

Budget fédéral 2002
Consultations prébudgétaires

Destinataire : Le Comité permanent des finances
Chambre des communes
Le 15 octobre 2001

Association canadienne de l'électricité

Table des matières

- 1.0 Aperçu et nouvelles tendances**
 - 1.1. La nécessité de nouveaux investissements
 - 1.2. Croissance de la consommation d'électricité au Canada
 - 1.3. Commerce de l'électricité
 - 1.4. Tendances de l'investissement au Canada
 - 1.5. Contraction des marges de réserve
 - 1.6. Pourquoi une intervention fiscale est-elle nécessaire de la part du gouvernement ?

- 2.0 Enjeux entourant le régime de la DPA**
 - 2.1. Caractère inadéquat des taux actuels
 - 2.2. Impact des améliorations sur la vie utile

- 3.0 Neutralité par rapport aux autres secteurs intérieurs**
 - 3.1. Compétitivité : comparaison avec les régimes fiscaux des É.-U. et du R.-U.

- 4.0 Traitement relatif aux actifs usagés**

- 5.0 Recommandations prébudgétaires : proposition relative à un taux de DPA**
 - 5.1. Actifs de production
 - 5.2. Actifs de transport et de distribution
 - 5.3. Proposition relative aux actifs usagés

- 6.0 Objectifs relatifs à la catégorie 43.1 pour l'électricité à privilégier au plan environnemental**
 - 6.1. Caractère incitatif actuellement inadéquat de la catégorie 43.1

- 7.0 Recommandations prébudgétaires : Proposition relative à la catégorie 43.1**

- 8.0 Impacts sur les revenus**

- 9.0 Conclusions**

1.0. Aperçu et nouvelles tendances

1.1. La nécessité de nouveaux investissements

L'industrie canadienne de l'électricité doit actuellement faire face à une intensification de la concurrence, ce qui exigera des niveaux d'investissement nouveaux et soutenus. Cette concurrence oppose les sociétés d'État aux entreprises privées, les sociétés dont l'électricité est le domaine d'activités principal à celles qui s'auto-provisionnent de même que les entreprises d'électricité déjà en place aux nouveaux arrivants sur le marché; elle résulte aussi du morcellement de la structure traditionnelle des entreprises d'électricité. La poursuite de la restructuration de l'industrie fait que les entreprises d'électricité évoluent de plus en plus dans un cadre de tarification au coût marginal qui exige une structure tarifaire concurrentielle. Les impératifs de compétitivité combinés à l'ouverture des marchés, à l'arrivée de nouveaux joueurs et à une privatisation possible de l'industrie forcent les entreprises d'électricité à rendre encore plus efficace une infrastructure vieillissante tout en s'efforçant de toute urgence de reconfigurer leur structure financière en vue d'accéder au capital privé.

D'autres facteurs clés forceront cependant l'industrie à se transformer. Les changements technologiques ont fait que les grands aménagements de l'envergure des 2 000 MW sont désormais plus faciles à remplacer par des installations à petite échelle modulaires de l'ordre de 200 MW. De plus en plus, les règlements environnementaux forcent les entreprises d'électricité à investir dans des technologies plus propres, ce qui pousse l'industrie à s'en remettre de manière excessive à des centrales de petite taille axées principalement sur les turbines à gaz et sur les technologies de production répartie, telles les piles à combustible et les microturbines. Ces technologies permettent la production d'électricité sur place pour toutes les catégories de clients, mais elles exposent les entreprises d'électricité existantes à des risques technologiques et à la volatilité des prix des combustibles. En outre, la détermination environnementale des sites des nouvelles installations de production et des corridors de transport fait de plus en plus obstacle à la réalisation de projets d'aménagement tant soit peu importants, les revendications territoriales et les évaluations environnementales s'étendant sur plusieurs années, ce qui refroidit l'intérêt des investisseurs.

