging indexes. While the electricity market is efficient in NA, G7, Europe, and EAFE, according to the rank test, it becomes efficient only for AP. Overall, again, the coal market shows the most important investment opportunities. This finding implies that commodity screening is required by investors to identify the most suitable commodities to be included in their portfolios. This conclusion is drawn based on the exploration of efficiency for the different commodity classes in this paper.

To check these conclusions, we perform our analysis using a more powerful test. Specifically, we employ the variance ratio test or the memory test developed by Cochrane (1988) and Lo and MacKinlay (1988). To briefly summarize this test, we consider P_t to be the price of the commodity market and R_t the first logarithm difference of P_t, which follows a random walk model with a drift as:

$$R_t = \mu + R_{t-1} + \varepsilon_t \tag{8}$$

where R_t and $\varepsilon_t$represent the commodity returns and a white noise at time t, respectively.

The variance test analyses the linearity of the variance of (R_t) based on computing the following statistic:

$$VR(\tau) = \frac{\sigma^2(\tau)}{\sigma^2(1)} \tag{9}$$

where $\sigma^2(\tau)$ and $\sigma^2(1)$ are the estimators of the first difference and the scaled variance of the q^{th} difference. Under the null hypothesis, $(VR(\tau)$ is not statistically different from (1), and these parameters are calculated as follows:

$$\sigma^2(1) = \frac{1}{T-1} \sum_{t=1}^{T} (R_t - R_{t-\tau} - \hat{u})^2 \tag{10}$$

$$\sigma^2(\tau) = \frac{1}{T_\tau} \sum_{t=1}^{T} (R_t - R_{t-\tau} - \tau\hat{u})^2 \tag{11}$$

$$\hat{u} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^{T} (R_t - R_{t-1}) \tag{12}$$

where $T_\tau = \tau(T-\tau+1)(1-\frac{\tau}{T})$, T is the number of observations. The random walk (and therefore the efficiency hypothesis) is rejected when $\sigma^2(\tau)$is equal to $\sigma^2(1)$.

In practice, the variance ratio test is performed using different values of τ (τ = 2,4,8,12,16), and the statistics of the variance ratio test are based on the parameter τ. The variance ratio test is also performed to further consider the ARCH effect through the robust statistics reported in Table 5 (Lo and MacKinlay, 1988)[8] calculated as follows:

[8] Lo and MacKinlay (1988) developed two normal test statistics to test the null hypothesis of random walk under the hypotheses of homoscedasticity and heteroscedasticity.

Table 10
Inter-regional Granger causality test results.

	Oil	Gas	Electricity	Coal
NA ⇏ G7	3.17**	124.19***	18.02***	0.94
G7⇏ N.A	1.90	0.40	1.00	0.10
NA ⇏ EAFE	227.94***	38.58***	58.83***	93.69***
EAFE⇏ NA	4.35	0.97	2.13	0.11
NA ⇏ EUR	339.68***	4.03***	63.89***	49.51***
EUR⇏ NA	7.81***	0.86	2.90	1.73
NA ⇏ BRICS	74.81***	0.16	4.02	75.76***
BRICS ⇏ NA	0.21	1.30	1.90	0.15
NA ⇏ EM	97.37***	40.05***	31.60	119.47***
EM⇏ NA	0.86**	0.14	2.29	0.02
NA ⇏ LA	21.54***	0.05	1.21	155.11***
LA⇏ NA	0.78***	2.25	4.53	0.20
NA ⇏ AP	675.11***	29.31***	42.70	201.31***
AP⇏ NA	1.81	0.19	6.18	0.38
G7 ⇏ EAFE	112.75***	38.10***	10.42***	81.52***
EAFE⇏ G7	6.57***	78.77***	4.70	0.69
G7 ⇏ EUR	118.97***	1.26	13.01***	52.39***
EUR⇏ G7	10.65***	13.81***	4.24	2.52
G7 ⇏ BRICS	32.31***	0.16	0.42	74.20***
BRICS ⇏ G7	2.22	0.62	0.95	0.64
G7 ⇏ EM	43.81	21.83***	12.30***	147.23***
EM⇏ G7	0.90	19.00***	0.17	0.340
G7 ⇏ LA	12.49***	0.36	0.11	176.42***
LA⇏ G7	4.47	0.18	0.91	1.27
G7 ⇏ AP	501.43***	26.58***	20.68***	241.87***
AP⇏ G7	0.08	10.66***	2.95	0.28
EAFE ⇏ EUR	1.17	2.11	3.45	3.75
EUR⇏ EAFE	3.70	3.64	2.31	11.52***
EAFE ⇏ BRICS	8.82***	3.08	0.75	16.03***
BRICS ⇏ EAFE	8.36***	0.22	5.90*	4.35
EAFE ⇏ EM	6.20**	4.82	0.78	14.82***
EM⇏ EAFE	22.60***	1.81	1.65	8.78**
EAFE⇏ LA	0.28	0.14	0.96	29.90***
LA⇏ EAFE	46.97***	0.81	5.42**	7.19**
EAFE ⇏ AP	273.75***	0.99	39.11***	16.16***
AP⇏ EAFE	1.44	0.20	3.15**	11.97***
EUR ⇏ BRICS	9.83***	0.07	1.45	14.35***
BRICS ⇏ EUR	14.62***	0.22	5.21**	0.87
EUR ⇏ EM	8.40***	0.92	2.19	16.05***
EM⇏ EUR	32.06***	2.46	1.65	1.43
EUR⇏ LA	0.33	0.97	1.59	29.12***
LA⇏ EUR	38.44	0.01	4.94*	2.91
EUR ⇏ AP	377.71***	4.31	39.35***	22.81***
AP⇏ EUR	0.78***	3.69	3.30**	2.89
BRICS ⇏ EM	13.12***	0.98	37.90***	4.04
EM⇏ BRICS	22.96***	1.62	4.64*	2.80
BRICS⇏ LA	1.37	1.19	2.48	4.35
LA⇏ BRICS	17.27***	0.00	2.01	4.81***
BRICS ⇏ AP	221.04***	0.29	17.51***	5.57**3.13
AP⇏BRICS	2.62*	4.07	0.94	
EM⇏ LA	1.77	2.12	5.95**	0.19
LA⇏ EM	6.92***	1.34	41.24***	3.54
EM ⇏ AP	409.28***	8.84	14.52***	21.37***
AP⇏ EM	3.05***	12.11	6.04**	0.13
LA ⇏ AP	311.98***	2.97	18.84***	3.16**
AP⇏ LA	0.09	0.36	0.95	1.39

Note: North America (NA); Group of G7 (G7); Europe, Australia, and the Far East (EAFE); Developed Europe (EUR); Developed Asia and Pacific (AP); Brazil, Russia, India, China, and South Africa (BRICS); Emergent Markets (EM); Latin America (LA). (***, **, and *) denote the level of significance at 1%, 5%, and 10%, respectively. The symbol ⇏ means "does not Granger cause."

$$Z^*(\tau) = \frac{VR(\tau)-1}{\sqrt{\theta^*(\tau)}} \backsim N(0,\ 1) \tag{13}$$

where $\theta^*(\tau) = \sum_{j=1}^{\tau-1}\left(\frac{2(\tau-j)}{\tau}\right)\hat{\delta}(j)citya$ and $\hat{\delta}(j) = \frac{\sum_{t=j+1}^{T}(R_t - R_{t-1} - \hat{u})^2(R_{t-j} - R_{t-j-1} - \hat{u})^2}{\sum_{t=1}^{T}(R_t - R_{t-1} - \hat{u})^2}$

Table 5 showsthat for all studied indexes in both emerging and developed economies, the hypothesis of identical and independent distribution (i.i.d) is rejected. This result highlights the presence of short-memory effects in the data and of potential dependency and sources of benefits when considering commodities. Fama's (1970) eminent paper suggests that commodity prices do not follow a random walk and, when speculating on the dependency among commodity prices, it is possible to expect further future benefits.

Next, the BDS test introduced by Brock et al. (1987) has the advantage of testing the *i.i.d* hypothesis against its alternative of linear or non-linear dependency and is more powerful than the previous three tests.

Formally, this test involves forming $m - historics$ with successive values of a given series, which defines a long-term attractor. Then, spatial correlation is calculated through integral correlation. The distribution of the BDS statistic is normal based on Brock et al. (1987), but Hsieh (1991) and Brock et al. (1992) define three criteria to estimate the BDS test statistic distribution to be correctly approximated[9]:

$$i)\ T > 500, \quad ii)\frac{1}{2} < \frac{\epsilon}{\sigma} < 2, \text{ and } \frac{T}{M} > 200.$$

The BDS test is applied to all studied indexes for various dimensions $m = 2,3\ldots15$ and for $\frac{\epsilon}{\sigma} = 0.5,0.7$, and 0.9. Tables 6–9 show the results for the oil, gas, electricity, and coal markets, respectively. For all studied commodity markets, the null hypothesis for independency is rejected at the 1% level. These results are consistent with those of the variance ratio test, which rejects the efficiency hypothesis and highlights the presence of a linear or non-linear structure dependency in the commodity markets.

From Table 10, the results seem to vary across markets and regions. For the oil market, the NA index Granger causes all markets, and the other regions Granger cause the NA region except the Europe, LA, and EM indexes. The Granger causality tests show bidirectional causality relationships between the G7 index and those of the other markets except for the EM index. EAFE also exhibits bidirectional Granger causality with most indexes except the Europe and AP regions. Similar results are observed for the Euro case except from Europe to LA in both directions. The BRICS index also Granger causes all indexes except the G7 and NA. The EM has a bilateral Granger causality with all markets. This result is not surprising because this index includes most oil-emerging exporting countries.

Finally, we implement the Granger causality test to check whether a given commodity market has a Granger causality effect on another market in the same or in a different region. The non-rejection of causality effects can be analyzed as an indication of inefficiency. We report the main obtained results of this test in Table 10.

For the gas, electricity, and coal markets, Table 10 shows similar results for the causality between NA and the other indexes. We show that NA has a causality effect on developed markets while it does not Granger cause the EM. The G7 index Granger causes all markets except the BRICS, LA, and NA regions. The remaining indexes and commodities exhibit mitigated results. Overall, we do point to significant causality effects that are either directional or bi-directional, rejecting the weak-form efficiency hypothesis.

To better explore the causality relationships, Table 11 reports the results of the Granger causality test for commodity markets intra-regionally. The results are consistent with the causality across commodities since each commodity depends at least on other commodities in the same regions. These results also highlight the rejection of the weak-form efficiency and confirm the presence of investment opportunities in commodities.

Overall, our findings indicate the rejection of the weak-form efficiency and point to further investment and diversification opportunities when considering investment in these commodities markets at least in the short term. This suggests that investors might rebalance their portfolios and consider investment in commodities to realize further benefits. However, a watchful eye should be kept on the

[9] T denotes the observation number. σ is the standard deviation of the series under consideration. m is the embedding dimension, and ϵ is the maximum distance between two pairs.

Table 11
Intra-regional Granger causality test results.

	NA	G7	EAFE	EUR	AP	LA	EM	BRICS
Oil ⇏ Gas	3.66	76.34***	20.57***	0.73	3.79	0.55	42.94***	124.19***
Gas⇏ Oil	1.36	0.38	1.42	0.44	0.51	119.48***	1.04	0.40
Oil ⇏ Electricity	2.27	9.15***	3.53	0.09	1.36	1.82	9.87***	0.44
Electricity⇏ Oil	2.80	1.62	0.79	5.71**	7.51**	0.45	2.11	16.32***
Oil ⇏ Coal	3.35	4.14	40.77***	2.94	8.44**	119.48***	11.53***	59.29***
Coal⇏ Oil	0.47	1.05	2.04	0.30	8.65**	0.55	1.99	0.70
Gas ⇏ Electricity	0.71	9.76***	0.39	0.43	2.19	1.65	3.61	3.61
Electricity⇏ Gas	3.07	50.34***	30.94***	1.91	0.38	46.23***	25.92***	25.92***
Gas ⇏ Coal	0.05	1.91	1.90	0.91	1.79	1.65	3.61	2.75
Coal ⇏ Gas	0.22	57.54	7.49	1.97	2.75	46.23	25.92***	0.16
Electricity⇏ Coal	1.99	1.53	31.49***	1.04	3.17***	46.23***	106.73***	38.81***
Coal ⇏ Electricity	0.42	17.40***	1.96	0.65	1.29	1.65	13.25***	0.61

Notes (***, **, and *) denote the level of significance at 1%, 5%, and 10%, respectively. The symbol ⇏ means "does not Granger cause."

Table 12
Results of the maximum Eigenvalue and trace tests.

	Oil		Gas		Electricity		Coal	
Statistic	**Max Eigenvalue**	**Trace statistic**	**Max Eigenvalue**	**Trace statistic**	**Max Eigenvalue**	**Trace statistic**	**Max Eigenvalue**	**Trace statistic**
r =								
0	1500.6	8905.6	1173.9	7130.7	1159.9	7681.4	1318.2	7689.7
At most 1	1346.3	7404.9	1116.7	5956.7	1041.8	6521.4	1086.3	6371.5
At most 2	1272.6	6058.6	1062.1	4840.0	1009.5	5479.6	992.1	5285.1
At most 3	1033.6	4786.0	967.8	3777.8	971.3	4470.0	978.5	4293.0
At most 4	1006.8	3752.3	951.9	2809.9	945.8	3498.6	908.16	3314.4
At most 5	992.4	2745.4	896.8250	1858.0	898.0	2552.8	871.7	2406.2
At most 6	937.2	1753.0	801.9	961.1	856.3	1654.8	796.8	1534.5
At most 7	815.7	815.7	159.18	159.1	798.4	798.4	737.6	737.6

Note: r denotes the number of cointegration relationships. Trace statistics refer to the statistics of the trace test while Max-Eigenvalue provides the maximum value of Eigenvalue.

evolution of energy markets and their interactions to better hedge the investments.

We next perform long-term efficiency tests for the commodities to check these results for a long-term investment horizon [10].

4. Long-term time series analysis for commodities

This analysis is carried out in line with Campbell and Shiller (1987) as we aim to investigate the evolution of commodity returns in the long term using cointegration tests. This approach is particularly interesting for investors who hold commodities in their portfolios and have a long-term investment horizon. The application of cointegration tests checks whether investors in commodity markets exhibit chartist or fundamentalist behavior.

Before the empirical analysis, we recall that in the related literature, the relationship between efficiency and cointegration is not obvious enough because there is no consensus in the related literature on the long-run relationship and efficiency. Some studies such as Jawadi (2006) and Jawadi and Prat (2012, 2016), which adopt the approach in line with Campbell and Shiller (1987), stipulate that efficiency is verified when the cointegration relationship is validated because this implies that, in the long term, the price would converge toward its fundamental value (Samuelson, 1965). However, other studies use cointegration tests to check the efficiency hypothesis in line with Fama (1970). In this case, if the cointegration hypothesis is validated between two markets, then it is possible to forecast prices of one market using the information from the other market, which is not compatible with Fama's definition of informational efficiency.

That is, we hereafter perform multivariate cointegration tests and apply the Johansen (1988) approach to check for cointegration relationships among commodity prices and the cointegration hypothesis in the long term. The empirical investigation is carried out in two steps. First, we assess the presence of cointegration relationships and, second, when the cointegration hypothesis is not rejected, we estimate a vector error correction model (VECM) to further capture mean reversion in commodity prices.

The results of the cointegration tests show the presence of eight cointegration relationships for all studied energy markets Table 12. This result highlights the presence of long-run relationships among commodities. Consistent with the analysis of the Fama efficiency hypothesis, this result does not seem compatible with the weak-form efficiency hypothesis. The presence of this long-run relationship among commodities suggests the possibility of forecasting a given commodity price when using information from another commodity market. To better analyze the properties of this mean reversion in commodity prices, we perform a VECM model. Tables 13–16 show the results. Interestingly, as the data are daily and the results might be biased by an ARCH effect, we estimate a VECM-GARCH (1,1) model to provide heteroscedastic robust findings[11].

Accordingly, for these VECM-GARCH(1,1), the cointegration relationships between commodity market returns in our four energy sectors correspond to the following:

[10] While first-class econometric tools (Box Pierce test, variance ratio test, rank test) are used to check the weak-form efficiency in the short term, other tests (cointegration tests) are useful to test efficiency in the long term. This is particularly useful for both short-term investors (i.e., chartists and speculators) and long-term investors (i.e., fundamentalists).

[11] A GARCH(1,1) fits well with the variance dynamics of our data for all series.

Table 13
Estimates of VECM-GARCH models for the oil market.

