



Rapport de gestion de

VERESEN INC.

Exercice clos le 31 décembre 2015

Le 9 mars 2016

TABLE DES MATIÈRES

POINTS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS	3
PERFORMANCE FINANCIÈRE GLOBALE	4
BÉNÉFICE NET AJUSTÉ ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES	4
BÉNÉFICE NET ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES	5
TRÉSORERIE DISTRIBUABLE	6
TRÉSORERIE LIÉE AUX ACTIVITÉS D'EXPLOITATION.....	7
RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET MODE DE PRÉSENTATION.....	7
INFORMATION PROSPECTIVE ET INFORMATION HORS PCGR	7
APERÇU GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE	8
DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE	11
RÉSULTATS D'EXPLOITATION SECTORIELS	17
SECTEUR DES GAZODUCS.....	17
SECTEUR DES ACTIVITÉS MÉDIANES.....	18
SECTEUR DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE	22
VERESEN – SIÈGE SOCIAL ET DÉVELOPPEMENT DE PROJETS.....	23
SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT.....	23
ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	24
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	24
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT PAR CAPITAUX PROPRES.....	25
ACTIVITÉS DE FINANCEMENT PAR CAPITAUX D'EMPRUNT	25
DIVIDENDES.....	25
INSTRUMENTS FINANCIERS	27
OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS CONTRACTUELS	29
RISQUES	29
RISQUES PROPRES AUX ACTIVITÉS COMMERCIALES	29
RISQUES DE MARCHÉ	31
RISQUES D'ENTREPRISE COURANTS.....	33
MÉTHODES COMPTABLES CRITIQUES	37
ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES.....	38
NOUVELLES NORMES COMPTABLES	39
MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR	40
PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES.....	42
TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES	43
CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION	43
CONTRÔLES INTERNES À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE.....	43

VERESEN INC.
Rapport de gestion
Exercice clos le 31 décembre 2015

POINTS SAILLANTS FINANCIERS ET OPÉRATIONNELS

	Exercices clos les 31 décembre		
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2015	2014	2013
Points saillants opérationnels (100 %)			
Gazoducs			
Alliance – en milliards de pieds cubes par jour	1,488	1,556	1,565
Ruby – en milliards de pieds cubes par jour	0,805	1,020	-
AEGS – en milliers de barils par jour ¹⁾	285,6	289,1	293,0
Activités médianes			
Hythe-Steepprock – en millions de pieds cubes par jour ²⁾	392,6	399,9	412,9
Dawson – en millions de pieds cubes par jour ²⁾	634,1	-	-
Aux Sable – en milliers de barils par jour	66,5	70,2	70,4
Production d'énergie – en gigawattheures (chiffre net)	603,0	638,0	561,5
Résultats financiers			
Quote-part du résultat net des entreprises détenues en totalité ou en partie et produits de dividende	193	162	163
Produits d'exploitation	187	302	292
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires ^{3), 4)}	66	25	41
Par action ordinaire (\$) – de base et après dilution	0,23	0,11	0,21
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	60	52	53
Par action ordinaire (\$) – de base et après dilution	0,21	0,24	0,27
Trésorerie liée aux activités d'exploitation	287	215	217
Trésorerie distribuable ^{3), 5)}	310	253	229
Par action ordinaire (\$) – de base et après dilution	1,06	1,12	1,15
Dividendes versés et à verser ⁶⁾	291	227	200
Par action ordinaire (\$)	1,00	1,00	1,00
Dépenses d'investissement ⁷⁾	58	148	46
Situation financière			
Trésorerie et placements à court terme	58	51	25
Total de l'actif	4 571	4 737	2 973
Créances de premier rang	1 100	1 811	1 188
Débiteures subordonnées convertibles	-	-	86
Capitaux propres	3 087	2 532	1 306
Actions ordinaires			
En circulation à la clôture de l'exercice ⁸⁾	298 979 989	285 029 036	201 476 244
Volume quotidien moyen	854 092	701 764	302 801
Cours de l'action ordinaire à la clôture (\$)	8,86	18,36	14,27

1. Les volumes quotidiens moyens d'AEGS sont calculés en fonction des volumes à l'égard desquels des droits sont perçus.
2. Les volumes quotidiens moyens de Hythe-Steepprock et de Dawson sont fonction respectivement des volumes à l'égard desquels des droits de traitement sont perçus et des débits de production.
3. Cette mesure n'est pas une mesure normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et pourrait ne pas être comparable à des mesures semblables que présentent d'autres entités. Se reporter à la rubrique Mesures financières hors PCGR du présent rapport de gestion.
4. Un rapprochement entre le résultat net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est présenté plus loin, à la rubrique Mesures financières hors PCGR.
5. Un rapprochement entre la trésorerie distribuable et la trésorerie liée aux activités d'exploitation est présenté plus loin, à la rubrique Mesures financières hors PCGR.
6. Comprennent des dividendes de 182 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 (81 M\$ pour 2014), réglés par l'émission d'actions ordinaires dans le cadre du régime de dividendes bonifiés (marque de commerce de Canaccord Genuity Corp.) et de réinvestissement de dividendes.
7. Représentent les dépenses d'investissement liées aux entreprises entièrement détenues et aux participations majoritaires, telles qu'elles sont présentées dans le tableau consolidé des flux de trésorerie.
8. À la clôture des marchés le 4 mars 2016, 303 096 627 actions ordinaires de la société étaient en circulation.

Le présent rapport de gestion, établi en date du 9 mars 2016, présente une analyse des transactions et des événements importants ayant eu une incidence sur le rendement de la société pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 par rapport à l'exercice clos le 31 décembre 2014. Il doit être lu à la lumière des états financiers consolidés de la société et des notes annexes au 31 décembre 2015 et pour l'exercice clos à cette date, lesquels ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus des États-Unis (les « PCGR des États-Unis »).

PERFORMANCE FINANCIÈRE GLOBALE

Sur la trame de fonds d'un environnement extrêmement concurrentiel, Veresen a obtenu des résultats financiers solides en 2015. Ses résultats soulignent l'assise solide de son modèle d'affaires, à savoir un portefeuille diversifié d'infrastructures bien situées et de grande qualité soutenues par des contrats à prix fixe à long terme conclus avec des contreparties démontrant un excellent profil de crédit. Même si Aux Sable, l'une des entreprises de la société exposée aux produits de base, demeure confrontée à la faiblesse du marché des LGN, l'équilibre des activités de la société est sain, ce qui lui offre une fondation stable lui permettant de maintenir son rendement durant l'actuel cycle économique.

Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars, sauf les montants par action ordinaire)	2015	2014	2015	2014 ²⁾
Bénéfice net ajusté avant impôt ¹⁾				
Gazoducs	67	44	256	137
Activités médianes	(1)	21	6	81
Production d'énergie	8	1	11	6
Veresen – Siège social et développement de projets	(44)	(43)	(157)	(161)
Charge d'impôt	(8)	(10)	(26)	(22)
Bénéfice net ajusté	22	13	90	41
Dividendes sur les actions privilégiées	(7)	(4)	(24)	(16)
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	15	9	66	25
Par action ordinaire (\$)	0,05	0,03	0,23	0,11

1) Se reporter au rapprochement du résultat net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires présenté à la rubrique Mesures financières hors PCGR du présent rapport de gestion.

2) Certaines données comparatives de l'exercice clos le 31 décembre 2014 ont été ajustées. Se reporter au rapprochement indiqué plus haut à la rubrique Mesures financières hors PCGR du présent rapport de gestion.

Le résultat net ajusté attribuable aux actions ordinaires correspond au résultat net ajusté en fonction de postes particuliers qui sont importants, mais qui ne sont pas représentatifs des activités sous-jacentes de la société. La société présente le résultat net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de manière à améliorer la comparabilité de ses résultats. Se reporter à la rubrique Mesures financières hors PCGR du présent rapport de gestion pour obtenir une description complète de ce terme ainsi que le rapprochement du résultat net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires et du résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la société a généré un bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 66 M\$, ou de 0,23 \$ par action ordinaire, contre 25 M\$, ou 0,11 \$ par action ordinaire, en 2014.

Le résultat ajusté de la société rend compte des avantages tirés de la diversification issue de ses initiatives stratégiques, et notamment de la constatation du résultat net provenant de sa participation dans Ruby Pipeline sur un exercice complet et le renouvellement des contrats de transport d'Alliance Pipeline aux termes d'un nouveau modèle d'affaires en vigueur en décembre 2015. L'une des principales composantes de la stratégie de la société est l'avancement de son projet d'aménagement du terminal de gaz naturel liquéfié (« GNL ») de Jordan Cove. Les besoins de financement tout au long de la phase de développement sont passés en charges.

Le résultat ajusté du secteur des gazoducs a augmenté par rapport à celui de l'exercice précédent en raison de la prise en compte sur un exercice complet de la participation dans Ruby Pipeline acquise le 6 novembre 2014. La société a dégagé un résultat ajusté de 116 M\$ de sa participation dans Ruby en 2015, contre 16 M\$ en 2014. Alliance a également contribué à la progression du résultat ajusté.

Le résultat dégagé par le secteur de la production d'énergie a également été plus élevé en 2015 grâce aux apports des nouvelles centrales au fil de l'eau et des parcs éoliens.

Les hausses du résultat des secteurs des gazoducs et de la production d'énergie ont été contrebalancées en partie par la baisse du résultat ajusté du secteur des activités médianes occasionnée par le recul continu des marges sur les LGN, dans la foulée de la faiblesse des cours du propane, et de la baisse de la participation dans les activités de Hythe-Steepprock par suite de la vente de ces installations à Veresen Midstream au premier trimestre de 2015.

Les charges du siège social en 2015 ont été relativement stables par rapport à celles de l'exercice précédent, la hausse des dépenses du projet Jordan Cove ayant été contrebalancée par une baisse des frais généraux et frais d'administration en raison de la réévaluation des régimes incitatifs à long terme de la société.

Le résultat ajusté du quatrième trimestre rend compte des mêmes facteurs sous-jacents décrits pour l'exercice complet.

Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars, sauf les montants par action ordinaire)	2015	2014	2015	2014
Bénéfice net avant impôt				
Gazoducs	67	44	256	137
Activités médianes	(18)	21	(33)	81
Production d'énergie	13	(3)	10	(2)
Veresen – Siège social et développement de projets	(44)	(9)	(157)	(122)
Profit à la vente d'actifs (perte de valeur)	-	(5)	37	9
Charge d'impôt	3	(13)	(19)	(25)
Bénéfice net lié aux activités poursuivies	21	35	94	78
Perte nette liée aux activités abandonnées	-	(10)	-	(10)
Bénéfice net avant perte extraordinaire	21	25	94	68
Perte extraordinaire, déduction faite de l'impôt	-	-	(10)	-
Bénéfice net	21	25	84	68
Dividendes sur les actions privilégiées	(7)	(4)	(24)	(16)
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	14	21	60	52
Par action ordinaire (\$)	0,05	0,08	0,21	0,24

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la société a généré un bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires de 60 M\$, ou de 0,21 \$ par action ordinaire. En 2014, la société a généré un bénéfice net de 52 M\$, ou de 0,24 \$ par action ordinaire.

Outre les facteurs ayant une incidence sur le bénéfice net ajusté dont il a été question, les éléments suivants sont reflétés dans le bénéfice net.

Les résultats du secteur des activités médianes comprennent une provision hors trésorerie de 32 M\$ liée à Aux Sable et un profit de 37 M\$ avant impôt lié à la vente des actifs de Hythe-Steepprock de la société à Veresen Midstream.

Les résultats du secteur de la production d'énergie tiennent compte de l'incidence de la réévaluation des couvertures de taux d'intérêt ayant donné lieu à une perte globale de 1 M\$ avant impôt en 2015, contre une perte globale de 12 M\$ avant impôt en 2014.

Les résultats du siège social en 2014 rendaient compte d'un profit de 39 M\$ avant impôt sur les contrats de change à terme que la société avait conclus afin de gérer le risque de change lié à l'acquisition de sa participation de 50 % en titres convertibles dans Ruby clôturée au quatrième trimestre de 2014.

En 2014, la société a tiré un profit de 14 M\$ avant impôt de la vente de certains projets d'aménagement d'installations de production d'énergie et elle a inscrit une perte de valeur de 5 M\$ sur des terrains qu'elle détient en Ontario.

Pour le deuxième trimestre de 2015, la société a comptabilisé une perte extraordinaire de 10 M\$ après impôt correspondant à l'incidence nette ponctuelle de la décomptabilisation de certains actifs et passifs réglementaires d'Alliance.

Le résultat du quatrième trimestre rend compte d'une provision de 16 M\$ liée à Aux Sable et de la réévaluation des couvertures de taux d'intérêt du secteur de la production d'énergie, laquelle a donné lieu à un profit global de 5 M\$ avant impôt en 2015, contre une perte de 4 M\$ en 2014. Pour le quatrième trimestre de 2014, la société a comptabilisé un profit de 34 M\$ avant impôt associé aux contrats de change découlant de l'acquisition de Ruby par la société, une perte de valeur de 12 M\$ liée à la vente de trois centrales au gaz aux États-Unis et une perte de valeur de 5 M\$ liée à des terrains.

Trésorerie distribuable

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars, sauf les montants par action ordinaire)	2015	2014	2015	2014
Gazoducs	83	57	302	180
Activités médianes	19	34	76	131
Production d'énergie	14	8	43	47
Veresen – siège social	(9)	(18)	(53)	(66)
Impôt exigible	(7)	(9)	(34)	(23)
Dividendes sur les actions privilégiées	(7)	(4)	(24)	(16)
Trésorerie distribuable¹⁾	93	68	310	253
Par action ordinaire (\$)	0,31	0,26	1,06	1,12

1) La rubrique Mesures financières hors PCGR du rapport de gestion présente un rapprochement entre la trésorerie distribuable et la trésorerie liée aux activités d'exploitation.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la société a généré une trésorerie distribuable de 310 M\$, ou 1,06 \$ par action ordinaire, contre 253 M\$, ou 1,12 \$ par action ordinaire, en 2014.

La hausse des flux de trésorerie générés par le secteur des gazoducs et la baisse des charges du siège social ont été contrebalancées en partie par une diminution des flux de trésorerie générés par le secteur des activités médianes d'Aux Sable et une hausse de l'impôt versé en trésorerie et des dividendes versés sur les actions privilégiées.

La trésorerie distribuable générée par Alliance a augmenté de 22 M\$ par rapport à 2014, en raison surtout de la dépréciation du dollar canadien et de l'abandon du traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés. La constatation sur un exercice complet des résultats de Ruby, acquise au quatrième trimestre de 2014, a généré une trésorerie distribuable supplémentaire de 100 M\$.

Les distributions provenant d'Aux Sable ont diminué de 46 M\$ par rapport à celles de 2014 en raison de la faiblesse continue du marché des LGN et des marges négatives sur la capacité des gazoducs. Dans l'ensemble, l'opération visant Veresen Midstream n'a pas eu d'incidence sur la trésorerie distribuable, car la réduction de l'apport de Hythe-Steeprock, découlant d'un changement de propriété, a été contrebalancée par une diminution des frais d'administration et des charges d'intérêts du siège social.

La baisse de la trésorerie distribuable du secteur de la production d'énergie de la société en 2015 par rapport à 2014 découle de la vente de ses centrales au gaz aux États-Unis au premier trimestre de 2015, contrebalancée en partie par le résultat supplémentaire dégagé par la centrale au fil de l'eau Dasque-Middle et des parcs éoliens St. Columban et Grand Valley (phase III) mis en service en 2015.

La baisse des charges du siège social en 2015 par rapport à 2014 découle surtout de la diminution des frais généraux et frais d'administration attribuable à la réévaluation des régimes d'intéressement à long terme de la société.

L'impôt exigible de l'exercice considéré a été plus élevé en raison de la hausse du résultat du secteur des gazoducs aux États-Unis et de l'incidence de la dépréciation du dollar canadien sur les impôts payés aux États-Unis. L'émission d'actions privilégiées de série E du 1^{er} avril 2015 a donné lieu à une hausse des dividendes sur actions privilégiées en 2015.

La trésorerie distribuable s'est accrue au quatrième trimestre de 2015 en raison des mêmes facteurs évoqués plus haut, exception faite de la vente par la société de ses centrales au gaz aux États-Unis au premier trimestre de 2015. Ces centrales n'ont pas eu d'incidence importante sur les flux de trésorerie du quatrième trimestre de 2014.

En 2015, la trésorerie distribuable par action a été affectée par les émissions d'actions ordinaires en avril et en octobre 2014 requises pour financer les projets de croissance de la société.

Trésorerie liée aux activités d'exploitation

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
Gazoducs	80	58	302	182
Activités médianes	19	47	94	138
Production d'énergie	24	(2)	74	38
Production d'énergie – fonds de roulement d'exploitation lié aux activités abandonnées	-	7	-	12
Veresen – Siège social et développement de projets	(47)	(39)	(183)	(155)
	76	71	287	215

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la société a généré de la trésorerie provenant des activités d'exploitation de 287 M\$, contre 215 M\$ pour l'exercice précédent. La hausse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation durant le quatrième trimestre générés par le secteur de la production d'énergie de la société, contrebalancée en partie par la baisse des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation générés par le secteur des activités médianes, rend généralement compte des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur la trésorerie distribuable, ainsi que des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement.

RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET MODE DE PRÉSENTATION

Les états financiers consolidés de la société au 31 décembre 2015 et pour l'exercice clos à cette date ont été dressés par la direction selon les PCGR des États-Unis. Sauf indication contraire, tous les montants sont en dollars canadiens et, dans la mesure où cette information financière porte sur les résultats financiers de la société, elle a été établie à partir des données utilisées pour dresser les états financiers consolidés établis selon les PCGR des États-Unis. Les termes en lettres majuscules qui paraissent dans le présent rapport de gestion mais qui n'y sont pas définis ont le sens qui leur est attribué dans les états financiers consolidés de 2015 de la société. Des renseignements complémentaires sur les activités de la société peuvent être obtenus sur le site de SEDAR, à l'adresse www.sedar.com ou sur le site Web de la société, à l'adresse www.vereseninc.com.

INFORMATION PROSPECTIVE ET INFORMATION HORS PCGR

Certains renseignements figurant dans ce rapport de gestion constituent des informations de nature prospective au sens des lois canadiennes sur les valeurs mobilières. Tous les renseignements qui traitent d'activités, d'événements ou de faits qui pourraient survenir ou qui surviendront dans l'avenir constituent des informations de nature prospective. Ces informations renferment habituellement des énoncés contenant des termes et expressions tels que pouvoir, estimer, prévoir, croire, s'attendre à, planifier, avoir l'intention de, cibler, projeter, prédire ou des termes analogues qui sous-entendent des résultats ou des perspectives futurs. Les énoncés prospectifs du présent rapport de gestion comprennent des énoncés relatifs aux aspects suivants :

- l'incidence du nouveau cadre de services d'Alliance et son incidence sur son résultat futur;
- la capacité d'Aux Sable de mener à bien ses ententes d'extraction avec les producteurs;
- le contexte des prix de l'éthane et du propane pour 2016;
- la date de la fin des travaux de construction et la date d'entrée en service des usines de gaz Sunrise et Tower, de l'agrandissement de la station de compression Saturn et du projet de récupération des liquides Hythe;
- la date projetée de la décision relative au budget d'investissement définitif concernant le projet de GNL de Jordan Cove et le réseau de gazoducs de Pacific Connector;
- l'élimination dans les faits de l'impôt versé en trésorerie pour environ les cinq prochains exercices, compte non tenu de l'impôt de la partie VI.1 sur les dividendes à l'égard d'actions privilégiées, découlant de la restructuration organisationnelle des activités exercées par la société aux États-Unis;
- la date projetée pour entreprendre la production de GNL du projet de GNL de Jordan Cove;
- le caractère suffisant des liquidités;
- le caractère suffisant des facilités de crédit déjà consenties de la société pour financer le fonds de roulement, les dividendes ainsi que les dépenses d'investissement;
- la capacité de chacun des secteurs de la société à générer de la trésorerie distribuable et le moment où cette trésorerie distribuable sera générée;
- la capacité de la société à verser des dividendes.

Les risques et incertitudes pouvant toucher l'exploitation, le rendement, l'expansion et les résultats des secteurs de la société comprennent notamment les facteurs suivants :

- sa capacité à mettre en œuvre avec succès ses initiatives stratégiques et à en tirer les avantages escomptés;
- les niveaux des activités d'exploitation et de mise en valeur du pétrole et du gaz;
- la situation des clients avec lesquels des contrats ont été conclus, la continuité de leur exploitation et le risque de crédit qu'ils posent;
- la disponibilité et le prix des capitaux;
- la disponibilité et le prix des produits énergétiques;
- la disponibilité des services et matériaux de construction;
- les fluctuations des cours du change et des taux d'intérêt;
- la capacité de la société à obtenir des organismes de réglementation les approbations requises;
- les modifications des lois et règlements de nature fiscale, réglementaire, environnementale et autre;
- les facteurs d'ordre concurrentiel dans les secteurs des gazoducs, des activités médianes et de la production d'énergie;
- les défaillances, les arrêts ou autres perturbations de l'exploitation;
- la conjoncture économique en Amérique du Nord.

