

# 6.7

## Agréments, autorisations et opérations sur dérivés de gré à gré

---

---

## 6.7 AGRÈMENTS, AUTORISATIONS ET OPÉRATIONS SUR DÉRIVÉS DE GRÉ À GRÉ

Énergie Brookfield Marketing S.E.C.

Le 29 mars 2018

Dans l'affaire de  
la législation en valeurs mobilières du Québec et de l'Ontario  
(les « territoires » ou un « territoire »)

et

du traitement des demandes de dispense dans plusieurs territoires

et

d'Énergie Brookfield Marketing S.E.C.  
(le « déposant »)

### Décision

#### Contexte

Les autorités en valeurs mobilières ou les agents responsables des territoires (les « décideurs ») ont reçu du déposant une demande en vue d'obtenir une décision, au Québec, en vertu de l'article 86 de la *Loi sur les instruments dérivés* (Québec), RLRQ, c. I-14.01, et en Ontario, en vertu de l'article 42 de la *Rule 91-507 – Trade Repositories and Derivatives Data Reporting* de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario, lui accordant une dispense des obligations en matière de déclaration de données du chapitre 3 du *Règlement 91-507 sur les référentiels centraux et déclaration de données sur les dérivés*, RLRQ, c. I-14.01, r. 1.1, de l'Autorité des marchés financiers (collectivement, les « dispositions de déclaration »), en lien avec les activités du déposant à l'égard des contrats financiers suivants : les droits financiers de transport (*financial transmission rights*), les droits de congestion du réseau (*transmission congestion rights*) et les transactions d'énergie (*energy transactions*) sur les marchés de gros de l'électricité établis, administrés ou exploités par les exploitants (comme définis plus bas) (chacun étant un contrat financier, comme défini plus bas, et collectivement, les « transactions couvertes ») (la « demande de dispense »).

Dans le cadre du traitement des demandes de dispense dans plusieurs territoires (demandes sous examen coordonné),

- a) l'Autorité des marchés financiers est l'autorité principale pour la présente demande;
- b) la décision est celle de l'autorité principale et fait foi de la décision de l'autre décideur.

#### Interprétation

Les expressions définies dans le *Règlement 14-101 sur les définitions*, RLRQ, c. V-1.1, r. 3, et dans les dispositions de déclaration ont le même sens dans la présente décision lorsqu'elles y sont employées, sauf si elles y reçoivent une autre définition.

- « BAM » : Brookfield Asset Management Inc.;
- « CAISO » : California Independent System Operator Corporation;
- « CEA » : la loi des États-Unis intitulée *Commodity Exchange Act*;

« CFTC » : la *Commodities Futures Trading Commission* des États-Unis;

« contrat compensatoire » : a le sens qui lui est attribué à la déclaration au paragraphe 21 ci-après;

« décision de la CFTC » : la décision 78 FR 19879 (2013) de la CFTC, en sa version modifiée, qui dispense les transactions couvertes de l'application de certaines dispositions de la CEA, y compris les obligations en matière de déclaration de données;

« décision de la CFTC relative à SPP » : la décision 81 FR 73062 de la CFTC datée du 18 octobre 2016 qui dispense les transactions couvertes de l'application de certaines dispositions de la CEA, y compris les obligations en matière de déclaration de données;

« droits de congestion du réseau » : a le sens qui lui est attribué à la déclaration au paragraphe 19 ci-après;

« droits financiers de transport » : a le sens qui lui est attribué à la déclaration au paragraphe 16 ci-après;

« exploitant(s) » : les exploitants de réseaux indépendants et les exploitants de réseaux de transport régionaux, individuellement ou collectivement, qui sont autorisés en vertu de la FPA à créer et administrer des marchés de gros de l'électricité dans leurs territoires respectifs aux États-Unis : CAISO, ISO-NE, MISO, NYISO, PJM et SPP;

« FERC » : la *Federal Energy Regulatory Commission* des États-Unis;

« FPA » : la loi des États-Unis intitulée *Federal Power Act*;

« ISO-NE » : ISO New England, Inc.;

« MISO » : Midcontinent Independent System Operator, Inc.;

« NYISO » : New York Independent System Operator, Inc.;

« PJM » : PJM Interconnection, L.L.C.;

« SPP » : Southwest Power Pool, Inc.;

« transactions d'énergie » : a le sens qui lui est attribué à la déclaration au paragraphe 21 ci-après;

« transaction virtuelle » : a le sens qui lui est attribué à la déclaration au paragraphe 20 ci-après.

