

ANNEXE 51-102A3
DÉCLARATION DE CHANGEMENT IMPORTANT

1. Dénomination et adresse de la Société

Enerplus Resources Fund (« **Enerplus** » ou le « **Fonds** »)
Suite 3000, 333 -7th Avenue S.W.
Calgary (Alberta)
T2P 2Z1

2. Date du changement important

Le 21 septembre 2010

3. Communiqué

Le 21 septembre 2010, un communiqué présentant les détails résumés dans la présente déclaration de changement important a été publié par l'entremise du groupe CNW et devrait avoir été reçu par les commissions des valeurs mobilières où Enerplus est un « émetteur assujéti » et par les bourses où les titres d'Enerplus sont inscrits et affichés à des fins de négociation.

4. Résumé du changement important

Enerplus a annoncé qu'elle avait conclu des ententes prévoyant une série d'acquisitions et de dessaisissements ou qu'il avait complété une telle série d'acquisitions et de dessaisissements. Enerplus a notamment annoncé (i) qu'il a conclu une entente pour acquérir 46 500 acres nettes supplémentaires (72 sections) de terrains en Dakota du Nord pour un prix d'achat de 456 M\$ US avant les rajustements de clôture, (ii) qu'il a complété l'acquisition de 58 500 acres nettes de terrains non mis en valeur dans la zone de gaz naturel de schiste de Marcellus au nord-ouest de la Virginie-Occidentale et dans le Maryland, (iii) qu'il a conclu une entente pour vendre la totalité de sa concession de sables bitumineux de Kirby pour un produit brut de 405 M\$ CA et (iv) qu'il a conclu une entente pour vendre certains actifs conventionnels non essentiels pour environ 158,5 M\$ et qu'il est en cours de vendre d'autres actifs non essentiels. Enerplus a aussi fourni une mise à jour des lignes directrices concernant la production et les dépenses en immobilisations pour l'année 2010.

5. Description circonstanciée du changement important

5.1 Description circonstanciée du changement important

Acquisition de propriétés supplémentaires de Bakken en Dakota du Nord

Capitalisant sur ses avoirs fonciers de Bakken en Dakota du Nord, Enerplus a conclu une entente pour acquérir 46 500 acres nettes supplémentaires de terrains (72 sections) dans la région de Fort Berthold dans les comtés de Dunn et de McKenzie en Dakota du Nord. Ces terrains sont directement adjacents aux avoirs fonciers existants d'Enerplus dans cette région et représentent un secteur prometteur de gisements de pétrole brut léger dans les formations Bakken et Three Forks. Cette acquisition agrandit sensiblement la position actuelle d'Enerplus sur plus de 70 000 acres nettes (109 sections) dans la région de Fort Berthold, dont la majorité sera exploitée par Enerplus avec une participation directe supérieure à 90 %. Avec cette acquisition, Enerplus possède maintenant plus de 210 000 acres nettes d'avoirs fonciers non exploités, dont les terrains Bakken et Three Forks en Dakota du Nord et en Saskatchewan, ayant un potentiel dès les premiers stades, en plus de son terrain principal de Bakken à Sleeping Giant, dans le Montana.

L'acquisition comprend environ 800 barils par jour (b/j) de production de pétrole brut léger et des réserves prouvées et probables de dix millions de bep provenant principalement de la formation Bakken, selon l'évaluation interne d'Enerplus. Le prix d'achat, avant les rajustements de clôture, s'élève à 456 M\$ US et sera financé par la facilité de crédit existante d'Enerplus. La clôture de l'acquisition est prévue en octobre 2010.