Les documents que la société dépose auprès des commissions des valeurs mobilières ou des autorités similaires dans chacune des provinces du Canada, documents qui peuvent être mis à jour de temps à autre, renferment d'autres renseignements au sujet de ces risques et d'autres risques, incertitudes et facteurs qui pourraient influencer sur ses activités ou ses résultats financiers. Les lecteurs doivent comprendre que la liste de facteurs et de risques présentée ci-dessus n'est pas exhaustive. Il est impossible de déterminer avec certitude l'incidence que pourrait avoir un seul risque, une seule incertitude ou un seul facteur sur un énoncé prospectif en particulier puisque ces éléments sont indépendants et que les mesures que prendra la direction dans l'avenir dépendront de son évaluation de tous les renseignements dont elle disposera à ce moment. Bien que la société juge raisonnables les attentes décrites dans les informations de nature prospective, compte tenu de l'information disponible à la date de leur préparation, elle ne peut donner aucune assurance quant aux résultats, niveaux d'activité et réalisations futurs. Les lecteurs ne devraient pas se fier indûment aux renseignements contenus dans le présent rapport de gestion puisque les résultats réels différeront de ceux qui y sont indiqués, et les différences pourraient être importantes. La société ne garantit nullement que les résultats réels seront les mêmes, en totalité ou en partie, que ceux présentés dans les informations de nature prospective. En outre, les énoncés prospectifs formulés aux présentes sont faits en date de celles-ci et, à moins que la législation ne l'exige, la société ne s'engage aucunement à mettre à jour publiquement ou à réviser toute information de nature prospective, que ce soit en raison de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou autrement. Cette mise en garde vise expressément toute information de nature prospective que renferme le présent rapport de gestion.

Il se peut que certaines informations financières contenues dans le présent rapport de gestion ne constituent pas des mesures standards au sens des PCGR des États-Unis et ne puissent se comparer à des mesures analogues que présentent d'autres entités. Ces mesures sont considérées comme des mesures importantes qu'utilise la communauté financière et doivent servir de complément aux autres mesures de rendement établies conformément aux PCGR des États-Unis. Pour plus de détails au sujet des mesures financières non conformes aux PCGR que la société utilise, il y a lieu de se reporter à la rubrique Mesures financières hors PCGR figurant dans le présent rapport de gestion.

APERÇU GÉNÉRAL DE L'ENTREPRISE

La société est une société par actions canadienne axée sur la gestion et la croissance de ses secteurs des gazoducs, des activités médianes, de la production d'énergie et du gaz naturel liquéfié. Elle mise sur des infrastructures durables et de qualité situées en Amérique du Nord, susceptibles d'assurer sa diversité sur le plan des types d'actifs et de la répartition géographique et de contribuer à la génération de flux de trésorerie stables. À ces secteurs d'activité se greffent une structure du capital axée sur la prudence et des notations de crédit de premier ordre.

Stratégie

La stratégie de la société est de maintenir le meilleur réseau d'infrastructures de gaz naturel et de LGN visé par des contrats dans son empreinte géographique. La société s'efforce de maintenir les infrastructures appropriées aux endroits stratégiques en vue de soutenir les tendances à long terme des flux de gaz et de LGN et d'ajouter de la valeur pour ses clients. Dans le cadre de la mise en œuvre de cette stratégie, la société adhère aux principes clés suivants :

- Détenir, construire et exploiter des infrastructures de stockage, de transport et de traitement du gaz naturel et de LGN et fournir des services connexes qui conjuguent offre concurrentielle et marchés à valeur élevée;
- Se concentrer surtout sur des structures commerciales à prix fixe qui répondent aux besoins de la clientèle et génèrent un bénéfice et des flux de trésorerie à long terme prévisibles;
- Continuer à privilégier la croissance de son empreinte existante, qui donne à la société un avantage concurrentiel solide;
- Exercer de manière continue des activités sécuritaires, fiables et rentables ainsi que des projets d'aménagement et une gestion des travaux de construction efficaces;
- Maintenir une situation financière solide et suffisamment de liquidités pour s'adapter à la conjoncture des marchés et tirer avantage des occasions d'affaires, en adoptant une structure du capital axée sur la prudence qui soutient des notations de crédit de premier ordre.

Au cours des cinq dernières années, la stratégie de la société s'est traduite par une hausse importante des flux de trésorerie provenant de contrats à frais fixes visant à réduire l'exposition à Aux Sable, seule entreprise de la société exposée directement au prix des produits de base. La majeure partie de la trésorerie distribuable de la société est dorénavant générée par des contrats d'achat ferme sans risque lié au volume ou au prix des produits de base.

Les flux de trésorerie de la société provenant des contrats d'achat ferme et des contrats à frais fixes sont soutenus par diverses activités et contrats à long terme. La société a amélioré la diversité de ses services tarifés et leur apport comme suit :

- Acquisition d'une participation en titres privilégiés dans le gazoduc Ruby à la fin de 2014.
- Création de Veresen Midstream qui stimulera la croissance des flux de trésorerie provenant des contrats à frais fixes à compter de 2018.
- Croissance de son portefeuille du secteur de la production d'énergie, avec la mise en service en 2015 d'installations alimentées au moyen de ressources renouvelables.

Avancée de la stratégie en 2015

En 2015, la société a réalisé des avancées importantes relativement à sa stratégie, telle qu'elle est décrite ci-après.

Alliance

Le 1^{er} décembre 2015 marque le début d'un nouveau chapitre important dans l'histoire d'Alliance, car elle a entrepris son exploitation en vertu de son nouveau modèle de service axé sur les marchés.

Le 30 juin 2015 et le 9 juillet 2015, l'Office national de l'énergie du Canada (l'« Office ») et la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (« FERC ») ont approuvé, tels qu'ils ont été déposés par Alliance, les nouveaux services et les conditions et droits de transport ferme s'y rattachant entrés en vigueur le 1^{er} décembre 2015 pour les nouveaux cadres de services offerts au Canada et aux États-Unis, respectivement. De plus, Alliance a reçu l'approbation réglementaire visant à réviser la spécification tarifaire relative au point de rosée des hydrocarbures de -10°C à -5°C à compter du 1^{er} décembre 2015. Cette révision de la spécification relative au point de rosée des hydrocarbures au Canada et aux États-Unis améliorera l'accès des expéditeurs au transport de gaz riche et permettra à Alliance d'augmenter le contenu en LGN du gaz qu'elle transporte.

Les approbations ont permis à Alliance d'aller de l'avant avec son nouveau cadre de services axés sur les marchés et la conversion de ses ententes exécutoires préalables en contrats de transport fermes. Alliance a conclu avec succès de nouveaux contrats visant sa capacité de réception jusqu'en 2018 et environ 90 % de la totalité de sa capacité de réception ferme jusqu'en 2019 et 2020, les contrats ayant une durée moyenne de 5,3 ans. La demande surpassant de manière significative la capacité disponible, Alliance a conclu des contrats visant la totalité de sa capacité saisonnière ferme pour l'hiver 2015-2016 et l'été 2016, ainsi que d'autres contrats fermes de service à court terme, de durées pouvant aller jusqu'à 90 jours, de manière à tirer parti de cette forte demande de services de transport. En décembre 2015, le débit quotidien moyen d'Alliance à l'entrée de l'usine d'Aux Sable était de 1,65 Gpi³/j, ce qui comprend la vente des services de transport interruptibles disponibles, résultant en une moyenne de 73 Mpi³/j de services de réception interruptibles et de 77 Mpi³/j de services de livraison interruptibles pendant le mois. Alliance continuera de s'appuyer sur son nouvel ensemble de services concurrentiels et adaptables et sur les capacités opérationnelles et la fiabilité du réseau, pour optimiser l'usage de son gazoduc sur le plan tant physique qu'économique.

Le gaz naturel riche en liquides transporté par le pipeline Alliance en vertu des nouveaux contrats augmente la nécessité de capacité de fractionnement des LGN de l'usine Channahon d'Aux Sable. Par conséquent, les propriétaires d'Aux Sable, notamment la société, ont approuvé l'agrandissement de l'usine Channahon en vue d'ajouter une capacité de 24 500 barils par jour, dont la mise en service est prévue au milieu de 2016.

Les nouveaux services offerts par Alliance sont traités plus en détail dans la rubrique *Description de l'entreprise – Secteur des gazoducs – Gazoduc d'Alliance* du présent rapport de gestion.

Veresen Midstream LP

Le 22 décembre 2014, une nouvelle entité, appelée Veresen Midstream Limited Partnership (« Veresen Midstream ») et détenue et contrôlée conjointement par la société et des sociétés affiliées de Kohlberg Kravis Roberts & Co. L.P. (« KKR »), société de placements mondiale, a été créée. Le 31 mars 2015, la société a financé sa participation dans Veresen Midstream par l'apport de ses actifs de traitement et de collecte du gaz de Hythe-Steepprock. Veresen Midstream a également conclu l'acquisition auprès d'Encana Corporation (« Encana ») et de Cutbank Ridge Partnership (« CRP ») d'actifs de collecte et de compression de gaz naturel dans la région de Dawson du nord-est de la Colombie-Britannique. Dans le cadre de cette transaction, Veresen Midstream a accepté d'entreprendre de nouvelles activités médianes d'au plus 5 G\$ pour Encana et CRP dans la région de Montney pour une période de cinq ans. CRP est une coentreprise détenue par Encana et Cutbank Dawson Gas Resources Ltd., filiale de Mitsubishi Corporation.

Toutes les infrastructures acquises et devant être aménagées relativement à cette transaction, collectivement les « actifs Dawson », sont assorties de contrats de services facturés à l'utilisation d'une durée de 30 ans conclus avec Encana et CRP. Veresen Midstream est le principal véhicule de croissance du secteur des activités médianes de gaz naturel et de LGN de la société au Canada.

Veresen Midstream consolide la position de chef de file de la société au cœur de la région de Montney, l'une des zones de ressources les plus prolifiques et compétitives en Amérique du Nord. La coentreprise n'exige aucun financement initial de la part de la société, car elle sera financée initialement par un emprunt sans recours engagé et un apport en trésorerie de KKR, tandis que la société finance son investissement initial par l'apport de ses actifs Hythe-Steepprock. Les contrats définitifs offrent à Veresen Midstream un important programme d'investissement pluriannuel en vue de la construction d'infrastructures intermédiaires selon des

modalités économiques favorables, ainsi qu'une puissante plateforme pour tirer parti d'autres occasions de croissance de tiers.

Le 6 octobre 2015, CRP a donné son aval à la construction de l'usine de gaz Sunrise d'une capacité de 400 Mpi³/j. Les dépenses d'investissement estimatives pour le projet (usine et installations secondaires) sont évaluées à 860 M\$ (montant brut). La construction de l'usine de gaz Sunrise est en cours. Le 7 décembre 2015, CRP a donné son aval à la construction du complexe de traitement de liquides riches en gaz Tower d'une capacité de 200 Mpi³/j dont les coûts sont évalués à 715 M\$ (montant brut); ce complexe est la deuxième nouvelle usine de gaz en importance en cours de construction. Sunrise et Tower devraient être mises en service à la fin de 2017.

Le 9 mars 2016, la société annonçait l'approbation de l'agrandissement de la station de compression Saturn d'une capacité de 200 Mpi³/j (la « phase II de Saturn »). Les coûts estimatifs du projet d'agrandissement entièrement visé par contrat sont évalués à 930 M\$ (montant brut) et sa mise en service est prévue au milieu de 2018. D'autres projets de Veresen Midstream progressent, notamment le projet d'amélioration de la récupération des liquides de l'installation de traitement du gaz naturel Hythe qui a récemment été autorisé. Il est prévu que le projet d'amélioration de la récupération des liquides entre en service durant le troisième trimestre de 2016 et les dépenses d'investissement estimatives pour le projet sont évaluées à 25 M\$ (montant brut).

L'opération visant Veresen Midstream et les projets d'agrandissement sont traités plus en détail à la rubrique *Description de l'entreprise – Secteur des activités médianes – Veresen Midstream* du présent rapport de gestion.

Installation de stockage d'éthane Burstall

La société construira et exploitera une installation de stockage d'éthane détenue à part entière établie près de Burstall, en Saskatchewan, soit environ 20 km au nord du complexe de LGN d'Empress. La caverne de sel pourra stocker environ un million de barils d'éthane et elle sera raccordée par gazoduc à AEGS. Les dépenses d'investissement estimatives pour l'installation de stockage et l'infrastructure connexe sont évaluées à environ 140 M\$. L'installation Burstall procurera aux clients de la société un précieux site de stockage à mesure qu'augmenteront les importations d'éthane d'Empress en provenance de North Dakota Bakken.

La société a conclu une entente avec NOVA Chemicals Corporation (« NOVA ») en vertu de laquelle NOVA utilisera la majorité de la capacité de stockage aux termes d'une entente de 20 ans. Sous réserve des approbations réglementaires définitives, l'installation devrait être mise en service au cours du deuxième semestre de 2018. Lorsque l'installation sera opérationnelle, sa capacité de stockage devrait, selon la société, générer des flux de trésorerie stables, composés surtout de paiements fixes qui ne dépendent pas des niveaux d'utilisation.

Projet de mise en valeur de GNL de Jordan Cove

En 2015, les projets de GNL de Jordan Cove et de gazoduc Pacific Connector Gas Pipeline (« Pacific Connector ») ont continué à progresser. Le 30 septembre 2015, la FERC a publié une étude d'impact environnemental visant les projets de GNL de Jordan Cove et Pacific Connector, étape réglementaire majeure. La société prévoit que la FERC rendra en temps opportun une ordonnance définitive et un certificat visant les projets de GNL de Jordan Cove et Pacific Connector. La société est d'accord avec les mesures d'atténuation recommandées dans les conclusions de l'étude définitive d'impact environnemental.

Stratégie en matière de financement

En 2015, la société a pris certaines mesures pour renforcer sa situation de trésorerie et réduire les coûts d'emprunt et l'endettement. Le 31 mars 2015, la société a utilisé 420 M\$ de la trésorerie reçue de Veresen Midstream pour rembourser une partie de sa facilité de crédit d'acquisition liée à l'acquisition de Ruby au quatrième trimestre de 2014. Le 1^{er} avril 2015, la société a émis 8,0 millions d'actions privilégiées à dividende cumulatif rachetables de série E (les « actions privilégiées de série E ») au prix de 25,00 \$ l'action dont elle a tiré un produit brut total de 200 M\$. Le produit de cette émission a servi à rembourser une autre tranche de la facilité de crédit d'acquisition.

Le 31 juillet 2015, la facilité de crédit renouvelable de la société a été augmentée pour être portée de 550 M\$ à 750 M\$, et sa durée a été prorogée de un an de façon à en reporter la date d'échéance au 31 mai 2019. En août 2015, la société a prélevé un montant aux termes de la facilité de crédit renouvelable pour rembourser le solde de la facilité de crédit d'acquisition.

Par suite des activités susmentionnées, la société a réduit son ratio d'endettement, qui est passé de 42 % à 26 % au cours de l'exercice.

DESCRIPTION DE L'ENTREPRISE

Secteur des gazoducs

Le secteur des gazoducs de la société représentait 58 % de son actif total au 31 décembre 2015 et était formé des entreprises suivantes :

- Alliance Pipeline (participation de 50 %);
- Ruby Pipeline (participation de 50 % en titres privilégiés convertibles);
- Alberta Ethane Gathering System (« AEGS ») (propriété exclusive).

Ruby et AEGS génèrent des flux de trésorerie stables grâce à des contrats fermes de transport. Alliance a conclu de nouveaux contrats visant la totalité de sa capacité de réception ferme annuelle jusqu'en 2018 et environ 90 % de la totalité de sa capacité de prestation de services de réception jusqu'en 2019 et 2020, les contrats ayant une durée moyenne de 5,3 ans.

Alliance Pipeline

Alliance possède et gère un gazoduc haute pression intégré pour le transport de gaz naturel et de liquides de gaz naturels s'étendant sur quelque 3 000 kilomètres en Amérique du Nord. Ce réseau est en mesure d'acheminer 1,65 milliard de pieds cubes par jour de gaz naturel riche en liquides. Grâce à un réseau collecteur étendu, Alliance achemine du gaz naturel provenant de régions riches en gaz du nord-est de la Colombie-Britannique et du nord-ouest de l'Alberta à destination de points de livraison situés près de Chicago (Illinois), importante plaque tournante du marché du gaz naturel. À son terminal, le gazoduc Alliance s'embranchement sur cinq gazoducs interétatiques et deux réseaux de distribution locale du gaz naturel, lesquels peuvent globalement recevoir une production de plus de six milliards de pieds cubes par jour raccordée au gazoduc. L'interconnexion de ces gazoducs et réseaux de distribution locale permet de desservir de grandes régions de consommation de gaz naturel du centre-ouest des États-Unis et de l'Ontario. Le gazoduc Alliance s'embranchement également, à partir de son terminal, sur l'usine d'extraction d'Aux Sable, entité dans laquelle la société détient une participation de 42,7 %.

Le nouveau cadre de services, en vigueur au 1^{er} décembre 2015, porte notamment sur la prestation d'un service de transport « de bout en bout », assuré depuis des points de réception situés au Canada jusqu'à un point de livraison situé à la frontière canado-américaine, d'où les produits sont pris en charge par le tronçon américain du réseau de gazoduc pour livraison jusqu'à Chicago. Des services segmentés sont aussi offerts, dont l'option de désignation de volumes, depuis un point de réception au Canada dans l'une de deux zones, vers le nouveau Groupe de négociation d'Alliance au Canada (« GNA »). Ce nouveau cadre de services propose aux expéditeurs des services d'une durée allant jusqu'à dix ans, moyennant des droits fixes concurrentiels, et des services interruptibles et saisonniers, moyennant des droits soumissionnables. Le nouveau cadre prévoit aussi des services liés au gaz riche ainsi que la possibilité d'échelonner les engagements contractuels.

Les nouveaux services d'Alliance comprennent les principaux éléments suivants :

- GNA : nouveau groupe de négociation au Canada permettant aux expéditeurs des zones de réception et des zones de livraison d'échanger des volumes de gaz naturel. Le GNA est un point de raccordement théorique reliant les zones de réception et de livraison (laquelle s'étend du GNA jusqu'à la frontière canado-américaine), où le tronçon canadien du gazoduc se raccorde au tronçon américain. La création du GNA facilite la segmentation des services sur le gazoduc en zones de réception et en zones de livraison et fournit une plateforme permettant aux expéditeurs des zones de réception et des zones de livraison de transférer leurs titres de propriété sur les volumes à d'autres négociants tout en accédant à des services contractuels de stockage et de prêt de volumes.
- Le service de réception sous contrat ferme comprend deux zones à droits volumétriques fixes permettant aux expéditeurs d'acheminer leurs volumes de gaz jusqu'au GNA à partir du ou des points de réception prévus aux contrats. Les expéditeurs sous contrat ferme des zones de réception profitent aussi d'un service prioritaire de transport interruptible, pouvant leur donner accès à des capacités de transport supplémentaires à mesure qu'augmenteront les volumes de production. Ce service prioritaire est offert aux expéditeurs bénéficiant de services de réception sous contrat ferme d'une durée de trois ans ou plus, avec possibilité d'augmenter leurs volumes jusqu'à 25 % aux points de réception visés par leurs contrats.
- Le service de livraison sous contrat ferme permet aux expéditeurs d'acheminer du gaz à partir du GNA jusqu'à la frontière canado-américaine. Des droits fixes sont offerts aux termes de contrats d'une durée de un à dix ans.
- Le service complet sous contrat ferme est offert depuis les points de réception du Canada jusqu'à Chicago, moyennant des droits volumétriques fixes.

Coûts de démantèlement de pipelines

Dans le cadre de son *Initiative de consultation relative aux questions foncières*, l'Office oblige les pipelines relevant de sa compétence à provisionner des fonds visant à couvrir des coûts de démantèlement futurs. Dans le cadre de cette initiative, l'Office a établi plusieurs principes directeurs, dont la position selon laquelle les coûts de démantèlement représentent des coûts engagés normalement dans le cadre de la prestation de services de transport qui peuvent donc être recouverts auprès des expéditeurs, sous réserve de l'approbation de l'Office.

Alliance perçoit les fonds à provisionner sous forme de supplément de droits. Ces fonds sont placés dans une fiducie jusqu'à ce qu'ils doivent être déboursés pour régler les obligations de démantèlement.

Gazoduc Ruby

Ruby est un réseau de transport qui achemine la production de gaz naturel des Rocheuses américaines vers les marchés de l'Ouest des États-Unis. Le gazoduc de 1 094 km, d'un diamètre de 106,7 cm, a une capacité actuelle d'environ 1,5 Gpi³/j et un potentiel d'expansion de 2,0 Gpi³/j par une compression supplémentaire. Ruby prend sa source dans la plaque tournante d'Opal, au Wyoming, et se prolonge jusqu'à la plaque tournante de Malin, en Oregon. La plaque tournante de Malin est le principal réseau interconnecté au gazoduc proposé de Pacific Connector (détenue à 50 % par la société), qui pourrait alimenter le terminal de GNL proposé de Jordan Cove de la société. El Paso Pipeline Partners, membre du même groupe que Kinder Morgan Inc., détient l'autre participation de 50 % dans Ruby grâce à une participation en actions ordinaires. Kinder Morgan, le plus important exploitant de gazoducs en Amérique du Nord, continuera d'exploiter Ruby sur une base quotidienne.