	Oil							
	$\Delta X_{i,t}^{oil} = C_1 \hat{v}_{t-1}^{oil} + \sum_{i=1}^{2} c_{1+i} \Delta X_{t-i}^{oil} + \sum_{i=1}^{2} \sum_{i'=1}^{7} c_{2+i+j} \Delta X_{j,t-i} + c_{18} + \varepsilon_{j,t}$							
Parameters of Eq. 18	**NA**	**G7**	**EAFE**	**EU**	**AP**	**LA**	**EM**	**BRICS**
$\hat{v}_{t-1}^{oil}$	-0.56***	-0.06**	0.45***	0.53***	0.55***	-0.09***	-0.01	0.15***
	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.04)	(0.02)	(0.03)
$\Delta X_{t-1}^{oil,NA}$	-0.25***	0.17***	-0.09***	-0.07***	-0.18***	0.16***	0.17***	0.04
	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.03)	(0.02)	(0.03)
$\Delta X_{t-2}^{oil,NA}$	-0.13***	0.11***	-0.01	-0.01	-0.09***	0.10***	0.09***	0.05**
	(0.01)	(0.02)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.02)	(0.01)	(0.02)
$\Delta X_{t-1}^{oil,G7}$	0.09***	-0.64***	0.00	-0.05***	-0.02	0.03	0.02	-0.02
	(0.01)	(0.02)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.03)	(0.01)	(0.02)
$\Delta X_{t-2}^{oil,G7}$	0.04***	-0.38***	-0.03	-0.05***	-0.02	0.00	0.02	-0.00
	(0.01)	(0.02)	(0.02)	(0.01)	(0.01)	(0.03)	(0.01)	(0.02)
$\Delta X_{t-1}^{oil,EAFE}$	-0.02	-0.02	-0.74***	-0.02	0.04**	-0.00	0.03	0.06
	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.01)	(0.01)	(0.031)	(0.025)	(0.029)
$\Delta X_{t-2}^{oil,EAFE}$	-0.00	-0.05**	-0.38***	-0.02	0.00	-0.00	-0.01	0.01
	(0.01)	(0.02)	(0.02)	(0.01)	(0.01)	(0.03)	(0.02)	(0.03)
$\Delta X_{t-1}^{oil,EUR}$	-0.32***	-0.09***	0.20***	-0.48***	0.35***	-0.10***	-0.04	-0.00
	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.04)	(-0.02)	(0.03)
$\Delta X_{t-2}^{oil,EUR}$	-0.16***	0.00	0.13***	-0.22***	0.18***	-0.04	0.02	0.03
	(0.02)	(0.02)	(0.024)	(0.026)	(0.008)	(0.032)	(0.02)	(0.029)
$\Delta X_{t-1}^{oil,EM}$	-0.00	0.02**	0.04***	0.00***	0.03***	-0.60***	0.03**	0.02**
	(0.00)	(0.01)	(0.00)	(0.02)	(0.00)	(0.01)	(0.01)	(0.01)
$\Delta X_{t-2}^{oil,EM}$	-0.00	0.02**	0.01	0.01	0.02**	-0.32***	0.00	0.00
	(0.00)	(0.01)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.01)	(0.01)	(0.01)
$\Delta X_{t-1}^{oil,LA}$	0.18***	0.00	-0.14***	-0.14***	-0.07***	0.05	-0.62***	0.04***
	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.02)	(0.02)	(0.02)
$\Delta X_{t-2}^{oil,LA}$	0.11***	0.01	-0.04***	-0.04**	-0.03**	0.07***	-0.29***	0.02***
	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.02)	(0.0217)	(0.02)
$\Delta X_{t-1}^{oil,BRICS}$	-0.07***	-0.00	0.04***	0.03**	0.06**	-0.01	0.02	-0.63***
	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)
$\Delta X_{t-2}^{oil,BRICS}$	-0.04***	-0.00	0.01	0.00	0.02**	-0.01	-0.00	-0.35***
	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)
$\Delta X_{t-1}^{oil,AP}$	-0.19***	-0.03**	0.11***	0.13***	-0.51***	-0.10***	-0.06**	-0.05**
	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.02)	(0.01)	(0.01)
$\Delta X_{t-2}^{oil,AP}$	-0.16***	-0.07***	-0.00	-0.00	-0.26***	-0.10***	-0.06***	-0.06***
	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.02)	(0.01)	(0.01)
Constant	0.00	0.00	-0.00	-0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)
Variance equation								
Constant	$5*10^{-7}$***	$9*10^{-7}$***	$4*10^{-7}$ (0.00)	$5*10^{-7}$	$4*10^{-7}$***	$3*10^{-6}$***	$1*10^{-6}$***	$2*10^{-6}$***
	(0.00)	(0.00)		(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)
ARCH	0.07***	0.12***	0.10***	0.08***	0.09***	0.13***	0.11***	0.12***
	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.09)	(0.00)	(0.00)	(0.00)
GARCH	0.91***	0.86***	0.89***	0.91***	0.89***	0.84***	0.86***	0.85***
	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.89)	(0.00)	(0.00)	(0.00)
R^2	0.40	0.29	0.39	0.41	0.47	0.28	0.27	0.27
Log likelihood	18121.32	18015.44	18213.64	18045.91	18719.57	15900.23	17536.76	16723.24

Notes: (***, **, and *) denote the level of significance at 1%, 5%, and 10%, respectively. (.) denotes the standard deviation.

Table 14
Estimates of VECM-GARCH models for the gas market.

	Gas							
	$\Delta X_{i,t}^{gas} = C_1 \hat{v}_{t-1}^{gas} + \sum_{i=1}^{2} c_{1+i} \Delta X_{t-i}^{gas} + \sum_{i=1}^{2} \sum_{i'=1}^{7} c_{2+i+j} \Delta X_{j,t-i} + c_{18} + \varepsilon_{j,t}$							
Parameters of Eq. 19	**NA**	**G7**	**EAFE**	**EU**	**AP**	**LA**	**EM**	**BRICS**
$\hat{v}_{t-1}^{gas}$	-0.17***	0.01	0.35***	0.41***	0.31***	0.41***	0.10***	0.21***
	(0.01)	(0.04)	(0.04)	(0.02)	(0.01)	(0.01)	(0.03)	(0.03)
$\Delta X_{t-1}^{gas,NA}$	-0.52***	-0.07	-0.31***	-0.14***	-0.09***	0.09***	0.05	-0.16***
	(0.02)	(0.03)	(0.04)	(0.01)	(0.02)	(0.01)	(0.03)	(0.03)
$\Delta X_{t-2}^{gas,NA}$	-0.25***	-0.86***	-0.68***	0.07***	-0.06**	-0.08***	-0.00	-0.06**
	(0.01)	(0.04)	(0.03)	(0.01)	(0.02)	(0.00)	(0.03)	(0.03)
$\Delta X_{t-1}^{gas,G7}$	-0.02	-0.64***	0.10**	-0.08***	0.03	-0.23***	0.23***	0.02
	(0.02)	(0.04)	(0.05)	(0.02)	(0.03)	(0.01)	(0.04)	(0.03)
$\Delta X_{t-2}^{gas,G7}$	-0.04	-0.30	0.08	-0.29***	0.07	0.21***	0.25***	-0.03***
	(0.02)	(0.04)	(0.04)	(0.02)	(0.03)	(0.01)	(0.04)	(0.041)
$\Delta X_{t-1}^{gas,EAFE}$	-0.03***	-0.00	-0.65***	0.16***	0.14***	0.15***	-0.00	0.13
	(0.01)	(0.02)	(0.03)	(0.02)	(0.02)	(0.01)	(0.02)	(0.02)
$\Delta X_{t-2}^{gas,EAFE}$	-0.00	-0.01	-0.33***	0.16***	0.05**	0.06***	-0.04	0.04
	(0.01)	(0.02)	(0.02)	(0.01)	(0.02)	(0.00)	(0.027)	(0.02)
$\Delta X_{t-1}^{gas,EUR}$	-0.03**	0.01	0.11***	-0.59***	0.09***	0.20***	0.04**	0.04**
	(0.00)	(0.02)	(0.03)	(0.01)	(0.00)	(0.00)	(0.01)	(0.01)
$\Delta X_{t-2}^{gas,EUR}$	-0.01	0.00	0.04	-0.28***	0.04***	-0.00***	0.05***	0.03**
	(0.00)	(0.02)	(0.02)	(0.01)	(0.00)	(0.00)	(0.01)	(0.017)
$\Delta X_{t-1}^{gas,EM}$	0.00	-0.00	-0.02	-0.02***	-0.02***	-0.10***	-0.62***	-0.003
	(0.00)	(0.02)	(0.02)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.01)	(0.01)
$\Delta X_{t-2}^{gas,EM}$	0.00	0.00	-0.00	-0.01	-0.00	-0.00	-0.30***	-0.00
	(0.00)	(0.02)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.01)	(0.01)
$\Delta X_{t-1}^{gas,LA}$	0.00	0.00	0.00	0.01***	0.01	-0.70***	0.00	0.00
	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.01)	(0.00)
$\Delta X_{t-2}^{gas,LA}$	0.00***	0.00	-0.00	0.00	0.00***	-0.20***	0.00	0.00
	(0.00)	(0.01)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)
$\Delta X_{t-1}^{gas,BRICS}$	-0.02***	0.00	0.05**	0.06***	0.04***	0.00	0.00	-0.61***
	(0.00)	(0.02)	(0.02)	(0.06)	(0.00)	(0.00)	(0.011)	(0.01)
$\Delta X_{t-2}^{gas,BRICS}$	-0.00	0.00	0.02	0.04***	0.02***	-0.03***	0.01	-0.33***
	(0.00)	0.02	(0.02)	(0.04)	(0.00)	(0.00)	(0.01)	(0.01)
$\Delta X_{t-1}^{gas,PA}$	-0.09***	-0.05	0.16***	0.16***	-0.62***	0.41***	-0.01	0.08**
	(0.01)	(0.03)	(0.04)	(0.01)	(0.00)	(0.01)	(0.03)	(0.02)
$\Delta X_{t-2}^{gas,PA}$	-0.05***	-0.04	0.061	0.07***	-0.31***	0.04***	-0.02	0.06**
	(0.01)	(0.03)	(0.03)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.02)	(0.02)
Constant	-0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	(0.00)	(0.00)	(0.97)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)
Variance equation								
Constant	$3*10^{-7}$***	$4*10^{-5}$***	$4*10^{-5}$***	$4*10^{-7}$***	$3*10^{-7}$***	$6*10^{-6}$***	$2*10^{-5}$***	$1*10^{-5}$***
	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)
ARCH	0.11***	0.15***	0.15***	0.06***	0.09***	4.27***	0.16***	0.10***
	(0.00)	(0.02)	(0.02)	(0.00)	(0.00)	(0.08)	(0.00)	(0.00)
GARCH	0.87***	0.60***	0.60***	0.93***	0.89***	0.08***	0.80***	0.81***
	(0.00)	(0.05)	(0.04)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.01)
R^2	0.34	-0.97	0.22	0.35	0.41	0.29	0.31	0.31
Log likelihood	19466.39	16739.46	16651.20	16950.44	19197.73	14247.86	15021.31	15184.01

Notes: (***, **, and *) denote the level of significance at 1%, 5%, and 10%, respectively. (.) denotes the standard deviation. ARCH and GARCH denote the terms of the ARCH and GARCH components in the variance equation respectively. R^2 denotes the value of the determination coefficient of the VECM-GARCH(1,1) model.

Table 15
Results of VECM models for the electricity market.

	Electricity							
	$\Delta X_j^{electricity} = C_1 \hat{v}_{t-1}^{electricity} + \sum_{i=1}^{2} c_{1+i} \Delta X_{t-i}^{electricity} + \sum_{i=1}^{2} \sum_{i'=1}^{7} c_{2+i+j} \Delta X_{j,t-i} + c_{18} + \varepsilon_{j,t}$							
Parameters of Eq. 20	**NA**	**G7**	**EAFE**	**EU**	**AP**	**LA**	**EM**	**BRICS**
$\hat{v}_{t-1}^{Electricity}$	0.01 (0.00)	0.08*** (0.01)	0.16*** (0.00)	0.24*** (0.00)	0.03*** (0.00)	0.19*** (0.01)	0.16*** (0.00)	0.17*** (0.01)
$\Delta X_{t-1}^{Electricity,NA}$	-0.66*** (0.01)	0.02 (0.01)	-0.03** (0.01)	-0.07*** (0.01)	0.01 (0.01)	-0.09*** (0.02)	-0.04** (0.01)	-0.06** (0.03)
$\Delta X_{t-2}^{Electricity,NA}$	-0.33*** (0.01)	0.02 (0.01)	-0.03** (0.01)	-0.04** (0.01)	0.01 (0.01)	-0.05 (0.02)	-0.01 (0.01)	-0.03 (0.02)
$\Delta X_{t-1}^{Electricity,G7}$	-0.02** (0.01)	-0.68*** (0.01)	0.00 (0.01)	0.00 (0.01)	0.00 (0.01)	0.01 (0.02)	0.00 (0.01)	0.01 (0.02)
$\Delta X_{t-2}^{Electricity,G7}$	-0.02** (0.01)	-0.36*** (0.01)	0.01 (0.01)	0.01 (0.01)	0.00 (0.01)	0.01 (0.02)	0.00 (0.01)	0.00(0.026)
$\Delta X_{t-1}^{Electricity,EAFE}$	-0.05** (0.05)	-0.47*** (0.07)	-1.47*** (0.06)	-1.20*** (0.06)	-0.14** (0.06)	-1.00*** (0.10)	-0.81*** (0.05)	-0.94*** (0.11)
$\Delta X_{t-2}^{Electricity,EAFE}$	-0.02 (0.04)	-0.326*** (0.05)	-0.70*** (0.05)	-0.56*** (0.05)	-0.16*** (0.05)	-0.42*** (0.08)	-0.43*** (0.03)	-0.40*** (0.09)
$\Delta X_{t-1}^{Electricity,EUR}$	0.01 (0.10)	0.67*** (0.13)	0.934*** (0.11)	0.60*** (0.11)	-0.02 (0.11)	0.96*** (0.18)	0.74*** (0.08)	0.86*** (0.20)
$\Delta X_{t-2}^{Electricity,EUR}$	0.02 (0.09)	0.45*** (0.12)	0.43*** (0.104)	0.26*** (0.10)	0.06 (0.11)	0.43 (0.19)	0.44*** (0.08)	0.39 (0.20)
$\Delta X_{t-1}^{Electricity,EM}$	-0.00 (0.03)	0.06 (0.04)	0.16*** (0.03)	0.25*** (0.03)	0.08 (0.03)	-0.43*** (0.05)	0.16*** (0.02)	0.14** (0.05)
$\Delta X_{t-2}^{Electricity,EM}$	0.00 (0.03)	0.03 (0.04)	0.11*** (0.03)	0.15*** (0.03)	0.03 (0.03)	-0.31*** (0.05)	0.11*** (0.02)	0.00 (0.05)
$\Delta X_{t-1}^{Electricity,LA}$	0.11 (0.16)	-0.19 (0.20)	0.04 (0.16)	0.23 (0.168)	0.45** (0.19)	0.32 (0.28)	-0.27 (0.13)	0.36 (0.29)
$\Delta X_{t-2}^{Electricity,LA}$	0.01 (0.14)	-0.15 (0.18)	0.01 (0.16)	0.11 (0.16)	0.25 (0.17)	0.12 (0.288)	-0.20*** (0.13)	0.14 (0.30)
$\Delta X_{t-1}^{Electricity,BRICS}$	-0.00 (0.03)	-0.05 (0.03)	-0.11*** (0.03)	-0.18*** (0.03)	-0.05 (0.03)	-0.12*** (0.04)	-0.11*** (0.02)	-0.71*** (0.05)
$\Delta X_{t-2}^{Electricity,BRICS}$	0.00 (0.03)	-0.01 (0.03)	-0.07** (0.03)	-0.11*** (0.03)	-0.01 (0.03)	0.02 (0.04)	-0.07** (0.02)	-0.30*** (0.05)
$\Delta X_{t-1}^{Electricity,AP}$	-0.07 (0.06)	0.07 (0.08)	-0.01 (0.06)	-0.07 (0.07)	-0.87*** (0.08)	-0.08 (0.12)	-0.15 (0.05)	-0.09 (0.12)
$\Delta X_{t-2}^{Electricity,AP}$	-0.03 (0.06)	0.05 (0.08)	-0.00 (0.06)	-0.03 (0.07)	-0.46*** (0.07)	-0.03 (0.00)	-0.04 (0.05)	-0.04 (0.12)
Constant	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)	0.00 (0.00)
Variance equation								
Constant	$5*10^{-7}$*** (0.00)	$9*10^{-7}$*** (0.00)	$3*10^{-7}$*** (0.00)	$4*10^{-7}$*** (0.00)	$1*10^{-6}$*** (0.00)	$3*10^{-7}$*** (0.00)	$1*10^{-6}$*** (0.00)	$1*10^{-6}$*** (0.00)
ARCH	0.13*** (0.00)	0.10*** (0.00)	0.07*** (0.00)	0.08*** (0.00)	0.13*** (0.00)	0.12*** (0.00)	0.08*** (0.00)	0.11*** (0.00)
GARCH	0.85*** (0.00)	0.87*** (0.00)	0.91*** (0.00)	0.90*** (0.00)	0.82*** (0.01)	0.87*** (0.00)	0.89*** (0.00)	0.88*** (0.00)
R^2	0.36	0.32	0.37	0.42	0.35	0.28	0.39	0.28
Log likelihood	19442.92	18388.50	19445.77	19292.69	19232.09	16014.79	20536.78	15594.27

Notes: (***, **, and *) denote the level of significance at 1%, 5%, and 10%, respectively. (.) denotes the standard deviation. ARCH and GARCH denote the terms of the ARCH and GARCH components in the variance equation, respectively. R^2 denotes the value of the determination coefficient of the VECM-GARCH(1,1) model.