Concurrence, arrivée de nouvelles entreprises imposables, règlements environnementaux, changements technologiques et vieillissement des infrastructures : tous ces facteurs favorisent les possibilités d'accroissement du commerce, les services à la clientèle et l'intérêt renouvelé à l'égard de l'efficacité énergétique afin, en partie, d'atténuer ou de reporter les nouveaux investissements, la charge intérieure continuant d'augmenter. C'est pourquoi on a assisté à une baisse des investissements dans les aménagements de production et de transport au cours des dix dernières années, et ce, malgré une croissance de la demande intérieure ayant atteint jusqu'à 1,5 % par année durant cette période, de sorte que les marges de réserve n'ont jamais été aussi basses. C'est pourquoi nous proposons que les taux de DPA soient augmentés afin que les investisseurs puissent compter sur des incitatifs financiers attrayants.

1.2. Croissance de la consommation d'électricité au Canada

La demande projetée d'électricité au Canada a ralenti depuis la décennie 1980-1990, durant laquelle elle avait atteint 3,5 % p.a. De 1990 à 2000, elle a augmenté à un rythme stable de 1,5 % p.a. Pour la décennie 2000-2010, les sources fédérales, telles l'Office national de l'énergie (ONE) et Ressources naturelles Canada (RNCan), estiment qu'elle sera de 1,2 à 1,5 % p.a. Bien que conservatrice, cette projection exigera la construction ou le remplacement d'aménagements représentant de 25 000 MW à 45 000 MW au cours des 20 prochaines années, ce qui nécessitera au moins 100 milliards de dollars d'investissements.

1.3. Commerce de l'électricité

Les exportations d'électricité représentent en général de 7 à 8 % de la production annuelle du Canada, dont la valeur financière a atteint un sommet en 2000. Au cours de cette année, nos exportations d'électricité dans ce pays se sont en effet élevées à environ 36 000 gigawattheures, soit une valeur de 4 milliards de dollars. La croissance des ventes d'électricité s'est manifestée principalement en Colombie-Britannique, au Manitoba, au Québec et au Nouveau-Brunswick. Ces provinces, de même que l'Alberta et l'Ontario, pourraient exporter encore beaucoup plus si, par une amélioration des règles d'investissement, on favorisait l'investissement dans de nouvelles installations de production et de transport à des fins d'exportation. La demande aux É.-U. continuera de progresser et le caractère complémentaire de l'offre au Canada, qui est lié à des pointes saisonnières différentes, ajoutera de la valeur aux exportations en améliorant la fiabilité et l'efficacité globales du réseau nord-américain d'électricité.

1.4. Tendances de l'investissement au Canada

En ce qui concerne le niveau d'investissement historique dans le secteur de l'énergie, l'industrie de l'électricité n'est dépassée que par celle du pétrole et du gaz au Canada; ce niveau a été très cyclique jusqu'à maintenant et le dernier cycle important a été enregistré au tout début des années 1990, ayant atteint environ 12,5 milliards de dollars en 1991. L'industrie a enregistré beaucoup moins d'investissements durant les années 1990 en raison, en partie, d'un ralentissement important de l'économie qui l'a acculée à des restrictions beaucoup plus importantes que dans d'autres secteurs comme le pétrole et le gaz. Actuellement, le niveau d'investissement dans l'industrie de l'électricité s'élève à environ 6,3 milliards de dollars (chiffres de 1999). Au cours des vingt prochaines années, il devra être porté à 100 milliards de dollars et peut-être même à 200 milliards (chiffres basés sur une projection d'investissement de 5 milliards à 10 milliards p.a.). La possibilité d'attirer de tels capitaux constitue un défi important pour l'industrie au Canada.

Pour accroître la fiabilité de l'alimentation et pouvoir partager de l'énergie en situation d'urgence, les entreprises d'électricité ont interconnecté leurs réseaux de transport. Dans le nouveau marché concurrentiel, les réseaux de transport acheminent désormais l'électricité sur des distances plus importantes, de sorte que l'énergie électrique peut traverser les frontières et alimenter des régions éloignées du marché des É.-U. Or, les réseaux de transport n'ont jamais été mis en place en vue d'acheminer des quantités excessives d'électricité sur de longues distances en vue d'assurer le commerce concurrentiel de l'électricité en gros. C'est pourquoi les exploitants de réseaux de transport et de distribution ont un défi de taille à relever : répondre à une demande accrue en s'appuyant sur des lignes et des équipements vieillissants. Le transport de charges plus élevées sur les lignes de transport actuelles abrégera de façon importante leur durée de vie économique, alors que les organismes de réglementation et les clients exigent des normes de fiabilité de plus en plus rigoureuses. La réticence à investir dans de nouvelles lignes de transport est imputable en partie à des préoccupations de nature environnementale et réglementaire; mais la cause principale réside dans l'absence d'incitatifs financiers inadéquats.