## Déclarations

La présente décision est fondée sur les déclarations de faits suivantes du déposant :

1. Le déposant est une société en commandite constituée en vertu de la *Loi sur les sociétés en commandite* (Ontario), et Énergie Brookfield Marketing Inc. agit en qualité du commandité du déposant;
2. Le siège social du déposant est situé au 41, rue Victoria, Gatineau (Québec) J8X 2A1, Canada;
3. Le déposant est une filiale en propriété exclusive indirecte de BAM. Il est chargé de la gestion de la production des installations nord-américaines de production d'énergie renouvelable détenues par un membre du même groupe que BAM, Brookfield Renewable Energy Partners L.P., et par les différents fonds contrôlés par BAM;

4. Le déposant fournit à BAM les services de planification, de règlement et de facturation requis pour participer aux marchés de gros de l'électricité des exploitants, ce qui comprend la négociation de dérivés de gré à gré liés à l'énergie. En particulier, le déposant mène aux États-Unis des activités de commercialisation de l'électricité, qui incluent parfois la négociation de dérivés de gré à gré liés à l'énergie;
5. Le déposant réalise des transactions couvertes dans le cadre de ses activités quotidiennes sur les marchés de gros de l'électricité afin de soutenir et de compléter des positions physiques connexes dans le domaine de l'énergie;
6. Le déposant agit comme contrepartie aux transactions couvertes;
7. Les exploitants sont autorisés, en vertu de la FPA et des règlements pris en application de celle-ci, à créer et administrer des marchés de gros de l'électricité dans leurs territoires respectifs aux États-Unis;
8. Toutes les activités de négociation relatives aux transactions couvertes sont réglementées par la FERC et soumises à la supervision de cette dernière. La FERC réglemente les marchés pour les transactions couvertes et impose aux exploitants, ainsi qu'aux entités avec lesquelles ils traitent, des exigences portant, entre autres, sur la solvabilité, la gestion du risque et les obligations d'informations;
9. L'ordonnance n° 2000 de la FERC donne aux exploitants le pouvoir et l'obligation de mettre en œuvre un ensemble complet et codifié de règles, de tarifs, de barèmes, de protocoles, de procédures opérationnelles et de politiques pour régir les marchés de gros de l'électricité dans leurs territoires respectifs (les « règles du marché »);
10. Les marchés de gros de l'électricité établis, administrés et exploités par les exploitants comprennent des marchés physiques et financiers;
11. Chaque exploitant établit, administre et exploite un marché physique qui régir l'exploitation en temps réel des réseaux d'électricité, qui permet d'établir un équilibre entre la production et la demande, de s'assurer que les réseaux de transport sont sollicités dans la limite de leur capacité et que le voltage et la fréquence du courant restent uniformes (individuellement, un « marché physique »);
12. En plus du marché physique, chaque exploitant établit, administre et exploite un marché financier pour la négociation de contrats financiers liés au marché physique (individuellement, un « marché financier », et avec le marché physique auquel il se rapporte, un « marché »);
13. Toute personne qui participe au marché d'un exploitant doit être approuvée préalablement par l'exploitant comme participant autorisé, conformément aux règles du marché qui sont applicables, et elle doit disposer d'actifs financiers au-delà de certains seuils (individuellement, un « participant autorisé »);
14. Le déposant est un participant autorisé dans chacun des marchés exploités par les exploitants;
15. Les contrats financiers négociés sur les marchés financiers peuvent être liés à des écarts de prix à différents points sur les réseaux de transport, et à des écarts de prix entre le marché de la veille pour le lendemain, qui correspond, conformément aux prévisions de l'exploitant, aux ressources qui sont requises pour satisfaire à la demande physique d'électricité le jour suivant (le « marché de la veille pour le lendemain »), et le marché en temps réel, qui correspond à la planification et à l'engagement par l'exploitant de fournir des ressources pour la journée courante, en ce qui concerne les mêmes points sur le réseau et pour les mêmes périodes (le « marché en temps réel »);