Des contrats de prise ferme à long terme sont en vigueur avec une base solide de transporteurs de premier ordre visant approximativement 1,1 Gpi³/j; la durée moyenne pondérée à l'échéance des contrats est d'environ sept ans.

AEGS

AEGS est un gazoduc intégré acheminant de l'éthane pur au départ de plusieurs usines d'extraction en Alberta et à destination d'importants complexes pétrochimiques situés à proximité de Joffre et de Fort Saskatchewan, en Alberta. Le réseau transporte en outre de l'éthane au départ et à destination d'installations de stockage souterraines de tiers, à Fort Saskatchewan. Les projets d'expansion mis en service en 2012 à proximité de Fort Saskatchewan en ont porté la longueur totale à 1 330 km. Ces projets ont notamment porté sur l'ajout de pipelines et de systèmes de comptage devant relier le réseau d'AEGS à l'important complexe pétrochimique de Fort Saskatchewan et sur l'aménagement d'un nouveau tronçon de pipeline pour la réception d'éthane au départ de l'usine de traitement des effluents gazeux Heartland d'Aux Sable.

Les produits et le résultat d'AEGS proviennent de contrats fermes à long terme de transport d'éthane qui sont en vigueur jusqu'au 31 décembre 2018. Les dispositions des contrats fermes à long terme de transport d'éthane stipulent des produits minimaux fondés sur des volumes convenus précis et le recouvrement des frais d'exploitation et d'entretien.

Secteur des activités médianes

Au 31 décembre 2015, le secteur des activités médianes représentait 17 % de l'actif total de la société.

Veresen Midstream

Le 31 mars 2015, la société a financé sa participation dans Veresen Midstream en fournissant comme apport les actifs de collecte et de traitement de Hythe-Steepprock, d'une valeur de 920 M\$, en échange de quoi elle a touché de Veresen Midstream 420 M\$ en trésorerie, ce qui lui a conféré une participation de 50 % évaluée à 500 M\$. KKR a financé sa participation de 50 % dans Veresen Midstream par un apport de 500 M\$ en trésorerie.

Veresen Midstream a également conclu le 31 mars 2015 l'acquisition auprès d'Encana et de CRP d'actifs de collecte et de compression de gaz naturel dans la région de Dawson du nord-est de la Colombie-Britannique. Le prix d'achat total de l'acquisition s'est établi à environ 760 M\$, notamment environ 435 M\$ au titre de stations de compression et de gazoducs en exploitation, 155 M\$ pour les travaux en cours associés à la station de compression Saturn et 170 M\$ pour d'autres travaux en cours, notamment les usines de gaz Sunrise et Tower et d'autres gazoducs de collecte de gaz. Toutes les infrastructures acquises et devant être aménagées relativement à cette transaction sont assorties d'un contrat de service facturés à l'utilisation d'une durée de 30 ans conclu avec Encana et CRP.

Le 31 mars 2015, Veresen Midstream a prélevé 575 M\$ US sur l'emprunt à terme B et conclu des facilités de crédit de 1 350 M\$. Le produit tiré de ces facilités, qui ne comportent aucun recours pour la société, a été utilisé

pour financer l'acquisition initiale d'actifs auprès d'Encana et de CRP, ainsi que certains travaux de construction en cours.

Veresen Midstream financera environ 55 % à 60 % des coûts de construction des usines de gaz Sunrise, Tower et Saturn au moyen de sa facilité de crédit existante de 1,275 G\$ et d'autres titres d'emprunt ne comportant aucun recours pour la société en commandite; le financement restant sera versé au fil du temps par KKR et la société. La société finance, et a l'intention de continuer de financer, la majeure partie de sa part des apports futurs à Veresen Midstream au moyen du produit continu tiré des titres de capitaux propres émis dans le cadre de son régime de dividendes bonifiés et de réinvestissement des dividendes.

En date des présentes, Veresen Midstream se compose de ce qui suit :

- L'installation de traitement Hythe d'une capacité de traitement de gaz corrosif de 176 Mpi³/j et d'une capacité de traitement de gaz non corrosif de 340 Mpi³/j. Cette installation est raccordée aux réseaux de pipelines de gaz naturel d'Alliance et de TransCanada. L'installation Hythe comprend une usine de traitement du soufre d'une capacité d'environ 120 tonnes/;
- L'installation de traitement Steeprock, d'une capacité de 198 Mpi³/j, raccordée à l'usine de gaz Hythe et aux réseaux de gazoducs de gaz naturel d'Alliance et de TransCanada;
- Un système de collecte et de compression, composé d'un réseau collecteur de 900 km et d'une capacité de compression d'environ 100 000 chevaux-vapeur, exploité par Encana au nom de Veresen Midstream;
- La station de compression Saturn (« phase 1 de Saturn »), d'une capacité de compression de 200 Mpi³/j, qui a été mise en service plus rapidement que prévu en juin 2015 au coût de 155 M\$, soit en deçà du budget;
- L'usine de gaz Tower, installation d'une capacité de 200 Mpi³/j en cours de construction dont la date d'entrée en service est prévue à la fin de 2017 et les coûts sont estimés à 715 M\$;
- L'usine de gaz Sunrise, installation d'une capacité de 400 Mpi³/j en cours de construction dont la date d'entrée en service est prévue à la fin de 2017 et les coûts sont estimés à 860 M\$;
- La phase II de Saturn, d'une capacité de compression supplémentaire de 200 Mpi³/j et d'une capacité de réfrigération de 400 Mpi³/j, dont la date d'entrée en service est prévue pour le milieu de 2018 et les coûts sont estimés à 930 M\$.

Le résultat net de Hythe-Steeprock est essentiellement généré par une convention de services intermédiaires ferme à long terme, appelée la CSI, conclue le 9 février 2012 avec Encana. Les dispositions de la CSI prévoient des droits mensuels minimaux fondés sur des volumes convenus et des charges unitaires, ainsi que le recouvrement des charges d'exploitation et de maintenance. Les volumes convenus et les charges unitaires sont ajustés annuellement en fonction d'un calendrier préétabli tenant compte des prévisions de production et d'une hausse modérée des droits.

Le résultat net de Dawson, lequel est formé du système de collecte et de compression, de la phase 1 de Saturn et des usines de gaz en cours de construction, provient principalement, et continuera de provenir, de conventions appliquant le principe de la rémunération des services. En vertu de ces conventions, des droits unitaires sont établis pour chaque composante en vue de l'atteinte d'un taux de rendement cible établi selon le capital investi et le débit de production prévu. Les frais liés à la facilité de crédit seront établis 12 mois après le début des activités, et les frais de collecte seront réévalués à des périodes définies selon le débit de production réel. Ces mécanismes contractuels ainsi que d'autres mécanismes sont en place afin d'assurer de solides rendements sur le capital prévus, avec une protection en cas de baisse. L'une de ces protections en cas de baisse consiste en un mécanisme de paiement éventuel des coûts minimaux associés à certains actifs de collecte et de compression. Ce paiement éventuel sera établi dans la huitième année de la période de service des actifs et dépendra de l'existence ou non d'une insuffisance de flux de trésorerie générés, dans l'ensemble du réseau, par le gaz naturel recueilli et comprimé aux termes de certains contrats de service. Le montant de ce paiement éventuel pourra être réduit si Veresen Midstream vend la capacité inutilisée à des utilisateurs tiers.

La totalité de la participation de la société dans Veresen Midstream ainsi que la moitié de celle de KKR sont détenues sous forme de parts de société en commandite donnant droit au versement de distributions en trésorerie. La seconde moitié de la participation initiale de KKR est détenue sous forme de parts à rendement réinvesti qui ne confèrent pas le droit de recevoir des distributions en trésorerie, mais qui s'accumulent à un taux correspondant au rendement en trésorerie sur la participation résiduelle, majoré de 4 % par année. Les parts à rendement réinvesti sont convertibles en parts assorties de distributions en trésorerie après quatre ans à compter de l'émission initiale, au gré de KKR ou de la société.

Cette structure prévoit que la société détiendra une part disproportionnellement élevée de flux de trésorerie durant la période de construction, avant la mise en service des usines de gaz de Sunrise et de Tower. La transaction n'a pas eu d'incidence sur la trésorerie distribuable de la société en 2015 et devrait se révéler relative lorsque les nouveaux projets d'investissement seront mis en service. La société et KKR auront des droits de gouvernance équivalents dans Veresen Midstream, pourvu que la participation des partenaires demeure supérieure à 35 %.

Aux Sable

Aux Sable est formée des entreprises suivantes :

- Aux Sable Liquid Products (participation de 42,7 %), qui détient à son tour l'usine de Channahon, une usine d'extraction et de fractionnement des LGN de calibre mondial située à proximité du gazoduc d'Alliance, en mesure de récupérer jusqu'à 107 000 barils par jour d'éthane, de propane, de butane normal, d'isobutane et d'essence naturel;
- Aux Sable Midstream (participation de 42,7 %), qui détient les actifs suivants :
 - l'usine de conditionnement Palermo, dans la région de Bakken (Dakota du Nord), d'une capacité de traitement de 80 Mpi³/j, où sont retranchés les composés d'hydrocarbures plus lourds du gaz riche amené jusqu'au gazoduc Prairie Rose, tout en y laissant la majeure partie des LGN;
 - le gazoduc Prairie Rose, d'un diamètre de 30 cm, d'une longueur de 133 km et d'une capacité estimative de 110 Mpi³/j, qui amène le gaz riche de l'usine de conditionnement Palermo et d'autres sources jusqu'au réseau de gazoducs d'Alliance;
 - les installations de stockage, les gazoducs de LGN en aval et les installations de transbordement jouxtant l'usine de Channahon;
- Aux Sable Canada (participation de 50 %), qui détient :
 - les installations d'injection de LGN en bordure du gazoduc Alliance en Alberta et en Colombie-Britannique;
 - une participation minoritaire dans les usines de traitement de gaz naturel Septimus et Wilder, d'une capacité de traitement de 75 Mpi³/j et de 60 Mpi³/j, respectivement, situées dans la région riche en liquides de Montney, en Colombie-Britannique;
 - le gazoduc Septimus, réseau de gazoducs de 20 km de long capable d'amener 400 Mpi³/j de gaz naturel de l'usine de gaz Septimus jusqu'au gazoduc Alliance;
 - l'usine de traitement des effluents gazeux Heartland, à Fort Saskatchewan, en Alberta;
- Alliance Canada Marketing (participation de 42,7 %), qui a une capacité de transport de gaz naturel garanti à long terme sur le gazoduc Alliance en vue de l'équilibrage du gaz d'appoint pour l'usine Channahon d'Aux Sable.

Conformément à un contrat de vente à long terme de LGN conclu avec BP Products North America Inc. (« BP »), Aux Sable vend toute la production de son usine de Channahon à BP. En retour, BP verse à Aux Sable des droits annuels fixes ainsi qu'un pourcentage de l'excédent des marges nettes sur les droits fixes. Le pourcentage des marges nettes varie en fonction de l'atteinte de seuils précis. De plus, BP rembourse à Aux Sable la totalité des charges d'exploitation et de maintenance ainsi que, sous réserve de certaines limites, les coûts engagés pour l'approvisionnement en charge d'alimentation et les dépenses d'investissement se rapportant à son installation Channahon.

Les activités médianes de l'usine de conditionnement Palermo et le gazoduc Prairie Rose dans la région de Bakken d'Aux Sable tirent des produits liés aux activités de traitement et de transport par gazoduc, respectivement, et conservent une marge sur les LGN récupérés.

Dans le cadre de la stratégie d'Aux Sable consistant à acheminer à son usine de Channahon de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz naturel riche en liquides après le 1^{er} décembre 2015, des efforts ont été déployés afin de collaborer avec les producteurs exerçant des activités de mise en valeur à l'égard des zones riches en liquides des régions de Montney et de Duvernay qui n'étaient pas encore raccordées au gazoduc d'Alliance. Aux Sable a offert des conventions relatives à la prime sur le gaz riche qui prévoient le partage avec les producteurs des marges sur les liquides du gaz naturel. Ces conventions permettent aux producteurs d'éviter les dépenses d'investissement immédiates et prévoient une valeur du LGN liée aux vastes marchés des LGN dans le centre-ouest américain.

Aux Sable Canada peut posséder des propriétés gazières à plusieurs endroits du gazoduc d'Alliance par suite de la conclusion des conventions relatives à la prime sur le gaz riche. Dans le cadre de ces conventions, Aux Sable a mis en place des ententes en matière de mise en marché, de transport et de commercialisation du gaz naturel en vue de soutenir et de gérer l'approvisionnement en gaz naturel riche en liquides de l'usine de Channahon. Cette activité peut exiger d'Aux Sable l'achat et la vente de gaz naturel et le maintien d'une

capacité de transport sur le gazoduc d'Alliance ou les systèmes de transport adjacents, de manière à réduire l'exposition aux prix des produits de base ou d'écarts avec les prix de référence.

Aux Sable a signé plusieurs conventions relatives à la prime sur le gaz riche et, par conséquent, sa possibilité d'extraire des LGN supplémentaires à l'usine de Channahon a atteint la capacité courante de l'usine. En réponse à la demande des clients, les propriétaires d'Aux Sable, et la société inclusivement, ont donné leur accord à un agrandissement de l'usine de Channahon, qui permettra une capacité de fractionnement additionnelle d'environ 24 500 barils par jour, en plus de la capacité actuelle de 107 000 barils par jour. L'agrandissement de l'usine de Channahon, qui accroîtra la capacité de traitement du propane et du butane, représente des dépenses d'investissement estimatives de 130 M\$ US (montant brut). En novembre 2015, Aux Sable a conclu une convention avec une tierce partie visant la vente de la quasi-totalité de la capacité accrue de propane.

Secteur de la production d'énergie

Le secteur de la production d'énergie de la société a acquis avec le temps, par l'aménagement de nouvelles centrales ainsi que par des acquisitions, un portefeuille diversifié d'installations énergétiques d'une capacité globale de 888 MW (capacité brute). Une grande part des centrales de la société sont visées par des contrats de longue durée d'approvisionnement en énergie mettant en jeu des paiements fixes fondés sur la puissance électrique, lesquels rapportent à la société des flux de trésorerie stables qui échappent pour l'essentiel aux fluctuations des cours des produits de base et des volumes d'électricité produits. Les biens énergétiques du secteur représentaient 23 % de l'actif de la société au 31 décembre 2015 et sont formés des éléments (entièrement détenus, sauf indication contraire) suivants :

- Des centrales au gaz et des réseaux énergétiques de quartier :
 - la centrale York Energy Centre, en Ontario (400 MW; détenue à 50 %);
 - la centrale de cogénération East Windsor, en Ontario (86 MW);
 - la centrale de cogénération et le réseau énergétique de quartier de London, en Ontario (17 MW);
 - P.E.I. Energy Systems, réseau énergétique de quartier à Charlottetown, dans l'Île-du-Prince-Édouard.
- Des installations de récupération de chaleur :
 - les deux installations d'EnPower, en Colombie-Britannique (10 MW);
 - les quatre installations de NRGreen, en Saskatchewan (20 MW; détenue à 50 %) et une installation en Alberta (13 MW; détenue à 50 %).
- Des centrales hydroélectriques au fil de l'eau :
 - à Glen Park, dans l'État de New York (33 MW);
 - à Furry Creek en C.-B. (11 MW; détenue à 99 %);
 - en amont et en aval de la rivière Clowhom, en Colombie-Britannique (22 MW);
 - à Dasque-Middle, en Colombie-Britannique (20 MW).
- Des parcs éoliens :
 - à Grand Valley, phases I, II et III, en Ontario (9 MW, 11MW et 40 MW, respectivement; détenus à 75 %);
 - à St. Columban, en Ontario (33 MW; détenu à 90 %).

Centrales au gaz et réseaux énergétiques de quartier

Chacune des centrales au gaz de la société en Ontario vend sa puissance installée et son électricité aux termes de contrats d'achat d'énergie de longue durée passés auprès de contreparties très solvables. Ces contrats d'achat d'énergie sont structurés de manière que soient versés aux centrales des tarifs convenus pour la mise à disposition de leur puissance, et que le coût du combustible puisse en être recouvré. Ainsi, le résultat et les flux de trésorerie tirés des centrales proviennent essentiellement des paiements au titre de la puissance disponible, et ne varient pas vraiment en fonction du volume d'électricité produit ou des fluctuations du cours des produits de base. Outre les paiements liés à la puissance disponible, la majeure partie de ces centrales peuvent dégager des marges sur l'énergie. Les réseaux d'énergie de quartier de la société en Ontario et à l'Île-du-Prince-Édouard sont formés de centrales qui convertissent du combustible (en l'occurrence du gaz naturel, des déchets municipaux, de la biomasse ou du mazout) en vapeur, en eau chaude ou en eau réfrigérée. Ces produits sont alors amenés jusqu'aux immeubles des clients par des canalisations souterraines à des fins de chauffage ou de climatisation ou pour certains usages industriels.

Le 8 janvier 2015, la société a clôturé la vente de ses centrales au gaz situées au Colorado et en Californie au prix de vente de 27 M\$ US.

Énergie renouvelable

Installations de récupération de chaleur

Les usines de récupération de chaleur de la société en Saskatchewan et en Colombie-Britannique ont recours à la technique de récupération d'énergie ERG^{MD} ainsi qu'à l'énergie résiduelle produite par les stations de compression des gazoducs Alliance et Spectra. L'électricité ainsi produite est respectivement vendue à la Saskatchewan Power Corporation et à BC Hydro aux termes de contrats d'achat d'électricité de longue durée. NRGreen, dans laquelle la société détient une participation de 50 %, a mené à bien la construction de la centrale de récupération de chaleur résiduelle d'une puissance de 13 MW à Whitecourt, en Alberta, et elle a entrepris ses activités le 8 décembre 2014. L'électricité ainsi produite est vendue de manière ponctuelle à l'Alberta Power Pool.

Centrales hydroélectriques au fil de l'eau

La société détient quatre centrales hydroélectriques au fil de l'eau en Colombie-Britannique représentant une puissance installée globale de 53 MW. Ces centrales vendent leur production à BC Hydro aux termes de contrats d'achat d'électricité de longue durée. La société est rétribuée selon le volume d'électricité livré dans les faits et en fonction de tarifs fixes et indexés à l'inflation. La centrale hydroélectrique au fil de l'eau Dasque-Middle a entrepris ses activités commerciales le 21 mai 2015.

Le portefeuille d'installations hydroélectriques au fil de l'eau de la société compte aussi la centrale de Glen Park, d'une capacité de 33 MW, située dans le nord de l'État de New York. Glen Park vend la totalité de sa production selon les conditions qui ont cours chaque mois sur le marché.

Parcs éoliens

La société détient une participation de 75 % dans les parcs éoliens de Grand Valley, en Ontario, qui vendent leur production à l'Office de l'électricité de l'Ontario (« OÉO ») aux termes de contrats de longue durée. La phase III est entrée en exploitation le 4 décembre 2015.

Le parc éolien St. Columban est entré en exploitation le 16 juillet 2015.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION SECTORIELS

Secteur des gazoducs

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestre clos le 31 décembre 2015				Trimestre clos le 31 décembre 2014			
	Total	Alliance	Ruby ³⁾	AEGS	Total	Alliance	Ruby ³⁾	AEGS
Quote-part du résultat net	34	34	-	-	26	26	-	-
Produits de dividendes	31	-	31	-	16	-	16	-
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA »)¹⁾	6	-	-	6	7	-	-	7
Dotation aux amortissements	(3)	-	-	(3)	(4)	-	-	(4)
Charge d'intérêts et autres charges financières	(1)	-	-	(1)	(1)	-	-	(1)
Bénéfice net avant impôt	67	34	31	2	44	26	16	2
Trésorerie distribuable	83	47	31	5	57	36	16	5
Volumes (100 %)		1,481	1,013	279,6		1,547	0,845	296,8
		Gpi³/j	Gpi³/j	kb/j²⁾		Gpi³/j	Gpi³/j	kb/j²⁾

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Exercice clos le 31 décembre 2015				Exercice clos le 31 décembre 2014			
	Total	Alliance	Ruby ³⁾	AEGS	Total	Alliance	Ruby ³⁾	AEGS
Quote-part du résultat net	131	131	-	-	112	112	-	-
Produits de dividendes	116	-	116	-	16	-	16	-
Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement (« BAIIA »)¹⁾	28	-	-	28	28	-	-	28
Dotation aux amortissements	(14)	-	-	(14)	(14)	-	-	(14)
Charge d'intérêts et autres charges financières	(5)	-	-	(5)	(5)	-	-	(5)
Bénéfice net avant impôt	256	131	116	9	137	112	16	9
Trésorerie distribuable	302	167	116	19	180	145	16	19
Volumes (100 %)		1,488	0,805	285,6		1,556	1,020	289,1
		Gpi³/j	Gpi³/j	kb/j²⁾		Gpi³/j	Gpi³/j	kb/j²⁾

1) Cette mesure n'est pas une mesure normalisée aux termes des PCGR des États-Unis et pourrait ne pas être comparable à des mesures semblables que présentent d'autres entités. Se reporter à la rubrique Mesures financières hors PCGR du présent rapport de gestion.