En raison de son coefficient de capital de 8.3:1, le secteur de l'électricité exige beaucoup plus d'investissements que celui de la fabrication et présente plus d'incertitude et de risques pour l'investisseur. Compte tenu du haut degré actuel de mobilité des capitaux, la mise en place d'un marché de l'énergie continental fera en sorte que les investissements pourront toucher les secteurs à faibles coûts et à rendements plus élevés.

1.5. Contraction des marges de réserve

Un des problèmes découlant de la faiblesse des investissements dans le secteur de l'électricité au Canada est le déclin des marges de réserve des réseaux. Une « marge de réserve » est la différence entre la puissance installée et la capacité de répondre à la demande de pointe. La puissance installée ne tient pas

compte des variations de niveau des réservoirs hydroélectriques, des déclassements de centrales, des interruptions de courant, des conditions météorologiques ou de la disponibilité des combustibles. Les marges de réserve nationales, mesurées par rapport à la capacité, ont diminué de 31 %, en 1980, à moins de 17 %, en 1999. Dans le passé, les taux de rendement des marchés réglementés étaient pour l'essentiel garantis par les gouvernements, de sorte que la capacité excédentaire était maintenue à un niveau de 25 % à 30 %. Mais à la suite de la déréglementation des marchés, au cours des années 1990, les marges de réserve ont chuté en raison du fait qu'un marché plus concurrentiel nécessite des taux de rendement assez élevés pour attirer les investissements nécessaires dans les nouvelles installations de production et dans les infrastructures connexes, soit les réseaux de transport et de distribution. Il pourrait donc s'avérer nécessaire, dans un avenir proche, de refaire les marges de réserve afin de protéger l'intégrité du réseau.

1.6. Pourquoi une intervention fiscale est-elle nécessaire de la part du gouvernement ?

L'administration fédérale a récemment reconnu la nécessité de changements fiscaux en ce qui concerne l'industrie de l'électricité en lui permettant l'accès aux taux d'imposition du secteur F-T et en consentant, dans son dernier budget, une légère hausse de 4 % à 8 % des taux de DPA touchant les actifs de production. L'industrie de l'électricité avait toujours évolué dans un cadre entièrement réglementé et non concurrentiel, ce qui n'est désormais plus le cas. Compte tenu du nouveau cadre concurrentiel auquel elle doit faire face au Canada, attirer des investissements élevés revêt une importance vitale. À cet égard, les taux de DPA constituent un élément essentiel pour l'investisseur.

Mais les règles fiscales actuelles sont discriminatoires à l'égard du secteur de l'électricité. Jusqu'à maintenant, l'industrie de l'électricité a été dans une grande mesure exonérée. Avec le temps, une partie plus importante de l'industrie deviendra imposable. Mais les taux de DPA actuels sont inadéquats et ne tiennent pas compte de la durée de vie utile des installations. Les règles fiscales actuelles font obstacle à la restructuration en cours de l'industrie en pénalisant les transferts d'actifs et en n'étant pas de nature à encourager les nouveaux investissements, qui sont si nécessaires.

2.0. Enjeux entourant le régime de la DPA

2.1. Caractère inadéquat des taux actuels

Le régime de la DPA au Canada s'est jusqu'à maintenant appuyé sur le terme « vie utile » pour déterminer une période juste d'amortissement des actifs. Dans le cas du secteur de l'électricité, on a évalué la vie utile en fonction de critères techniques sans égard à la valeur financière ou aux effets de la concurrence. C'est pourquoi la durée de vie technique varie d'une installation à l'autre; elle est toutefois longue, notamment d'environ 50 ans dans le cas des grands aménagements hydroélectriques, de près de 30 ans dans le cas des installations nucléaires et au charbon et d'environ 15 ans dans celui des turbines à gaz à cycles combinés (cogénération) (et plus longue si on remplace le charbon par le gaz dans une centrale au charbon). Dans le cas des installations de transport et de distribution, la durée de vie technique est de 35 à 40 ans.

