

**Preuve supplémentaire du Producteur relativement
à ses droits acquis découlant des conventions de
service de transport ferme à long terme**

Table des matières

1	Contexte.....	3
2	Naissance et exercice de droits acquis du Producteur avant l'abrogation de l'article 12A.2 i) des T&C	3
2.1	Mise en place par la Régie du régime réglementaire ayant incité le Producteur à conclure des conventions de service de transport ferme à long terme.....	3
2.2	Naissance des droits acquis du Producteur.....	4
2.3	Exercice des droits acquis du Producteur.....	6
2.3.1	Acceptation par la Régie des engagements du Producteur en vertu de l'article 12A.2 i) des T&C pour le raccordement des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle.....	7
2.3.2	Acceptation par la Régie des engagements du Producteur selon l'article 12A.2 i) des T&C pour le raccordement des centrales du complexe de la Romaine	7
2.3.3	Acceptation par la Régie des engagements du Producteur en vertu de l'article 12A.2 i) des T&C pour l'augmentation de puissance au poste Manic-2.....	8
3	Valeur du droit de se prévaloir de l'article 12A.2 i) des T&C en raison de l'existence des Conventions pour le Producteur	9
4	Exercice de ce droit par le Producteur dans le futur	9
5	Conclusion.....	10
Annexe 1	Extrait du Plan stratégique 2006-2010 d'Hydro-Québec.....	11
Annexe 2	Extrait du Plan stratégique 2009-2013 d'Hydro-Québec.....	16
Annexe 3	Extrait du Plan stratégique 2016-2020 d'Hydro-Québec.....	23

1 Contexte

1 Le 18 décembre 2015, la Régie de l'énergie rend la décision D-2015-209 dans le cadre du
2 dossier R-3888-2014. Dans cette décision, la Régie abrogeait avec effet immédiat l'article
3 12A.2 i) des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* (les « T&C ») et
4 ne reconnaissait pas les droits acquis du Producteur.

5 Le 18 janvier 2016, le Producteur dépose une demande de révision de la décision D-2015-
6 209 qui se fonde sur les alinéas 2 et 3 de l'article 37 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*,
7 RLRQ c R-6.01, le Producteur soumettant qu'il n'a pu, en raison du caractère inadéquat de
8 l'avis public et des décisions procédurales de la Régie, présenter ses observations sur
9 l'abrogation de l'article 12A.2 i) des T&C et sur ses droits acquis, ce qui constitue des vices
10 de fond et de procédure de nature à invalider la décision¹.

11 Le 21 décembre 2016, la Régie rend sa décision D-2016-190 qui porte notamment sur la
12 demande de révision du Producteur et qui accueille partiellement cette dernière². Comme il
13 appert notamment des paragraphes 172 à 175 de cette décision, la Régie estime que la
14 formation ayant rendu la décision D-2015-209 aurait dû aviser directement le Producteur de
15 son intention d'abroger l'article 12A.2 i) des T&C et lui donner ainsi l'occasion de faire valoir
16 sa position avant de déterminer si le Producteur bénéficie ou non de droits acquis aux
17 termes de l'article 12A.2 i) des T&C.

18 La Régie révoque donc la conclusion voulant que le Producteur ne bénéficie pas de droits
19 acquis en lien avec l'article 12A.2 i) des T&C, sursoit à l'abrogation de cet article pour les
20 situations juridiques en cours et convoque la présente audience sur l'enjeu des droits acquis
21 du Producteur.

2 Naissance et exercice de droits acquis du Producteur avant l'abrogation de l'article 12A.2 i) des T&C

2.1 Mise en place par la Régie du régime réglementaire ayant incité le Producteur à conclure des conventions de service de transport ferme à long terme

22 L'adoption de l'article 12A.2 i) des T&C s'est faite dans le cadre de la *Demande relative à la*
23 *modification des conditions des services de transport d'Hydro-Québec*, dossier
24 R-3549-2004, qui a fait l'objet de la décision D-2006-66³, et dans le cadre de la *Demande*
25 *de modification des tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec au*

¹ Pièce B-0002 dans le dossier R-3961-2016.

² Pièce A-0028 dans le dossier R-3961-2016.

³ Pièce B-0031 dans le dossier R-3961-2016.

1 1^{er} janvier 2007, dossier R-3605-2006, qui, elle, a fait l'objet des décisions D-2007-08⁴ et
2 D-2007-34.