Table 16
Estimates of VECM-GARCH models for the coal market.

	Coal							
	$\Delta X_j^{coal} = C_1 \hat{v}_{t-1}^{coal} + \sum_{i=1}^{2} c_{1+i} \Delta X_{t-i}^{coal} + \sum_{i=1}^{2} \sum_{i'=1}^{7} c_{2+i+j} \Delta X_{j,t-i} + c_{18} + \varepsilon_{j,t}$							
Parameters of Eq. 21	**NA**	**G7**	**EAFE**	**EU**	**AP**	**LA**	**EM**	**BRICS**
$\hat{v}_{t-1}^{coal}$	-0.20***	-0.11***	0.15***	0.04***	0.06***	0.09***	0.10***	0.11***
	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)
$\Delta X_{t-1}^{coal,NA}$	-0.50***	0.07***	-0.04**	-0.01	0.00	-0.01	-0.04***	-0.03**
	(0.02)	(0.01)	(0.01)	(0.0.1)	(0.00)	(0.01)	(0.01)	(0.01)
$\Delta X_{t-2}^{coal,NA}$	-0.27***	0.05***	-0.01	0.02***	0.01	0.00	-0.01	-0.00(0.01)
	(0.02)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.00)	(0.01)	(0.01)	
$\Delta X_{t-1}^{coal,G7}$	0.24***	-0.47***	-0.10***	0.02***	0.02	-0.01	-0.01	-0.03
	(0.02)	(0.02)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)
$\Delta X_{t-2}^{coal,G7}$	0.17***	-0.27***	-0.06***	0.01	-0.00	-0.01	-0.02**	-0.03
	(0.02)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.00)	(0.01)	(0.01)	(0.01)
$\Delta X_{t-1}^{coal,EAFE}$	-0.32***	-0.18***	-0.436***	0.06***	0.10***	0.16***	0.15***	0.18***
	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)
$\Delta X_{t-2}^{coal,EAFE}$	-0.18***	-0.09***	-0.22***	0.01	0.04***	0.06***	0.06***	0.07***
	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.00)	(0.01)	(0.01)	(0.01)
$\Delta X_{t-1}^{coal,EUR}$	-0.05**	-0.02	0.07***	-0.62***	0.05***	0.07***	0.05***	0.05***
	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.00)	(0.01)	(0.00)	(0.01)
$\Delta X_{t-2}^{coal,EUR}$	-0.01***	-0.00	0.04***	-0.28***	0.02**	0.040***	0.04***	0.03**
	(0.02)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.00)	(0.01)	(0.01)	(0.01)
$\Delta X_{t-1}^{coal,EM}$	-0.08	-0.01	-0.03	0.03	-0.05**	-0.64***	-0.00	0.03
	(0.03)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.01)	(0.02)	(0.02)	(0.02)
$\Delta X_{t-2}^{coal,EM}$	-0.11**	-0.05**	-0.01	-0.00	-0.03	-0.31***	-0.01***	0.02
	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.01)	(0.01)	(0.02)	(0.02)
$\Delta X_{t-1}^{coal,LA}$	0.01	-0.00	0.04	-0.02	0.07***	0.02	0.05***	-0.60***
	(0.02)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.02)
$\Delta X_{t-2}^{coal,LA}$	0.03	0.00	0.00**	-0.00	0.03**	-0.01**	0.04***	-0.34***
	(0.02)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.01)	(0.02)
$\Delta X_{t-1}^{coal,BRICS}$	-0.46***	-0.07**	0.09***	0.08	-0.03	0.05**	-0.64***	0.03
	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.01)	(0.02)	(0.02)	(0.03)
$\Delta X_{t-2}^{coal,BRICS}$	-0.36***	-0.04	0.05***	0.03	-0.03	0.03	-0.35	0.05
	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.03)
$\Delta X_{t-1}^{coal,AP}$	0.56***	0.05	-0.04**	-0.09***	-0.61***	-0.04	-0.02	-0.04
	(0.02)	(0.03)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.03)
$\Delta X_{t-2}^{coal,AP}$	0.49***	0.05	-0.02	-0.03	-0.27***	-0.01	-0.02	-0.02
	(0.02)	(0.03)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.02)	(0.03)
Constant	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)
Variance equation								
Constant	$2*10^{-6}$***	$3*10^{-6}$***	$8*10^{-7}$***	$9*10^{-6}$***	$9*10^{-6}$***	$1*10^{-6}$***	$9*10^{-7}$***	$1*10^{-6}$***
	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)
ARCH	0.09***	0.11***	0.09***	0.21***	0.11***	0.09***	0.11***	0.10***
	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.01)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)
GARCH	0.90***	0.87***	0.90***	0.74***	0.87***	0.89***	0.88***	0.89***
	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)
R^2	0.32	0.33	0.38	0.29	0.34	0.33	0.33	0.31
Log likelihood	14420.28	15368.42	16276.58	15563.74	17511.77	16157.88	16470.49	15111.18

Notes: (***, **, and *) denote the level of significance at 1%, 5%, and 10%, respectively. (.) denotes the standard deviation. ARCH and GARCH denote the terms of the ARCH and GARCH components in the variance equation respectively. R^2 denotes the value of the determination coefficient of the VECM-GARCH(1,1) model.

Table 17
Analysis of portfolio simulations for commodities.

X	(Oil, Coal)		(Oil, Gas)		Oil, Electricity)		Gas, Electricity		(Gas, Coal)		(Electricity, Coal)	
Regions	E	σ	E	σ	E	σ	E	σ	E	σ	E	σ
NA	-6.85	7.95	12.65	1.79	7.98	2.66	10.33	1.39	5.86	5.16	5.51	6.36
G7	-1.23	6.70	67.27	1.88	-1.55	3.07	64.19	64.19	32.99	4.34	18.67	6.03
EAFE	6.63	5.35	12.63	2.17	5.42	2.82	9.80	9.80	5.77	4.12	4.94	4.58
EUR	-16.39	7.37	12.12	2.79	2.10	2.62	2.62	12.98	7.70	4.99	6.34	5.38
AP	3.65	4.29	18.65	3.26	1.79	2.23	2.23	15.14	8.97	3.75	6.36	2.57
BRICS	15.20	9.20	5.70	5.00	-2.69	6.65	6.56	-1.39	2.41	7.14	4.78	8.27
EM	2.34	5.22	18.84	5.03	3.77	2.59	2.59	15.94	9.86	5.73	7.79	3.30
LA	-3.61	5.74	-5.11	13.91	-4.65	7.46	7.46	-5.54	4.39	14.05	9.22	5.91

Note: E and σ denote the expected and volatility returns, respectively. All values are times 10^5.

$$X^{oil} = \mu + \sum_{i=1}^{8} \delta_j X_{j,t} + \nu_t \tag{14}$$

$$X^{gas} = \mu + \sum_{i=1}^{8} \delta_j X_{j,t} + \nu_t \tag{15}$$

$$X^{electricity} = \mu + \sum_{i=1}^{8} \delta_j X_{j,t} + \nu_t \tag{16}$$

$$X^{coal} = \mu + \sum_{i=1}^{8} \delta_j X_{j,t} + \nu_t \tag{17}$$

where Xj represents the logarithm of the stock market related to the energy sector j with $j = oil, gas, electricity, and\ coal$.$\nu_t$ defines the long-term error. In our case, $Xj$are $I(1)$.

Therefore, the VECM-GARCH(1,1) is defined as follows:

$$\Delta X_{i,}^{oil} = c_{18} + C_1 \hat{v}_{t-1}^{oil} + \sum_{i=1}^{2} c_{1+i} \Delta X_{t-i}^{oil} + \sum_{i=1}^{2} \sum_{i'=1}^{7} c_{2+i+j} \Delta X_{j,t-i} + \tag{18}$$

$$\Delta X_{i,}^{gas} = c_{18} + C_1 \hat{v}_{t-1}^{gas} + \sum_{i=1}^{2} c_{1+i} \Delta X_{t-i}^{gas} + \sum_{i=1}^{2} \sum_{i'=1}^{7} c_{2+i+j} \Delta X_{j,t-i} + \varepsilon_{j,t} \tag{19}$$

$$\Delta X_{j}^{electricity} = c_{18} + C_1 \hat{v}_{t-1}^{electricity} + \sum_{i=1}^{2} c_{1+i} \Delta X_{t-i}^{electricity} + \sum_{i=1}^{2} \sum_{i'=1}^{7} c_{2+i+j} \Delta X_{j,t-i} + \varepsilon_{j,t} \tag{20}$$

$$\Delta X_{j}^{coal} = c_{18} + C_1 \hat{v}_{t-1}^{coal} + \sum_{i=1}^{2} c_{1+i} \Delta X_{t-i}^{coal} + \sum_{i=1}^{2} \sum_{i'=1}^{7} c_{2+i+j} \Delta X_{j,t-i} + \varepsilon_{j,t} \tag{21}$$

where $i' \neq j$ and takes values from one to seven in our study indexes except index j. For all commodities, a GARCH(1,1) is retained for the variance equation.

Our cointegration analysis shows different notable findings. First, the mean reversion term is not significantly negative for five regions (Europe, EAFE, EM, BRICS, and AP) suggesting that a mean reversion in oil price is not active for these regions and is a persistent price deviation from the long-term equilibrium. This indicates further evidence of market efficiency in the long term while it appears that the oil market is not efficient for the other regions.

Second, regarding the gas market, we note a significant mean reversion only for NA suggesting that, in the long term, the gas market is informationally efficient for most other regions. Next, for the electricity market, the hypothesis of efficiency is accepted for all regions suggesting the absence of investment opportunities in this market in the long term. Finally, for the coal market, the efficiency hypothesis is also accepted for most regions except NA and the G7. Further, the analysis of the parameters of the variance equation shows that our specification fits the data well, and a GARCH(1,1) captures the volatility dynamics. According to these estimators, our estimated model is stable. In addition, the estimated residuals show appropriate statistical properties validating the consistency in our estimators.

Overall, this long-term analysis shows two important results. On the one hand, for most regions, the informational hypothesis of efficiency is not rejected in the long term, suggesting the absence of investment or diversification opportunities when considering long-term investments in commodity markets. The oil and coal markets are exceptions where the investment can yield some benefits in the long term but only in the regions of NA and G7. On the other hand, for the three commodities (gas, electricity, and coal), the efficiency hypothesis is more accepted in the long term than it is for the oil market. This result can be justified because these three markets share similar close properties (e.g., risk, transportation, and cost).

To better characterize the investment opportunities in commodities for developed and emerging markets in the short term, we construct and carry out portfolio simulations and compare them for the different regions.

5. Portfolio simulations for commodities

In line with Markowitz's portfolio theory, we construct bivariate portfolios including two commodities in each portfolio. Using the variance-covariance model of Markowitz, we identify six different portfolios: (Oil, Coal), (Oil, Gas), (Oil, Electricity), (Gas, Electricity), (Gas, Coal) and (Electricity, Coal). We suppose that the investor might invest equivalently the same amount for each commodity, which implies that the portfolios are equiprobable[12]. Next, we compute for each portfolio the related expected return and the risk measured by the expected mean and the expected variance, respectively. Appendix B shows the intermediate calculus (mean, standard deviation, and correlations among commodities per region) while Table 17 shows the main results of portfolio simulations.

The analysis of our portfolio simulations shows two interesting results. On the one hand, for expected returns, the portfolio (Oil, Gas) provides the highest expected returns and shows G7 as the most attractive region. Further, the portfolios (Gas, Electricity), (Gas, Coal), and (Electricity, Coal) provide a higher expected return in G7 than in the other regions while the portfolios (Oil, Coal) and (Oil, Electricity) show higher expected returns in BRICS and NA, respectively. On the other hand, for risk management, we show that among all the portfolios, the optimal portfolio is (Gas, Electricity) in the NA region, which provides the minimum risk. Additionally, NA is attractive as the portfolio (Oil, Gas) is less risky in this region than in other regions while the region AP shows the lowest risk for the portfolios (Oil, Coal), (Oil, Electricity), (Gas, Coal), and (Electricity,

[12] Our findings depend on this simple hypothesis that can obviously be omitted for a dynamical simulation to provide the optimal portfolio.

Coal). This suggests two interesting conclusions. First, the G7 is the region that offers the highest mean returns and should interest investors with a high appetite for risk while the AP region is suitable for investors who are risk averse. Second, the portfolio (Oil, Gas) provides the highest expected return while the portfolio (Gas, Electricity) shows less risk and is more suitable for investors who hedge their investments.

6. Conclusion

This study investigates the informational efficiency hypothesis for four major commodity markets: oil, gas, electricity, and coal from January 1997 to January 2016 for 23 developed and 23 emerging countries. The rationale of carrying out this new study on the efficient commodity markets is doubly justified by the scarce and inconclusive related works as well as the recent changes characterizing commodity markets. Thus, we studied the informational efficiency for commodities in the short and long term using different parametric and non-parametric econometric tests. In addition, we carried out portfolio simulations to specify further investment opportunities across commodities and regions. Our findings show two notable findings. First, most commodity markets are informationally efficient in the long term. Second, our short-term analysis does not, however, reject the inefficiency hypothesis in the short term, suggesting further evidence of investment opportunities when considering commodities for this duration. Further, the analysis of our portfolio simulations shows that interesting diversification opportunities do exist but vary with commodities and regions. Among six possible bivariate portfolios, the bivariate (Oil, Gas) provides the highest expected return. The region G7 supplants the other regions with higher expected returns when considering the portfolios (Oil, Gas), (Gas, Electricity), (Gas, Coal) and (Electricity, Coal) while the portfolios (Oil, Coal) and (Oil, Electricity) show higher expected returns for the BRICS and NA, respectively. Accordingly, commodity markets are a potential short-term hedging investment. This finding suggests that investors are motivated to invest and diversify in commodities more in the short term than the long term to obtain market benefits. When comparing our findings with those of Reitz and Westerhoff (2007), short-term inefficiency could be associated with the predominance of chartist investors while long-term efficiency is an indication of stabilizing the market corrections from fundamentalist investors.

This current study has some limitations, which could be a source of further future extension. First, we checked using daily data the weak-form efficiency but with the development of high frequency trading; the semi-strong form should also be tested to better investigate the efficiency hypothesis for commodities, which could extend this study. Second, as our sample covers periods of crisis (e.g., the Asian crisis, the subprime crisis), this might affect the degree of efficiency because the crises might affect the adjustment dynamic of commodity prices at least in the long term due to breaks. Such breaks can escape linear cointegration tests and, therefore, induce inappropriate conclusions in terms of commodity efficiency. In a future extension, the implementation of non-linear cointegration tests that are robust to breaks would be helpful to check this hypothesis. Third, it would be interesting to better explain the sources of market inefficiency particularly through the examination of investor's exposition to the risk and the dynamic of the risk premium.

Appendix A. : Table A. Classification of our sample across consuming and producing commodities

See Tables A1–A3.

Table A1
Classification of our sample across oil consuming and producing countries.