2) Les volumes quotidiens moyens d'AEGS sont calculés en fonction des volumes à l'égard desquels des droits sont perçus.

3) La société a acquis une participation de 50 % en titres de participation privilégiés convertibles de Ruby le 6 novembre 2014.

Alliance Pipeline

Points saillants opérationnels

Les livraisons pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 se sont établies à 1,488 Gpi³/j en moyenne, contre 1,556 Gpi³/j pour l'exercice précédent. Après la mise en place du nouveau cadre de services le 1^{er} décembre 2015, les livraisons se sont établies à 1,65 Gpi³/j en moyenne pour le mois de décembre, ce qui rend compte d'une forte demande pour les services interruptibles. Alliance a également conclu des contrats visant 73 Mpi³/j de services de réception interruptibles et 77 Mpi³/j de services de livraison interruptibles au moyen d'un appel d'offre en décembre. Les droits de péage pour les services interruptibles se sont établis entre 108 % et 129 % de droits fermes.

Le 7 août 2015, le réseau de gazoducs d'Alliance a été mis hors service pendant environ une semaine par suite de la détection d'hydrogène sulfuré dans le réseau causée par un exploitant en amont. Durant cette période d'interruption, Alliance a utilisé la technique du brûlage à la torche pour ramener la quantité d'hydrogène sulfuré dans le gazoduc à un niveau sécuritaire dans les limites de la station de compression Alameda d'Alliance en Saskatchewan. Alliance a suivi les procédures réglementaires et pris des mesures de précaution supplémentaires en vue de protéger les personnes, le site et la zone environnante. Des postes de contrôle ont été érigés afin de s'assurer que les normes en matière de qualité de l'air étaient respectées. L'incident n'a pas endommagé le réseau de gazoducs et n'a eu aucune incidence sur son intégrité.

Points saillants financiers

La trésorerie distribuable pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 s'est établie à 167 M\$, contre 145 M\$ pour l'exercice précédent. La hausse découle surtout de la dépréciation du dollar canadien, d'une hausse des taux d'amortissement négociés applicables aux 11 premiers mois de 2015 et de l'abandon du traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés.

Le bénéfice net avant impôt pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 s'est établi à 131 M\$, contre 112 M\$ pour l'exercice précédent. La hausse est surtout attribuable aux mêmes facteurs ayant eu une incidence sur la trésorerie distribuable, contrebalancés en partie par l'incidence de l'interruption découlant de la détection d'hydrogène sulfuré. Cette interruption n'a pas eu d'incidence significative sur le plan financier. Alliance cherche des solutions en vue de recouvrer les coûts associés à cet incident.

Les résultats du quatrième trimestre rendent compte des mêmes facteurs susmentionnés, excluant l'interruption découlant de la détection d'hydrogène sulfuré, laquelle a eu une incidence sur le résultat du troisième trimestre. Les résultats de décembre ont subi les contrecoups d'une baisse des droits de péage en vertu du nouveau cadre de services, laquelle a été contrebalancée en partie par la baisse des coûts d'exploitation.

Gazoduc Ruby

Points saillants opérationnels

Des contrats fermes à long terme sont en place et visent environ 1,1 Gpi³/j, soit 71 % de la capacité du gazoduc, et 90 % sont détenus par des transporteurs de premier ordre. La durée moyenne résiduelle des contrats est de plus de sept ans. Les livraisons pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 se sont établies à 0,805 Gpi³/j en moyenne, contre 1,020 Gpi³/j en moyenne pour l'exercice précédent. La baisse des volumes par rapport à ceux prévus aux contrats est attribuable aux travaux de maintenance des réseaux en aval, au temps clément et à la baisse de la demande à l'égard des volumes en stock.

Points saillants financiers

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la trésorerie distribuable et le bénéfice net se sont chiffrés à 116 M\$, soit les distributions annuelles revenant à la société en sa qualité de porteur d'actions privilégiées convertibles. La trésorerie distribuable et le bénéfice net de l'exercice clos le 31 décembre 2014 se sont établis à 16 M\$, soit la quote-part des distributions annuelles revenant à la société à compter de la date d'acquisition.

AEGS

Points saillants opérationnels

Les volumes sur lesquels des droits ont été perçus pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 se sont chiffrés à 285,6 kb/j, ce qui se compare aux 289,1 kb/j de l'exercice précédent.

Points saillants financiers

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, AEGS a inscrit une trésorerie distribuable de 19 M\$ et un bénéfice net avant impôt de 9 M\$, ce qui se compare au résultat de l'exercice précédent.

Secteur des activités médianes

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestre clos le 31 décembre 2015				Trimestre clos le 31 décembre 2014		
	Total	Hythe- Steepprock	Veresen ¹⁾ Midstream	Aux Sable	Total	Hythe- Steepprock	Aux Sable
Quote-part du résultat net	(18)	-	2	(20)	13	-	13
BAIIA	-	-	-	-	18	18	-
Dotation aux amortissements	-	-	-	-	(10)	(10)	-
Résultat net avant impôt	(18)	-	2	(20)	21	8	13
Trésorerie distribuable	19	-	15	4	34	17	17
Volumes (100 %)							
Hythe/Steepprock ²⁾		-	391,9			400,8	
Dawson ³⁾		-	709,0			-	
Éthane				26,5			21,0
Propane plus				46,1			46,7
		-	1 100,9	72,6		400,8	67,7
		Mpi ³ /j	Mpi ³ /j	kb/j		Mpi ³ /j	kb/j

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Exercice clos le 31 décembre 2015				Exercice clos le 31 décembre 2014		
	Total	Hythe- Steepprock	Veresen ¹⁾ Midstream	Aux Sable	Total	Hythe- Steepprock	Aux Sable
Quote-part du résultat net	(44)	-	(1)	(43)	48	-	48
BAIIA	21	21	-	-	73	73	-
Dotation aux amortissements	(10)	(10)	-	-	(40)	(40)	-
Résultat net avant impôt	(33)	11	(1)	(43)	81	33	48
Trésorerie distribuable	76	20	45	11	131	74	57
Volumes (100 %)							
Hythe/Steepprock ^{2), 4)}		393,8	392,6			399,9	
Dawson ^{3), 4)}		-	634,1			-	
Éthane				21,4			22,6
Propane plus				45,1			47,6
		393,8	1 026,7	66,5		399,9	70,2
		Mpi ³ /j	Mpi ³ /j	kb/j		Mpi ³ /j	kb/j

1) Le résultat de Veresen Midstream s'applique pour les périodes allant du 1^{er} avril au 31 décembre 2015.

2) Les volumes visés par des droits de traitement de Hythe-Steepprock correspondent i) soit aux volumes d'engagements minimaux à l'égard desquels la société a tiré des honoraires de traitement ou aux volumes réels traités s'ils surpassent le seuil minimal aux termes de la convention de services intermédiaires conclue avec notre principal client ou ii) aux volumes traités pour d'autres producteurs.

3) Les débits de production de Dawson représentent les volumes réels traités par le client principal de la société.

4) Les volumes de Veresen Midstream comprennent ceux de Hythe-Steepprock et de Dawson du 1^{er} avril au 31 décembre 2015.

Hythe-Steepprock

Pour le premier trimestre de 2015, les actifs de Hythe-Steepprock, alors détenus en propriété exclusive par la société, ont généré une trésorerie distribuable de 20 M\$ et un bénéfice net de 11 M\$ avant la clôture de l'opération visant Veresen Midstream le 31 mars 2015. Les résultats liés aux actifs de Hythe-Steepprock pour les neuf derniers mois de l'exercice sont pris en compte dans ceux de Veresen Midstream, comme il est mentionné plus bas.

Veresen Midstream

Les résultats d'exploitation et financiers tirés des actifs de Hythe-Steepprock pris en compte dans Veresen Midstream ne rendent pas compte des résultats du premier trimestre alors que la société les détenait en propriété exclusive.

Au 31 mars 2015, la valeur comptable nette des actifs de Hythe-Steepprock fournis par la société en vue de financer sa participation dans Veresen Midstream s'établissait à 839 M\$, ce qui a donné lieu à un profit à la vente de 37 M\$ avant impôt attribuable à la composante monétaire de l'opération.

Points saillants opérationnels

Au cours du quatrième trimestre de 2015, les volumes réels reçus d'Encana et de CRP à Dawson se sont établis en moyenne à 709,02 Mpi³/j, contre 584,7 Mpi³/j et 607,8 Mpi³/j durant le deuxième et le troisième trimestre, respectivement. La capacité accrue découle de la résolution des problèmes de goulots d'étranglement dans la partie nord de Dawson. Le problème de faiblesse des débits de production dans la portion sud de Dawson découlant de la réduction du service aux fins de la gestion de l'intégrité imposée par les gazoducs en aval a été résolu à la fin du quatrième trimestre.

Les volumes visés par des droits de traitement de Hythe-Steepprock se sont établis en moyenne à 391,9 Mpi³/j et 392,9 Mpi³/j pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2015, ce qui comprend les volumes minimaux convenus au titre de la CSI visant Hythe-Steepprock ainsi que le gaz naturel de producteurs tiers. Par rapport à la période correspondante de 2014, les volumes visés par des droits de Hythe-Steepprock se sont repliés de 2 %, conformément à l'engagement contractuel. Pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2015, les installations de Hythe comme celles de Stepprock ont tourné dans les deux cas à des taux de fiabilité de 99,8 % et 99,9 %, respectivement, dépassant ainsi leurs taux ciblés respectifs au titre de la CSI.

Pour financer l'acquisition initiale d'actifs auprès d'Encana et de CRP, ainsi que les travaux de construction en cours, Veresen Midstream a prélevé la totalité du montant disponible aux termes de l'emprunt à terme B, soit 575 M\$ US, et 370 M\$ aux termes de sa facilité de crédit à l'expansion de 1 275 M\$ au 31 décembre 2015. À la clôture de l'exercice considéré, Veresen Midstream avait investi 312 M\$ dans les installations Sunrise et Tower.

Points saillants financiers

Composantes de la quote-part du résultat net de Veresen Midstream

	Trimestre clos le 31 décembre	Période de neuf mois close le 31 décembre
(Quote-part de Veresen; en millions de dollars)	2015	2015
BAlIA de Hythe/Steepprock	10	30
BAlIA de Dawson	10	23
Frais généraux et frais d'administration – siège social	(2)	(5)
Dotation aux amortissements	(9)	(26)
Charge d'intérêts et autres charges financières	(6)	(19)
Perte latente à la conversion de la dette en dollars américains	(12)	(37)
Profit latent sur swap de devises	11	32
Change, autres	-	1
Résultat net avant impôt / quote-part du résultat net	2	(1)

Pour la période de neuf mois close le 31 décembre 2015, Veresen Midstream a généré une trésorerie distribuable de 45 M\$ et une perte nette avant impôt de 1 M\$, ce qui cadre avec les prévisions.

Hythe-Steepprock et Dawson ont généré respectivement des BAlIA de 30 M\$ et de 23 M\$ pour la période close le 31 décembre 2015. Le BAlIA de Hythe-Steepprock reflète essentiellement les volumes minimaux et les droits convenus au titre de la CSI. Le BAlIA de Dawson est fondé sur les débits réels reçus d'Encana et de CRP et les produits tirés des services facturés à l'utilisation au titre d'une CSI à long terme.

Le 31 décembre 2015, Veresen Midstream a versé une distribution de 23 M\$, dont la quote-part revenant à la société correspondait à 15 M\$. En vertu de la structure des parts à rendement réinvesti, la société a droit aux deux tiers des distributions en trésorerie et à environ 49,6 % du bénéfice net pour la période de neuf mois close le 31 décembre 2015.

Les résultats de la période close le 31 décembre 2015 rendent compte d'un profit lié à la juste valeur de 32 M\$ sur le swap de devises de Veresen Midstream, contrebalancé par une perte de change de 37 M\$ à la réévaluation de l'emprunt à terme de Veresen Midstream libellé en dollars américains (dont il est question plus loin à la rubrique *Instruments financiers*) et par l'inscription de coûts de financement différés de 2 M\$ découlant de la modification du taux de l'emprunt à terme de Veresen Midstream au deuxième trimestre. Il n'y a pas de résultat d'exploitation ni de distribution provenant de Veresen Midstream pour le premier trimestre de 2015, étant donné que ses actifs d'exploitation, dont ceux de Hythe-Steepprock, n'ont pas été acquis avant le 31 mars 2015.

Pour le quatrième trimestre de 2015, Veresen Midstream a versé une distribution de 15 M\$. Hythe-Steepprock et Dawson ont généré des BAlIA de 10 M\$ chacun, et le bénéfice net reflète un profit lié à la juste valeur de 11 M\$ sur le swap de devises de Veresen Midstream et une perte de 12 M\$ à la réévaluation de l'emprunt à terme de Veresen Midstream libellé en dollars américains.

Aux Sable

Survol du marché des LGN

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
Marge moyenne sur l'éthane de la côte américaine du Golfe (\$ US/gallon)	0,03	(0,05)	0,03	(0,02)
Marge moyenne sur le propane plus de la côte américaine du Golfe (\$ US/gallon)	0,31	0,52	0,30	0,75
Marge moyenne sur le propane de la côte américaine du Golfe (\$ US/gallon)	0,42	0,77	0,46	1,04
Cours moyen du gaz naturel au carrefour Henry (\$ US/MBtu)	2,24	3,75	2,61	4,34
Cours moyen du gaz naturel au point de livraison à Chicago (\$ US/MBtu)	2,16	3,90	2,69	5,57
Cours moyen du pétrole brut WTI (\$ US/baril)	42,18	73,24	48,29	93,02
Écart moyen entre le prix à Chicago et le prix AECO (\$/MBtu)	0,42	0,88	0,80	1,61

Les marges sur l'éthane de la côte américaine du Golfe du Mexique sont demeurées faibles en 2015, les stocks d'éthane demeurant excédentaires.

Les niveaux de stocks de propane aux États-Unis sont demeurés élevés en 2015, diminuant les marges sur le propane plus de la côte américaine du Golfe par rapport à celles de 2014. Les stocks de propane aux États-

Unis ont clôturé 2015 à environ 93 Mb, soit 21 Mb de plus que les stocks de la période correspondante de l'exercice précédent et 39 Mb de plus que la moyenne sur cinq ans. L'incidence positive des facteurs liés à la demande saisonnière, notamment le chauffage en hiver et le séchage des récoltes, n'a pas suffi à faire diminuer les stocks élevés de propane. Les prix du propane de la côte américaine du Golfe se sont établis en moyenne à 0,42 \$ US le gallon au quatrième trimestre de 2015, contre 0,77 \$ US le gallon pour la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui rend compte des stocks élevés et de la pression exercée sur les prix des liquides du gaz naturel découlant de la baisse marquée des cours du pétrole brut. Pour l'exercice, les prix du propane de la côte américaine du Golfe ont diminué de 0,58 \$ US par rapport à 2014.

Les prix du gaz naturel se sont repliés au quatrième trimestre de 2015, ce qui rend compte des stocks élevés découlant d'une forte production de gaz naturel en Amérique du Nord, malgré le repli des prix et une météo clémente durant les mois d'hiver. Pour le premier trimestre de 2014, les prix du gaz naturel se sont raffermis en raison du temps extrêmement froid qui a sévi dans le Midwest des États-Unis. Le prix du gaz au point de livraison à Chicago s'est établi en moyenne à 2,16 \$ US par MBtu au quatrième trimestre de 2015, en baisse de 1,74 \$ US par MBtu par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

Points saillants opérationnels

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2015, Aux Sable a traité 93 % du gaz naturel livré par Alliance, contre 96 % en 2014. Cette diminution est surtout attribuable à la déviation de volumes par suite du niveau élevé des stocks, de la faible rentabilité des marges, ainsi qu'aux interruptions de service prévues.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, le volume des arrivages dans le gazoduc Prairie Rose, dans le Dakota du Nord, s'est chiffré à 101 Mpi³/j en moyenne, contre 98 Mpi³/j pour l'exercice 2014. Cette hausse découle surtout de la croissance prévue des volumes en provenance des producteurs de Bakken et du temps extrêmement froid qui a nui aux systèmes de collecte aux champs des producteurs au début du premier trimestre de 2014, facteurs contrebalancés en partie par la mise hors service du gazoduc d'Alliance en août 2015.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, le volume des ventes de propane plus s'est établi à 45,1 kb/j, contre 47,6 kb/j en 2014, par suite de la réinjection attribuable à une offre excédentaire sur le marché et la mise hors service du gazoduc d'Alliance en août 2015. Aux Sable a produit 21 kb/j d'éthane en 2015 en vue de satisfaire certaines ententes commerciales. Les volumes en 2015 ont été inférieurs à ceux de 2014 en raison de l'offre excédentaire d'éthane sur le marché.

Points saillants financiers

Composantes de la quote-part du résultat net d'Aux Sable :

(Quote-part de Veresen; en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2015	2014	2015	2014
Produits tirés des baux sur marge				
Montant dégagé pour la période	1	5	4	23
Marge comptabilisée pour la période antérieure	-	3	-	-
(Marge non comptabilisée pour la période)	-	-	-	-
Montant comptabilisé à titre de produits	1	8	4	23
Marge sur la capacité des gazoducs	(6)	-	(14)	6
Autres activités sur marge	1	5	(2)	16
Activités à frais fixes	10	9	39	35
Frais généraux, frais d'administration, charges d'exploitation et de maintenance	(6)	(6)	(23)	(21)
Provision à l'égard d'un règlement éventuel envers des clients	(16)	-	(32)	-
Dotation aux amortissements	(4)	(3)	(15)	(11)
Charge d'intérêts et autres charges financières	-	-	-	-
Résultat net avant impôt / quote-part du résultat net	(20)	13	(43)	48

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, Aux Sables a inscrit une trésorerie distribuable de 11 M\$ et une perte nette avant impôt de 43 M\$, contre une trésorerie distribuable de 57 M\$ et un bénéfice net avant impôt de 48 M\$ pour l'exercice précédent.

En 2015, le contrat de vente de LGN d'Aux Sable assurait une protection contre des baisses de prix à la lumière d'une conjoncture du marché des LGN toujours défavorable, établissant des frais fixes et couvrant les coûts d'exploitation de l'installation Channahon, aucun produit fondé sur les marges important n'étant généré.

Les pertes subies au cours de l'exercice à l'égard de la capacité de production du gazoduc d'Aux Sable sont attribuables aux interruptions temporaires de la capacité d'acheminement par gazoduc créant un déséquilibre de l'offre et de la demande de gaz naturel durant le troisième trimestre et une partie du quatrième trimestre de 2015, réduisant l'écart entre le prix du gaz naturel à Chicago et le prix du gaz naturel AECO. Au premier trimestre de 2014, l'écart entre le prix du gaz naturel à Chicago et le prix du gaz naturel AECO s'est élargi en raison du temps extrêmement froid qui a sévi dans le centre-ouest des États-Unis, ce qui a donné lieu à une plus grande marge sur la capacité des gazoducs en 2014.

Le résultat sur les autres activités sur marges d'Aux Sable ont diminué en raison de la régression des marges sur fractionnement des LGN à l'usine de conditionnement d'Aux Sable à Palermo, dans le Dakota du Nord.

Au quatrième trimestre de 2015, une provision supplémentaire de 16 M\$ a été constituée au titre des possibles ajustements liés aux obligations d'Aux Sable envers ses clients.

La trésorerie distribuable et le bénéfice net du quatrième trimestre ont diminué par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison des mêmes facteurs sous-jacents dont il a été question plus haut. L'écart entre le prix du gaz naturel à Chicago et le prix du gaz naturel AECO s'est sensiblement réduit au quatrième trimestre de 2015 par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui a donné lieu à une baisse de la marge sur la capacité des gazoducs pour Aux Sable.

Secteur de la production d'énergie

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2015	2014	2015	2014
Profit (perte) sur les couvertures de taux d'intérêt	5	(4)	(1)	(12)
Quote-part des autres produits	3	2	5	10
Quote-part du résultat net	8	(2)	4	(2)
BAIIA	15	9	46	40
Dotation aux amortissements	(10)	(7)	(33)	(27)
Charge d'intérêts et autres charges financières	(3)	(3)	(10)	(13)
Change et autres	3	-	3	-
Résultat net avant impôt	13	(3)	10	(2)
Trésorerie distribuable	14	8	43	47
Volumes (GWh)				
Chiffre brut	190	182	716	766
Chiffre net	156	151	603	638

Points saillants opérationnels

Les centrales de la société ont produit un résultat de bonne tenue en 2015. Au cours de l'exercice, la société a mené à bien la construction de ses parcs éoliens St. Columban et Grand Valley (phase III) en Ontario et de la centrale au fil de l'eau de Dasque-Middle en Colombie-Britannique; les installations fonctionnent comme prévu.

Points saillants financiers

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, les centrales de la société ont généré une trésorerie distribuable de 43 M\$, en baisse de 4 M\$ par rapport à 2014. La baisse est surtout attribuable à la vente par la société de ses centrales au gaz aux États-Unis en janvier 2015 et d'un ajustement rétroactif de 4 M\$ reçu en lien avec le contrat d'approvisionnement en électricité de York Energy Centre conclu avec l'OÉO durant le deuxième trimestre de 2014, facteurs contrebalancés en partie par le résultat supplémentaire dégagé par les nouveaux projets de parcs éoliens et de centrales au fil de l'eau de la société dont les activités ont été entreprises en 2015.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, le bénéfice net avant impôt s'est établi à 10 M\$, contre une perte nette de 2 M\$ en 2014. La hausse du résultat d'exploitation des installations de la société durant l'exercice et la baisse des pertes sur les couvertures de taux d'intérêt ont été contrebalancées en partie par les amortissements supplémentaires des nouvelles installations et d'un ajustement rétroactif de 4 M\$ reçu de l'OÉO durant le deuxième trimestre de 2014.