Enerplus est actif dans la région de Fort Berthold depuis la fin de 2009, et au cours de la dernière année, il a participé au forage de neuf puits horizontaux exploités, dont six ont été achevés à ce jour. En se basant sur ses évaluations internes, Enerplus estime que la formation Bakken présente un important potentiel en ressources dans l'ensemble de ses avoirs fonciers directs de la région de Fort Berthold, en plus des 18 millions de bep de réserves prouvées et probables. Enerplus estime aussi que les terrains sont prometteurs dans la formation Three Forks. Toutefois, vu que les données de production disponibles sont limitées, Enerplus est en train d'évaluer le potentiel de récupération et les possibilités d'aménagement qui pourraient exister dans la formation Three Forks. Le tableau suivant illustre les données des forages prévus d'Enerplus qui seront effectués sur les terrains acquis dans la formation Bakken :

Données des futurs forages prévus dans la formation Bakken :

	Puits horizontaux courts	Puits horizontaux longs
Longueur moyenne	4 300 pieds	9 000 pieds
Nombre d'étapes de fracturation	12	24
Taux de production moyens sur 30 jours	650 b/j	1 200 b/j
Prévisions de récupération ultime par puits	300 000 – 400 000 barils	600 000 – 800 000 barils
Coût par puits (\$ US)	6,0 M\$	8,0 M\$

En se basant sur ses estimations économiques actuelles, Enerplus entend présentement mettre l'accent sur la maximalisation du nombre de puits horizontaux longs.

La production actuelle des propriétés d'Enerplus en Dakota du Nord, dont celles faisant partie de l'acquisition proposée, est d'environ 3 300 barils par jour de pétrole brut léger non corrosif, à l'exclusion des volumes de gaz naturel connexes mais qui ne sont pas extraits en ce moment. Enerplus prévoit que les volumes de production augmenteront à 5 000 b/j d'ici la fin de l'année 2010. En tant qu'exploitant, Enerplus possède la souplesse nécessaire pour gérer le rythme de l'aménagement dans cette région grâce à la longue durée de ses baux, dont la durée de vie moyenne restante est de 7,5 années. Enerplus prévoit augmenter ses investissements dans cette région d'environ 25 M\$ dans des activités de forage et de complétion d'ici la fin de l'année 2010 et planifie l'aménagement de deux installations de forage en fonction dans la région. À l'heure actuelle, Enerplus estime que ses dépenses en immobilisations totales en Dakota du Nord en 2010 seront d'environ 85 M\$. Après l'exécution de ses plans de forage au cours des cinq prochaines années, Enerplus s'attend à augmenter sa production à plus de 20 000 bep/j dans la région de Fort Berthold.

Acquisition de propriétés supplémentaires exploitées de Marcellus

Le 23 août 2010, Enerplus a procédé à la clôture de l'acquisition de 58 500 acres nettes de terrains non mis en valeur dans la zone de gaz naturel de schiste de Marcellus située dans le nord-ouest de la Virginie-Occidentale et au Maryland. Cette superficie est principalement située dans le comté de Preston en Virginie-Occidentale et dans le comté de Garrett au Maryland, créant ainsi une nouvelle position foncière concentrée qu'Enerplus exploitera avec une participation directe moyenne de 90 %. Enerplus a jusqu'à présent investi plus de 150 M\$ dans la zone de gaz naturel de schiste de Marcellus en 2010, acquérant ainsi deux zones en exploitation clés comprenant environ 70 000 acres nettes en plus des 127 000 acres nettes de terrains non exploités qu'il a acquis depuis 2009.

Ces nouveaux terrains en Virginie-Occidentale et au Maryland se trouvent dans des secteurs en émergence, mais peu aménagés en ce moment. Enerplus croit toutefois que les caractéristiques

géologiques sont similaires à celles des comtés de Fayette et de Somerset en Pennsylvanie. Les résultats préliminaires des tests effectués par les opérateurs de topographie, incluant ceux des participations de coentreprise existantes d'Enerplus, ont été encourageants. Bien qu'aucune réserve prouvée ou probable n'ait été acquise, Enerplus estime que cette superficie contient d'importantes quantités de gaz initial en place.

La concentration de cette position exploitée, ainsi que la longue durée des baux, permet à Enerplus de contrôler le rythme du développement et les dépenses. La majorité des baux ont deux ou trois années restantes sur la durée originale de cinq ans et une option de prolongation supplémentaire de cinq ans à un coût nominal. Les plans initiaux d'Enerplus sont d'effectuer des tirs sismiques et de commencer le processus d'obtention de permis au cours de l'automne 2010. Enerplus prévoit commencer le forage en 2011.