	Index	Countries	Producers	Consumers
Developed markets	**NA**	USA	12704	19396
		Canada	4385	2322
		Total	**17089**	**21718**
	G7	USA	12704	19396
		UK	965	1959
		Germany	–	2338
		Japan	–	4150
		Italy	–	1262
		Canada	4385	2322
		France	–	1606
		Total	**18054**	**33033**
	EAFE	UK	965	1959
		Austria	–	263
		Belgium	–	661
		Denmark	158	165
		France	–	1606
		Finland	–	177
		Germany	–	2338
		Ireland	–	143
		Israel	–	143
		Italy	115	1262
		the Netherlands	–	835
		Norway	1948	234
		Portugal	–	243
		Spain	–	1226
		Sweden	–	299
		Switzerland	–	228
		Australia	385	1006

(continued on next page)

Table A1 *(continued)*

	Index	Countries	Producers	Consumers
		Hong Kong	–	368
		Japan	–	4150
		Singapore	–	1339
		New Zealand	–	159
		Total	**3186**	**11782**
	EUR	Austria	–	263
		Belgium	–	661
		Denmark	158	165
		Finland	–	177
		France	–	76.1
		Germany	–	1606
		Ireland	–	143
		Italy	115	1262
		the Netherlands	–	835
		Norway	1948	234
		Portugal	–	243
		Spain	–	1226
		Sweden	–	299
		Switzerland	–	228
		UK	965	1959
		Total	**3186**	**9301**
	AP	Australia	385	1006
		Hong Kong	–	368
		Japan	–	4150
		Singapore	–	1339
		New Zealand	–	159
		Total	**385**	**7022**
Emerging markets	**LA**	Brazil	2527	3157
		Chile	–	368
		Colombia	1008	331
		Mexico	2588	1926
		Peru	113	243
		Total	**6236**	**6025**
	EM	United Arab Emirates	3920	901
		Turkey	–	835
		South Africa	–	649
		Russia	10980	3113
		Hungary	–	154
		Qatar	1898	324
		Poland	–	546
		Greece	–	303
		Egypt	723	824
		Czech Republic	–	200
		China	4309	11968
		India	876	4159
		Indonesia	825	1628
		South Korea	–	2575
		Malaysia	693	831
		Philippines	–	399
		Taiwan	–	1031
		Thailand	477	1344
		Brazil	2527	3157
		Chile	–	368
		Colombia	1008	331
		Mexico	2588	1926
		Peru	113	243
		Total	**30937**	**37809**
	BRICS	Brazil	2527	3157
		Russia	10980	3113
		India	876	4159
		China	4309	11968
		South Africa	–	649
		Total	**18692**	**23046**

Table A2
Classification of our sample across gas consuming and producing countries.

	Index	Countries	Producers	Consumers
Developed markets	**NA**	USA	767.3	778
		Canada	163.5	102.5
		Total	**930.8**	**880.5**
	G7	USA	767.3	778
		UK	39.7	68.3
		Germany	7.2	39.1
		Japan	–	113.4
		Italy	6.2	61.4
		Canada	163.5	102.5
		France	–	39.1
		Total	**983.9**	**1315.2**
	EAFE	UK	39.7	68.3
		Austria	–	8.3
		Belgium,	–	15.1
		Denmark	4.6	3.2
		France	–	39.1
		Finland	–	2.1
		Germany	7.2	74.1
		Ireland	–	4.2
		Israel	–	8.4
		Italy	6.2	61.4
		the Netherlands	43	31.8
		Norway	117.2	4.8
		Portugal	–	4.3
		Spain	–	27.2
		Sweden	–	0.9
		Switzerland	–	2.9
		Australia	67.1	34.3
		Hong Kong	–	3.2
		Japan	–	113.4
		Singapore	–	11.3
		New Zealand	–	4.5
		Total	**285**	**522.8**
	EUR	Austria	–	8.3
		Belgium	–	15.1
		Denmark	4.6	3.2
		Finland	–	2.1
		France	–	39.1
		Germany	7.2	74.1
		Ireland	–	4.2
		Italy	6.2	61.4
		the Netherlands	43	31.8
		Norway	117.2	4.8
		Portugal	–	4.3
		Spain	–	27.2
		Sweden	–	0.9
		Switzerland	–	2.9
		UK	39.7	68.3
		Total	**217.9**	**347.7**
	AP	Australia	67.1	34.3
		Hong Kong	–	197.3
		Japan	–	113.4
		Singapore	–	11.3
		New Zealand	–	4.5
		Total	**67.1**	**372.2**
Emerging markets	**LA**	Brazil	22.9	40.9
		Chile	–	3.9
		Colombia	11	10.5
		Mexico	53.2	68.2
		Peru	12.5	7.5
		Total	**99.6**	**131.0**
	EM	United Arab Emirates	55.6	69.1
		Turkey	–	43.6
		South Africa	–	5

(continued on next page)

Table A2 *(continued)*

	Index	Countries	Producers	Consumers
		Russia	573.3	391.5
		Hungary	–	8.9
		Qatar	181.4	45.2
		Poland	–	16.7
		Greece	–	2.8
		Egypt	45.6	47.8
		Czech Republic	–	7.2
		China	138	197.3
		India	29.2	50.6
		Indonesia	75	39.7
		South Korea	–	43.6
		Malaysia	68.2	39.6
		Philippines	–	3.3
		Taiwan	–	18.4
		Thailand	39.8	52.9
		Brazil	22.9	40.9
		Chile	–	3.5
		Colombia	11	10.5
		Mexico	53.2	83.2
		Peru	12.5	7.5
		Total	**1305.1**	**1138.1**
	BRICS	Brazil	22.9	40.9
		Russia	573.3	391.5
		India	29.2	50.6
		China	138	197.3
		South Africa	–	5
		Total	**763.4**	**685.3**

Table A3
Classification of our sample across electricity consuming and producing countries.

	Index	Countries	Producers	Consumers
Developed markets	NA	USA	456.2	396.3
		Canada	32.1	19.8
		Total	**488.3**	**416.1**
	G7	USA	4562	396.3
		UK	5.3	23.4
		Germany	42.6	78.3
		Japan	0.6	119.4
		Italy	–	12.4
		Canada	32.1	19.8
		France	–	8.7
		Total	**4723.2**	**670.7**
	EAFE	UK	5.3	23.4
		Austria	–	3.2
		Belgium	–	3.2
		Denmark	–	1.8
		France	–	8.7
		Finland	–	3.5
		Germany	42.9	78.3
		Ireland	–	2.2
		Israel	–	6.7
		Italy	–	12.4
		the Netherlands	–	10.6
		Norway	–	0.8
		Portugal	–	3.3
		Spain	11.7	14.4
		Sweden	–	2.1
		Switzerland	–	0.2
		Australia	275	46.6
		Hong Kong	–	6.7
		Japan	0.6	119.4
		Singapore	–	0.4
		New Zealand	2	1.4
		Total	**2408.9**	**352.9**
	EUR	Austria	–	3.2

(continued on next page)

Table A3 *(continued)*

	Index	Countries	Producers	Consumers
		Belgium	–	3.2
		Denmark	–	1.8
		Finland	–	3.5
		France	–	8.7
		Germany	42.9	78.3
		Ireland	–	2.2
		Italy	–	12.4
		the Netherlands	–	10.6
		Norway	–	49.6
		Portugal	–	3.3
		Spain	11.7	14.4
		Sweden	–	2.1
		Switzerland	–	0.2
		UK	5.3	23.4
		Total	**59.9**	**216.9**
	AP	Australia	275	46.6
		Hong Kong	–	6.7
		Japan	0.6	119.4
		Singapore	–	11.4
		New Zealand	2	1.4
		Total	**277.6**	**185.5**
Emerging markets	**LA**	Brazil	3.4	17.4
		Chile	–	7.2
		Colombia	56.6	7
		Mexico	7	12.8
		Peru	–	0.9
		Total	**216.9**	**230.8**
	EM	United Arab Emirates	–	1.6
		Turkey	11.7	34.4
		South Africa	142.9	95
		Russia	194.5	88.7
		Hungary	1.5	2.2
		Qatar	–	–
		Poland	53.7	49.8
		Greece	6	5.7
		Egypt	–	0.7
		Czech Republic,	16.4	15.6
		China	1827	1920.4
		India	283.9	407.2
		Indonesia	241.1	90.3
		South Korea	0.8	94.4
		Malaysia	–	17.6
		Philippines	–	11.4
		Taiwan	–	37.8
		Thailand	23.3	17.6
		Brazil	3.4	17.4
		Chile	–	7.2
		Colombia	56.6	7
		Mexico	7	12.8
		Peru	–	–
		Total	**1840**	**2957.4**
	BRICS	Brazil	3.4	17.4
		Russia	194.5	88.7
		India	241.1	407.2
		China	1827	1920.4
		South Africa	142.9	95
		Total	**2408.9**	**2528.7**

Appendix B. Intermediate calculus for portfolio simulations

See Tables B1–B8.

Table B1
Correlation and main statistics between NA crude oil regional returns.

	Mean and S.D		**Correlation**			
	Mean	S.D	Oil	Gas	Electricity	Coal
Oil	0.0001	0.0066	1.0000	-0.0239	0.5624	0.5541
Gas	0.0002	0.0055	-0.0239	1.0000	-0.0120	-0.0118
Electricity	0.0001	0.0051	0.5624	-0.0120	1.0000	0.3737
Coal	-0.0002	0.0132	0.5541	-0.0118	0.3737	1.0000

Note: S.D denotes the standard deviation

Table B2
Correlation and main statistics between G7 crude oil regional returns.

	Mean and S.D		**Correlation**			
	Mean 10^{-3}	S.D	Oil	Gas	Electricity	Coal
Oil	0.0280	0.0068	1.0000	-0.0164	0.4148	0.4827
Gas	1.329	0.0055	-0.0164	1.0000	0.0058	-0.0037
Electricity	-0.0372	0.0064	0.4148	0.0058	1.0000	0.3695
Coal	-0.0332	0.0119	0.4827	-0.0037	0.3695	1.0000

Note: S.D denotes the standard deviation

Table B3
Correlation and main statistics between EAFE crude oil regional returns.

	Mean and S.D		**Correlation**			
	Mean	S.D	Oil	Gas	Electricity	Coal
Oil	0.0001	0.0068	1.0000	-0.0001	0.5647	0.2946
Gas	0.0002	0.0064	-0.0001	1.0000	0.0233	-0.0005
Electricity	0.033510^{3}	0.0052	0.5647	0.0233	1.0000	0.2764
Coal	0.0001	0.0111	0.2946	-0.0005	0.2764	1.0000

Note: S.D denotes the standard deviation

Table B4
Correlation and main statistics between EUR crude oil regional returns.

	Mean and S.D		**Correlation**			
	Mean 10^{-3}	S.D	Oil	Gas	Electricity	Coal
Oil	0.0244	0.0069	1.0000	-0.0096	0.3355	0.6927
Gas	0.2260	0.0080	-0.0096	1.0000	0.0138	0.0002
Electricity	-0.3320	0.0116	0.3355	0.0138	1.0000	0.3808
Coal	0.0370	0.0056	0.6927	0.0002	0.3808	1.0000

Note: S.D denotes the standard deviation

Table B5
Correlation and main statistics between PA crude oil regional returns.

	Mean and S.D		**Correlation**			
	Mean	S.D	Oil	Gas	Electricity	Coal
Oil	0.0001	0.0067	1.0000	-0.0112	0.3193	0.5829
Gas	0.0003	0.0093	-0.0112	1.0000	0.0095	-0.0119
Electricity	$0.011*10^{-3}$	0.0049	0.3193	0.0095	1.0000	0.1812
Coal	0.0000	0.0080	0.5829	-0.0119	0.1812	1.0000

Note: S.D denotes the standard deviation

Table B6
Correlation and main statistics between EM crude oil regional returns.

	Mean and S.D		Correlation			
	Mean 10^{-3}	S.D	Oil	Gas	Electricity	Coal
Oil	0.0821	0.0076	1.0000	-0.0126	0.4738	0.3766
Gas	0.3110	0.0117	-0.0126	1.0000	-0.0171	-0.0105
Electricity	0.0154	0.0040	0.4738	-0.0171	1.0000	0.2636
Coal	-0.0076	0.0098	0.3766	-0.0105	0.2636	1.0000

Note: S.D denotes the standard deviation

Table B7
Correlation and main statistics between BRICS crude oil regional returns.

	Mean and S.D		Correlation			
	Mean	S.D	Oil	Gas	Electricity	Coal
Oil	0.0001	0.0089	1.0000	0.0045	0.2959	0.5659
Gas	0.0001	0.0111	0.0045	1.0000	0.0060	0.0088
Electricity	0.0003	0.0127	0.2959	0.0060	1.0000	0.1636
Coal	-0.0001	0.0112	0.5659	0.0088	0.1636	1.0000

Note: S.D denotes the standard deviation

Table B8
Correlation and main statistics between LA crude oil regional returns.

	Mean and S.D		Correlation			
	Mean 10^{-3}	S.D	Oil	Gas	Electricity	Coal
Oil	-0.0110	0.0097	1.0000	0.0364	0.4694	0.2127
Gas	-0.0574	0.0214	0.0364	1.0000	0.0120	0.0217
Electricity	-0.0389	0.0104	0.4694	0.0120	1.0000	0.1723
Coal	-0.0256	0.0097	0.2127	0.0217	0.1723	1.0000

Note: S.D denotes the standard deviation

References

Beck, T., 2006. Creating an efficient financial system: Challenges in a global economy. Policy Research Working Paper Series 3856, The World Bank.

Brock, W.A., Dechert, W., Scheinkman, J., 1987. A Test for Independence Based on the Correlation Dimension (Working paper). University of Wisconsin at Madison, University of Houston, and University of Chicago.

Brock, W., Lakonishok, J., Le Baron, B., 1992. Simple technical trading rules and the stochastic properties of stock returns. J. Financ. 47, 1731–1764.

Campbell, J.Y., Shiller, R.J., 1987. Cointegration and tests of present value models. J. Polit. Econ. 95, 1062–1088.

Cochrane, J.H., 1988. How big is the random walk in GNP? J. Polit. Econ. 96 (5), 893–920.

Fama, E.F., 1965. The behavior of stock-market prices. J. Bus. 38, 34–105.

Engle, R.F., 1982. Autoregressive conditional heteroskedasticity with estimates of the variance of UK inflation. Econometrica 50, 987–1008.

Fama, E.F., 1970. Efficient capital markets: A review of theory and empirical work. J. Finance. 25(2), Papers and twenty-In: Proceedings of the eighth annual meeting of the American Finance Association New York, NY. December 28–30, 1969. Publication in May1970.

Gao, L., Süss, S., 2015. Market sentiment in commodity futures returns. J. Empir. Financ. 33, 84–103.

Gebre-Mariam, Y.K., 2011. Testing for unit roots, causality, cointegration, and efficiency: the case of the northwest US natural gas market. Energy 36, 3489–3500.

Grossman, S., Stiglitz, J., 1980. On the impossibility of informationally efficient markets. Am. Econ. Rev. 70 (3), 393–395.

Hosseinzadeh, A., Smyth, R., Valadkhani, A., Le, V., 2016. Analyzing the efficiency performance of major Australian mining companies using bootstrap data envelopment analysis. Econ. Model. 57, 26–35.

Hsieh, D.A., 1991. Chaos and nonlinear dynamics: application to financial markets. J. Financ. 46, 1839–1877.

Jawadi, F., 2006. Nonlinear Stock Price Adjustment (PhD thesis). University of Paris West Nanterre La Defense, France.

Jawadi, F., Jawadi, N., Idi Cheffou, A., 2015. Are Islamic stock markets efficient? A time-series analysis. Appl. Econ. 47 (160), 1686–1697.

Jawadi, F., Prat, G., 2012. Arbitrage costs and nonlinear adjustment in the G7 stock markets. Appl. Econ. 44 (12), 1561–1582.

Johansen, S., 1988. Statistical analysis of cointegration vectors. J. Econ. Dyn. Control. 12, 231–254.

Kellard, N., Newbold, P., Rayner, T., Ennew, C., 1999. The relative efficiency of commodity futures markets. J. Futur. Mark. 19, 413–432.

Kendall, M.G., 1953. The analysis of economic time series. Part I: Prices. J. R. Stat. Soc. 116, 11–25.

Kounetas, K., Tsekouras, K., 2010. Are the energy efficiency technologies efficient? Econ. Model. 27 (1), 274–283.

Lean, H.H., Smyth, R., 2015. Testing for weak-form efficiency of crude palm oil spot and future markets: new evidence from a GARCH unit root test with multiple structural breaks. Appl. Econ. 47, 1710–1721.

Lee, C.-C., Lee, J.D., 2009. Energy Prices, multiple structural breaks, and efficient market hypothesis. Appl. Energy. 86, 4666–4679.

Lo, A.W., MacKinlay, C., 1988. Stock market prices do not follow random walks: evidence from simple specification test. Rev. Financ. Stud. 1 (1), 41–66.

Maslyuk, S., Smith, R., 2008. Unit root properties of crude oil spot and futures prices. Energy Pol. 36, 2591–2600.