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2015, la trésorerie distribuable a augmenté de 6 M\$ en raison des flux de trésorerie supplémentaires générés par les nouvelles installations de la société. La vente des centrales au gaz aux États-Unis au premier trimestre n'a pas eu d'incidence importante sur les flux de trésorerie du quatrième trimestre de 2014. Le bénéfice net pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 a augmenté en raison de la hausse du résultat d'exploitation et des profits sur les couvertures de taux d'intérêt, facteurs contrebalancés en partie par les amortissements supplémentaires des nouvelles installations.

Veresen – Siège social et développement de projets

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars)	2015	2014	2015	2014
Quote-part du résultat net	4	4	14	12
Frais généraux et frais d'administration	2	7	22	29
Frais de développement de projets	29	20	85	79
Dotation aux amortissements	1	-	3	2
Charge d'intérêts et autres charges financières	7	13	38	41
Change et autres	1	(35)	(5)	(41)
Charges nettes avant impôt	44	9	157	122
Trésorerie distribuable	(9)	(18)	(53)	(66)

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la société a inscrit des charges nettes avant impôt liées au siège social de 157 M\$, soit une hausse de 35 M\$ par rapport à l'exercice précédent. La hausse est attribuable à un profit de 39 M\$ avant impôt sur les contrats de change à terme conclus en vue de gérer le risque de change lié à l'acquisition de Ruby au quatrième trimestre de 2014 et à la hausse des coûts de développement de projets associés au projet de terminal de GNL de Jordan Cove. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la baisse des frais généraux et frais d'administration découlant de la réévaluation des régimes d'intéressement à long terme de la société.

Les charges d'intérêts ont été inférieures au quatrième trimestre de 2015 en raison du remboursement de la facilité d'acquisition en 2015.

Impôt

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars)	2015	2014	2015	2014
Bénéfice net avant impôt lié aux activités poursuivies	18	48	113	103
Impôt exigible	(6)	(10)	(37)	(30)
Impôt différé	9	(3)	18	5
Total de l'impôt	3	(13)	(19)	(25)
Taux effectif	(16,7) %	27,1 %	16,8 %	24,3 %

Le taux d'imposition effectif de la société pour 2015 est moins élevé que celui de 2014, en raison du recouvrement d'impôts étrangers d'exercices précédents et de l'abandon par Alliance du traitement comptable s'appliquant aux activités à tarifs réglementés. En date du 1^{er} janvier 2016, la société a procédé à une restructuration organisationnelle de ses activités exercées aux États-Unis qui élimine dans les faits l'impôt versé en trésorerie pour environ les cinq prochains exercices, sauf pour ce qui est de l'impôt de la partie VI.1 sur les dividendes à l'égard d'actions privilégiées.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2015	2014	2015	2014
Flux de trésorerie				
Activités d'exploitation	76	71	287	215
Activités d'investissement	(24)	(1 689)	366	(1 794)
Activités de financement	(105)	1 645	(658)	1 606
	31 décembre 2015		31 décembre 2014	
Trésorerie et placements à court terme	58		51	
Structure du capital				
Créances de premier rang ¹⁾	1 100	26 %	1 811	42 %
Capitaux propres	3 087	74 %	2 532	58 %
	4 187	100 %	4 343	100 %

1) Comprend la partie courante des créances à long terme de premier rang.

En 2015, la société a poursuivi la mise en place de certaines mesures pour renforcer sa situation de trésorerie et réduire les coûts d'emprunt et l'endettement. Tel qu'il est indiqué aux rubriques Activités de financement par capitaux propres et Activités de financement par capitaux d'emprunt, la société a utilisé le produit en trésorerie tiré de l'opération visant Veresen Midstream et de l'émission d'actions privilégiées pour rembourser une partie de la facilité de crédit d'acquisition. En conséquence de ces transactions, la société a ramené son ratio d'endettement total de 42 % à la clôture de 2014 à 26 % à la clôture de 2015.

La société compte s'acquitter de ses obligations à leur échéance, financer ses dépenses d'investissement, le remboursement de sa dette et le versement de ses dividendes et se donner la marge de manœuvre nécessaire pour saisir de nouvelles occasions d'investissement à même ses flux de trésorerie opérationnels, ses prélèvements sur la facilité de crédit renouvelable et les fonds réunis par l'entremise de son RRD.

Au 31 décembre 2015, la société disposait de facilités de crédit engagées de 750 M\$, sur lesquelles un montant de 169 M\$ avait été prélevé, dont 21 M\$ sous forme de lettres de crédit.

Au 31 décembre 2015, la trésorerie et les placements à court terme de la société totalisaient 58 M\$ (51 M\$ au 31 décembre 2014) et son fonds de roulement hors trésorerie déficitaire, 17 M\$ (fonds de roulement excédentaire de 22 M\$ au 31 décembre 2014).

Activités d'investissement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la société a généré des entrées de trésorerie liées aux activités d'investissement de 366 M\$, alors qu'elle avait inscrit des sorties de trésorerie de 1 794 M\$ pour financer ses activités d'investissement en 2014. Les principales activités d'investissement pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014 sont présentées dans le tableau ci-après.

	Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars)	2015	2014
Acquisitions et cessions		
Acquisition de Ruby, déduction faite des profits sur contrats de change à terme	-	(1 597)
Produit de la vente d'actifs	420	19
	420	(1 578)
Participations dans des entreprises sous contrôle conjoint		
Apports en capital	(60)	(74)
Remboursement de capital	30	11
	(30)	(63)
Dépenses d'investissement		
Activités médianes	(9)	(14)
Centrale hydroélectrique au fil de l'eau Dasque-Middle	(6)	(47)
Projet de parc éolien St. Columban	(29)	(83)
Installations énergétiques en exploitation	(7)	(2)
Autres dépenses d'investissement	(7)	(2)
	(58)	(148)
Autres	-	(1)
Flux de trésorerie liés aux activités abandonnées	34	(4)
Activités d'investissement	366	(1 794)

Activités de financement

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la société a utilisé 658 M\$ de trésorerie pour régler ses obligations financières, alors qu'elle avait généré des entrées de trésorerie de 1 606 M\$ en 2014. Les activités de financement des exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014 comprennent les suivantes :

	Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars)	2015	2014
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(107)	(156)
Actions ordinaires émises, déduction faite des coûts d'émission	-	1 157
Prélèvements nets (remboursements nets) sur la facilité de crédit renouvelable	25	(41)
Remboursements de créances de premier rang	(738)	(262)
Émission de titres de créance de premier rang, déduction faite des coûts d'émission	-	920
Actions privilégiées émises, déduction faite des coûts d'émission	194	-
Dividendes versés sur les actions privilégiées	(24)	(16)
Autres	(6)	4
Activités de financement	(658)	1 606

Activités de financement par capitaux propres

À compter du dividende en trésorerie à verser aux actionnaires inscrits le 31 octobre 2014, les actionnaires admissibles ont le droit de participer à la composante dividendes bonifiés de son régime de réinvestissement des dividendes (le « RRD »), qui permet à ces actionnaires de réinvestir leurs dividendes dans des actions ordinaires nouvellement émises et d'échanger leurs actions ordinaires contre une somme bonifiée correspondant à 102 % du dividende en trésorerie qu'ils auraient normalement eu le droit de recevoir à la date de versement du dividende applicable. La disponibilité de la composante dividendes bonifiés (marque de commerce de Canaccord Genuity Corp.) pour les actionnaires a fait sensiblement augmenter la participation au RRD de la société, lui procurant des fonds supplémentaires pour financer divers projets de croissance.

Le 1^{er} avril 2015, la société a émis 8,0 millions d'actions privilégiées à dividende cumulatif rachetables de série E (les « actions privilégiées de série E ») au prix de 25,00 \$ l'action dont elle a tiré un produit brut total de 200 M\$.

La société peut racheter les actions privilégiées de série E en totalité ou en partie le 30 juin 2020 ainsi que le 30 juin tous les cinq ans par la suite au prix de 25,00 \$ l'action majoré des dividendes courus et impayés.

Activités de financement par capitaux d'emprunt

Le 31 mars 2015, la société a utilisé 420 M\$ de la trésorerie reçue de Veresen Midstream pour rembourser une partie de sa facilité de crédit d'acquisition liée à l'acquisition de Ruby au quatrième trimestre de 2014. Le produit de l'émission par la société d'actions privilégiées de série E le 1^{er} avril 2015 a servi à rembourser une autre tranche de la facilité de crédit d'acquisition.

Le 31 juillet 2015, la facilité de crédit renouvelable de la société a été augmentée pour être portée de 550 M\$ à 750 M\$, et sa durée a été prorogée de un an de façon à en reporter la date d'échéance au 31 mai 2019. En août 2015, la société a prélevé un montant aux termes de la facilité de crédit renouvelable pour rembourser le solde de la facilité de crédit d'acquisition, à savoir 112 M\$.

DIVIDENDES

Politique

La politique générale de la société en matière de dividendes consiste à déclarer et à maintenir des dividendes mensuels stables et prévisibles au fil du temps, en tenant compte de ses projections de trésorerie distribuable et de ses besoins en investissements de croissance.

Aux actionnaires qui sont inscrits à la clôture des registres le dernier jour ouvrable de chaque mois, la société verse des dividendes mensuels le 23^e jour du mois qui suit la date de clôture des registres, ou si ce n'est pas un jour ouvrable, le jour ouvrable précédent.

Les porteurs d'actions privilégiées de série A auront le droit de recevoir des dividendes au comptant privilégiés cumulatifs fixes au taux annuel de 4,40 %, à payer trimestriellement. Le taux de dividende sera rajusté le 30 septembre 2017 et tous les cinq ans par la suite aux taux du marché en vigueur.

Les porteurs d'actions privilégiées de série C auront le droit de recevoir des dividendes au comptant privilégiés cumulatifs fixes au taux annuel de 5,00 %, à payer trimestriellement. Le taux de dividende sera rajusté le 31 mars 2019 et tous les cinq ans par la suite aux taux du marché en vigueur.

Les porteurs d'actions privilégiées de série E auront le droit de recevoir des dividendes au comptant privilégiés cumulatifs fixes au taux annuel de 5,00 %, à payer trimestriellement. Le taux de dividende sera rajusté le 30 juin 2020 et tous les cinq ans par la suite aux taux du marché en vigueur. Les porteurs d'actions privilégiées de série E auront le droit de convertir une partie ou la totalité de leurs actions en actions privilégiées à dividende cumulatif rachetables de série F (les « actions privilégiées de série F »), sous réserve du respect de certaines conditions, le 30 juin 2020 ainsi que tous les cinq ans par la suite, toujours le 30 juin. Les porteurs d'actions privilégiées de série F auront droit, si le conseil d'administration de Veresen en déclare et au moment où il en déclarera, à des dividendes en trésorerie cumulatifs variables payables trimestriellement en fonction des taux du marché alors en vigueur.

Pérennité des dividendes et capacité de production

La société entend continuer de verser des dividendes, même si elle ne peut le garantir et qu'elle n'y est pas tenue par la loi. La pérennité des dividendes est fonction de plusieurs facteurs, dont :

- le résultat et les flux de trésorerie qu'elle dégager;
- le maintien continu de la capacité de production de chaque entreprise, tant sur le plan matériel qu'économique;

- la capacité de la société de respecter les clauses restrictives imposées à l'égard de sa dette et de refinancer celle-ci à son échéance;
- la capacité de la société de satisfaire aux exigences réglementaires applicables.

Pour une analyse complète des principaux risques et incertitudes auxquels la société est exposée, il y a lieu de se reporter à la rubrique Risques du présent rapport de gestion.

Dividendes versés

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la société a déclaré des dividendes sur ses actions ordinaires de 291 M\$ (227 M\$ en 2014), dont 109 M\$ (146 M\$ en 2014) ont été versés au comptant aux porteurs d'actions ordinaires et 182 M\$ (81 M\$ en 2014) ont été versés en actions ordinaires émises au titre du RRD.

Restrictions visant les dividendes

La capacité de la société de verser des dividendes aux porteurs d'actions ordinaires dépend des modalités prévues dans certaines conventions de financement et de garantie. La facilité de crédit renouvelable restreint la capacité qu'a la société de verser des dividendes aux porteurs d'actions ordinaires lorsque survient ou se poursuit une quelconque défaillance. Au 31 décembre 2015, aucune défaillance aux termes de ces conventions qui est susceptible de limiter le versement des dividendes n'était survenue ni n'avait cours.

Les investissements que la société a réalisés dans ses secteurs d'activité ont été sous forme d'emprunts et de placements en actions dans des sociétés de personnes ou des sociétés par actions qui sont de ses filiales. En général, hormis les restrictions imposées par les clauses restrictives des conventions de crédit, il n'existe pas de restriction d'ordre juridique ou pratique qui empêche ces filiales de transférer à la société des fonds tirés de leurs activités opérationnelles, si ce n'est que les sociétés par actions qui sont des filiales doivent satisfaire aux critères de liquidité et de solvabilité prévus par les lois sur les sociétés s'appliquant à elles.

Dividendes versés et à verser relativement à la trésorerie liée aux activités d'exploitation et au bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars)	2015	2014	2015	2014
Trésorerie liée aux activités d'exploitation	76	71	287	215
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	14	21	60	52
Dividendes versés et à verser	73	66	291	227
Moins les dividendes versés en actions ordinaires au titre du RRD	(45)	(42)	(182)	(81)
Dividendes nets versés et à verser	28	24	109	146
Excédent de trésorerie provenant des activités d'exploitation sur les dividendes nets versés et à verser	48	47	178	69
Insuffisance du bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires sur les dividendes nets versés et à verser	(14)	(3)	(49)	(94)

L'excédent de trésorerie provenant des activités d'exploitation sur les dividendes nets versés et à verser représente les fonds affectés aux investissements de maintien, l'amortissement prévu de la dette à long terme ainsi que la trésorerie que la société conserve pour financer sa croissance.

Le bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires est généralement inférieur aux dividendes versés et à verser, étant donné que le bénéfice net reflète certaines charges hors trésorerie, comme les charges d'amortissement et l'impôt différé, et qu'il peut aussi comprendre des profits et des pertes de change latents et des profits et pertes de juste valeur, éléments qui n'entrent pas dans le calcul du montant de la trésorerie disponible pour le versement des dividendes.

INSTRUMENTS FINANCIERS

La société et ses entreprises sous contrôle conjoint concluent périodiquement des contrats de couverture des taux d'intérêt en vue de gérer l'exposition aux taux d'intérêt. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la quote-part du résultat net du secteur de la production d'énergie revenant à la société rend compte d'une perte latente à la valeur de marché de 1 M\$ avant impôt liée aux couvertures de taux d'intérêt. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2014, la quote-part du résultat net rend compte d'une perte latente à la valeur de marché de 12 M\$ avant impôt (9 M\$ après impôt).

Au premier trimestre de 2015, Veresen Midstream a conclu un swap de devises visant à gérer son exposition aux fluctuations des taux d'intérêt et de change sur les 575 M\$ US prélevés sur son emprunt à terme B. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la quote-part du résultat net de Veresen Midstream rend compte d'un profit latent à la valeur de marché de 32 M\$ avant impôt (23 M\$ après impôt) lié au swap de devises.

Au 31 décembre 2015, la valeur comptable et la juste valeur des instruments financiers de la société s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	Actifs financiers au coût amorti	Passifs financiers au coût amorti	Instruments non financiers	Total	Juste valeur ¹⁾
Actif					
Trésorerie et placements à court terme	58			58	58
Trésorerie soumise à restrictions	7			7	7
Distributions à recevoir	52			52	52
Créances d'exploitation et autres débiteurs	23		5	28	23
Montant à recevoir d'entreprises sous contrôle conjoint	50			50	50
Participations détenues au coût	1 981			1 981	2 010
Autres actifs	12		1	13	12
Passif					
Dettes d'exploitation et autres créditeurs		65		65	65
Dividendes à verser		25		25	25
Créances de premier rang		1 100		1 100	1 143
Autres passifs non courants		9	27	36	9

1) La juste valeur exclut les instruments non financiers.

Au 31 décembre 2014, la valeur comptable et la juste valeur des instruments financiers de la société s'établissaient comme suit :

(en millions de dollars)	Actifs financiers au coût amorti	Passifs financiers au coût amorti	Instruments non financiers	Total	Juste valeur ²⁾
Actif					
Trésorerie et placements à court terme	51			51	51
Trésorerie soumise à restrictions	5			5	5
Distributions à recevoir	46			46	46
Créances d'exploitation et autres débiteurs	55			55	55
Montant à recevoir d'entreprises sous contrôle conjoint	44			44	44
Actifs détenus en vue de la vente	6		33	39	6
Participations détenues au coût	1 660			1 660	1 660
Autres actifs	1		17	18	1
Passif					
Dettes d'exploitation et autres créditeurs		69	2	71	69
Dividendes à verser		8		8	8
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente		4		4	4
Créances de premier rang		1 811		1 811	1 864
Autres passifs non courants		14	39	53	14

2) La juste valeur exclut les instruments non financiers.

Pour les exercices clos les 31 décembre 2015 et 2014, la société a comptabilisé en résultat net les montants suivants :

(en millions de dollars)	2015	2014
Total de la charge d'intérêts, comptabilisée dans les autres passifs financiers, calculée selon la méthode du taux d'intérêt effectif	53	59

Justes valeurs

La juste valeur correspond au montant de la contrepartie dont conviendraient des parties bien informées et consentantes agissant en toute liberté, dans des conditions de pleine concurrence.

La juste valeur des instruments financiers compris dans la trésorerie et les placements à court terme, la trésorerie soumise à restrictions, les distributions à recevoir, les créances d'exploitation et produits à recevoir, le montant à recevoir des entreprises sous contrôle conjoint, les autres actifs, les dettes d'exploitation, les intérêts à payer, les charges à payer, les dividendes à verser et les autres passifs non courants avoisine leur valeur comptable en raison de la nature de ces éléments ou de leur échéance rapprochée. La juste valeur des participations détenues au coût repose sur plusieurs facteurs, dont la valeur actualisée des prévisions de flux de trésorerie distribuables qui devraient être tirés des activités sous-jacentes à la participation de Ruby. L'évaluation de ces flux de trésorerie a nécessité la formulation d'hypothèses sur la demande future à l'égard des activités de Ruby, les cours des marchandises et les taux d'intérêt prévus, la conjoncture économique prévue, les moments auxquels les parts privilégiées seront converties en titres de capitaux propres, ainsi que sur d'autres données d'entrée dont bon nombre ne relevaient pas de données de marché observables. La juste valeur des créances de premier rang est calculée par actualisation des flux de trésorerie futurs selon un taux d'actualisation estimatif établi d'après les taux des obligations d'État, majorés des pourcentages prévus pour des instruments assortis d'une notation similaire qui présentent un profil de risque comparable.

Les PCGR des États-Unis établissent une hiérarchisation de la juste valeur selon que cette valeur est établie en fonction de données du marché obtenues de sources indépendantes de l'entité présentant l'information financière ou en fonction des hypothèses formulées par l'entité à partir de l'information la plus précise disponible dans les circonstances. Les niveaux de cette hiérarchie des justes valeurs sont les suivants :

- Niveau 1 : La juste valeur est établie à partir de données reflétant des prix cotés (non ajustés) sur des marchés actifs pour des actifs ou des passifs identiques.
- Niveau 2 : La juste valeur est établie à partir de données observables de marché, autres que les prix cotés visés au niveau 1, liées à l'actif ou au passif concerné, soit directement, soit indirectement.
- Niveau 3 : La juste valeur est établie à partir de données qui ne sont pas fondées sur des données de marché observables.

La société a classé les créances de premier rang au niveau 2 et les participations détenues au coût au niveau 3. Les instruments financiers évalués à la juste valeur au 31 décembre 2015 étaient les suivants :

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total
Trésorerie et placements à court terme		58		58
Trésorerie soumise à restrictions		7		7

Échéancier des passifs financiers

Les tableaux ci-après présentent les passifs financiers de la société à la date de clôture, classés en fonction de leur durée résiduelle, c'est-à-dire de la durée à courir jusqu'à leur échéance contractuelle. Les montants présentés dans les tableaux représentent les flux de trésorerie non actualisés.

Le tableau qui suit présente l'échéancier des passifs financiers au 31 décembre 2015.

(en millions de dollars)	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dettes d'exploitation et autres créditeurs	65			
Dividendes à verser	25			
Créances de premier rang	13	640	288	159
Autres passifs non courants		9		

Le tableau qui suit présente l'échéancier des passifs financiers au 31 décembre 2014.