Enerplus estime que son positionnement important dans la zone de gaz naturel de schiste de Marcellus lui permettra d'augmenter sa production de façon importante au cours des quatre prochaines années. La production actuelle est d'environ 15 millions de pieds cubes par jour (Mpc/j). Enerplus entend poursuivre la gestion d'une combinaison de marchandises et d'actifs dans son portefeuille pour rester flexible dans ses dépenses en immobilisations. Enerplus étudie la possibilité de réduire sa position dans des avoirs fonciers non exploités étant donné qu'il a acquis de nouveaux avoirs fonciers exploités et afin de maintenir le niveau d'exposition souhaité.

Vente de la concession de sables bitumineux Kirby

Enerplus a conclu un accord pour vendre la totalité de sa concession de mise en valeur de sables bitumineux par drainage gravitaire assisté par injection de vapeur de Kirby pour un produit brut de 405 M\$. Enerplus a acquis un intérêt direct de 100 % dans la concession Kirby en 2007 pour 203 M\$ et depuis lors y a investi un montant supplémentaire de 58 M\$ afin de délimiter et d'identifier davantage une ressource de bitume dans la concession. La « meilleure estimation » des ressources éventuelles de cette concession au 31 décembre 2009 était de 497 millions de barils de bitume. La vente est assujettie aux conditions de clôture habituelles et à l'obtention des approbations réglementaires nécessaires; il est prévu que la clôture de la vente aura lieu au début d'octobre 2010. Le produit tiré de la vente servira à rembourser la dette bancaire en cours.

À la conclusion de cette vente, le portefeuille restant de sables bitumineux d'Enerplus consistera principalement en la participation d'Enerplus de 4,3 millions d'actions dans Laricina Energy, une société de sables bitumineux *in situ* fermée.

Vente d'actifs conventionnels non essentiels

Enerplus a aussi avancé sa stratégie de vente d'actifs conventionnels non essentiels afin de mieux se concentrer et d'améliorer l'efficacité de ses activités. Comme il est indiqué précédemment, Enerplus a répertorié environ 14 000 bep/j de production à vendre, dont environ 3 400 bep/j ont été vendus à ce jour. Enerplus a récemment conclu des accords pour vendre 2 500 bep/j de production et 9,3 millions de bep de réserves prouvées et probables supplémentaires pour environ 158,5 M\$. Comme mesure de vente, cela représente environ 63 400 \$ par bep en écoulement de production et 17,00 \$ par bep de réserves prouvées et probables, y compris les coûts d'aménagement futurs. Cette production comprenait 54 % de pétrole brut et de liquides de gaz naturel et 46 % de gaz naturel provenant d'environ 70 terrains situés principalement en Colombie-Britannique et en Alberta. On prévoit que la clôture de ces ventes devrait avoir lieu le 30 septembre 2010 ou vers cette date.

Enerplus est également en cours de commercialisation d'un troisième ensemble d'éléments d'actif non essentiels constitué principalement d'un certain nombre de propriétés non exploitées plus petites contenant essentiellement du gaz naturel et dont la participation directe est plus petite. Bien que les

négociations se poursuivent, Enerplus estime qu'il vendra cette année une portion de ces actifs grâce à une série d'opérations représentant environ 4 500 bep/j de la production actuelle, et qu'il réaliserait un produit de l'ordre de 140 M\$.

Enerplus continuera d'évaluer les occasions d'améliorer son portefeuille, mais s'attend à ce que ces dernières ventes complètent la majorité de ses activités de dessaisissement pour l'année 2010. Après la réalisation des dessaisissements susmentionnés, incluant la vente de la concession de sables bitumineux Kirby, Enerplus aura vendu en 2010 plus de 10 000 bep/j de production non essentielle, pour un produit total estimatif de plus de 900 M\$.