Narayan, P.K., Narayan, S., Popp, S., 2010. Energy consumption at the state level: the unit root null hypothesis from Australia. Appl. Energy. 87, 1953–1962.

Ozdemir, Z.A., Gokmenoglu, K., Ekinci, C., 2013. Persistence in crude oil spot and futures prices. Energy 59, 29–37.

Presno, M.J., Landajo, M., Fernandez, P., 2014. Non-renewable resource prices: a robust evaluation from the stationarity perspective. Resour. Energy Econ. 36, 394–416.

Reitz, S., Westerhoff, F., 2007. Commodity price cycles and heterogeneous speculators: a STAR-GARCH model. Empir. Econ. 33 (2), 231–244.

Samuelson, P., 1965. Proof that properly anticipated prices fluctuate randomly. Ind. Manag. Rev. 6, 41–49.

Shiller, R.J., 1981. Do stock prices move too much to be justified by subsequent changes in dividends? Am. Econ. Rev. 71 (3), 421–436.

Wang, H.H., Ke, B., 2005. Efficiency test of agricultural commodity futures markets in China. Aust. J. Agric. Resour. Econ. 49, 125–141.

Working, H., 1934. A random-difference series for use in the analysis of time series. J. Am. Stat. Assoc. 29, 11–24.

Annexe 3 : Papier 3

L'Évaluation de la Variation de la Prime du Risque : une Evidence avec le Modèle ADCC-GARCH-CAPM sur le Marché de Pétrole

Assessing for Time-Variation in Oil Risk Premia: an ADCC-GARCH-CAPM Investigation

Hachmi BEN AMEUR* Mouna HDIA† Karim IDI CHEFFOU‡
Fredj JAWADI § Wael LOUHICHI¶

Abstract

This paper focuses on oil market dynamics through the investigation of Oil systematic risk and Oil risk premium dynamics over the period 1997-2012, which includes several different economic episodes, enabling us to capture a considerable number of statistical properties for oil prices. Interestingly, unlike previous studies, the authors retained data for several developed and emerging oil markets and used different oil prices in order to provide a comprehensive and large vision of oil price dynamics. To this end and in order to take eventual time-variation and asymmetry in oil price dynamics into account, the authors applied recent econometrics tests associated with the ADCC-GARCH class of model. This modelling enabled us to appropriately specify the dynamics of oil conditional variance and time-varying oil risk premium. Accordingly, this study offers three interesting findings. First, the hypotheses of asymmetry and time-variation in oil risk premia are not rejected. Second, the recent global financial crisis has increased systematic oil risk and oil risk premia in different regions. Finally, oil risk premia in emerging countries are significantly higher than those in developed countries, suggesting the inclusion of additional premium induced by political instability and geopolitical changes in emerging economies.

Keywords: oil price, systematic risk, risk premium, ADCC-GARCH-CAPM.
JEL classification: Q4, C5, G1.

*INSEEC Business School, France.
†University of Evry, France.
‡EDC Paris Business School, France.
§Corresponding author: University of Evry, France. Address: University of Evry, 2, rue Facteur Cheval, 91000, Evry, France. E-mail: fredj.jawadi@univ-evry.fr.
¶ESSCA School of Management, France.

1 Introduction

Oil price has been at the centre of several theoretical and empirical studies since the 1980s (Hamilton, 1983, 2003, 2009) for at least four reasons. First, changes in oil prices directly or indirectly affect investment choices, financial decisions, production and economic growth for both oil producers and consumer countries. Indeed, oil constitutes a major input for several production sectors, industries and manufacturers in developed countries, and is also a major resource for oil producing countries[1]. Second, with rapid financial globalization and financial innovation, together with the development of derivatives, oil products have become central to major investments and portfolios, and are held as a benchmark for derivatives (Hamilton and Wu, 2014). Third, in the aftermath of the recent global financial crisis (2008-2009), the serious failure of conventional finance, and major stock market losses, the oil market is considered as a form of refuge, an alternative form of finance and a source of diversification benefits (Alquist et al., 2013). Fourth, the 1973 and 1979 oil shocks are still present in the minds of bankers, economists, analysts and policymakers (Plourde and Watkins, 1998; Fleming and Ostdiek, 1999) as they had a considerable impact, not only on major developed and emerging economies but also on the trajectory of academic research in economics (Keynesian Theory and Philips Curve versus Monetarist Theory and New-Classical Theory, etc.).

Thus, even though demand for oil has decreased and has become more regulated over the last few decades thanks to the drive for new energy resources by firms and production systems, interactions with oil markets continue to increase, yielding new oil-input products and investments, and implying significant changes in oil prices and volatility, and consequently changes in oil risk premium.

Analysts and scholars have suggested at least three different explanations to account for these rapid changes in oil price dynamics. First, the changes are due to an endogenous factor (rapid increase in oil products and high increase in investors' appetite for oil investment) because the oil market is a form of refuge for investors to escape from the losses made in financial markets. Second, an exogenous factor that might justify changes in oil markets is associated with recent geopolitical events and changes in oil producing countries (Iraq, Syria, Libya, Russia, Venezuela and Nigeria)[2]. Indeed, political instability is an important source of oil volatility and oil systematic risk variation. It can also affect investor's attitude toward risk and oil risk premium, notably in view of the geopolitical risks.[3]. Third, while concern and uncertainty relating to oil exhaustion in the near future led to a rise in oil prices, and pushed OPEC to revise the process of oil exploitation, the conduct of unconventional monetary policies by the Central Banks in the US and EU countries since 2008 directly or indirectly affected the evolution of oil prices.

Consequently, oil prices alternated between decrease (impact of the economic recession and deflation in the developed economies and therefore decrease in oil demand)[4] and increase (impact of exogenous factors such as geopolitical risks and political instability, as well as the effect of excess liquidity moving from developed to emerging countries) and induced further oil price volatility[5]. This volatility may be explained by further errors associated with forecasts in oil production and demand, a climate of change and risk, etc. However, as we can see, the evolution of oil prices and oil risk premium can depend on the rhythm of oil production. Indeed, while oil production levels remain unchanged since 2009 despite the geopolitical shocks, oil price and premium have nonetheless decreased in the last few years.

Overall, these different changes in economic circumstances, the end of the Great Moderation, the switch to unconventional monetary policies, geopolitical risk and all the above-mentioned stylized facts have led to various complex dynamics for oil prices. As mentioned earlier, several endogenous factors (oil demand, oil production, speculation, etc.) and exogenous factors (political instability, uncertainty about

[1] For example, Iran's dependency on oil and gas revenues is about 85%.

[2] Iraq is the second producer of oil among the OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries) after Saudi Arabia. Nigeria exported about 2.2 million oil barrels a day in 2011. Syria exported about 100,000 barrels a day in 2011, notably to European countries (Germany: 32%, Italy: 31%, France: 11%).

[3] According to the French Institute of Energy, 15 to 20 US $ per barrel reflected the risk premium associated with the conflicts in Libya in 2011.

[4] Oil demand decreased in 2011 by 4% in European countries, 2.5% in the USA, 1.5% in Canada, while demand increased in Thailand (+6.4%), India (+3.6%) and Brazil (+2%).

[5] The year 2007 was marked by significant oil price volatility. Indeed, the price of a barrel of oil reached 50.5 $ in January, but rose to 79 $ in July, 67.1 $ in August and 79 $ in September. It reached 124 $ in April 2011 and fluctuated between 120 $ and 130 $ in February 2012. This excess volatility may reflect the risk premium increase during periods of hurricanes.

oil supply, the sabotage of oil exploitation infrastructures in Iraq, etc.) can explain this instability in oil prices, although it is difficult to quantify their effects precisely. This sometimes makes future oil price forecasts a hard exercise (Dehn, 2001), while investors, managers and policymakers need to learn more about oil price dynamics in order to correctly revise and define their investment and financial choices.

In the literature, oil price is at the centre of a number of empirical studies that focus on oil price dynamics from different perspectives. Several studies have investigated oil price evolution through the lens of the origins and main effects of oil price variation on economic growth, firms' activities and householders' power parity (Chevallier and Sévi, 2013; Kilian, 2008; Manera and Cologni, 2008; Ferderer, 1996; Sadorsky, 1999, 2006; Lardic and Mignon, 2006, 2008). Other series of papers have studied the linkages between oil price and financial asset prices and/or commodities (Huang et al., 1996, Sadorsky,1999; Arouri and Fouquau, 2009; Jawadi et al., 2010, Ajmi et al., 2014). Yet other authors have investigated oil price volatility, either comparing it with other commodities[6] or with a focus on oil prices.

Otherwise, oil risk premium, while mentioned in several studies, has been relatively ignored in the literature. Moosa and Al- Lougani (1994) highlighted significant time-variation in the risk premium of oil futures, and recommended the use of a GARCH model. McNown and Peroni (1998) and Kellard et al. (1999) showed the existence of a risk premium for futures of short maturities. Gorton and Rouwenhorst (2006) suggested that oil risk premium is equal to the historical risk premium on stocks, and pointed to a positive relationship between the risk premium of oil assets and oil volatility. Interestingly, hedging pressure and systematic risk seem to be the two main determinants of futures premiums. Oil risk premium is also central to a recent paper by Hamilton and Wu (2014) who identified significant changes in oil future risk premia since 2005. Interestingly, the authors pointed to volatility excess in oil premia and to the presence of negative premium, suggesting further evidence of seasonal variation of risk premia over the month, but also the presence of investors who buy long-term futures from oil producers and sell short-term futures in order to index fund investors. In other words, it appears evident that increased participation by financial investors changes the nature of risk premia. The time-variation in oil risk premia is shown by Melolinna (2011) who highlighted the existence of oil risk premia that depends on the choice of the sample period. For Alquist et al. (2013), oil risk premia exist, and this can be explained by both macroeconomic risk and oil industry specificities (crude oil scarcity). At the same time, Deaves and Krinsky (1995) showed the significant impact of commodities on oil risk premium.

In this paper, we focus on the study of oil price volatility and oil risk premium, since both are important factors in explaining oil price dynamics and giving investors greater insights into oil industry investment and diversification opportunities in the context of the financial crisis and recent turbulence in the finance sector. In effect, the investigation of oil risk and premium drivers can help us to understand oil price changes and improve its forecasting. While previous studies have focused on specific oil markets, our study covers a large sample of oil markets in developed and emerging countries to provide a wide vista of oil price fluctuations. In addition, while carrying out our modelling with recent data, our investigation captures the impact of the global financial crisis and more recent geopolitical changes. Furthermore, the application of the time-varying and asymmetrical approach has the advantage of offering a different take on dynamic and nonlinear oil price evolution. Accordingly, our findings point to significant time-varying oil risk premia, taking into account the impact of political instability (exogenous factors) and investors' aversion to risk change (endogenous factor). It contributes to the literature while investigating the properties of oil risk premium (asymmetry, time-variation) to improve oil price forecasts.

The paper is organized into four sections. Section 2 presents the econometric methodology. The empirical results are discussed in section 3. The last section concludes.

[6] Plourde and Watkins (1998) found that crude oil price volatility during the 1985-1994 period was higher than price volatility for nine other commodities and that the differences were significant for six of these. Clem (1985) noted that during the 1975-1984 periods, agricultural commodities were the most volatile. Oil and coal were less volatile than many non-food materials during the three periods (1975-1984, 1979-1981, and 1982-1984). Pindyck (1999) studied oil, coal, and natural gas price changes during the period 1870-1996, but did not compare their volatilities. The author instead calculated a constant volatility measure over a very long period during which volatility is believed to have changed. Ewing et al. (2000) found a spillover effect in the interactions between the volatility of oil and gas prices.

2 Econometric Methodology

2.1 Conditional Oil Risk Premium Modelling

The well-known CAPM (Capital Asset pricing Model) developed by Sharpe (1964) and Lintner (1965), often used to determine risk premium, corresponds to:

$$\begin{aligned} E(r_t) - rf_t &= \beta\ (E(r_{M,t}) - rf_t) \qquad (1) \\ \text{Where} &: rf_t \text{ and } r_t \text{ denote the one period returns} \\ &\quad \text{of riskless asset and a risky asset (oil) respectively,} \\ &\quad r_{M,t} \text{ refers to the returns of the market portfolio over one period,} \\ &\quad \beta \text{ refers to the market beta.} \end{aligned}$$

The above standard CAPM assumes that β is constant over time and that it is calculated using the variances and covariances obtained from historical data that correspond to $\beta = \frac{cov(r_t, r_{M,t})}{\sigma^2(r_{M,t})}$. This implies that the distribution of returns is stable over time, although it has not been verified in practice.

Recently, Fama and French (2004) showed that the standard CAPM model is not sufficient to take the time-variation into account in risk premium and price of risk . To address this problem, the conditional CAPM was introduced. The latter has the advantage of allowing risk and return to vary over time. Formally, a conditional CAPM corresponds to

$$\begin{aligned} E(r_t \backslash \Omega_t) - rf_t &= \beta\ (E(r_{M,t} \backslash \Omega_t) - rf_t) \qquad (2) \\ \text{Where} &: \Omega_t \text{ is the available information set.} \end{aligned}$$

Accordingly, it is possible to provide a conditional and time-varying measure for the market beta defined as: $\beta = \frac{cov(r_t,\ r_{M,t} \setminus \Omega_t)}{\sigma^2(r_{M,t} \setminus \Omega_t)}$. The oil equity premium is then calculated according to the following time-varying market beta and the conditional expected market equity premium $(E(r_{M,t} \backslash \Omega_t) - rf_t)$.

2.2 The ADCC-GARCH model

In order to reproduce time variation in asset price volatility, several conditional variances were introduced and applied, including Autoregressive Conditional Heteroscedasticity models (Engle, 1982) and GARCH models (Bollerslev, 1986). Interestingly, to enable correlations and variances to vary over time, several multivariate GARCH specifications have been developed. Among these developments, we noted the dynamic conditional correlation GARCH (DCC-GARCH) model introduced by Engle and Sheppard (2001) and the ADCC GARCH model of Cappiello, Engle and Sheppard (2006) who extended the DCC-GARCH model to allow for asymmetry in the time-varying conditional correlations. While this new class of dynamic correlation model is distinguished by its simplicity in that it is executed in a simple two-step algorithm, the ADCC-GARCH offers an excellent framework to improve variance and therefore risk premium modelling.