2.2. Impact des améliorations sur la vie utile

Les dépenses d'investissement (autres que les réparations et l'entretien) nécessaires pour assurer le fonctionnement des centrales durant toute leur durée de vie technique prévue révèlent des faits très différents. Dans le cas de l'industrie de l'électricité, ces dépenses sont importantes pour diverses raisons, notamment les suivantes : modification des normes de fiabilité réglementées, progrès technologiques, frais élevés liés à la fermeture répétée de centrales pour en assurer l'entretien et prescriptions environnementales (comme l'élimination des BPC dans les transformateurs) nécessitant un retrait graduel et un renouvellement du capital. Ensemble, ces éléments témoignent du nouveau cadre concurrentiel avec

lequel l'industrie doit composer et qui abrège la durée de vie économique de ses actifs. Des données relatives à l'industrie de l'électricité et établies par la maison Ernst and Young indiquent que, parce que 25 % des pièces mobiles doivent être remplacées tous les cinq ans, la « durée de vie économique » moyenne des installations est beaucoup moindre que la « durée de vie technique » estimative.

3.0. Neutralité par rapport aux autres secteurs intérieurs

On a toujours refusé d'accorder des avantages fiscaux au secteur de l'électricité parce que son produit était considéré non commercialisable. On évoquait aussi le fait que les fournisseurs réglementés pouvaient répercuter leurs coûts sur la clientèle. Le caractère limité des risques leur assurait des rendements garantis. Les nouvelles tendances qui caractérisent le nouveau paradigme de l'électricité font que notre industrie fait l'objet d'un traitement plus neutre par rapport à d'autres secteurs. L'électricité est hautement concurrentielle, elle est un bien commercialisable, elle est exposée à la volatilité des prix et à des mesures fiscales, l'investissement dans le domaine de l'électricité est touché par la mobilité des capitaux et l'industrie de l'électricité n'est manifestement pas différente du secteur de la fabrication, de sorte qu'elle devrait bénéficier des mêmes incitatifs que celle-ci, notamment du taux de DPA le plus élevé, soit 30 %.

Aujourd'hui, l'électricité se distingue par des caractéristiques comme le prix, la période d'utilisation (ex. : périodes de pointe et périodes hors-pointe), par la source d'énergie et le mode de production disponible (ex. : classique ou « vert ») et même par la qualité de l'onde (ex. : une prime est payée pour une qualité plus élevée). Les risques commerciaux et de crédit dans un marché déréglementé comportent des dangers importants pour les entreprises d'électricité, les producteurs indépendants et les autres clients assurant le service. Les entreprises industrielles produisent souvent de l'électricité pour elles-mêmes et sont parfois en concurrence avec les entreprises d'électricité, bénéficiant d'un taux de DPA préférentiel de 30 % sur la fabrication et la transformation (F-T) comparativement aux entreprises d'électricité, qui doivent se contenter d'un taux de DPA de 8 % pour les nouveaux actifs de production et de 4 % pour les installations déjà en place. Parfois, ces firmes industrielles cessent leurs activités principales pour se consacrer uniquement à la production d'électricité ainsi que pour capitaliser sur la volatilité des prix de l'électricité et exporter aux É.-U.

En résumé, les taux de DPA doivent être augmentés pour compenser le taux de DPA touchant la F-T de 30 %. La concurrence en ce qui concerne les nouveaux investissements est plus serrée et il est nécessaire d'investir de toute urgence dans de nouvelles installations de production et de transport. Il est très important que le système fiscal soutienne la restructuration de l'industrie de l'électricité. En cette période d'incertitude accrue et compte tenu du risque d'abrégement de la durée de vie économique, une hausse des taux de DPA est en effet justifiée.