Incidence sur les taux de production et sur les dépenses en immobilisations en 2010

Par suite de ces récentes activités d'acquisition et de cession (y compris le troisième éventuel ensemble de dessaisissements), Enerplus rajuste ses lignes directrices concernant la production et les dépenses en immobilisations pour l'année 2010. Enerplus s'attend maintenant à finir l'année 2010 avec une production de l'ordre de 80 000 à 82 000 bep/j et une production moyenne annuelle de 83 000 à 84 000 bep/j, selon le déroulement et l'exécution de ses projets de capital de croissance et de ses activités de dessaisissement. Les dépenses en immobilisations devraient augmenter de 30 M\$ pour s'établir à 515 M\$ en 2010, et la dette en cours à la fin de l'exercice devrait s'établir à 850 M\$. De plus amples détails sur les programmes de dépenses et sur les perspectives de production d'Enerplus en 2011 seront fournis dans son communiqué de 2011 qui devrait paraître à la mi-décembre.

5.2 Information sur les opérations de restructuration

Sans objet.

6. Application du paragraphe 2 ou 3 de l'article 7.1 du Règlement 51-102

Sans objet.

7. Information omise

Sans objet.

8. Membre de la haute direction

Pour obtenir de plus amples renseignements, veuillez communiquer avec David A. McCoy, vice-président, chef du contentieux et secrétaire général d'EnerMark Inc., l'administrateur du Fonds, par téléphone, en composant le 403-298-2200.

9. Date de la déclaration

Le 28 septembre 2010

RENSEIGNEMENTS SUR L'INFORMATION DANS LA PRÉSENTE DÉCLARATION DE CHANGEMENT IMPORTANT

GÉNÉRALITÉS

Dans la présente déclaration de changement important, à moins d'indication contraire, le terme « dollars » et le symbole « \$ » renvoient au dollar canadien. Le symbole « \$ US » renvoie à la monnaie des États-Unis. Au 24 septembre 2010, le taux de change du dollar canadien, exprimé en dollars américains, selon le taux à midi de la Banque du Canada pour le dollar américain était de 1,00 \$ = 0,9699 \$ US.

Là où il y a lieu, le gaz naturel a été converti en barils d'équivalent pétrole (« bep ») à raison de 6 kpi³ de gaz pour un bep. Le ratio de conversion du bep est fondé sur une méthode de conversion en énergie équivalente s'appliquant principalement

au bec du brûleur et ne représente pas une valeur équivalente à la tête du puits. L'utilisation du bep de manière isolée peut être trompeuse.

Conformément aux méthodes canadiennes, les volumes de production et les produits sont présentés en chiffres bruts, avant la déduction des redevances à la Couronne et d'autres redevances, à moins d'indication contraire. À moins d'indication contraire, tous les volumes des réserves contenus dans la présente déclaration de changement important (et toutes les informations qui en proviennent) sont basés sur les « participations dans les réserves » (Company interest reserves) en utilisant les prix et les coûts projetés. Les « participations dans les réserves » se composent de « réserves brutes » (tel que cette expression est définie dans le Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières adopté par les autorités canadiennes en valeurs mobilières (le « **Règlement 51-101** ») plus les droits de redevance d'Enerplus dans les réserves. Les « participations dans les réserves » ne constituent pas une mesure reconnue par le Règlement 51-101 et n'ont pas de définition normalisée prescrite par le Règlement 51-101. Par conséquent, les participations dans les réserves d'Enerplus pourraient ne pas être comparables aux réserves présentées ou communiquées par d'autres émetteurs.

La présente déclaration de changement important comprend également des renvois à « pétrole d'origine en place » et à « gaz d'origine en place ». Ces estimations représentent les quantités de pétrole et de gaz, respectivement, qui, selon des estimations, existent à l'origine dans des gisements naturels et comprennent les quantités de pétrole et de gaz, respectivement, qui, selon des estimations à une date donnée, sont contenues dans des gisements connus et inexploités, ainsi que les quantités estimatives se trouvant dans des gisements qui ne sont pas encore découvertes. Ces estimations ne constituent pas des volumes récupérables. Il n'est pas certain que toutes ces quantités seront découvertes, ou, si elles le sont, que la production d'une partie de ces quantités sera rentable sur le plan commercial.