Formally, we note a vector of oil returns by r_t and specify its dynamics as follows:

$$\begin{aligned} r_t &= \mu + \varepsilon_t \qquad (3) \\ Where &: r_t \text{ denotes the oil returns' vector,} \\ &\quad \mu \text{ denotes the vector of conditional returns,} \\ &\quad \varepsilon_t \text{ is the vector of mean-corrected returns of } n \text{ oil assets at time } t. \end{aligned}$$

We specify ε_t as:

$$\begin{aligned} \varepsilon_t &= H_t^{\frac{1}{2}} z_t \qquad (4) \\ \text{Where} &: H_t \text{ is a matrix of conditional variances of } \varepsilon_t, \\ z_t &\rightsquigarrow i.i.d\ (0,\ I),\ I \text{ denotes the identity matrix.} \end{aligned}$$

The matrix H_t is defined as follows:

$$\begin{aligned} H_t &= D_t\ R_t\ D_t \\ Where &: D_t \text{ is the diagonal matrix of time-varying} \\ &\quad \text{standard deviations,} \\ &\quad R_t \text{ is the matrix of conditional correlation of the standardized residuals} \end{aligned} \tag{5}$$

The matrix D_t is based on time-varying standard variations from the univariate GARCH model and corresponds to

$$D_t = \begin{bmatrix} \sigma_{1,t} & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \sigma_{2,t} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_{3,t} & & \vdots \\ \vdots & \vdots & & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & \sigma_{n,t} \end{bmatrix} \tag{6}$$

The diagonal elements of D_t are obtained from the following GARCH (p, q) specification[7]:

$$\begin{aligned} \sigma_t^2 &= k + \sum_{i=1}^{p} \alpha_i \varepsilon_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^{q} \beta_j \sigma_{t-j}^2 + v_t \\ \text{Where} &: k \text{ is a constant , } v_t \rightsquigarrow N(0, \sigma_v^2), \\ &\quad \alpha_i \text{ and } \beta_j \text{ are the ARCH and GARCH} \\ &\quad \text{parameters respectively,} \\ &\quad p \text{ and } q \text{ are the max-lag numbers.} \end{aligned} \tag{7}$$

The matrix R_t reproduces conditional correlation of the standardized residuals ($\epsilon_t = D_t^{-1} r_t \longrightarrow N(0, R_t)$) and corresponds to:

$$R_t = \begin{bmatrix} 1 & \varphi_{12,t} & \varphi_{13,t} & \cdots & \varphi_{1n,t} \\ \varphi_{21,t} & 1 & \varphi_{23,t} & \cdots & \varphi_{2n,t} \\ \varphi_{31,t} & 0 & 1 & & \vdots \\ \vdots & \vdots & & \ddots & \\ \varphi_{n1,t} & \varphi_{n2,t} & \varphi_{n3,t} & \cdots & 1 \end{bmatrix} \tag{8}$$

That is, in practice, a GARCH structure is used to model the correlation dynamics. Thus, an ADCC process of order (M,N) can be described as:

$$\begin{aligned} R_t &= \left(Q_t^*\right)^{-1} Q_t \left(Q_t^*\right)^{-1} \\ Q_t &= (1 - a - b)\ \overline{Q} - c\overline{T} + a\ \left(\epsilon_{t-1}\epsilon_{t-1}\right) + b\ Q_{t-1} + c\ \left(e_{t-1}e_{t-1}'\right) \\ Where &: \overline{Q} = E\left(\epsilon_t\ \epsilon_t'\right) : \text{denotes the unconditional and time-invariant variance-covariance matrix,} \\ &\quad a \text{ and } b \text{ measure the effects of shocks and dynamic correlations respectively,} \\ &\quad Q^* \text{ is a diagonal matrix containing the square root of the diagonal elements of } Q_t, \\ e_t &= I\left(\epsilon_t < 0\right) \circ \epsilon_t,\ (\circ \text{ denotes the Hadmard product elementwise matrix multiplication}), \\ \overline{T} &= E\left(e_t e_t'\right). \end{aligned} \tag{9}$$

To check the stationarity and positivity of Q_t, the following conditions are required:

[7] The specification of σ_t is defined so that appropriate stationarity conditions can be checked.

$$
\begin{aligned}
(1-a-b)\,\overline{Q} - c\overline{T} &> 0 \\
Q_0 &> 0 \\
a+b+d\;c &< 1 \\
Where &: \; d \text{ measures the maximum eigenvalue of } \overline{Q}^{-\frac{1}{2}}\overline{TQ}^{-\frac{1}{2}}
\end{aligned} \tag{10}
$$

We define Q_t^* as:

$$
Q_t^* = \begin{bmatrix}
\sqrt{\varphi_{11,t}} & 0 & 0 & \cdots & 0 \\
0 & \sqrt{\varphi_{22,t}} & & \cdots & 0 \\
0 & 0 & \sqrt{\varphi_{33,t}} & 0 & 0 \\
\vdots & \vdots & 0 & \ddots & \vdots \\
0 & 0 & 0 & \cdots & \sqrt{\varphi_{nm,t}}
\end{bmatrix} \tag{11}
$$

The next section proposes an empirical investigation for oil risk premium using conditional CAPM and ADCC-GARCH specification.

3 Empirical Analysis

3.1 Data and Preliminary Results

This study uses different oil indexes obtained from the Morgan Stanley Capital International (MSCI) database and covering several oil markets to provide material for a large sample of oil prices, offering an interesting basis for international comparison. In particular, our sample includes the MSCI World Energy Index that is designed to capture the large and mid cap segments markets (DM) and the 11 sub-indices, including those that capture the main oil price characteristics for a couple of emerging and developed indexes. For emerging markets, we retained six large oil indexes: the MSCI BRIC index covers oil quotas for Brazil, Russia, India and China; the MSCI EM index is designed to measure energy market performance in the global emerging markets; the MSCI EM ASIA Standard concerns the oil-emerging markets in Asian countries including China, India, Indonesia, Korea, Malaysia, the Philippines, Taiwan and Thailand; the MSCI EM EASTERN EUROPE Standard captures large and mid cap representation across 4 emerging markets, namely, the Czech Republic, Hungary, Poland and Russia; the MSCI emerging markets EMEA Index captures large and mid cap representation across eight emerging markets (EM) in Europe, the Middle East and Africa (EMEA); and the MSCI emerging markets (EM) from the Latin America Index captures large and mid cap representation across five emerging markets (EM) in Latin America, including Brazil, Chile, Colombia, Mexico and Peru.

As for the developed countries, we retained five oil indexes: the MSCI EAFE Standard (developed market, EAFE acronym stands for Europe, Australasia and the Far East); the MSCI EUROPE that consists of the following 15 developed market country indexes: Austria, Belgium, Denmark, Finland, France, Germany, Ireland, Italy, the Netherlands, Norway, Portugal, Spain, Sweden, Switzerland and the United Kingdom; the MSCI G7 index as a benchmark for oil prices in the G7 countries; the MSCI Pacific Index that consists of the following 5 developed market countries: Australia, Hong Kong, Japan, New Zealand, and Singapore; and the MSCI North America Index which is designed to measure the performance of the large and mid cap segments of the US and Canada markets. All data are expressed in US $ in order to eliminate exchange risk. Data are monthly and cover the period January 1997-September 2012.

To simplify the presentation of tables and figures hereafter, the following notations are used : BRIC for the MSCI BRIC index, EAFE for the MSCI EAFE Standard index, EM for the MSCI EM index, EMASI for the MSCI EM ASIA Standard index, EMASTEUR for the MSCI EM EASTERN EUROPE Standard index, EMEMEA for the MSCI Emerging Markets EMEA Index, EMLATAME for the MSCI Emerging Markets Latin America Index, EURO for the MSCI EUROPE index, G7 for the MSCI G7 index, NORAME for the North America Standard (Large+Mid Cap) index, and PACI for the MSCI Pacific Index.

We began our analysis by exploring the properties of oil prices for the different regions. First, we applied unit root tests (Augmented Dickey Fuller and Philips-Peron tests), and both tests pointed to the presence of a unit root in the oil indexes, suggesting that all indexes are I(1). Accordingly, we focused on oil returns. Second, we investigated their main statistical properties that we reported in Table 1. Here, we noted that the MSCI emerging markets Latin America Index provided the highest return in mean, while the MSCI EM EASTERN EUROPE Standard index showed the highest risk. The distribution of oil indexes is asymmetrical, indicating that the left tail is longer and that the mass of the distribution is concentrated on the right (left-skewed distribution). Second, while the distributions of MSCI EM EASTERN EUROPE Standard index, the MSCI Emerging Markets EMEA Index and the MSCI Emerging Markets Latin America Index seem to be leptokurtic with fat tails, indicating the frequentation of abnormal values, we noted the platykurtic property for the other indexes. Finally, normality was strongly rejected for all the oil indexes under consideration.

Table 1: Descriptive Statistics

	BRIC	EAFE	EM	EMASI	EMASTEUR	EMEMEA	EMLATAME	EURO	G7	NORAME	PACI
Mean	0,0035	0,0015	0,0026	0,0013	0,0024	0,0033	0,0044	0,0021	0,0018	0,0022	0,0006
Median	0,0094	0,0039	0,0053	0,0029	0,0106	0,0099	0,0105	0,0048	0,0050	0,0050	0,0009
Maximum	0,1011	0,0529	0,0687	0,0845	0,1148	0,0749	0,0816	0,0576	0,0448	0,0451	0,0694
Minimum	-0,1748	-0,0979	-0,1482	-0,1195	-0,2625	-0,1599	-0,1850	-0,1037	-0,0877	-0,0857	-0,0856
Std	0,0399	0,0229	0,0332	0,0347	0,0478	0,0347	0,0390	0,0249	0,0206	0,0211	0,0236
Skewness	-0,9456	-0,8708	-1,1383	-0,4936	-1,4842	-1,3421	-1,2764	-0,8047	-0,8741	-0,7851	-0,3720
Kurtosis	2,4513	1,7089	3,0078	0,6044	5,6199	3,8923	3,8650	1,6688	1,6135	1,2843	0,5254
Jarque-Bera	71,8548	44,8718	106,9224	10,1183	302,5030	167,9781	161,0002	40,3913	42,7310	31,1199	6,1740

Next, we computed unconditional correlation (Table 2) in order to investigate linkages between oil prices in the developed and emerging markets. While our analysis pointed to strong and significant correlation between the World Oil indexes and the other oil country indexes, we can note that while oil price correlations across the oil markets under consideration are significant, the bilateral correlation varies per oil market. This may suggest that oil risk perception and oil risk premium might also vary, depending not only on global factors (World Oil Market) but also on specific and national drivers.

Table 2: Unconditional Correlation Matrix

	world	BRIC	EAFE	EM	EMASI	EMASTEUR	EMEMEA	EMLATAME	EURO	G7	NORAME	PACI
world	1	0.770	0.962	0.841	0.750	0.717	0.815	0.802	0.946	0.997	0.966	0.803
BRIC		1	0.771	0.938	0.815	0.820	0.865	0.941	0.736	0.755	0.717	0.697
EAFE			1	0.835	0.747	0.714	0.825	0.785	0.972	0.946	0.859	0.856
EM				1	0.928	0.842	0.916	0.924	0.791	0.826	0.788	0.768
EMASI					1	0.701	0.756	0.760	0.681	0.736	0.699	0.743
EMASTEUR						1	0.900	0.792	0.695	0.705	0.672	0.623
EMEMEA							1	0.855	0.801	0.799	0.750	0.721
EMLATAME								1	0.763	0.790	0.763	0.678
EURO									1	0.927	0.856	0.715
G7										1	0.976	0.797
NORAM											1	0.697
PACI												1

Table 3: ARCH Test

	BRIC	EAFE	EM	EMASI	EMASTEUR	EMEMEA	EMLATAME	EURO	G7	NORAME	PACI
Critical values	3.8415	3.8415	3.8415	3.8415	3.8415	3.8415	3.8415	3.8415	3.8415	3.8415	3.8415
Test statistic p-values	2.58e-004	3.78e-004	0.14 e-004	0.127e-004	0.27e-004	0.11e-004	0.18e-004	1.12e-004	0.001	0.002	0.129e-004
Test statistic	12.752	12.634	21.207	23.283	12.153	24.512	17.956	14.919	9.967	9.476	22.941
h — Test rejection decisions	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Note: (1) denotes the rejection of the null hypothesis of the "No ARCH effect".

This analysis supposes however the constancy of oil price moments, which cannot be verified in practice. In order to check for time variation in oil return dynamics, we carried out the Engle's ARCH Test. Our analysis highlighted the presence of conditional heteroscedasticity in oil price data. Overall, we noted strong correlations between oil indexes in Tables 1, 2, and significant asymmetry and ARCH effect in oil data. We used ADCC-GARCH modelling in order to investigate these three properties (asymmetry, correlation and heteroscedasticity) jointly, while enabling both correlation and variance dynamics to vary over time.

3.2 ADCC-GARCH Modelling

In order to model conditional variance for oil prices while taking conditional correlation into account, we tested different specifications and applied a number of tests. Accordingly, the ADCC (1,1)-GARCH (1,1) model was retained as the most appropriate specification, which is also in line with previous studies. We estimated this relationship and reported the main results in Table 4. From these, we noted various results. First, the ARCH and GARCH coefficients (α and β) are statistically significant and show appropriate economic signs. In addition, their sum is less than the unity for all indexes confirming the stationarity and appropriateness of the GARCH specification. Second, the asymmetry coefficient c is significant for only five indexes (the MSCI EAFE Standard index, the MSCI Emerging Markets Latin America Index**,** the MSCI EUROPE index**,** the the North America Standard (Large+Mid Cap) index, and the MSCI G7 index), suggesting that negative shocks on these markets may have more impact than positive shocks. Finally, regarding coefficients a and b, which reproduce the impact of past standardized shocks and lagged dynamic conditional correlations respectively on the current dynamic conditional correlations, we showed that these parameters are statistically significant for all indexes, confirming the hypothesis of dynamic conditional correlations between oil prices.

Tabel 4: The ADCC(1,1)-GARCH(1,1) Estimate

Parameters		BRIC	EAFE	EM	EMASI	EMASTEUR	EMEMEA	EMLATAME	EURO	G7	NORAME	PACI
μ	value	0,0064	0,0028	0,0052	0,0041	0,0064	0,0061	0,0068	0,0038	0,0031	0,0031	0,0018
	T-stat	2,1640	1,4725	1,8686	1,5705	2,0564	2,4719	2,0803	2,0700	1,8646	2,0497	1,0958
K	value	0,0002	0,0001	0,0002	0,0001	0,0003	0,0003	0,0005	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	T-stat	1,6180	1,3347	1,4963	1,0274	2,4234	2,8668	1,5106	1,5116	1,1430	0,8316	1,0771
α	value	0,7203	0,5878	0,6736	0,8095	0,6314	0,4068	0,5212	0,7963	0,8136	0,8060	0,7925
	T-stat	6,7524	2,5253	5,1578	8,3202	7,3368	3,6977	2,5662	11,6177	13,8196	14,9115	9,0602
β	value	0,1910	0,1640	0,1879	0,1186	0,2857	0,4133	0,1902	0,1404	0,1530	0,1842	0,1375
	T-stat	2,4084	2,5871	2,7832	2,7595	3,2564	3,1000	2,6747	3,2162	3,7156	3,6059	2,6738
a	value	0,0342	0,0357	0,0637	0,1070	0,0994	0,0373	0,0160	0,0706	0,0850	0,0705	0,0941
	T-stat	82,6165	24,3898	50,3986	45,1317	78,8131	2,9972	60,0110	96,9541	57,8233	91,4267	148,6878
c	value	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	T-stat	1,2582	402,1876	0,6766	0,5999	0,8088	0,7243	4,4298	20,4198	42,6316	126,1558	0,4117
b	value	0,9514	0,9109	0,9214	0,8742	0,8776	0,9346	0,9656	0,9119	0,9031	0,9105	0,8939
	T-stat	1903,5723	417,7796	459,9476	292,4372	742,6298	69,2046	4599,4900	904,9251	581,1479	1136,7236	1235,0326
Log Likelihood		347,4910	454,0480	382,4190	375,7100	323,1490	378,4410	348,5160	440,4950	476,2380	472,3980	445,9330

Next, these results were used to estimate the conditional volatility of oil prices for the World market as well as for the other specific oil indexes. We reported the main results obtained in Figures 1a and 1b. Accordingly, we noted at least three significant results. First, the recent global financial crisis (2008-2009) has led to increased volatility, and therefore risk, for oil prices in both developed and emerging countries, as well as for the world, implying periods of high and low volatility (volatility clustering). Second, a significant time-variation property and asymmetry seem to characterize the dynamics of oil volatility, confirming the conditional dynamics specification. Third, conditional oil volatilities for emerging markets are significantly higher than those of developed markets and world oil volatility. The conditional volatility of the world index evolves in a substantially similar manner to the Pacific index and the G7 index. Furthermore, while volatility excess characterizes the developed market at the end of the period, the 1990s represented a period of high oil volatility for emerging markets. Overall, this time variation in oil volatility might be explained differently: i) the pressure on oil markets and the return to the oil industry as a form of refuge by investors, ii) the impact of the end of the Great Moderation and the impact of the Great Economic Depression (less oil demand $\Rightarrow$ oil price decrease), iii), the geopolitical changes that affected emerging markets far more than developed markets, iv) the effect of political instability (Iraq, Russia, Syria), which induces additional risk that may increase oil volatility.