(en millions de dollars)	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Plus de 5 ans
Dettes d'exploitation, intérêts à payer et charges à payer	71			
Dividendes à verser	8			
Passifs liés aux actifs détenus en vue de la vente	4			
Créances de premier rang	11	1 174	394	232
Autres passifs non courants		14		

OBLIGATIONS ET ENGAGEMENTS CONTRACTUELS

La Cour d'appel de l'Ontario a rejeté la requête de la société interjetant appel d'une partie de la décision rendue plus tôt cette année par un tribunal ontarien à l'égard de l'option que détient Energy Fundamentals Group Inc. (« EFG ») visant à acquérir jusqu'à 20 % de la participation de la société dans le terminal de GNL de Jordan Cove. La société ne portera pas cette décision en appel et déterminera les informations à fournir à EFG à l'égard de l'option conformément aux modalités de la décision initiale.

Le 15 avril 2015, Aux Sable s'est vu signifier par l'Environmental Protection Agency des États-Unis (« EPA ») un avis d'infraction présumée et de constatation d'infraction (*Notice and Finding of Violation*) pour des raisons de dépassement des limites actuellement autorisées en matière d'émission de composés organiques volatils à l'installation d'Aux Sable à Channahon, en Illinois. Aux Sable a engagé des pourparlers avec l'EPA en vue de régler cette question. La proposition initiale de l'EPA confirme que le règlement n'aura pas d'incidence significative.

Voici l'échéancier des obligations contractuelles pour les cinq prochaines années et les années subséquentes.

(en millions de dollars)	Échéances par période				
	Total	Moins de 1 an	De 1 an à 3 ans	De 4 à 5 ans	Après 5 ans
Créances de premier rang	1 100	13	640	288	159
Contrats de location simple	50	6	10	10	24
Autres obligations à long terme	37	1	9	-	27
	1 187	20	659	298	210

RISQUES

Les objectifs commerciaux de la société, sa situation financière, ses occasions d'affaires futures et sa réputation sont touchés par des risques et incertitudes. La société cherche à gérer ces risques et incertitudes de manière équilibrée afin de les atténuer tout en optimisant par ailleurs le rendement total pour les actionnaires. C'est à la haute direction et au chef fonctionnel de chaque secteur qu'il incombe de repérer les risques propres à chaque entreprise et de les gérer efficacement, notamment par la mise en place de stratégies, de politiques, de processus et de systèmes de gestion des risques. Parmi les stratégies en matière de gestion des risques, on compte notamment le recours à un programme d'assurance de tiers conservateur, la conclusion d'opérations de couverture financière et physique visant des risques précis, la mise en œuvre de politiques et de pratiques internes en vue d'optimiser les fonctions, dont la gestion de projets, la conformité en matière de sécurité, d'environnement et de réglementation, et la préservation de la réputation de la direction. La société est exposée aux risques commerciaux communs aux entreprises ainsi qu'aux risques commerciaux associés à ses secteurs des gazoducs, des activités médianes et de la production d'énergie. Alors que certains risques et incertitudes sont systémiques et liés au marché, d'autres sont soit communs à toutes les entreprises de la société, soit propres à chacun de ses secteurs des gazoducs, des activités médianes ou de la production d'énergie. Les principaux risques et incertitudes auxquels font face les entreprises de la société sont présentés ci-après.

Risques propres aux activités commerciales

Risques propres au secteur des gazoducs

Prolongation des contrats de transport – offre et demande

Alliance, Ruby et AEGS tirent leurs produits de contrats de transport dont les durées sont variables. Les contrats d'Alliance ont une durée moyenne de cinq ans. La durée moyenne pondérée des principaux contrats de Ruby est de plus de sept ans à compter de novembre 2015. Les contrats d'AEGS, pour la majeure partie, prennent fin dans trois ans. Après ces dates, les contrats de transport et les produits qui en sont tirés sont fonction de divers facteurs, dont l'offre et la demande de gaz naturel et d'éthane pour Alliance et AEGS, respectivement, produits dans l'ouest du Canada, l'offre et la demande de gaz naturel produit dans les

Rocheuses américaines pour Ruby, ainsi que la capacité de ces gazoducs de soutenir la concurrence en termes d'offre et de demande sur leurs réseaux respectifs.

L'offre dépend de divers facteurs, dont :

- l'étendue des travaux de prospection et de forage, des réserves et de la production du gaz naturel;
- les prix du gaz naturel et des LGN;
- le prix et la composition du gaz naturel provenant d'autres sources au Canada et aux États-Unis;
- la disponibilité du gaz naturel en excédent de la demande intérieure, à des fins d'exportation;
- le cadre réglementaire au Canada et aux États-Unis;
- les pratiques de tarification des transporteurs concurrents.

La demande de gaz naturel est tributaire notamment des conditions météorologiques, des prix, de la consommation et de l'existence de sources d'énergie de rechange. À l'expiration des contrats de transport existants, Alliance et Ruby pourraient devoir affronter, pour leurs livraisons sur Chicago et le nord-ouest du Pacifique respectivement, la concurrence tant des gazoducs existants que des projets de gazoducs en cours de réalisation. Toute construction ou mise à niveau de gazoducs existants pourrait soit donner aux expéditeurs et aux gazoducs concurrents un plus grand accès aux marchés du gaz naturel que desservent Alliance et Ruby et les gazoducs auxquels celles-ci sont reliées. La concurrence pourrait offrir aux expéditeurs des services de transport du gaz naturel plus attrayants que ceux d'Alliance et de Ruby du fait de leur emplacement, de leurs installations ou d'autres facteurs. En outre, les gazoducs concurrents pourraient demander des tarifs ou offrir des services de transport vers des emplacements généralement plus lucratifs pour les expéditeurs, ce qui pourrait nuire aux produits et aux flux de trésorerie d'Alliance et de Ruby.

En ce qui a trait à Alliance, la capacité pipelinière excédentaire pour transporter le gaz naturel en provenance du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et une baisse soutenue du prix du gaz naturel et du pétrole brut pourraient entraîner une réduction importante ou un report des investissements dans les projets de mise en valeur de gaz en amont et compliquer la renégociation des contrats de la société avec Alliance. En outre, l'offre supplémentaire provenant des nouveaux projets de gaz de schiste, notamment en provenance des formations schisteuses de Marcellus et d'Utica, pourrait supplanter le gaz du BSOC pour alimenter le centre-ouest des États-Unis, entraînant une hausse du risque lié à la renégociation des contrats.

En ce qui a trait à Ruby, le niveau des engagements au titre du transport sur le gazoduc Ruby pourrait être restreint par l'approvisionnement réduit en provenance des Rocheuses américaines en raison de la faiblesse des prix du gaz naturel. La production de gaz naturel des Rocheuses américaines peut également être transportée d'autres façons à partir du bassin vers le centre-ouest et le nord-ouest des États-Unis par des gazoducs concurrents. Même si le rapport entre l'offre et la demande aux États-Unis indique que l'approvisionnement futur des Rocheuses américaines privilégiera la Côte Ouest américaine, rien ne garantit que la demande sur la Côte Ouest américaine ou les occasions d'exportation vers la Côte Ouest américaine se concrétisera au point d'assurer que Ruby aura accès à des volumes suffisants à des prix nécessaires pour maintenir ses produits et ses flux de trésorerie. Ce risque est partiellement atténué par la participation de la société dans des titres de capitaux propres privilégiés convertibles de Ruby, qui prévoit que soit versée une distribution annuelle fixe aux porteurs d'actions ordinaires.

En ce qui a trait à AEGS, la demande d'éthane expédié par AEGS est tributaire de deux importantes sociétés du secteur pétrochimique, propriétaires-exploitants d'installations pétrochimiques de calibre mondial situées en Alberta. Si, pour une quelconque raison, l'une de ces sociétés clientes, ou toute société la remplaçant, devait cesser d'exploiter ces installations ou encore réduire ou éliminer par quelque autre moyen les quantités d'éthane qu'elle achète, cela pourrait réduire le volume d'éthane transporté par AEGS et, du coup, le résultat et les flux de trésorerie de la société. Ce risque est atténué par les contrats de prise ferme conclus par AEGS avec des expéditeurs jusqu'en 2018. En outre, AEGS est le seul gazoduc en Alberta en mesure de transporter de l'éthane.

Rien ne garantit qu'Alliance, AEGS et Ruby seront en mesure de remplacer les engagements contractuels des expéditeurs ou de ces contrats à leur expiration selon des modalités similaires aux contrats de transport toujours en vigueur.

Réglementation tarifaire

Alliance est assujettie à la réglementation fédérale de l'Office au Canada et à celle de la FERC aux États-Unis, AEGS est régie par la réglementation provinciale de l'Alberta Utilities Commission et Ruby, par la réglementation fédérale de la FERC aux États-Unis. La capacité des gazoducs de la société de dégager un résultat et des flux de trésorerie pourrait se trouver diminuée par des modifications apportées à la réglementation des gazoducs, dont :

- des modifications dans l'interprétation de la réglementation actuelle par les tribunaux ou les organismes de réglementation;
- toute autre révision défavorable de leurs barèmes tarifaires respectifs ou des conditions de prestation des services.

Risque propre à Alliance et à Aux Sable

Risque lié à l'interdépendance

Il existe une grande interdépendance entre Alliance et Aux Sable, du fait que ces sociétés sont liées par leurs participations majoritaires conjointes. Si, pour quelque motif que ce soit, Aux Sable devait se trouver dans l'incapacité de fournir à Alliance U.S. des services de gestion du contenu calorifique, le gazoduc Alliance et les expéditeurs qui y font appel pourraient éprouver des difficultés opérationnelles, qui pourraient aller jusqu'à une interruption ou une réduction du service de transport du gazoduc Alliance. À l'inverse, le volume et la composition d'entrées de gaz naturel auxquelles Aux Sable a accès dépendent des volumes transportés par le gazoduc Alliance, particulièrement sujets au jeu de l'offre et de la demande, notamment les pressions de la concurrence exercée par d'autres réseaux pipeliniers, et au bon fonctionnement du gazoduc Alliance.

Risques propres à Veresen Midstream

Débit de gaz naturel

Les installations de Veresen Midstream sont exposées au risque d'un plus faible débit que pourraient occasionner des baisses éventuelles de la production, tout particulièrement lorsque les activités de forage diminuent dans le secteur. Le résultat et les flux de trésorerie générés par les actifs Hythe-Steeprock sont protégés contre le risque lié au volume, car la CSI à long terme visant Hythe-Steeprock conclue avec Encana est un contrat de prise ferme. Les actifs Dawson sont assortis d'un contrat de services facturés à l'utilisation d'une durée de 30 ans. Le risque de baisse de débit relativement aux actifs de Dawson est réduit en raison de garanties commerciales, notamment de protections sur le plan financier. En vertu de l'entente, des droits unitaires sont établis pour chaque composante en vue de l'atteinte d'un taux de rendement cible établi selon le capital investi et le débit de production prévu. Les frais liés aux installations seront établis 12 mois après le début des activités commerciales, et les frais de collecte seront réévalués à des périodes définies selon le débit de production réel. L'une des protections en cas de baisse consiste en un mécanisme de paiement des coûts minimaux associés à certains actifs de collecte et de compression. Ce paiement éventuel sera évalué dans la huitième année de la période de service des actifs et reposera sur l'existence ou non d'une insuffisance généralisée des flux de trésorerie générés par le gaz naturel recueilli et comprimé aux termes de certains contrats de service. Le montant de ce paiement éventuel pourra être réduit si Veresen Midstream vend la capacité inutilisée à des utilisateurs tiers.

Le risque lié au volume est atténué du fait de la cadence élevée d'activités de prospection et de mise en valeur dans la région de production de Montney en Colombie-Britannique et en Alberta, où sont situés les actifs de Veresen Midstream, une zone largement reconnue comme l'une des zones de ressources de gaz naturel les plus prometteuses et compétitives en Amérique du Nord. En outre, des efforts sur le plan commercial sont en cours en vue d'attirer des volumes supplémentaires de tierces parties vers les installations de Veresen Midstream.

Risques propres au secteur de la production d'énergie

Risque lié à l'approvisionnement en gaz

L'exploitation des centrales au gaz et des réseaux d'énergie de quartier de London passe par la livraison de gaz naturel. Si l'approvisionnement en gaz naturel de l'une de ces installations venait à manquer, cela pourrait nuire à sa capacité de produire de l'électricité ou, dans le cas des centrales de cogénération, de la vapeur ou de l'eau distillée, ce qui à son tour pourrait faire baisser le résultat et les flux de trésorerie de la société. Ces installations comptent sur les livraisons de gaz naturel par gazoduc ainsi que sur le fonctionnement ininterrompu et intégré du réseau d'approvisionnement nord-américain. La société tente de contrer ce risque en s'approvisionnant en gaz naturel dans les grands centres et en passant des contrats fermes de livraison auprès de grands transporteurs de gaz naturel.

Risques de marché

Risque marchandise

Le résultat et les flux de trésorerie de la société sont exposés aux fluctuations des cours de certains produits de base. Les risques les plus importants concernent le secteur des activités médianes d'Aux Sable où les marges sur les LGN dépendent principalement de l'écart entre le cours du gaz naturel et les cours de l'éthane, du propane, du butane et des condensats. Le gaz naturel constitue le principal élément de coûts entrant dans la

production de certains produits à base de LGN. Les cours de l'éthane, du propane, du butane et des condensats subissent l'effet de divers facteurs, dont le jeu de l'offre et de la demande pour ces produits et les cours du pétrole brut. Le contrat de vente de LGN d'Aux Sables a été passé avec une société énergétique intégrée de calibre international, ce qui permet d'atténuer le risque de baisse que posent de faibles prix pour les LGN, tout en profitant des hausses importantes que lui rapportent des marges favorables sur les LGN.

Compte tenu de nos hypothèses, si les écarts de la capacité de fractionnement du propane plus se raffermissent de 10 cents par gallon américain, ou se rétrécissent de 5 cents, l'incidence sur la trésorerie distribuable estimative de 2016 serait de 12 M\$ et de (5) M\$, respectivement.

Aux Sable Canada peut posséder des propriétés gazières à plusieurs endroits du gazoduc d'Alliance par suite de la conclusion des conventions relatives à la prime sur le gaz riche. Dans le cadre de ces conventions, Aux Sable a mis en place des ententes en matière de mise en marché, de transport et de commercialisation du gaz naturel en vue de soutenir et de gérer l'approvisionnement en gaz naturel riche en liquides de l'usine de Channahon. Cette activité peut exiger d'Aux Sable l'achat et la vente de gaz naturel et le maintien d'une capacité de transport sur le gazoduc d'Alliance ou les systèmes de transport adjacents, de manière à réduire l'exposition aux prix des produits de base ou d'écarts avec les prix de référence. Ces écarts de prix subissent l'effet de nombreux facteurs, notamment les phénomènes météorologiques et les prévisions, le jeu de l'offre et de la demande régionales, les difficultés opérationnelles subies par les systèmes de transport adjacents et les prix du gaz naturel en Amérique du Nord. Aux Sable poursuit la mise en œuvre de stratégies visant à atténuer l'incidence financière des prix des produits de base et des écarts.

Compte tenu de nos hypothèses, si l'écart entre le prix à Chicago et le prix AECO s'accroît ou diminue de 0,15 \$ US par MBtu, l'incidence sur la trésorerie distribuable de 2016 serait de 7 M\$ et de (11) M\$, respectivement.

La société est aussi exposée aux fluctuations des coûts de l'énergie dans certaines installations énergétiques où le coût du combustible ne peut entièrement être recouvré. Comme une grande part du résultat du secteur de la production d'énergie provient de paiements fixes fondés sur la puissance installée, le résultat reste généralement assez insensible aux variations des tarifs de l'électricité et des prix du gaz naturel.

Pour atténuer davantage son exposition aux fluctuations des cours des produits de base et se prémunir contre le risque qui en découle, la société a parfois recours à des instruments dérivés comme des swaps, des contrats à terme et des options. Ces activités sont attentivement suivies par la haute direction ou le comité de gestion des risques, en plus de faire l'objet de contrôles et de politiques de gestion du risque particuliers. Dans la mesure où ces instruments se qualifient pour la comptabilité de couverture, les profits ou pertes qui en découlent sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

Risque de financement ou de liquidité

Pour financer ses activités et assurer sa croissance, la société compte sur les flux de trésorerie provenant de ses entreprises et sur la possibilité de lever des capitaux, soit en empruntant auprès des banques, soit en plaçant des titres de capitaux propres sur les marchés financiers. Les conditions sur ces marchés peuvent changer radicalement et jouer pour beaucoup sur la disponibilité de capital et son coût. Une hausse du coût du capital se répercuterait directement sur le résultat et les flux de trésorerie de la société et, du coup, sur les rendements pour ses actionnaires. Pour réduire ce risque, la société établit des prévisions afin de confirmer ses besoins de capital et suit une stratégie de financement qui facilite son accès au capital de façon rapide et rentable. Cette stratégie comprend le maintien :

- d'une structure du capital empreinte de prudence à laquelle se greffent des notes de crédit de première qualité. Standard & Poor's Rating Services LLC et DBRS Limited ont toutes deux récemment confirmé la notation BBB stable de la dette de Veresen;
- de liquidités suffisantes pour s'acquitter de ses obligations, grâce à des soldes et à des excédents de trésorerie, à ses facilités de crédit renouvelable confirmées et à son RRD.

Par cette stratégie, la société cherche à éviter de devoir mobiliser des fonds à un coût ou à des conditions qu'elle juge peu avantageux. Les dernières modifications apportées aux composantes du capital sont décrites à la rubrique *Situation de trésorerie et sources de financement* du présent rapport de gestion.

Risque de change

Comme une large part de l'actif, du résultat net et des flux de trésorerie de la société est libellée en dollars américains, la valeur comptable et la valeur économique de ces éléments varient en fonction des fluctuations du taux de change entre le dollar américain et le dollar canadien. En 2014, la société a conclu des contrats de change à terme afin de gérer le risque de change lié à l'acquisition de Ruby. En date des présentes, la société n'a eu recours à aucune autre couverture du risque de change lié au montant de son investissement net en dollars américains.

Pour financer ses investissements en dollars américains, la société utilise habituellement les flux de trésorerie nets provenant de ses établissements américains, auxquels se greffent, au besoin, des emprunts en dollars américains. Elle désigne aussi de temps à autre des emprunts en dollars américains comme couvertures de son investissement net en dollars américains dans des établissements étrangers autonomes. Du point de vue comptable et dans la mesure où ces couvertures sont jugées efficaces, les profits ou pertes qui en découlent sont constatés dans les autres éléments du résultat global.

Au 31 décembre 2015, environ 61 % du total de l'actif de la société était libellé en dollars américains. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, la société a constaté un profit de change latent de 424 M\$ dans les autres éléments du résultat global à la reconversion de son actif net en dollars américains. Au 31 décembre 2015, si le dollar canadien s'était apprécié ou déprécié de un cent par rapport au dollar américain, toutes les autres variables restant constantes par ailleurs, l'actif total, le bénéfice net et la trésorerie distribuable auraient diminué ou augmenté respectivement de 20 M\$, de 1 M\$ et de 2 M\$.

Taux d'intérêt

La société finance une part de ses activités avec des capitaux d'emprunt, notamment des titres d'emprunt à taux variable. Dans les cas où les intérêts ne sont pas recouvrables, la société est exposée aux fluctuations des taux d'intérêt sur sa dette à taux variable et, éventuellement, à des taux fixes plus élevés lorsque vient le temps de refinancer ses emprunts existants. Pour atténuer ce risque, elle cherche à maintenir des notes de crédit de première qualité et à financer généralement ses actifs de longue durée par des titres d'emprunt à long terme et à taux fixe. Sa dette à taux variable se compose principalement de prélèvements effectués sur les facilités de crédit bancaire qui lui ont été consenties. Pour réduire davantage son exposition aux fluctuations futures des taux d'intérêt, la société a parfois recours à des instruments dérivés, dont des swaps de taux d'intérêt, des tunnels et des contrats de taux à terme. Sur le plan comptable et dans la mesure où ces couvertures sont jugées efficaces, les profits ou pertes qui en découlent sont constatés dans les autres éléments du résultat global. Au 31 décembre 2015, 13 % de la dette à long terme consolidée de la société portait intérêt à taux variable. Au 31 décembre 2015, si les taux d'intérêt appliqués à sa dette à taux variable avaient augmenté ou diminué de 100 points de base, toutes les autres variables restant constantes par ailleurs, le bénéfice net avant impôt et la trésorerie distribuable auraient chacun baissé ou monté de 1 M\$.

Dans le cadre du financement par emprunts de 2010 et de 2015 de York Energy Centre et de Grand Valley, respectivement, elles ont conclu trois couvertures de taux d'intérêt. Ces couvertures, aux termes desquelles York Energy Centre et Grand Valley reçoivent des taux d'intérêt variables et paient des taux fixes, avaient pour but de gérer leur exposition aux variations des taux d'intérêt. Au 31 décembre 2015, deux couvertures étaient toujours en place. Les variations futures des taux d'intérêt se répercuteront sur la juste valeur de la couverture restante et, du coup, sur le montant des profits ou des pertes latents constatés au cours de la période au titre de la quote-part du résultat net. Pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2015, la quote-part du résultat net tient respectivement compte d'un profit latent à la valeur de marché de 5 M\$ et d'une perte latente à la valeur de marché de 1 M\$ liés à ces couvertures.