3.1. Compétitivité : comparaison avec les régimes fiscaux des É.-U. et du R.-U.

Les taux de DPA sont plus élevés aux É.-U. qu'au Canada. Par exemple, la plus grande partie des équipements (production, transport et distribution) est amortie sur 20 ans (8 % pour les actifs nouveaux et déjà en place), sauf quelques exceptions, dans les cas où les centrales de production et la classe de production répartie relative aux turbines à gaz, en voie de développement rapide, sont fixées à 15 ans. Les assemblages combustibles (nucléaire) sont amortis sur cinq ans, tout comme certaines installations éoliennes, solaires et de biomasse, comparativement à la catégorie 43.1 pour le Canada. Les É.-U. envisagent de porter uniformément à 7 ans la radiation de toutes les installations électriques - soit les actifs de production, de transport et de distribution - de manière à ce qu'elles soient traitées sur le même pied que les installations de fabrication. Dans un marché concurrentiel, les investissements dans des installations de production sont hautement mobiles et reflètent la transition à des centrales plus petites, qui utilisent en général la technologie des moteurs à combustion alimentés au gaz.

Au R.-U., où on a procédé avec succès à la privatisation au début des années 1990, il existe seulement trois catégories de traitement : 1) un traitement uniforme de 4 %, qui touche les bâtiments et structures;

2) un taux d'amortissement dégressif de 6 %, qui touche les biens de longue durée; 3) un taux d'amortissement dégressif de 25 %, qui touche les centrales et équipements. À la suite d'une étude plus poussée d'Ernst & Young, on a découvert que dans plusieurs cas, de 80 à 90 % des biens du secteur de l'électricité au R.-U. bénéficient du taux de DPA le plus élevé, soit 25 %.

4.0. Traitement relatif aux actifs usagés

La durée de vie économique des actifs usagés est par définition plus courte que celle des actifs neufs. Un taux de DPA identique pour les deux types d'équipements serait neutre pour les transferts entre des parties imposables. Cependant, les transferts d'une entreprise d'électricité exonérée à une entité imposable nécessitent qu'un taux de DPA plus élevé soit imposé aux biens usagés afin d'obtenir la neutralité. Ainsi, l'analyse d'Ernst and Young laisse entendre que le taux de DPA de 4 % actuel ne convient pas aux actifs usagés. Les actifs usagés exigent même un taux plus élevé pour tenir compte d'une durée de vie résiduelle beaucoup plus courte.

5.0. Recommandations prébudgétaires : proposition relative à un taux de DPA

5.1 Actifs de production

Les taux de DPA devraient être de l'ordre de 15 à 20 % pour tenir compte judicieusement de la durée de vie économique. On peut cependant établir le bien-fondé d'un taux de DPA de 30 % pour assurer la neutralité par rapport à d'autres industries qui, comme les entreprises d'électricité, fabriquent leurs produits, mais qui, contrairement à elles, bénéficient d'un taux de DPA de 30 % sur la F-T; cette mesure aurait aussi pour effet d'attirer les investissements, qui sont si nécessaires.

5.2 Actifs de transport et de distribution (T et D)

Des taux de DPA de l'ordre de 8 à 12 % sont nécessaires pour les actifs de T et D. Les données de l'industrie démontrent que la durée de vie économique plus courte déjà constatée sera encore plus abrégée avec la mise en place de dispositifs de commande plus numérisés et dans le cadre d'une utilisation ponctuelle plus concurrentielle et plus intensive. De même, l'industrie canadienne est actuellement en position de désavantage concurrentiel par rapport à celle des É.-U., bénéficiant d'un taux de seulement 4 % par rapport à un taux de 8 % aux É.-U.

5.3 Proposition touchant les actifs usagés

La limitation du taux de DPA de 8 % aux nouveaux actifs seulement est anormale. Il serait souhaitable de l'étendre également aux équipements usagés si les taux de DPA ne contiennent pas d'élément incitatif.

Dans le cas des actifs déjà en place d'entreprises d'électricité exonérées, on devrait appliquer un principe de « nouveau départ » afin d'établir une catégorie de DPA appropriée pour les actifs déjà en place au moment de la privatisation. La vente d'actifs qui passent de l'état d'actifs exonérés à celui d'actifs imposables produit un effet de distorsion, de sorte qu'un taux de DPA supérieur est nécessaire. Le taux de DPA touchant les actifs déjà en place devrait tenir compte de leur durée de vie économique résiduelle et les taux devraient être de l'ordre de 10 à 12 % selon une durée de vie économique résiduelle de 15 à 20 ans.