RENSEIGNEMENTS CONCERNANT DES RESSOURCES ÉVENTUELLES CONTENUES DANS LA PRÉSENTE DÉCLARATION DE CHANGEMENT IMPORTANT

La présente déclaration de changement important comprend des estimations de « ressources éventuelles ». Les « ressources éventuelles » ne sont pas des réserves de pétrole et de gaz, et ne devraient pas être confondues avec celles-ci. Les « ressources éventuelles » sont définies dans le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (le « **manuel COGE** ») comme [traduction] « les quantités de pétrole qu'on estime, à une date donnée, comme pouvant être potentiellement récupérables de gisements connus en utilisant une technologie éprouvée ou une technologie en développement, mais qui ne sont pas actuellement considérées comme récupérables sur le plan commercial en raison d'une ou de plusieurs éventualités. Parmi les éventualités, citons des facteurs tels que des questions économiques, juridiques, environnementales, politiques et réglementaires, ou encore une absence de marchés. Il est également approprié de classer parmi les ressources éventuelles les quantités récupérables découvertes estimatives et associées à un projet qui en est à ses débuts ». Rien ne garantit qu'une portion des volumes actuellement classés comme ressources éventuelles sera produite. Les estimations de ressources éventuelles figurant dans les présentes et ayant trait à la concession de sables bitumineux Kirby sont présentées comme la « meilleure estimation » de la quantité qui sera réellement récupérée, avec prise d'effet le 31 décembre 2009. La « meilleure estimation » des ressources éventuelles signifie que les chances que les quantités restantes réellement récupérées soient supérieures ou inférieures à la meilleure estimation sont égales et, si les méthodes de calcul des probabilités sont utilisées, la probabilité que les quantités réellement récupérées soient égales ou supérieures à la meilleure estimation devraient être d'au moins 50 %.

Pour des informations concernant les estimations de ressources éventuelles de la concession Kirby, veuillez consulter la notice annuelle du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, datée du 12 mars 2010, dont une copie est disponible sous notre profil SEDAR à www.sedar.com et qui fait partie de notre rapport annuel sur formulaire 40-F qui est disponible sur EDGAR à www.sec.gov.

AVIS AUX LECTEURS DES ÉTATS-UNIS

Les renseignements sur les réserves de pétrole et de gaz naturel qui figurent dans la présente déclaration de changement important ont généralement été établis conformément aux normes de présentation de l'information canadiennes, qui ne sont pas comparables à tous les égards aux normes de présentation de l'information américaines ou étrangères. Les catégories de réserves telles que les « réserves prouvées » et les « réserves probables » peuvent être définies différemment aux termes des exigences canadiennes que dans les règles de la Securities and Exchange Commission des États-Unis. En outre, conformément aux obligations d'information et à la pratique dans l'industrie canadiennes, les réserves et la production sont présentées à l'aide de volumes bruts (ou, tel qu'il est indiqué plus haut en tant que « participations dans les réserves »), c'est-à-dire sans déduire les redevances et les versements similaires. Il est d'usage, aux États-Unis, de présenter les réserves et la production à l'aide de volumes nets, déduction faite des redevances applicables et des versements similaires.

ÉNONCÉS PROSPECTIFS ET INFORMATION PROSPECTIVE

La présente déclaration de changement important contient des énoncés prospectifs et de l'information prospective au sens des lois sur les valeurs mobilières applicables. L'emploi des termes « s'attendre à », « anticiper », « continuer », « estimer », « lignes directrices », « objectif », « continue », « pourra », « sera », « prévoir », « devrait », « croire »,

« planifier », « avoir l'intention de » et d'expressions similaires vise à dénoter de l'information prospective et des énoncés prospectifs. Plus particulièrement, mais sans limiter ce qui précède, la présente déclaration de changement important contient des énoncés prospectifs et de l'information prospective qui se rapportent aux éléments suivants : les ajouts futurs aux terrains, à la production et aux réserves; la stratégie d'Enerplus et son potentiel de croissance future; l'accroissement futur de la production; les volumes de production et des réserves potentielles, des ressources, de pétrole d'origine en place et de gaz d'origine en place que renferment les propriétés qu'Enerplus se propose d'acheter et de vendre; les dates de clôture et les prix d'achat et de vente prévus de certaines propriétés pétrolifères et gazières; le potentiel de futurs travaux de forage et activités sismiques; les résultats futurs de forages et les coûts et taux de production futurs; l'aménagement futur des terrains d'Enerplus; les dépenses en immobilisations futures; la combinaison de marchandises et d'actifs d'Enerplus; le potentiel de cession de propriétés ou d'actifs par Enerplus, le moment auquel sont effectuées ces cessions et le produit qu'il peut en tirer; et les taux de production moyens et de sortie et les dépenses en immobilisations totales d'Enerplus en 2010. Le présent communiqué contient également des estimations de réserves et de ressources éventuelles et des renvois au pétrole d'origine en place et au gaz d'origine en place, qui sont, de par leur nature, des estimations selon lesquelles les quantités décrites existent telles qu'elles ont été estimées.