Figure 1a: Conditional Volatility for Emerging Markets

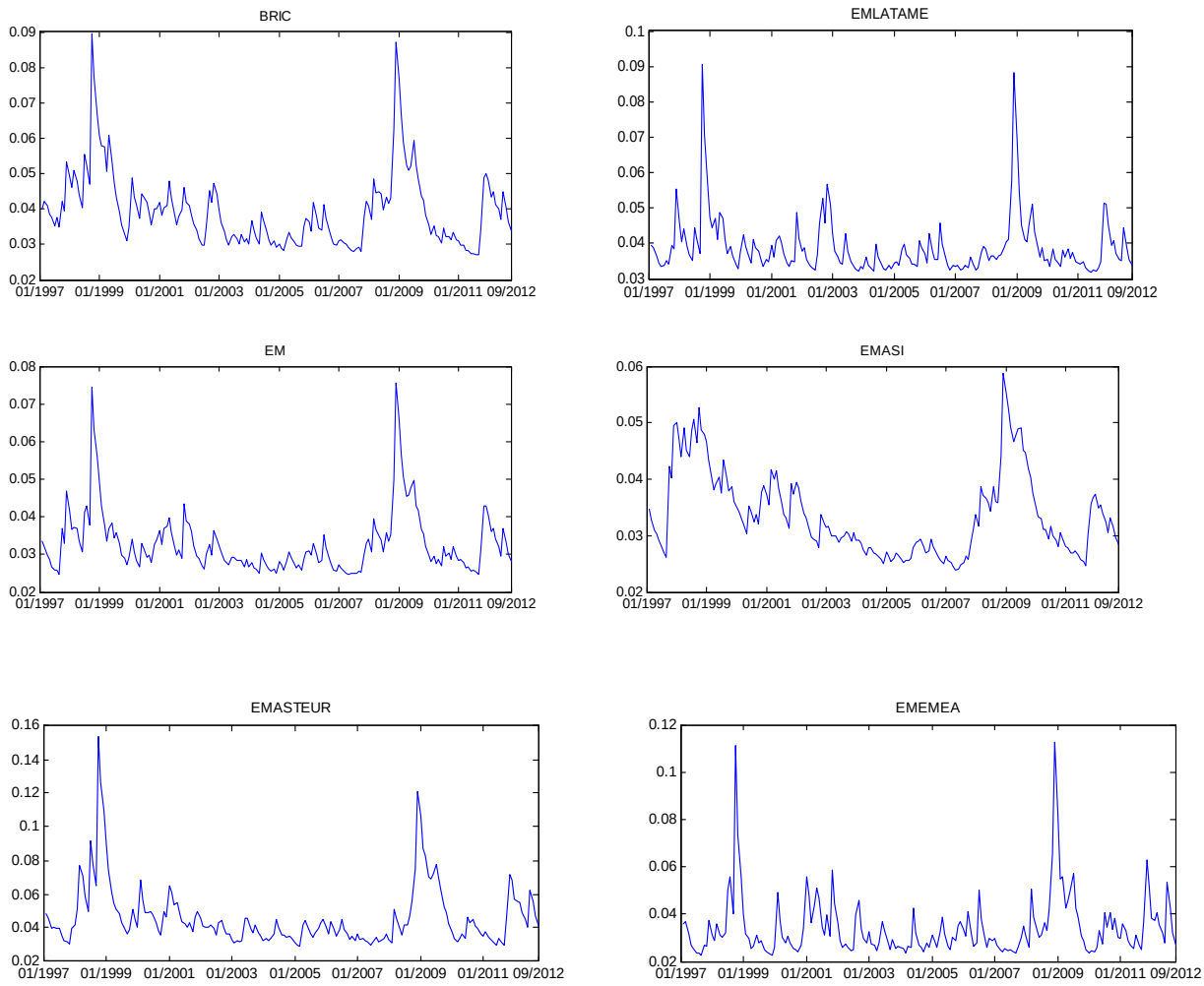
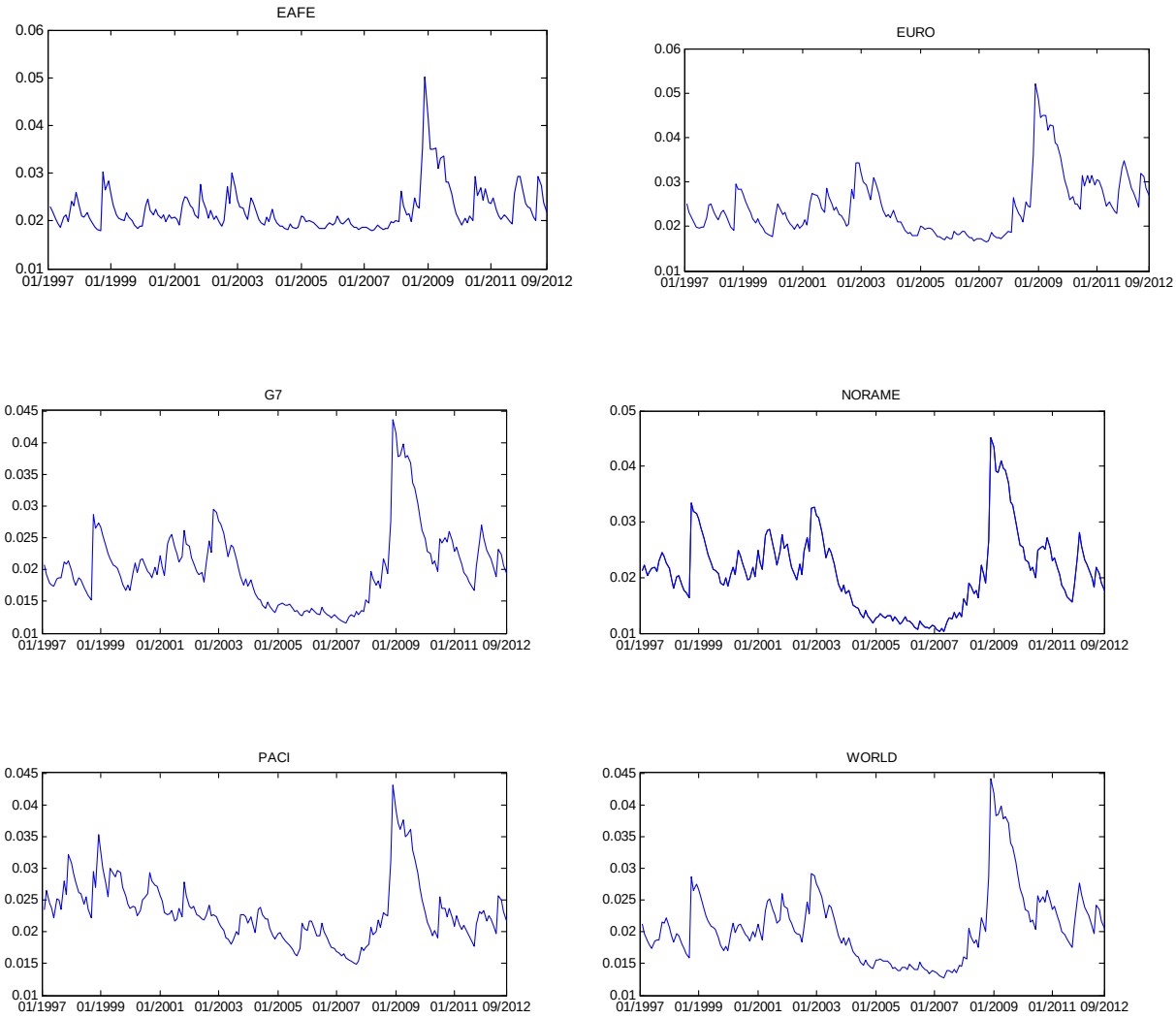


Figure 1b: Conditional Volatility for Developed Markets and the World



In order to better characterize the risk associated with investment in these oil markets, we focused on modelling oil systematic risk. To do this, we estimated a time-varying Market Beta, taking into account the conditional time variation characterizing oil return correlations and volatilities. Formally, we used this relationship:

$$\beta_{i,t} = \frac{\hat{H}_{12,t}}{\hat{H}_{22,t}} \tag{12}$$

$Where$: $\widehat{H}_{12,t}$ denotes the conditional volatility for the World oil market

$\widehat{H}_{22,t}$ denotes the conditional covariance

between the World oil market and the oil price i.

with $\widehat{H}_{22,t}$ and $\widehat{H}_{12,t}$, respectively the conditional volatilities of the WORLD Standard market and the conditional covariance between asset i and the WORLD Standard market.

This estimation of time-varying market beta, reported in Figure (2a, 2b), provides a conditional measure of oil systematic risk, and enables investors to learn more about oil industry investment risks. The analysis of these figures provides some interesting results in line with the previous analysis of conditional oil volatility estimates. Indeed, the time variation is beta, and therefore oil systematic risk

is not rejected and suggests further evidence of significant oil price variations for the different markets. Interestingly, oil prices in the emerging markets always showed higher levels of time-varying beta than oil prices in developed countries. In particular, beta reached 2.2 for the BRIC index, exceeded 3.0 for the EM Eastern Europe index, was about 2.0 for the MSCI emerging index and 2.5 for the MSCI Emerging Latin American index at the beginning of the period, characterized by several factors and geopolitical changes for the emerging markets (Asian crisis, Russian crisis, etc.), as well as the creation of the Euro area and its impact on emerging economies. It may also reflect the unconventional monetary policies recently carried out by policymakers in the US and Europe, which have led to higher inflation, a "currency war" and a rise in oil prices in emerging countries. As for the developed markets, the estimated beta is often equal to one, suggesting further stability that again reflects the relative decrease in economic activity and therefore in oil demand for the developed economies.

Figure 2a: Time varying beta Emerging Markets

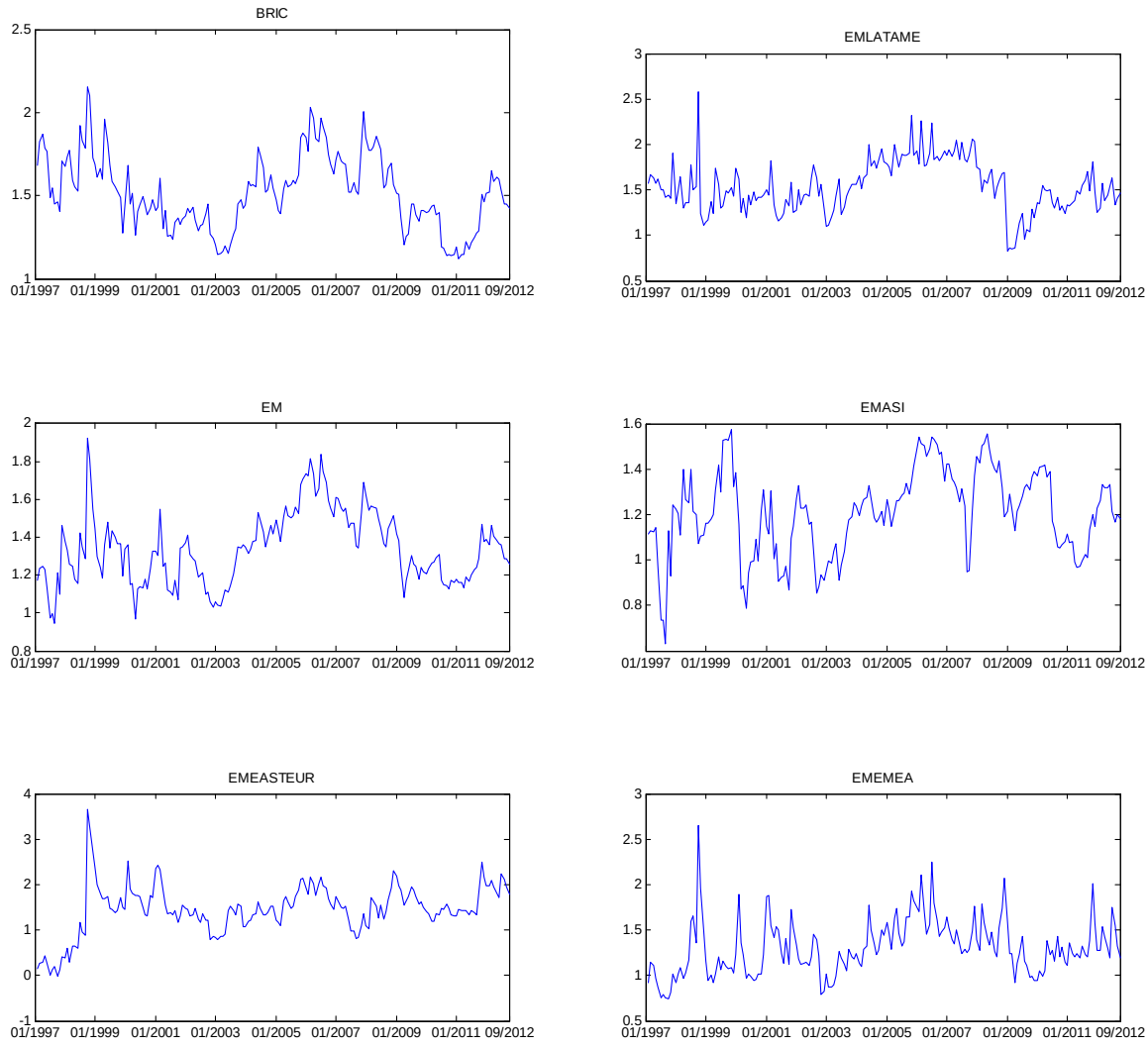
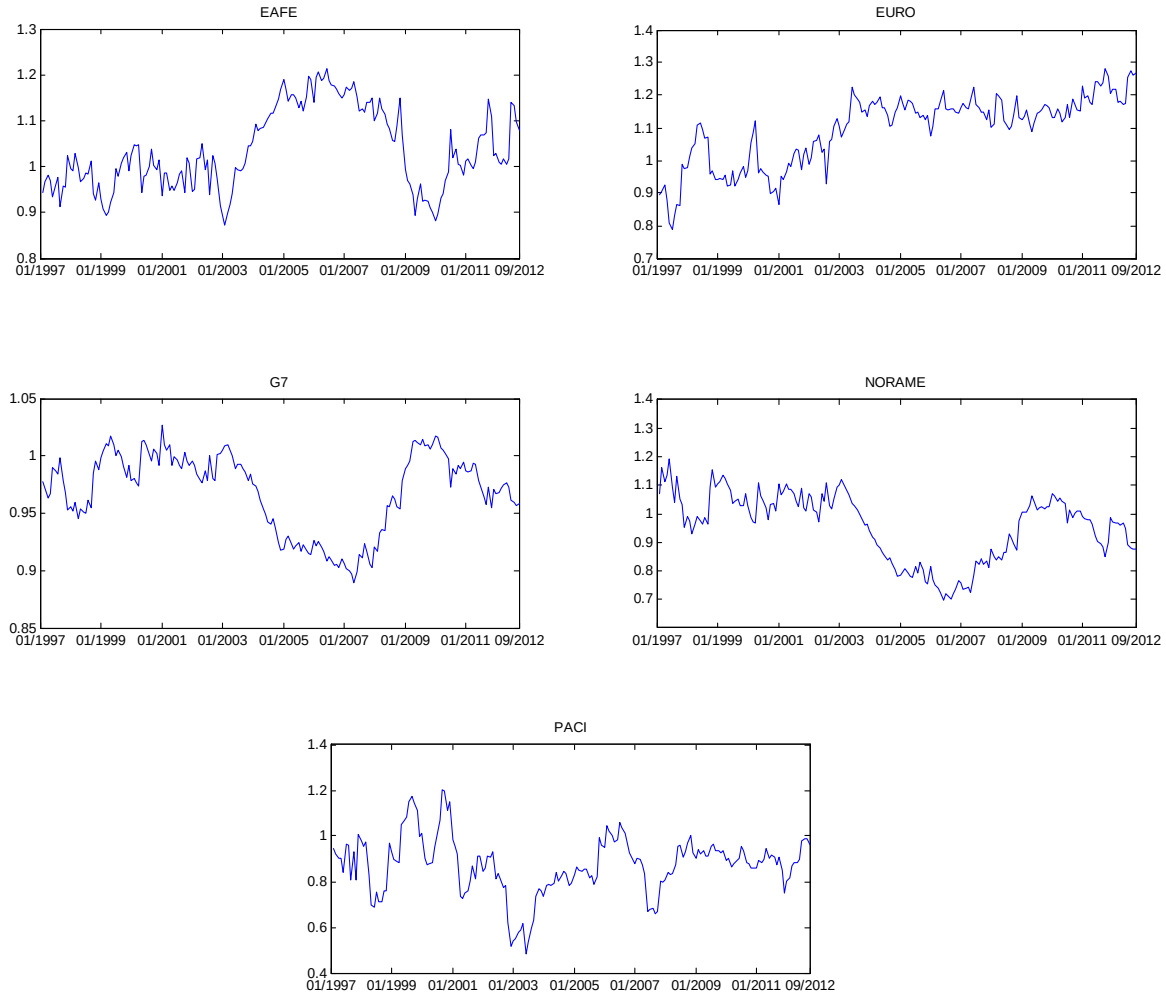


Figure 2b: Time varying beta Developed Markets



After identifying significant time variation and conditional dependency in oil price volatility and covariance across a large sample of oil indexes in developed and emerging countries, we finally focused on the test and modelling of time variation and asymmetry in crude risk premia. This issue is particularly interesting as it enables us to characterize the attitude of investors with regard to risk when acting on oil markets. It can also help us to better understand the evolution of oil prices during calm and turbulent times across the major developed and emerging markets. Formally, time-varying oil risk premia

are estimated using the relationship in Equation (2), and the main related empirical results are reported in Figures (3a, 3b).

Accordingly, our findings provide a number of interesting results. First, time variation in oil risk premium is significantly retained, and premiums appear to increase during periods of booms and crashes, suggesting that investors include additional risk when the economic cycle shows negative signs that induce doubts and concerns about the future. Second, as an illustration, the highest oil risk premium is observed at the end of the period, following the global financial crisis, indicating that investors are more attentive to the reasons for precaution and security, and they include crisis and financial risk in their strategy and therefore ask for higher risk premiums. Third, as for market beta and conditional volatility, oil risk premia in emerging markets are higher than risk premia in developed countries, which can be explained by the fact that investors require higher premiums to be covered against oil price variations, but also against possible geopolitical risk, or political instability which is often frequent in these emerging regions. Interestingly, oil risk premium is sometimes negative, which is explained differently according to the scholars: i) presence of long-horizon investors, ii) presence of investors who are looking for risk, and iii) the context of controlled inflation. Indeed, when investors trust policymakers, but show concern

about short rates, they prefer long rates and horizons and their actions therefore contribute to decreasing risk premia.