6.0. Objectifs relatifs à la catégorie 43.1 pour l'électricité à privilégier au plan environnemental

Le secteur canadien de l'électricité évolue dans un contexte de transformation des attentes sociales et environnementales, le public accordant de plus en plus d'importance à la qualité de l'air et de l'eau ainsi qu'à la protection des écosystèmes. Les entreprises d'électricité et les organes de réglementation s'efforcent de

répondre à ces attentes. Le développement et l'adoption de nouvelles technologies destinées à réduire les émissions de gaz à effet de serre constituent une des grandes priorités de notre industrie. Cependant, toutes les technologies ont des incidences environnementales, en particulier si elles doivent être à la hauteur des exigences de la société moderne en matière d'électricité; c'est pourquoi l'amélioration continue doit être le principe directeur. À cet égard, la catégorie 43.1 constitue un outil puissant que le gouvernement a mis au point afin de favoriser une production d'électricité moins polluante; cependant, elle doit être mise à jour pour être plus efficace.

6.1. Caractère incitatif actuellement inadéquat de la catégorie 43.1

La catégorie 43.1 a pour objectif d'encourager à la fois l'efficacité et la préservation de l'environnement en favorisant une production d'électricité à émissions de gaz à effet de serre faibles ou nulles. Ce principe signifie qu'on n'accorde pas la préférence aux nouvelles technologies par rapport aux vieilles technologies (comme celles contenues dans le programme Éco-Logo), ni à une technologie particulière comme l'énergie éolienne.

Actuellement, la catégorie 43.1 est le seul mécanisme de choix pour les nouvelles installations de production d'électricité relativement petites et à faible impact au Canada. Toutefois, la catégorie s'est révélée inefficace en raison de l'admissibilité limitée des projets et des technologies et du caractère insuffisant acquis par la monétisation (c.-à-d. la valeur au comptant initiale de l'incitatif), soit les frais liés aux énergies renouvelables et aux économies d'énergie au Canada (FEREEC). Les FEREEC ont été en grande partie limités aux avoires incorporels qui représentent de 1 à 3 % du total des coûts d'un projet de cogénération ou de biomasse, ce qui est insuffisant pour assurer un taux de rendement satisfaisant à l'investisseur. Les FEREEC n'arrivent pas à uniformiser les règles du jeu entre le secteur de l'électricité et celui des ressources non renouvelables, pour lequel les règles sont moins généreuses que pour les énergies non renouvelables et le recours véritable à la disposition des FEREEC est extrêmement limité. Pour assurer l'équité et la neutralité, les FEREEC devraient être élargis de manière à comprendre la catégorie 43.1.

7.0. Recommandations prébudgétaires : proposition relative à la catégorie 43.1

Les recommandations ci-dessous visent à élargir l'admissibilité en vertu de la catégorie 43.1 et à améliorer l'efficacité de l'objectif clé de l'administration fédérale de réduire les émissions de gaz à effet de serre. En améliorant cette catégorie tout en favorisant l'efficacité énergétique de l'utilisation de sources d'énergie renouvelables et à faible impact, le gouvernement fédéral pourra atteindre ses objectifs environnementaux tout en faisant en sorte que l'industrie puisse quantifier ces technologies au plan environnemental.

- Utilisation de nouvelles technologies – L'efficacité énergétique constitue à cet égard un critère plus efficace que l'âge de l'équipement. L'équipement usagé devrait par conséquent se qualifier si les critères d'efficacité sont respectés.
- Suppression de la limitation de l'utilisation de l'énergie aux procédés industriels – Élargir l'admissibilité aux systèmes utilisant les déperditions d'énergie dans les secteurs résidentiel et commercial.
- Énergie collective – Les économies d'énergie possibles sont importantes dans les cas où cette solution est économiquement applicable. On devrait faire en sorte de permettre aux systèmes collectifs de comprendre les équipements et les canalisations.
- Chauffage et refroidissement des locaux – Élargir l'admissibilité des technologies de chauffage et de refroidissement des locaux aux applications commerciales et industrielles.
- Piles à combustible – On doit envisager sérieusement d'inclure cette technologie dans la catégorie 43.1. Il s'agit d'une technologie de pointe qui offre une solution de rechange à la production répartie avec récupération de la chaleur.
- Accroître la liste des combustibles résiduels admissibles – Inclure les gaz de torche industriels dans les « combustibles résiduels visés ».