Risques d'entreprise courants

Risque d'investissement

La stratégie commerciale de la société consiste notamment à valoriser ses actifs existants et à aménager, construire ou acquérir de nouveaux actifs d'infrastructure énergétique de longue durée et de grande qualité. Cette capacité de croissance soutenue subit l'effet de plusieurs risques qui influent sur la possibilité pour elle :

- d'avoir accès à de possibles projets qui lui consentent un avantage stratégique;
- d'obtenir les approbations et permis nécessaires auprès des organes de réglementation et des organismes environnementaux;
- d'intégrer les acquisitions de manière optimale et de réaliser les synergies escomptées au départ;
- de mobiliser des capitaux à des conditions économiques;
- de mener à terme, dans le respect du calendrier et du budget, des projets d'aménagement rendus à un stade avancé;
- de dégager les résultats opérationnels et financiers prévus.

Pour atténuer ces risques, la société attend de son personnel clé et, éventuellement, d'experts de l'extérieur, une évaluation approfondie des risques courus et des avantages associés à tout grand projet d'investissement. La société a recours à un processus d'étapes de projet structuré qui assure l'évaluation détaillée des risques, l'utilisation d'une modélisation financière détaillée et l'évaluation des répercussions du projet sur son résultat, son profil de risque et la structure de son capital. Chaque investissement d'envergure est analysé par la haute direction et le conseil d'administration, qui s'assurent que la société a satisfait à tous ses principaux critères d'investissement. Outre des ressources considérables, ces activités demandent de grandes compétences de la part de la direction et elles peuvent parfois restreindre la capacité de la société à gérer ses activités courantes et à exploiter d'autres occasions de croissance stratégique qui pourraient se présenter. Des évaluations périodiques des investissements passés sont aussi effectuées dans une démarche d'amélioration de l'exécution de projets de croissance futurs.

Risque de contrepartie

Dans le cours normal de ses activités et, notamment, pour ce qui concerne la gestion de ses risques financiers, la société est exposée à divers risques liés à ses contreparties. Elle s'expose ainsi à un risque de prix ou de crédit dans les cas où une contrepartie – client, créancier, intermédiaire financier ou autre – ne serait pas à même de s'acquitter de ses obligations contractuelles ou refuserait de le faire, ou encore dans l'éventualité où les conventions auxquelles est partie la société seraient résiliées sans être remplacées pour autant par des conventions assorties de modalités analogues.

La société cherche donc à répartir le risque de crédit commercial sur de nombreuses contreparties, dont un nombre important sont des entités du secteur énergétique couramment exposées aux risques de crédit qui y sont usuels et jouissant d'une note de crédit de première qualité. Dans la majeure partie des cas, les contrats passés avec les clients de la société et les risques qui en découlent sont de longue durée.

Au cours de la dernière année, les prix de l'énergie ont subi des baisses et des fluctuations marquées qui ont eu des répercussions sur l'ensemble des sociétés du secteur du pétrole et du gaz. Le risque de crédit éventuel auquel sont exposées Alliance et Ruby s'est accru par suite de la réduction des budgets d'investissement et d'exploitation des producteurs et de l'incidence de la baisse des produits des sociétés sur leur position de liquidité. Il existe un risque que des expéditeurs remplaçants adéquats ne soient pas disponibles. Alliance et Ruby cherchent à atténuer les risques en cause en exigeant des expéditeurs des lettres de crédit ou d'autres garanties convenables, à moins que ceux-ci maintiennent une notation donnée ou qu'ils jouissent d'une situation financière acceptable. Au 31 décembre 2015, 58 % de la capacité du gazoduc d'Alliance faisait l'objet de contrats fermes conclus avec des expéditeurs ayant une notation élevée ou des antécédents de crédit acceptables. Le plus important expéditeur de Ruby est une entreprise de services publics du nord de la Californie. Jusqu'à 90 % de la capacité de Ruby fait l'objet de contrats conclus avec des expéditeurs possédant une notation élevée.

En ce qui concerne AEGS, la société dépend principalement de deux clients, en l'occurrence deux grandes sociétés pétrochimiques de calibre mondial dont les installations sont situées en Alberta. AEGS forme un maillon critique pour ces installations pétrochimiques dans l'approvisionnement en éthane comme charges d'alimentation. En ce qui concerne Veresen Midstream, la société est tributaire d'Encana et de CRP, partenariat qui réunit Encana et Cutbank Dawson Gas Resources Ltd., une filiale de Mitsubishi Corporation. Mitsubishi a obtenu une note de qualité supérieure. En date des présentes, Standard & Poor's et Dominion Bond Rating Service avaient attribué à Encana une note de qualité BBB, tandis que Moody's Investor Service lui avait attribué une note de Ba2. Pour ce qui est des activités médianes d'Aux Sable, le résultat et les flux de trésorerie sont largement tributaires du contrat à long terme de vente de LGN avec l'une des plus grandes sociétés énergétiques intégrées du monde. Les risques de contrepartie associés au secteur de la production d'énergie sont variés et répartis sur de multiples entités (dont plusieurs organismes publics dans le cas des installations de production d'énergie de quartier, des centrales au gaz et au fil de l'eau en Colombie-Britannique) ainsi que sur des contreparties individuelles dont la notation de crédit est de première qualité.

La société prend d'autres mesures pour gérer les risques de crédit auxquels elle est exposée. Ces mesures, qui sont habituellement dictées par des politiques de placement à court terme et des politiques de crédit liées aux contreparties, portent notamment sur :

- l'évaluation de la santé financière de ses contreparties actuelles et éventuelles;
- l'établissement de plafonds quant au risque couru vis-à-vis d'une quelconque contrepartie;
- l'obtention de garanties, le cas échéant;
- le recours à des ententes contractuelles permettant la compensation des positions associées à une seule et même contrepartie ainsi que d'autres recours.

Risque opérationnel

Les entreprises de la société sont toutes exposées à des risques qui découlent de l'exploitation de leurs installations. Ces risques opérationnels peuvent notamment venir :

- d'avaries ou de pannes de matériel ou de systèmes ou processus informatiques;
- de la sous-utilisation du matériel par rapport aux niveaux d'utilisation initialement prévus (que ce soit en raison d'un mauvais usage, d'une détérioration inattendue ou de vices de conception, de construction ou de fabrication);
- d'un approvisionnement en pièces de rechange insuffisant;
- d'erreurs commises par l'exploitant;
- de conflits de travail, d'incendies, d'explosions, de fractures, d'actes de terrorisme ou de sabotage et d'autres événements similaires, dont bon nombre sont indépendants de la volonté de la société.

La survenance ou la continuation de l'un ou l'autre de ces événements pourrait faire baisser le résultat et les flux de trésorerie.

La société et ses entreprises utilisent diverses méthodes d'inspection et de surveillance pour assurer l'intégrité de leurs installations et réduire le plus possible les interruptions de systèmes. Elles ont en outre mis en place des politiques de sécurité, des procédures de rétablissement du service en cas de sinistre ainsi qu'une couverture d'assurance qui sont acceptables selon les normes du secteur. Cependant, rien ne garantit que ces mesures parviennent à empêcher la survenance d'événements nuisant aux activités de ses entreprises ou que le produit des assurances suffise à couvrir le manque à gagner en termes de résultat ou de flux de trésorerie.

Risque de concurrence

Toutes les entreprises de la société exercent leurs activités sur des marchés compétitifs où elles doivent soutenir la concurrence d'autres entreprises. La quasi-totalité d'entre elles ont conclu des contrats à long terme assortis d'échéances variables, étalées de manière à atténuer les effets d'une telle concurrence. Rien ne garantit, en revanche, que ces ententes demeureront en vigueur ni qu'elles seront remplacées par des ententes assorties de modalités analogues. Aussi le résultat et les flux de trésorerie futurs de la société sont-ils sujets au jeu de la concurrence, en particulier chaque fois que l'un de ses contrats vient à échéance.

La société doit également se mesurer à d'autres entreprises pour ce qui est des débouchés et des possibilités de développement, ce qui pourrait se répercuter sur sa capacité à prendre de l'expansion par la voie d'acquisitions.

Risque lié à l'environnement, à la santé et à la sécurité

En matière d'environnement, de santé et de sécurité, les entreprises de la société sont assujetties à des lois fédérales, provinciales, étatiques et locales et à leurs règlements d'application qui leur imposent, comme du reste à toute autre entreprise évoluant dans leur secteur d'activité ou sur leur territoire, d'importantes contraintes notamment sur le plan des rejets polluants dans l'air, dans la terre ou dans l'eau. Pour faire face à des déversements de leurs produits, à des excédents d'émissions polluantes ou à d'autres événements fortuits, ses installations pourraient donc encourir :

- des amendes ou des pénalités;
- des interruptions de production;
- des blessures chez son personnel, ses sous-traitants ou le public en général;
- des coûts de décontamination environnementale;
- des suppléments de coûts liés à la conformité.

La société est aussi exposée à des modifications possibles de ces lois et règlements, notamment en matière d'émissions d'oxydes nitreux et de gaz à effet de serre (« GES »), qui pourraient entraîner un resserrement des exigences de conformité, avec les coûts que cela entraîne.

En juin 2015, le gouvernement de l'Alberta annonçait qu'il apportait des modifications à son règlement visant certains émetteurs de gaz (le *Specified Gas Emitters Regulation* ou « SGER »), mais a maintenu l'exigence selon laquelle les installations qui émettent au moins 100 000 tonnes de gaz à effet de serre (« GES ») annuellement sont tenues de réduire leurs émissions de 12 % par rapport à leurs émissions de base. Cependant, cette cible est passée à 15 % au 1^{er} janvier 2016 et à 20 % au 1^{er} janvier 2017. Alliance a atténué l'incidence du SGER en élaborant un réseau plus moderne et plus efficace que les précédents gazoducs classiques. Même si les émissions de GES ont été réduites au moyen de turbines hautement efficaces, l'atteinte des cibles requises en matière de réduction des GES sera difficile sans avoir recours aux crédits du Climate

Change Fund de l'Alberta à raison de 15 \$ l'unité (un crédit correspond à une tonne de réduction des émissions de CO₂) ou à l'achat de crédits compensatoires dans le cadre de projets admissibles. Il n'est pas prévu que le coût d'achat prévu des crédits nécessaires sera important pour la société. En date des présentes, les modifications apportées au SGER n'auront pas d'incidence sur AEGS ni sur l'installation de traitement du gaz naturel Hythe de Veresen Midstream, car ces installations émettent annuellement moins de 100 000 tonnes de GES.

À la connaissance de la société, en date des présentes, aucune autre réglementation fédérale, provinciale ou étatique régissant les GES n'aurait d'incidence importante sur ses installations.

Les entreprises de la société pourraient également devoir se heurter à l'opposition de groupes d'intérêts particuliers, ce qui pourrait entraîner des retards dans son calendrier et une augmentation des coûts en cause. Ces groupes de pression peuvent influencer sur le cours des décisions en prenant une part active aux diverses procédures des organes de réglementation.

Dans le cadre de son processus de consultation, les entreprises de la société rencontrent donc des groupes autochtones, des propriétaires fonciers, divers groupes d'intérêts spéciaux ainsi que des représentants de comtés et de municipalités des localités visées. Cette consultation des principaux intervenants vise à renseigner les membres du public directement concernés sur la nature des activités de la société, en vue de mieux répondre à leurs préoccupations. Cependant, cette consultation ne saurait à elle seule assurer que tous les risques associés à l'opposition des collectivités visées sauront être contrés avec succès.

Le 15 avril 2015, Aux Sable s'est vu signifier par l'EPA un avis d'infraction présumée et de constatation d'infraction (*Notice and Finding of Violation*) pour des raisons de dépassement des limites actuellement autorisées en matière d'émission de composés organiques volatils à l'installation d'Aux Sable à Channahon, en Illinois. Aux Sable a engagé des pourparlers avec l'EPA en vue de régler cette question. La proposition initiale de l'EPA confirme que le règlement n'aura pas d'incidence significative. La société n'est au courant d'aucune ordonnance, amende ou pénalité ni d'un quelconque litige auxquels ses entreprises seraient parties en matière d'environnement, de santé ou de sécurité.

Le comité sur l'environnement, la santé et la sécurité, qui relève du conseil d'administration de la société, coordonne l'action de ses entreprises en la matière. Alliance et Aux Sable ont aussi institué le leur, qui relève de leur conseil d'administration respectif. Outre les comptes qu'ils doivent rendre à intervalles réguliers, ces comités veillent au respect de la politique générale de la société en matière d'environnement, de santé et de sécurité et, notamment, au respect des lois et règlements concernés, ainsi qu'au maintien de milieux de travail sains et sûrs tant pour le personnel que pour les collectivités visées. En guise de soutien à cet engagement, la société s'est dotée de politiques, programmes et pratiques, notamment, sur les plans de la fixation d'objectifs de rendement et des comptes à rendre à la haute direction. Ces politiques, programmes et pratiques sont gérés par du personnel d'expérience qui les revoit à intervalles réguliers et les révisé de manière qu'ils restent conformes à la législation, à la réglementation et aux pratiques du secteur.

Risque lié à la cessation d'exploitation d'installations

Il incombe à chacune des entreprises de la société de suivre l'évolution des lois et de la réglementation s'appliquant à la cessation d'exploitation d'installations à la fin de leur durée d'utilité respective, de s'y conformer et d'en assumer les coûts. Ces coûts de cessation d'exploitation sont fonction des exigences de la réglementation en vigueur, qu'il ne saurait être possible de déterminer à l'avance. Les coûts découlant de ces obligations légales sont passés en charges dès lors qu'il est possible de les chiffrer de manière raisonnable.

Risque lié aux assurances

Dans le cours normal de ses activités, la société souscrit et maintient une garantie d'assurance en vue de se prémunir contre certains risques moyennant des limites et des franchises jugées raisonnables et prudentes. Les assurances ne couvrent pas toutes les éventualités en raison des exclusions usuelles ou d'une disponibilité limitée et, dans certains cas, la société peut juger excessif le coût de certaines assurances par rapport aux risques couverts. Par ailleurs, rien ne garantit que les assurances demeureront disponibles à des conditions raisonnables sur le plan commercial, que leur garantie se révélera adéquate ou que les assureurs seront à même de s'acquitter de leurs obligations en cas de sinistre.

Risque lié à la propriété conjointe

Plusieurs entreprises et biens importants de la société sont détenus conjointement avec d'autres parties et régis soit par des contrats de société, soit par des conventions entre actionnaires. Certaines décisions touchant ces entreprises doivent donc être approuvées à la majorité simple, alors que d'autres nécessitent l'approbation de la totalité des propriétaires. Même si la société juge que sa structure de gouvernance et ses droits contractuels sont marqués au coin de la prudence, rien ne garantit qu'elle n'aura pas, avec ses associés, des différends qui pourraient nuire à ses activités ou à ses flux de trésorerie.

Risque lié aux exploitants tiers

Certains des actifs de la société sont exploités par des entités tierces non liées. La réussite commerciale de ces actifs est en partie tributaire du savoir-faire de ces entités et de leur capacité d'exploiter et d'entretenir ces actifs. Alors que la société se fie au jugement et au savoir-faire en matière d'exploitation de ces exploitants, elle atténue ce risque en exerçant un encadrement prudent de la gestion et en se fiant à des exploitants qui présentent une feuille de route irréprochable en matière de réussites relativement à l'exploitation d'actifs analogues.

Risque lié aux projets de développement

Dans son processus normal de croissance, la société prend part à la conception, à la construction et à l'exploitation de nouvelles installations. L'élaboration de nouveaux projets peut exiger l'engagement de sommes importantes pour les études techniques préliminaires, les études d'impact environnemental, l'obtention des permis et d'autres aspects juridiques, avant même que la société puisse en établir la faisabilité et la viabilité économique. Si un projet n'est pas mené à terme ou que son rendement opérationnel n'est pas à la hauteur des attentes, il se peut que la société ne soit pas à même de recouvrer ses investissements. La société doit composer avec le risque que les projets en voie d'aménagement ou de construction ne soient pas réalisés dans les temps et budgets prévus ou encore qu'ils soient abandonnés avant terme, sans compter que de multiples facteurs peuvent causer des retards. De plus, de multiples facteurs peuvent entraîner des retards ou des hausses des coûts.

À l'occasion, la société peut passer des commandes de matériel et verser des acomptes à cet égard du fait des longs délais de livraison, ou encore réaliser des travaux avant d'avoir obtenu tous les permis et licences nécessaires. Elle ne le fait que lorsqu'elle peut raisonnablement penser que ces permis et licences lui seront délivrés en temps voulu et avant qu'elle ait à régler le plein prix d'achat du matériel. Cependant, tout retard dans l'obtention des permis ou licences ou l'incapacité de la société à les obtenir pourrait nuire à ses résultats et à ses flux de trésorerie.

L'élaboration des projets est approuvée au cas par cas après analyse de leur utilité stratégique, de leurs risques inhérents et des rendements financiers attendus. Pour chaque projet, la société a recours à un processus d'étapes de projet structuré à diverses étapes du processus de mise en valeur. La société est d'avis que, conjuguée à l'expérience du personnel de direction, des salariés et des employés contractuels, cette approche en matière d'élaboration de projets contribue à réduire les coûts ainsi que les risques d'inexécution qui y sont associés.

MÉTHODES COMPTABLES CRITIQUES

Le recouvrement des coûts de cessation d'exploitation d'Alliance est assujéti à la réglementation tarifaire du Canada. Les états financiers consolidés de la société sont établis conformément aux PCGR des États-Unis, qui prévoient des dispositions particulières pour les entreprises à tarifs réglementés comme Alliance. Ainsi, les principes comptables retenus en l'occurrence peuvent différer des principes comptables utilisés par des entités dont les tarifs ne sont pas réglementés. Pour bien apparier les produits et les charges, certains produits et certaines charges étaient donc constatés au titre de la quote-part du résultat net d'Alliance d'une manière différente de celle qui serait utilisée selon les PCGR des États-Unis qui s'appliquent aux entreprises non réglementées.

ESTIMATIONS COMPTABLES CRITIQUES

L'établissement des états financiers consolidés de la société selon les PCGR des États-Unis amène la direction à poser des jugements et à formuler des estimations et des hypothèses à propos d'événements qui influenceront à l'avenir sur les montants comptabilisés au titre de certains actifs, passifs, produits et charges. Ces jugements, estimations et hypothèses peuvent devoir être révisés à la lumière de nouveaux événements ou de la communication d'un nouvel élément d'information. Les principales estimations comptables sont présentées ci-après. Les lecteurs trouveront à la note 3 des états financiers consolidés de la société plus de détails sur les principales méthodes comptables retenues.

Dépréciation d'actifs à long terme, de participations à long terme dans des entreprises sous contrôle conjoint et de participations détenues au coût

La société évalue, au moins une fois par année, ses actifs à long terme, ses participations dans des entreprises sous contrôle conjoint et ses participations détenues au coût en vue de déterminer s'ils ont perdu de la valeur, notamment lorsque des événements ou des changements de situation lui donnent à penser que la valeur comptable de ces actifs pourrait ne pas être recouvrable. Si la société détermine que la possibilité de recouvrement de la valeur comptable d'un actif considéré a diminué, le montant de cette perte de valeur est déterminé par l'estimation de la juste valeur de l'actif et la comptabilisation d'une perte équivalant à l'excédent de la valeur comptable sur la juste valeur estimée. Le recours à des jugements et à des hypothèses est inhérent à la détermination de la recouvrabilité de ces actifs et à l'estimation de leur juste valeur.

Le 8 janvier 2015, la société a clôturé la vente de ses centrales au gaz situées au Colorado et en Californie au prix de vente de 27 M\$ US. Par conséquent, la société a comptabilisé une perte de valeur de 12 M\$ au quatrième trimestre de 2014. Elle a également comptabilisé une perte de valeur de 5,0 M\$ sur des terrains qu'elle détient en Ontario.

La société n'a comptabilisé aucune perte de valeur relativement à ses actifs à long terme, ses participations dans des entreprises sous contrôle conjoint et ses participations détenues au coût en 2015.

Obligations de démantèlement

La juste valeur estimative d'une obligation légale de démantèlement d'une immobilisation corporelle à long terme doit être comptabilisée dans la période au cours de laquelle survient l'obligation, s'il est possible de faire une estimation raisonnable de cette juste valeur. Le coût de démantèlement d'un actif, qui est réputé correspondre à la juste valeur de l'obligation de démantèlement, est inscrit au coût de l'actif en question et amorti sur sa durée d'utilité résiduelle. Cet amortissement est inscrit au titre de la dotation aux amortissements, dans l'état consolidé du résultat net. L'augmentation des obligations de démantèlement attribuable au passage du temps est portée à la dotation aux amortissements, à titre de charge de désactualisation, dans l'état consolidé du résultat net et l'état consolidé du résultat global, sur la période estimative à courir jusqu'au règlement des obligations. Les dépenses réellement engagées sont déduites du cumul des obligations de démantèlement.

La société a comptabilisé dans ses états financiers consolidés une provision au titre des obligations de démantèlement à l'égard du réseau pipelinier d'AECS, de Veresen Midstream, ainsi que des centrales d'EnPower, d'East Windsor Cogeneration, de Furry Creek, de Clowhom et de St. Columban.