16. Un droit financier de transport est un contrat financier que les participants autorisés dans les marchés financiers administrés par CAISO, ISO-NE, NYISO, MISO et PJM peuvent utiliser pour contrebalancer les coûts éventuels liés à l'approvisionnement du réseau lorsque ce dernier est congestionné dans le marché de la veille pour le lendemain (un « droit financier de transport »);
17. Les paiements effectués aux termes des droits financiers de transport sont basés sur l'écart entre le prix de l'électricité déterminé sur le marché physique de l'exploitant à un point d'injection précis dans le réseau de ce dernier et le prix de l'électricité à un autre point déterminé où l'électricité sera réputée avoir été prélevée sur le réseau de l'exploitant;
18. Aux termes d'un droit financier de transport qui s'apparente à une obligation, son détenteur peut avoir le droit de recevoir un paiement ou être tenu d'effectuer un paiement, alors qu'en vertu d'un droit financier de transport qui s'apparente à une option, son détenteur peut avoir le droit de recevoir un paiement, mais il n'est pas tenu d'effectuer des paiements;
19. Un droit de congestion du réseau est un contrat financier que les participants autorisés au marché financier administré par SPP peuvent utiliser pour couvrir les fluctuations de prix résultant de la congestion liée au transport de l'électricité, en donnant à son détenteur un droit de percevoir, ou une obligation de payer, des primes de congestion sur le marché de la veille pour le lendemain pour de l'énergie liée au transport de l'électricité à partir de points d'injection déterminés jusqu'à des points de prélèvement déterminés (un « droit de congestion du réseau »);
20. Une transaction virtuelle est un contrat financier que les participants autorisés peuvent utiliser pour l'achat ou la vente d'électricité sur le marché de la veille pour le lendemain, qui n'est pas garanti par des actifs physiques, comme une charge ou une ressource à un emplacement déterminé sur le réseau, et dont le règlement s'effectue en espèce et se calcule par compensation avec une position sur le marché en temps réel au même emplacement déterminé (une « transaction virtuelle »);
21. Un contrat compensatoire est un contrat que les participants autorisés peuvent utiliser pour acheter ou vendre de l'électricité sur le marché de la veille pour le lendemain. Ce contrat est assorti d'un mécanisme qui opère la compensation de l'achat ou de la vente sur le marché de la veille pour le lendemain, avant la livraison physique ou la diminution de la demande, avec une opération portant sur un volume identique, mais inverse pour la même période de livraison et pour le même emplacement dans le marché en temps réel (un « contrat compensatoire » et, avec une transaction virtuelle, des « transactions d'énergie »);
22. Les dispositions des règles du marché sont des codes complets régissant la forme et le contenu de toutes les opérations dans le marché d'un exploitant, y compris le marché financier;
23. Les transactions couvertes sont émises par les exploitants auprès des participants autorisés sur les marchés financiers conformément aux règles du marché (le « marché primaire »);
24. Les règles du marché peuvent autoriser la revente de transactions couvertes entre les participants autorisés;
25. Le déposant ne contrevient pas à la législation en valeurs mobilières de l'un des territoires;
26. Le déposant exerce ses activités en vertu du permis EW2010-0179 délivré par la Commission de l'énergie de l'Ontario en vertu de la *Loi sur la commission de l'énergie de l'Ontario*;
27. Le marché de chaque exploitant fait l'objet d'une supervision et d'une surveillance par la FERC conformément aux règles du marché, aux ordonnances n° 2000 et n° 719 de la FERC, et au règlement 35.47 de la FERC;

28. Le déposant exerce des activités dans le marché de chacun des exploitants conformément au Tarif d'électricité n° ER10-1427, qui est daté du 1<sup>er</sup> août 2010 et qui a été émis en sa faveur par la FERC;
29. La FERC est le principal organisme de réglementation aux termes de la FPA. Elle est investie des pouvoirs requis pour surveiller les exploitants, y compris les marchés financiers administrés par les exploitants;
30. L'ordonnance n° 719 de la FERC exige : (i) que chaque exploitant établisse un service interne chargé de la surveillance du marché (le « SSM ») et qu'il s'assure que le SSM ait un accès libre et complet à toutes les données sur le marché recueillies par l'exploitant; et (ii) que le SSM relève directement du conseil d'administration de l'exploitant et rende public un rapport sur la surveillance du marché au moins une fois par trimestre;
31. La FERC surveille en temps réel les marchés de chacun des exploitants et analyse les rapports de chaque SSM;
32. La FERC est dotée de vastes pouvoirs d'enquête sur les activités des exploitants et elle peut imposer des pénalités, ordonner le remboursement de profits réalisés de façon illicite et imputer une responsabilité criminelle pour des violations intentionnelles de la FPA;
33. Les transactions couvertes sont conformes à toutes les règles du marché des exploitants qui sont applicables;
34. La CFTC a rendu la décision de la CFTC et la décision de la CFTC relative à SPP qui dispensent certains dérivés liés à l'énergie négociés sur le marché de gré à gré (y compris les transactions couvertes) de l'application de certaines dispositions de la CEA et des règlements de la CFTC, y compris en matière de déclaration de données.

### Décision

Chacun des décideurs estime que la décision respecte les critères prévus par la législation en valeurs mobilières qui leur permet de la prendre.

La décision des décideurs en vertu de la législation en valeurs mobilières est d'accorder la demande de dispense, sous réserve que :

1. Le déposant continue d'être une société en commandite constituée en vertu des lois de l'Ontario et dont le siège social est au Québec;
2. Le déposant continue d'exercer ses activités conformément à un permis valide de la Commission de l'énergie de l'Ontario;
3. Le déposant continue d'exercer ses activités conformément à un tarif d'électricité valide de la FERC;
4. Le déposant est en conformité avec les règles du marché;
5. Les exploitants continuent d'exercer des activités sous le contrôle et la supervision de la FERC;
6. Chaque transaction couverte est conforme aux règles du marché applicables, est exécutée sur le marché primaire et est liée à la capacité physique du réseau de transport d'électricité exploité par l'exploitant qui offre la transaction couverte pour une période déterminée, et le volume total des transactions couvertes pour toute période est également limité par la capacité du réseau;
7. Le déposant se conforme sans délai aux demandes des décideurs quant à la communication (i) de données sur les positions, (ii) de données sur les transactions, (iii) de données de valorisation et

(iv) de données sur les comptes de compensation, que le déposant a en sa possession relativement aux transactions couvertes, y compris toute information ou tout document concernant de telles données, dans un format jugé acceptable par les décideurs.

Lise Estelle Brault  
Directrice principale de l'encadrement des dérivés

Décision n°: 2018-EDERI-0003