- Énergie hydroélectrique – Accroître le seuil de puissance maximum de 15 MW, en moyenne, à 55 MW, en moyenne, et permettre l'évaluation ponctuelle des projets représentant une puissance de moins de 100 MW, en moyenne. Tous les projets hydroélectriques de la catégorie 43.1 doivent respecter les critères d'efficacité prescrits.
 - Remplacement ou mise à niveau des turbines hydroélectriques – on devrait les rendre admissibles si elles respectent les critères d'efficacité et augmentent la capacité du système de 3 % sans accroître la quantité d'eau utilisée.
 - Investissement dans des turbines dans des bâtis de réserve ou vacants – afin que les eaux détournées soient admissibles dans la catégorie 43.1.
- Énergie éolienne – On devrait ajouter un critère d'admissibilité pour s'assurer d'obtenir des facteurs de rendement énergétique acceptables pour les éoliennes. Les éoliennes seraient ainsi sur le même pied que tous les autres actifs admissibles – ce qui n'est pas le cas actuellement.
- Certification – Pour tous les projets pour lesquels on vise un traitement selon la catégorie 43.1, on devrait viser l'obtention d'une « attestation de conformité technique » de RNCan pour assurer un climat d'investissement sûr.
- Monétisation – Les FEREEC devraient être élargis et inclure les coûts des projets supplémentaires, par ex. certains éléments admissibles dans la catégorie 43.1, sinon les crédits d'impôt à l'investissement (CII) pourraient être utilisés au lieu des actions accréditatives comme mécanisme de monétisation. Des CII remboursables pourraient remplacer les dépenses en capital admissibles pour les projets axés sur la conservation de l'énergie et les énergies renouvelables.

8.0. Impacts sur les revenus

Le gouvernement est préoccupé par l'impact des changements fiscaux. À cet égard, les tableaux ci-dessous sont fondés sur l'analyse fournie par Ernst and Young en vue de la quantification des impacts.

Nota : Les évaluations d'impacts sur les revenus ci-dessous reposent sur l'hypothèse que les activités auparavant exonérées deviennent imposables en l'an 1 (par ex. 2002), la DPA totale étant réclamée comme dans les tableaux. Le gouvernement percevrait les revenus fiscaux compensatoires qui pour l'essentiel limitent ces coûts. C'est pourquoi nous évaluons dans ces tableaux le coût réel que doit assumer le gouvernement fédéral d'une année à l'autre. L'augmentation des coûts d'une année à l'autre reflète la croissance de l'investissement dans l'industrie. Nous ne présumons pas que la DPA serait récupérée ou que d'autres événements futurs pourraient entraîner une hausse ou une baisse des revenus pour le gouvernement. Comme l'établit notre analyse dans le rapport d'Ernst and Young, si plus d'entreprises et d'actifs deviennent imposables, les coûts augmenteront, mais les revenus compensatoires annuleront également ces coûts dans une très grande mesure. Ces coûts mineurs seront compensés par d'importantes recettes fiscales; cet aspect est important compte tenu du fait que la situation fiscale du gouvernement se détériore lentement.

En ce qui concerne la catégorie 43.1, les coûts possibles associés à la mise en œuvre des propositions ne peuvent être établis avec précision en raison du fait que l'absorption des investissements par le biais de ces mesures est très incertaine. Toutefois, le simple fait d'élargir la catégorie selon les modifications proposées ne sera pas très coûteux pour l'administration fédérale, compte tenu des coûts actuels du régime et de la taille relativement petite du secteur de la production indépendante en émergence par rapport à l'ensemble de l'industrie. Un élargissement des FEREEC ou un crédit d'impôt à l'investissement (CII) comportera probablement des coûts plus importants, mais il faudra évaluer cet aspect à la lumière des objectifs stratégiques liés à la réduction des GES et du fait que les autres objectifs stratégiques de l'administration fédérale en matière d'environnement sont plus avantageux pour la société. D'autres facteurs importants justifient fortement cette proposition : investissement positif, création d'emplois, technologie canadienne innovatrice et diversité de l'offre d'énergie du Canada.