Figure 3 a: Time varying risk premia in Emerging Markets

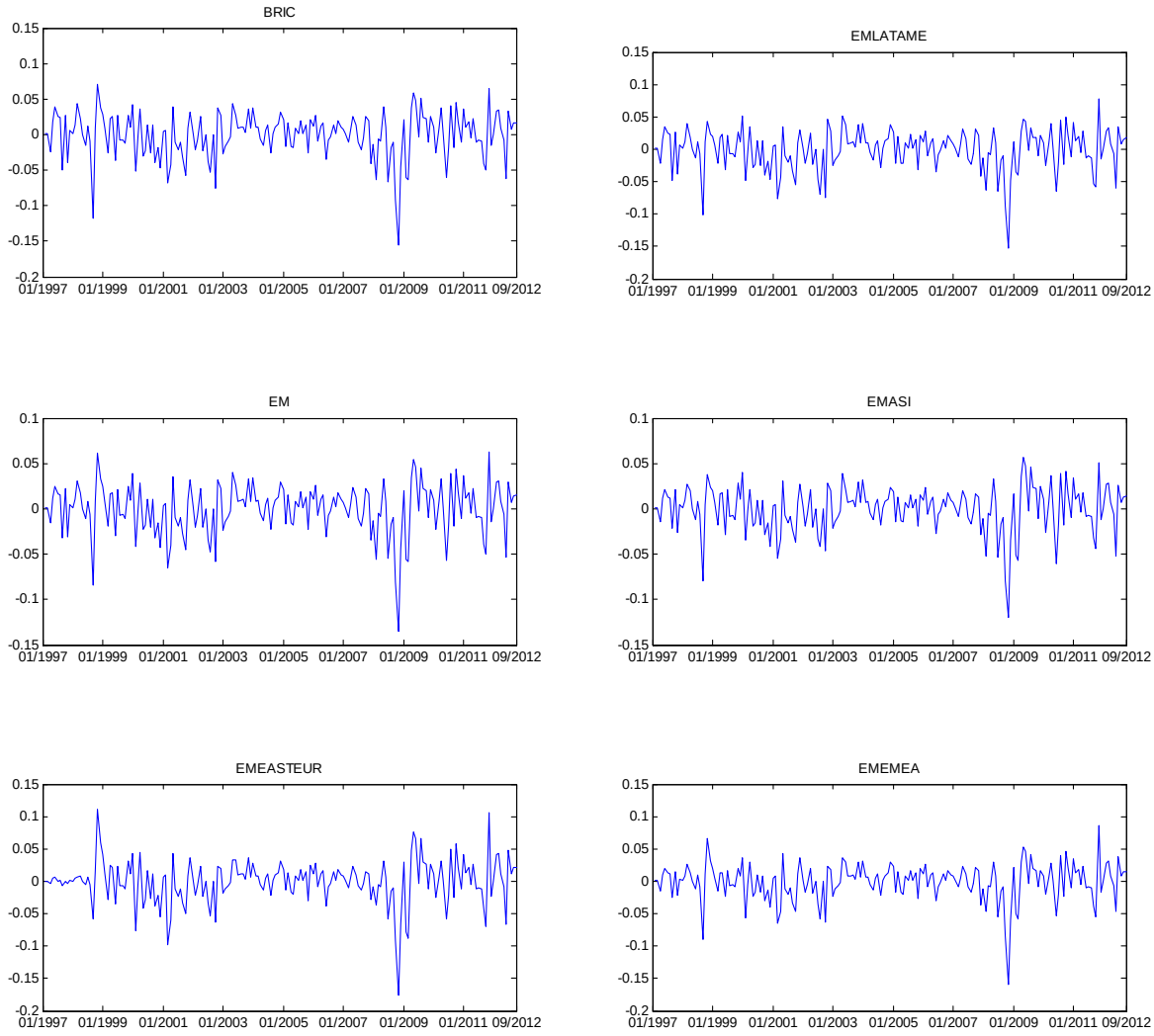
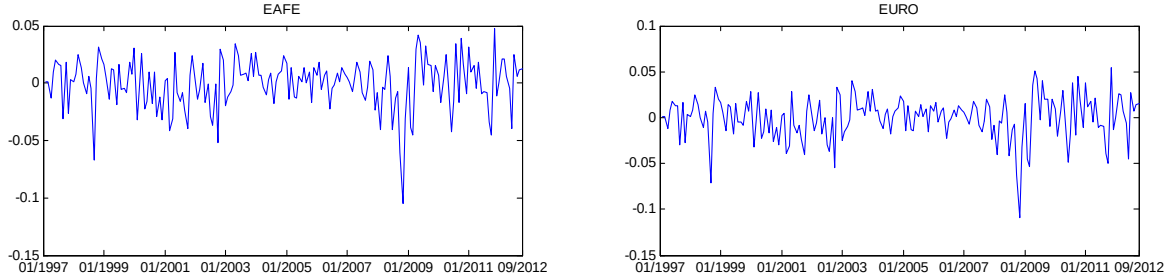
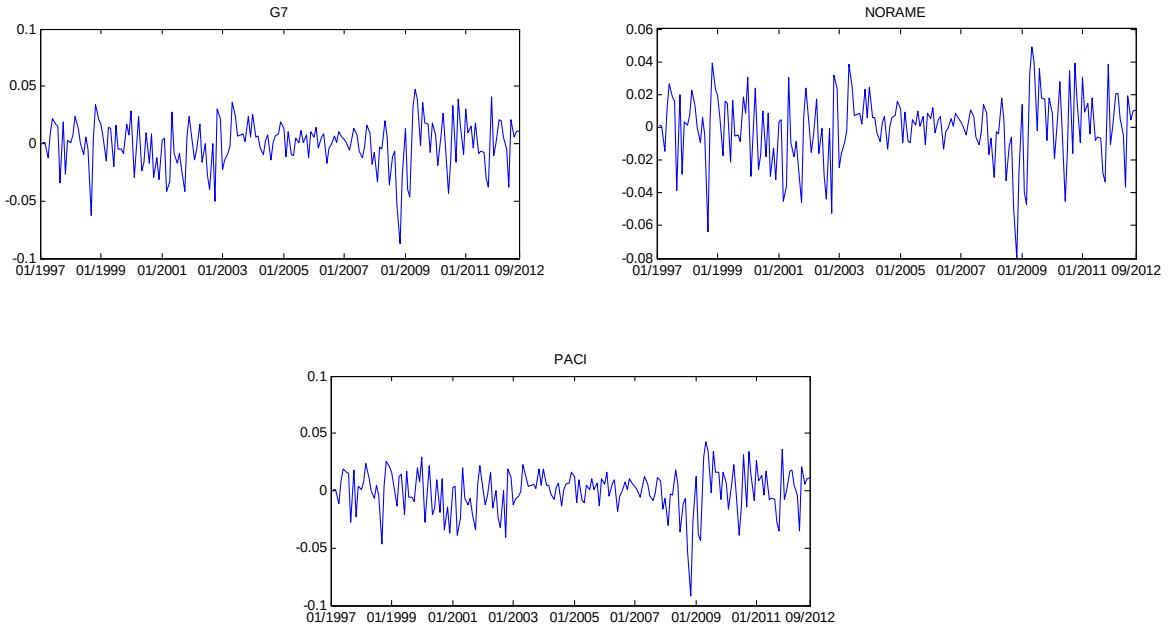


Figure 3 b: Time varying risk premia in Developed Markets





4 Conclusion

This paper studies oil risk premia for large oil indexes in several developed and emerging markets over recent years. To this end, both conditional CAPM and asymmetrical DCC-GARCH models were employed to provide robust estimations. Accordingly, our findings found significant evidence of time-varying risk premia in oil markets that also exhibit asymmetry. Interestingly, the global financial crisis seems to have resulted in increased oil risk premia in both developed and emerging countries. However, it is shown that oil premia in emerging countries are higher than oil risk premia in developed market, reflecting the effects of geopolitical changes and political instability in these regions. Thus, while drivers of oil premia might differ and vary per region, some common factors may exist, and a further extension of this study would be to test for comovements in oil risk premia between countries.

References

[1] Ajmi, N., Elmontasser, G., Hammoudeh, S, and Nguyen, D. (2014), "Oil prices and MENA stock markets: new evidence from nonlinear and asymmetric causalities during and after the crisis period", *Applied Economics,* Vol.46, 18.

[2] Alquist, R., Bauer, G., H. and Diez de los Rios A. (2013), "Macroeocnomic Drivers of Crude Oil Futures Risk Premia", *Working Paper*, Bank of Canada.

[3] Arouri, M. Fouquau, J.(2009) " On the short-term influence of oil price changes on stock markets in GCC countries: linear and nonlinear analyses ", *Economics Bulletin*, vol. 29, pp. 806-815.

[4] Bollerslev, T. (1986). Generalized autoregressive conditional heteroskedasticity. *Journal of Econometrics*, 31, 307-327.

[5] Cappiello, L., Engle, R. F. and Sheppard, K. (2006), "Asymmetric Dynamics in the Correlations of Global Equity and Bond Returns," *Journal of Financial Econometrics*, vol. 4, n° 4, 537-572

[6] Chevallier, J. and Sévi, B. (2013), "A Fear Index to Predict Oil Futures Returns", *Energy Studies Review*, 20(3):1-17

[7] Clem A.(1985), "Commodity price volatility: trends during 1975-84, *Working Paper*, Bureau of Labor Statistics.

[8] Deaves, R. and Krinsky, I. (1995), "Do futures prices for commodities embody risk premiums?", *Journal of Futures Markets* 15, 637–648.

[9] Dehn J. (2001), "The Effects on Growth of Commodity Price Uncertainty and Shocks," *World Bank Policy Research Working Paper* 2455 (2001).

[10] Engle, R. F. (1982). Autoregressive conditional heteroskedasticity with estimates of the variance of U.K. inflation. *Econometrica*, 50, 987-1008.

[11] Engle, R.F. and Sheppard, K. 2001. Theoretical and Empirical Properties of Dynamic Conditional Correlation Multivariate GARCH. *National Bureau of Economic Research, WP No. 8554.*

[12] Ewing, B. and Harter, C. (2000), "Co-movement of Alaska North Slope and UK Brent crude oil prices", *Applied Economics Letters*, n° 7(8), August 2000, pp.553-558.

[13] E.F. Fama, K.R. French, The capital asset pricing model: theory and evidence, *The Journal of Economic Perspectives.* 18, 25-46.

[14] Ferderer, P.J. (1996) "Oil Price Volatility and the Macroeconomy", *Journal of Macroeconomics* 18, 1-26.

[15] Fleming, J. Ostdiek, B. (1999) "The Impact of Energy Derivatives on the Crude Oil Market", *Energy Economics* 21, 135 – 167.

[16] Hamilton, J. D., 1983. "Oil and the Macroeconomy since World War II." *Journal of Political Economy,* 91:228-248.

[17] Hamilton, J. (2003), "What is an Oil Shock?", *Journal of Econometrics*, April, vol. 113, pp. 363-398.

[18] Hamilton, J. (2009), "Understanding Crude Oil Prices", *Energy Journal*, vol 30, no. 2, pp. 179-206.

[19] Hamilton, J. and Wu, J., C. (2014), "Risk Premia in Crude Oil Futures Prices", *Journal of International Money and Finance*, 42, April„ 9-37.

[20] Huang, R. D., Masulis, R. W., Stoll, H. R., 1996. "Energy shocks and financial markets." *Journal of Futures Markets* 16, 1-27.

[21] Jawadi, F. and Bellalah, M. (2011), "Nonlinear Mean Reversion in Oil Markets", *Review of Accounting and Finance*, Vol. 10, n°3, pp. 316-326.

[22] Jawadi, F., Arouri, M. and Bellalah, M. (2010), "Nonlinear Linkages between Oil and Stock Markets in Developed and Emerging Countries", *International Journal of Business*, 15(1), 19-31.

[23] Kilian, L. (2008), "The Economic Effects of Energy Price Shocks," *Journal of Economic Literature,* 46, 871-909.

[24] J. Lintner, The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets, *The Review of Economics and Statistics.* 47(1965) 13-37.

[25] Manera, M.and Cologni, A. (2009). "The Asymmetric Effects of Oil Shocks on Output Growth: A Markov-Switching Analysis for the G-7 Countries," *Economic Modelling*, 26, 1-29.

[26] Melolinna, M. (2011), "What explains risk premia in crude oil futures?, *Working paper n°2*, Bank of Finland Research.

[27] Moosa, I. A. and Al-Loughani, N. E.: 1994, Unbiasedness and time varying risk premia in the crude oil futures market, *Energy Economics* 16, 99–105.

[28] Narayan K P, Narayan S 2010. Modeling the impact of oil prices on Vietnam's stock prices. *Applied Energy*, 87:356-361

[29] Pindyck R. S. 1999. "The Long Run Evolution of Energy Prices." *The Energy Journal* 20: 1-27.

[30] Plourde, A., and Watkins, G. (1998). Crude oil prices between 1985 and 1994: how volatile in relation to other commodities? *Resource and Energy Economics* , 245-262.

[31] Sadorsky, P., 1999. "Oil Price Shocks and Stock Market Activity." *Energy Economics* 21, 449-469.

[32] Sadorsky, P. (2006) "Modelling and Forecasting Petroleum Futures Volatility" *Energy Economics* 28, 467 – 488.

[33] Sharpe, W.F (1964), Capital Asset Prices: a Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk, *The Journal of Finance*. 19, 425-442.

université PARIS-SACLAY | ÉCOLE DOCTORALE Sciences de l'homme et de la société (SHS)

Titre : La dynamique des Marchés Energétiques : Essais sur l'efficience Informationnelle et la Prime de Risque

Résumé : L'objet de cette thèse est d'étudier la dynamique des prix des matières premières, à travers l'étude du degré d'efficience de ces marchés et la dynamique de la prime de risque. A cette fin, ce travail de recherche a été autour de trois principaux chapitres : le premier étant d'ordre théorique tandis que les deux autres chapitres proposent deux essais empiriques. En particulier, le premier chapitre dresse le cadre conceptuel de cette étude, définit les concepts, rappelle les enjeux des stratégies de d'investissement et de diversification sur les marchés des matières premières. Il discute également l'état de la littérature relatif à nos questions de recherche. Le second chapitre applique des tests économétriques paramétriques et non paramétriques pour tester l'hypothèse d'efficience informationnelle à court et à long terme et montre que le degré d'efficience varie selon l'horizon temporel, la région et la commodité. En outre, il propose des simulations de portefeuilles bivariés pour illustrer plus concrètement les gains de diversification and repérer les stratégies d'investissement optimales. Dans le troisième chapitre, le modèle DCC-GARCH (1,1) est estimé pour étudier la dynamique de la prime de risque et expliquer ainsi les sources d'inefficience des marchés de matières premières. Nos résultats ne rejettent pas l'hypothèse de variabilité de prime de risque dans le temps appuyant l'alternance des marchés énergétiques entre l'inefficience à court terme et l'efficience à long terme.

Mots clés **:** Efficience informationnelle, prime de risque, marchés énergétiques, asymétrie, modèle ADCC-GARCH

Title: The Dynamics of Energy Markets: Essays on Informational Efficiency and Risk Premium

Abstract: This thesis aims at studying the dynamics of energy price through the investigation of their efficiency degree and the dynamics of risk premium. To this end, this study has been structured into three chapters : The first one is theoretical while the two others are empirical. In particular, the first chapter develops the conceptual framework for this study, defines the concepts, and recalls the issues related to investment strategies and diversification opportunities on energy markets. It also discusses the related literature review. The second chapter focuses on the informational efficiency hypothesis for commodity markets in the short and long terms using several parametric and non-parametric tests. It shows that the efficiency degree varies with commodity, region and temporal horizon. Further, it carries out bivariate portfolio simulations in order to illustrate diversification opportunities and identify optimal investment strategies. In the third chapter, we look at the dynamics of risk premium in order to explain the inefficient character of commodity markets using a DCC-GARCH (1,1) model. Our findings do not reject the hypothesis of time-varying risk premium, which helps to better understand the fact that commodity markets alternate between inefficiency in the short term and efficiency in the long term.

Keywords: Informational Efficiency, Risk Premium, Energy markets, asymmetry, ADCC-GARCH model