En ce qui concerne ses entreprises sous contrôle conjoint, les installations Septimus et Heartland d'Aux Sable ainsi que les installations énergétiques NRGreen et Grand Valley ont chacune constitué une provision au titre des obligations de démantèlement. Quant à Aux Sable, elle n'a pas constitué de provision au titre des obligations de démantèlement à l'égard de ses actifs basés aux États-Unis, puisque les montants prévus aux yeux de la loi sont négligeables. Alliance n'a pas non plus constitué de provision au titre des obligations de démantèlement liées au gazoduc Alliance, car il ne lui est pas possible, pour l'heure, d'estimer de façon raisonnable la juste valeur du passif en cause, étant donné qu'on en ignore l'ampleur et l'échéance. L'initiative de l'Office visant le financement de la mise hors service des pipelines, dont il a été question plus haut sous la rubrique *Description de l'entreprise*, souligne le besoin d'instituer une méthode pour la constitution des provisions au titre de la cessation d'exploitation de pipelines. L'initiative de l'Office ne permet pas de déterminer le moment où surviendront ces obligations de démantèlement. Cependant, dès lors que le plan donne lieu à une estimation raisonnable des obligations de démantèlement aux fins comptables, la comptabilisation de ces obligations dans les états financiers peut être faite au cours de périodes futures. En conséquence, les actifs et les passifs réglementaires peuvent être comptabilisés dans la mesure où le moment auquel se produit le

recouvrement auprès des expéditeurs diffère du moment où sont comptabilisés les coûts de cessation d'exploitation. La société est d'avis qu'il est raisonnable de penser que toutes les obligations de démantèlement à l'égard du gazoduc Alliance pourront être recouvrées au moyen des tarifs futurs.

Dotation aux amortissements

Les gazoducs, les installations et les autres immobilisations corporelles et incorporelles de la société sont amortis sur leur durée d'utilité estimée. Une révision de cette estimation de durée d'utilité pourrait avoir de grandes répercussions sur son résultat net consolidé.

NOUVELLES NORMES COMPTABLES

En date du 1^{er} janvier 2015, la société a adopté l'Accounting Standards Update (« ASU ») 2014-08 *"Presentation of Financial Statements and Property, Plant, and Equipment: Reporting Discontinued Operations and Disclosures of Disposals of Components of an Entity"*. Cette ASU fournit des lignes directrices concernant les changements apportés aux critères de présentation des activités abandonnées et les informations supplémentaires à fournir à cet égard. Elle a été appliquée de manière prospective et n'a pas eu d'incidence significative sur la société.

En mai 2014, le FASB a publié l'ASU 2014-09, *"Revenue from Contracts with Customers"*. Cette ASU fournit des lignes directrices concernant les changements apportés aux critères de comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients. Elle entre en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2016 et doit être appliquée de manière rétrospective.

En août 2015, le FASB a publié l'ASU 2015-014, *"Revenue from Contracts with Customers: Deferral of the Effective date"*. Cette ASU reporte de un an l'entrée en vigueur de l'ASU 2014-09 pour toutes les entités. La société évalue actuellement l'incidence qu'aura cette norme.

En juin 2014, le FASB a publié l'ASU 2014-10, *"Development Stage Entities: Elimination of Certain Financial Reporting Requirements, Including an Amendment to Variable Interest Entities Guidance in Topic 810, Consolidation"*. Cette ASU fait disparaître des PCGR des États-Unis la notion d'entité en phase de démarrage de même que les exigences en matière de présentation et d'informations à fournir associées à ce type d'entité. La disparition des exigences en matière d'informations à fournir sur les entités en phase de démarrage est entrée en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 15 décembre 2014 et elle ne devrait pas avoir d'incidence importante sur la société. Les lignes directrices sur la consolidation ont aussi été modifiées de manière à éliminer la dispense visant les entités en phase de démarrage en ce qui a trait à l'application du modèle des entités à détenteurs de droits variables et à l'évaluation du caractère suffisant des capitaux propres à risque. La société est à évaluer l'incidence de la modification de ces lignes directrices sur la consolidation, lesquelles entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 15 décembre 2015. La nouvelle norme exige que les modifications soient appliquées rétrospectivement.

En novembre 2014, le FASB a publié l'ASU 2014-16, *"Derivatives and Hedging."* Cette ASU fournit des précisions sur les critères d'évaluation des caractéristiques économiques et des risques d'un contrat hôte dans le cadre d'un instrument financier hybride émis sous la forme d'une action. Elle entre en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2015 et doit être appliquée de manière prospective. La société évalue actuellement l'incidence qu'aura cette norme.

En janvier 2015, le FASB a publié l'ASU 2015-01, *"Income Statement – Extraordinary and Unusual Items"*. Cette ASU simplifie le classement à l'état du résultat net en faisant disparaître la notion d'éléments extraordinaires des PCGR des États-Unis. Elle entre en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2015 et peut être appliquée de manière prospective ou rétrospective. La société évalue actuellement l'incidence qu'aura cette norme.

En février 2015, le FASB a publié l'ASU 2015-02, *"Consolidation: Amendments to the Consolidation Analysis"*. Cette ASU modifie les lignes directrices existantes en matière de consolidation, notamment celles servant à déterminer si une entité est ou non une entité à détenteurs de droits variables. Elle entre en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2015 et peut être appliquée selon une méthode rétrospective intégrale ou modifiée. La société évalue actuellement l'incidence qu'aura cette norme.

En avril 2015, le FASB a publié l'ASU 2015-03, *"Interest – Simplifying the Presentation of Debt Issuance Costs"*. Cette ASU modifie la présentation des coûts d'émission de titres de créance dans les états financiers. Aux

termes de cette ASU, une entité doit inscrire ces coûts dans l'état de la situation financière en réduction directe du passif connexe aux titres de créance plutôt que de les inscrire comme des actifs. L'amortissement de coûts est comptabilisé comme une charge d'intérêts. Elle entre en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2015 et doit être appliquée de manière rétrospective. La société évalue actuellement l'incidence qu'aura cette norme.

En juin 2015, le FASB a publié l'ASU 2015-010, "*Technical Corrections and Improvements*". Cette ASU apporte des modifications visant à clarifier la codification, à corriger l'application inappropriée des lignes directrices et à effectuer de légères améliorations à la codification qui ne devraient pas avoir d'incidence importante sur les méthodes comptables en place. Elle entre en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2015. La société évalue actuellement l'incidence qu'aura cette norme.

En novembre 2015, le FASB a publié l'ASU 2015-017, "*Income Taxes: Balance Sheet Classification of Deferred Taxes*". Cette ASU modifie le classement des passifs et des actifs d'impôt différé. En vertu de cette ASU, l'entité doit classer ses passifs et ses actifs d'impôt différé dans les passifs ou les actifs non courants de l'état de la situation financière. La norme entre en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2016 et doit être appliquée selon une méthode rétrospective ou prospective. La société ne s'attend pas à ce que cette norme ait d'incidence importante.

En janvier 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-01, "*Financial Instruments – Overall: Recognition and Measurement of Financial Assets and Liabilities*". Cette ASU traite de certains aspects des lignes directrices concernant la comptabilisation, l'évaluation et la présentation des instruments financiers et les informations à fournir à leur égard, particulièrement les lignes directrices visant l'évaluation de la juste valeur des placements en titres de capitaux propres. Elle entre en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2017 et doit être appliquée au moyen d'un ajustement au titre de l'effet cumulatif à l'état de la situation financière à la date d'ouverture de l'exercice d'adoption, les modifications portant sur les titres de participation dont la juste valeur ne peut être déterminée facilement étant mises en application de manière prospective. La société ne s'attend pas à ce que cette norme ait d'incidence importante.

En février 2016, le FASB a publié l'ASU 2016-02, "*Leases*". Cette ASU traite de la comptabilisation, de l'évaluation et de la présentation des actifs et des passifs liés aux contrats de location simple dans les états financiers et des informations à fournir à leur égard. Elle entre en vigueur pour les exercices et les périodes intermédiaires ouverts après le 15 décembre 2018. La société évalue actuellement l'incidence qu'aura cette norme.

MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent rapport de gestion sont des mesures non reconnues par les PCGR américains. Comme il n'en existe pas de définitions normalisées au titre des PCGR américains, ces mesures peuvent ne pas être comparables à des mesures similaires présentées par d'autres entités. Les investisseurs doivent comprendre que ces mesures financières hors PCGR ne sauraient se substituer à d'autres mesures du rendement financier établies selon les PCGR américains, et qu'ils ne doivent pas se fier indûment à l'une quelconque de ces mesures financières.

Les mesures financières hors PCGR qui suivent sont fournies pour aider les investisseurs à évaluer la société, notamment sa capacité à dégager de la trésorerie distribuable pour financer ses dividendes mensuels. La société estime que ces mesures financières hors PCGR ainsi que les autres mesures financières calculées conformément aux PCGR américains constituent d'importants facteurs qui aident les investisseurs à évaluer le rendement.

Trésorerie distribuable – Fonds que la société peut distribuer aux porteurs d'actions ordinaires après s'être acquittée de ses obligations au titre du service de la dette, des dividendes sur actions privilégiées et des investissements de maintien. La trésorerie distribuable n'inclut ni les éventuelles réserves pour distribution des entreprises sous contrôle conjoint, ni les coûts de développement de projets, ni les coûts engagés dans le cadre des acquisitions et des cessions. Les coûts de développement de projets représentent des coûts discrétionnaires non recouvrables engagés dans l'évaluation de la viabilité commerciale de nouvelles activités non liées aux entreprises en exploitation de la société. La société considère que les coûts d'acquisition et de cession, y compris les impôts connexes, ne sont pas liés aux entreprises en exploitation. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation générés par les entreprises sous contrôle conjoint de la société sous forme de

prêts à l'exploitation sont pris en compte dans la trésorerie distribuable. La trésorerie distribuable est une mesure qu'emploie la communauté financière pour évaluer l'origine des dividendes et la possibilité de les maintenir.

Le montant de la trésorerie distribuable que la société gagne varie en fonction des éléments suivants :

- les distributions reçues et à recevoir de ses entreprises sous contrôle conjoint ainsi que les flux de trésorerie des entreprises entièrement détenues et des participations majoritaires qui, dans chaque cas, sont établis après avoir pris en compte l'amortissement prévu de la dette à long terme et les dépenses d'investissement qui ne sont pas axées sur la croissance ou qui ne sont pas recouvrables;
- les paiements de soutien à l'exploitation que requiert chacune de ses entreprises;
- les impôts qu'elle verse et les frais de financement qu'elle engage, ce qui inclut les remboursements de capital prévus sur sa dette à long terme;
- ses frais généraux et frais d'administration;
- ses réserves de liquidités.

Le tableau qui suit présente un rapprochement de la trésorerie distribuable et de la trésorerie liée aux activités d'exploitation.

Rapprochement de la trésorerie distribuable et de la trésorerie liée aux activités d'exploitation

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars)	2015	2014	2015	2014
Trésorerie liée aux activités d'exploitation	76	71	287	215
Ajouter (déduire) :				
Coûts de développement de projets ¹⁾	29	20	85	79
Variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement et autres	(3)	(13)	(19)	(2)
Remboursements de capital sur les créances de premier rang	(3)	(3)	(12)	(12)
Investissements de maintien	(2)	(1)	(4)	(6)
Distributions gagnées supérieures (inférieures) aux distributions reçues ²⁾	3	(2)	(3)	(5)
Dividendes sur les actions privilégiées	(7)	(4)	(24)	(16)
Trésorerie distribuable	93	68	310	253

1) Représente les coûts engagés par la société relativement à des projets pour lesquels la recouvrabilité de ces coûts n'a pas encore été établie. Les montants engagés au cours du trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2015 ont principalement trait au projet de terminal de GNL de Jordan Cove, au gazoduc de Pacific Connector et à divers projets de développement.

2) Représente l'écart entre les distributions déclarées par les entreprises sous contrôle conjoint et les distributions reçues.

Trésorerie distribuable par action ordinaire – Montant par action ordinaire de la trésorerie distribuable, établi à partir du nombre moyen d'actions ordinaires en circulation à chaque date de clôture des registres.

BAIIA – Bénéfice avant intérêts, impôts et amortissement. Le BAIIA est rapproché du bénéfice net avant impôts en déduisant les intérêts, l'amortissement et les éventuelles dépréciations d'actifs. Cette mesure, tout comme d'autres, est employée par la communauté financière pour évaluer l'origine des distributions en trésorerie et la possibilité de les maintenir.

Résultat net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires – Cette mesure correspond au résultat net ajusté en fonction de postes particuliers qui sont importants, mais qui ne sont pas représentatifs des activités sous-jacentes de la société. La détermination de postes particuliers est subjective, mais la direction fait preuve de jugement pour choisir les postes à inclure ou à exclure du calcul du résultat net ajusté. Ces postes particuliers peuvent comprendre, sans s'y limiter, certains ajustements de l'impôt sur le résultat, des profits et des pertes à la vente d'actifs, certains ajustements à la juste valeur et des pertes de valeur d'actifs. La société estime que l'utilisation qu'elle fait du résultat net ajusté fournit des informations utiles aux investisseurs et à elle-même, car cela facilite la comparaison des résultats financiers entre les périodes et améliore la compréhension du rendement de l'exploitation de la société et sa capacité à verser des distributions. Suit un rapprochement du résultat net ajusté attribuable aux actions ordinaires et du résultat net attribuable aux actions ordinaires.

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
(en millions de dollars)	2015	2014	2015	2014
Bénéfice net ajusté attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	15	9	66	25
Perte extraordinaire, déduction faite de l'impôt ¹⁾	-	-	(10)	-
Activités médianes – profit sur vente d'actifs ²⁾	-	-	37	-
Activités médianes – perte latente à la réévaluation de la dette de Veresen Midstream ³⁾	(12)	-	(37)	-
Activités médianes – profit latent sur le swap de devises de Veresen Midstream ⁴⁾	11	-	32	-
Activités médianes – dépréciation des coûts de financement différés ⁵⁾	-	-	(2)	-
Activités médianes – règlement éventuel envers des clients ⁶⁾	(16)	-	(32)	-
Production d'énergie – perte avant impôt liée aux activités abandonnées ⁷⁾	-	(16)	-	(16)
Production d'énergie – profit (perte) latent sur la couverture de taux d'intérêt ⁸⁾	5	(4)	(1)	(12)
Production d'énergie – règlement non récurrent de York lié à l'OÉO ⁹⁾	-	-	-	4
Siège social – profit à la vente d'actifs ¹⁰⁾	-	-	-	14
Siège social – profit sur des contrats de change à terme	-	34	-	39
Siège social – perte de valeur d'actifs ¹¹⁾	-	(5)	-	(5)
Impôt ¹²⁾	5	3	5	3
Incidence de la modification du taux d'imposition des sociétés ¹³⁾	6	-	2	-
Bénéfice net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	14	21	60	52

Le résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires tient compte des éléments suivants qui ne sont pas liés aux activités d'exploitation ou sont des éléments inhabituels et non récurrents :

- 1) Perte découlant de la décomptabilisation d'actifs et de passifs réglementaires liés à Alliance.
- 2) Profit à la vente des actifs de Hythe-Steepprock à Veresen Midstream, le 31 mars 2015.
- 3) Perte à la réévaluation de l'emprunt à terme B libellé en dollars américains détenu par Veresen Midstream.
- 4) Profit sur le swap de devises conclu par Veresen Midstream dans le but de se couvrir contre le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt et de change sur l'emprunt à terme B détenu par Veresen Midstream.
- 5) Ajustement des coûts de financement différés liés aux frais engagés par suite de la modification de la dette de Veresen Midstream.
- 6) Provision constituée en 2015 en prévision des ajustements éventuels des obligations d'Aux Sable envers ses clients.
- 7) Résultats liés à la vente de centrales à gaz aux États-Unis, le 8 janvier 2015.
- 8) Profit (perte) à la réévaluation des couvertures de taux d'intérêt détenues par les parcs éoliens York Energy Centre et Grand Valley.
- 9) Ajustement rétroactif obtenu dans le cadre du contrat d'approvisionnement en électricité conclu entre York Energy Centre et l'OÉO.
- 10) Profit à la vente du projet de développement de centrale au fil de l'eau Culliton Creek ainsi que de la participation de 50 % de la société dans le projet de stockage de gaz naturel Alton.
- 11) Perte de valeur sur les terres détenues par la société en Ontario.
- 12) Impôt sous-jacent sur les éléments d'ajustement mentionnés plus haut.
- 13) Incidence de l'augmentation du taux d'imposition des sociétés par la province de l'Alberta et de la baisse du taux d'imposition aux États-Unis découlant d'une restructuration organisationnelle des activités exercées aux États-Unis.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

		2015			2014		
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	T4	T3	T2	T1	T4	T3 ¹⁾	T2 ¹⁾
Produits d'exploitation	40	38	37	72	68	68	79
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	14	8	(12)	50	21	3	(3)
Résultat net par action ordinaire (\$)							
– de base et après dilution	0,05	0,03	(0,04)	0,17	0,08	0,01	(0,01)
Trésorerie distribuable	93	71	65	81	68	55	64
Trésorerie distribuable par action ordinaire (\$)							
– de base et après dilution	0,31	0,25	0,22	0,28	0,26	0,24	0,29
Trésorerie liée aux activités d'exploitation	76	77	101	33	71	50	49

1) Les données comparatives figurant dans ce tableau ont été retraitées. Voir la note 5 des états financiers consolidés au 31 décembre 2014.

Les principaux éléments ayant influé sur les résultats financiers trimestriels comprennent les suivants :

- Les résultats du quatrième trimestre de 2015 rendent compte de la faiblesse continue des marges sur fractionnement à Aux Sable et d'une hausse des dépenses connexes à Jordan Cove.
- Les résultats du troisième trimestre de 2015 rendent compte de la baisse du résultat net d'Aux Sable découlant de la faiblesse des marges sur fractionnement.
- Les résultats du deuxième trimestre de 2015 rendent compte de la baisse du résultat net d'Aux Sable découlant de la faiblesse des marges sur fractionnement et de la provision constituée à l'égard des obligations d'Aux Sable envers ses clients.
- Les résultats du premier trimestre de 2015 rendent compte des distributions de Ruby sur un trimestre complet et de la hausse des coûts de développement liés au projet Jordan Cove.
- Les résultats du quatrième trimestre de 2014 rendent compte de nouvelles distributions reçues de Ruby, de la hausse des coûts de développement liés au projet Jordan Cove et de la baisse du résultat net d'Aux Sable attribuable à la faiblesse des prix des produits de base.
- Les résultats du troisième trimestre de 2014 rendent compte de la baisse du résultat net d'Aux Sable et de la hausse des coûts de développement liés au projet Jordan Cove.
- Les résultats du deuxième trimestre de 2014 rendent compte de la baisse du résultat net d'Aux Sable et de la hausse des coûts de développement de projets.
- Les résultats du premier trimestre de 2014 rendent compte de la hausse du résultat net d'Aux Sable.

TRANSACTIONS ENTRE PARTIES LIÉES

Le 30 mars 2012, la société a consenti un prêt à terme décroissant de 47 M\$ à Grand Valley, une entreprise sous contrôle conjoint. Le capital et l'intérêt sont exigibles tous les trimestres. Le prêt porte intérêt à un taux de 5,2 % et vient à échéance le 31 décembre 2031. Au 31 décembre 2015, le solde de ce prêt s'élevait à 42 M\$ (44 M\$ en 2014).

CONTRÔLES ET PROCÉDURES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION

Les contrôles et procédures de communication de l'information sont conçus pour fournir l'assurance raisonnable que tous les renseignements pertinents sont recueillis et soumis en temps opportun à la haute direction, dont le président et chef de la direction (le « chef de la direction ») et le vice-président principal, Finances, et chef des finances (le « chef des finances »), pour leur permettre de prendre des décisions avisées concernant la communication de l'information au public.

La société a évalué l'efficacité de la conception et du fonctionnement de ses contrôles et procédures de communication de l'information sous la supervision du chef de la direction et du chef des finances. Selon cette évaluation, elle a conclu que les contrôles et procédures de communication de l'information, définis dans le Règlement 52-109, étaient efficaces au 31 décembre 2015.

CONTRÔLES INTERNES À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

La société est responsable d'établir et de maintenir un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière afin de fournir l'assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers établis à des fins externes sont conformes aux PCGR américains. Ayant évalué la conception et l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2015, la société a conclu que la conception et l'efficacité du fonctionnement du contrôle interne à l'égard de l'information financière étaient appropriées. Toutefois, en raison de ses limites inhérentes, le contrôle interne à l'égard de l'information financière peut ne pas permettre de prévenir ni de détecter des inexactitudes en temps opportun.

Avec prise d'effet le 1^{er} juillet 2015, la société a mis en place avec succès un progiciel de gestion intégré et apporté des changements à certains processus connexes. Par suite de la mise en place du progiciel de gestion intégré, certains processus soutenant le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la société ont été modifiés en 2015.

Outre la mise en place du progiciel de gestion intégré, aucune modification qui a eu ou qui pourrait raisonnablement avoir une incidence importante sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière n'a été apportée au cours de la période close le 31 décembre 2015. Même si la mise en place du progiciel de gestion intégré a modifié certaines activités précises de la fonction de comptabilité, elle n'a pas eu d'incidence importante sur l'ensemble des contrôles et procédures mis en œuvre par la société dans l'établissement des contrôles internes à l'égard de l'information financière.