▪ **Impact sur les revenus d'une hausse des taux de DPA pour les entreprises actuellement imposables**

Impact estimatif sur les revenus fédéraux de l'augmentation des taux de DPA touchant les actifs de production, de transport et de distribution des entreprises imposables (millions de dollars)	2002	2003	2004
Taux de DPA de 20 % pour la production	1,2	3,0	3,9
Taux de DPA de 12 % pour le transport et la distribution	1,3	3,7	5,6
Impact total des deux changements	2,5	6,7	9,5

▪ **Impact sur les revenus d'un plus grand nombre d'entreprises imposables et d'une hausse des taux de DPA**

Impact estimatif sur les revenus fédéraux d'un plus grand nombre d'entreprises imposables et de la hausse des taux de DPA en supposant que les actifs de production supplémentaires imposables représentent 10 %, de l'industrie de l'électricité et les actifs de T et D supplémentaires imposables, 5 % (millions de dollars)	2002	2003	2004
Production			
Impact sur les revenus : DPA de 20 %	(1,6)	(4,0)	(5,2)
Impôt fédéral sur le revenu des entreprises	120	120	120
T et D			
Impact sur les revenus : DPA de 12 %	(0,9)	(2,5)	(3,7)
Impôt fédéral sur le revenu des entreprises	60	60	60
Total			
Changements à la DPA	(2,3)	(6,5)	(8,9)
Impôt sur le revenu fédéral à la suite de l'arrivée de nouvelles entreprises imposables	180	180	180

▪ **Impact sur les revenus de l'arrivée de nouvelles entreprises imposables faisant suite à la modification des taux de DPA touchant les actifs déjà en place***

Impact estimatif sur les revenus fédéraux des nouvelles entreprises imposables à la suite de la modification des taux de DPA touchant les actifs en place (millions de dollars)	2002
Taux de DPA inchangés	900 M \$
DPA de 8 %	450 M \$
DPA de 10 %	130 M \$
DPA de 12 %	Revenus différés au-delà de 5 ans
*En supposant que les entreprises supplémentaires imposables représentent au total 10 % des actifs de production et 5 % des actifs de T et D	

9.0. Conclusions

L'ACÉ estime que la solution clé en vue de prévenir d'éventuelles pénuries d'alimentation, des pénuries futures en période de pointe et des augmentations rapides de prix à cause de contraintes de réseau consiste à favoriser de nouveaux investissements dans les domaines de la production, du transport et de la distribution. Des modifications au régime de la DPA s'imposent maintenant pour assurer la fiabilité de l'alimentation, améliorer la qualité de l'air et de l'environnement en général, réaliser le potentiel du Canada en matière d'exportations et répondre à la croissance de la demande intérieure. Même s'il existe d'autres façons pour l'industrie de répondre à ces besoins, comme des revendications territoriales et des évaluations environnementales, des changements fiscaux sont des signaux de première importance pour inviter les investisseurs à acheter, construire ou mettre à niveau des installations.

La hausse des taux de DPA s'appliquera aux organisations imposables et aux organisations exonérées qui deviendront imposables. Si les taux de DPA sont maintenus à leurs niveaux actuels (c.-à-d. bien en dessous des niveaux nécessaires pour permettre une application juste et neutre de l'impôt), les entreprises d'électricité pourraient choisir de différer le transfert d'actifs à des entreprises imposables, de sorte que l'administration fédérale perdrait des revenus liés à l'impôt sur le revenu des entreprises. Enfin, en ce qui concerne la catégorie 43.1, l'administration fédérale peut procurer plus d'avantages à la société, par ex. abaisser les émissions de GES, en permettant l'élargissement de la catégorie ainsi que la disposition relative aux incitatifs des CII remboursables (ou d'autres stratégies améliorées de monétisation) pour les technologies admissibles prescrites.

Pour plus de renseignements ou pour toute question, prière de communiquer avec :

Jan Stapleton, président, Comité sur les finances et la fiscalité de l'ACÉ, (416)-592-5600, ou
Roy Staveley, vice-président principal, ACÉ, (613)-230-9047