Les énoncés prospectifs et l'information prospective contenus dans la présente déclaration de changement important reflètent plusieurs facteurs, attentes et hypothèses importants d'Enerplus, notamment les suivants : que les propriétés acquises ou à acquérir par Enerplus donneront le rendement prévu; que toutes les conditions de clôture des projets d'acquisition et de cession soient satisfaites ou fassent l'objet d'une renonciation et que toutes les approbations réglementaires nécessaires soient obtenues, en temps opportun; que des candidats soient trouvés pour acquérir certaines propriétés pétrolifères et gazières qu'Enerplus se propose de vendre à des conditions qui lui sont acceptables; l'exactitude des estimations des réserves de pétrole et de gaz, des ressources éventuelles, du pétrole d'origine en place, du gaz d'origine en place et du potentiel de production des propriétés acquises et cédées; le maintien général des conditions du secteur actuelles ou, le cas échéant, présumées et les régimes fiscaux réglementaires; la disponibilité des flux de trésorerie et des sources de financement par emprunt ou par actions pour financer les éventuels besoins en matière d'exploitation et d'immobilisations d'Enerplus; et certaines hypothèses concernant les prix des marchandises et d'autres coûts. Enerplus estime que les facteurs, les attentes et les hypothèses importants dont tiennent compte les énoncés prospectifs et l'information prospective sont raisonnables en ce moment, mais rien ne garantit qu'ils se révéleront exacts.

Les énoncés prospectifs et l'information prospective contenus dans la présente déclaration de changement important ne sont pas garants du rendement futur, et on ne devrait pas s'y fier indûment. Ces énoncés et cette information comportent des risques connus et inconnus, des incertitudes ainsi que d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats ou les événements réels diffèrent de façon importante de ceux qui sont prévus dans ces énoncés prospectifs et cette information prospective, notamment en ce qui a trait aux facteurs suivants : l'incapacité de réaliser les acquisitions et les cessions proposées à temps et selon les conditions prévues à l'heure actuelle, ou l'impossibilité de les réaliser tout simplement; les estimations inexactes des réserves de pétrole et de gaz, des ressources éventuelles, du pétrole d'origine en place, du gaz d'origine en place, des estimations de la production et des résultats des forages; les changements des prix des marchandises; les résultats des forages ou d'exploitation inattendus ou des baisses de la production; des modifications des lois fiscales ou environnementales ou des taux de redevances; l'accroissement de l'endettement ou des obligations de service de la dette; un manque de capitaux pour effectuer des dépenses en immobilisations prévues, y compris l'accès limité ou défavorable, voire l'absence d'accès, aux marchés des titres d'emprunt et des titres de participation; l'augmentation des coûts et des dépenses; l'incidence de la concurrence; la dépendance envers les partenaires du secteur; et certains autres risques décrits occasionnellement dans les documents d'information publics du Fonds, notamment les risques figurant dans notre rapport de gestion pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, et dans la notice annuelle du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, dont une copie peut être obtenue sous le profil du Fonds sur SEDAR à www.sedar.com et qui fait aussi partie du formulaire 40-F du Fonds pour l'exercice terminé le 31 décembre 2009, dont une copie peut être obtenue sur EDGAR à www.sec.gov.

Les énoncés prospectifs et l'information prospective contenus dans la présente déclaration de changement important sont formulés uniquement en date du présent communiqué, et le Fonds ou ses filiales déclinent toute obligation de les mettre à jour ou de les réviser afin de tenir compte de faits nouveaux ou de circonstances nouvelles, sauf si les lois applicables les y obligent.