3 Par les décisions D-2006-66, D-2007-08 et D-2007-34, la Régie adopte l'article 12A.2 i) des
4 T&C qui prévoit que:

5 « **12A.2 Achat de services point à point ou remboursement** : Lors de la
6 signature de l'Entente de raccordement, les dispositions pour le
7 raccordement de la centrale au réseau prévues aux présentes, notamment
8 celles décrites à l'appendice J, s'appliquent. De plus, le propriétaire de la
9 centrale ou un tiers désigné à cette fin par celui-ci doit, à la satisfaction du
10 Transporteur, prendre au moins un des engagements suivants :

11 i) *Convention de service de transport de long terme* :

12 *Au moins une convention de service doit avoir été signée pour le service de*
13 *transport ferme à long terme. La valeur actualisée des paiements à verser au*
14 *Transporteur pendant la durée des conventions de service applicables est au*
15 *moins égale aux coûts encourus par le Transporteur pour assurer le*
16 *raccordement de la centrale, moins tout montant remboursé au*
17 *Transporteur; »*

18 L'objectif clairement visé par cet article était de créer un incitatif visant à encourager les
19 clients du Transporteur à s'engager par des conventions de service à long terme fermes afin
20 de garantir au Transporteur des revenus stables à long terme⁵.

21 À ce titre, la Régie soulève elle-même que l'adoption de l'article 12A.2 i) « crée un incitatif
22 désirable si elle encourage les nouveaux clients du Transporteur à s'engager par des
23 conventions de service ferme de long terme »⁶, de sorte que « la présence d'une convention
24 de service ferme à long terme assure un traitement juste et équitable à l'ensemble des
25 clients du Transporteur, actuels et nouveaux »⁷.

2.2 Naissance des droits acquis du Producteur

26 Le Producteur s'est prévalu de cet incitatif en signant avec le Transporteur trois nouvelles
27 conventions de service de transport ferme à long terme de point à point, soit :

28 1) La convention portant sur une nouvelle interconnexion asynchrone avec l'Ontario
29 signée le 16 octobre 2006 et s'échelonnant sur une période de 50 ans soit de 2009

⁴ Pièce B-0034 dans le dossier R-3961-2016.

⁵ Décision D-2006-66 (18 avril 2006), à la p 37 (pièce B-0031).

⁶ *Ibid.*

⁷ *Ibid.*

1 à 2059 pour une quantité maximale de puissance et d'énergie à transporter de
2 1 250 MW (la « **Convention HQT-ON** »);

3 2) La convention portant sur l'interconnexion HQT-MASS signée le 31 mars 2009 et
4 s'échelonnant sur une période de 35 ans soit du 1^{er} juillet 2009 au 30 juin 2044
5 pour une quantité maximale de puissance et d'énergie à transporter de 1 200 MW
6 (la « **Convention HQT-MASS** »); et,

7 3) La convention portant sur l'interconnexion HQT-NE signée le 31 mars 2009 et
8 s'échelonnant sur une période de 35 ans soit du 1^{er} juillet 2009 au 30 juin 2044
9 pour une quantité maximale de puissance et d'énergie à transporter de 1 200 MW
10 (la « **Convention HQT-NE** »).

11 Ces trois conventions (les « **Conventions** »)⁸ représentent de nouveaux engagements
12 financiers pour le Producteur de près de 11 milliards de dollars sur la durée des
13 Conventions⁹.

14 L'incitatif offert par l'article 12A.2 i) amenant à la conclusion de ces Conventions était de
15 permettre l'utilisation de la valeur actualisée des paiements à verser au Transporteur
16 pendant la durée des Conventions pour satisfaire les engagements pris relativement à la
17 couverture des coûts encourus par le Transporteur pour le raccordement de centrales,
18 incluant l'accroissement de puissance.

19 En 2006, à la signature de la Convention HQT-ON, le Producteur prévoyait une forte
20 croissance de sa capacité de production et donc de ses exportations. Le Producteur
21 prévoyait la mise en service progressive des composantes du projet Eastmain-1-A-Sarcelle-
22 Rubert entre la fin de l'année 2009 et l'hiver 2012, qui totalisent 888 MW en puissance
23 installée¹⁰.

24 De plus, le Producteur était engagé dans la phase avant-projet du complexe de la Romaine,
25 évalué à 1 500 MW. Le complexe de la Romaine s'inscrivait dans l'objectif du Producteur de
26 constituer un portefeuille de projets totalisant 4 500 MW. À l'époque, le projet Petit-
27 Mécatina, également de 1 500 MW, était envisagé à titre de composante de ce portefeuille.

28 En 2009, à la signature des Conventions HQT-MASS et HQT-NE, le projet de l'Eastmain-1-
29 A-Sarcelle-Rupert de 918 MW était en chantier, de même que le projet de la Romaine de

⁸ Pièce B-0103 dans le dossier R-3959-2016.

⁹ Voir, à cet effet, la reproduction, au paragraphe 79 de la décision D-2011-083 (pièce B-0032), de la réponse R14.2 à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie dans le dossier R-3757-2011.

¹⁰ Extraits du Plan stratégique 2006-2010 d'Hydro-Québec, Annexe 1.

1 1 550 MW¹¹. Le Producteur comptait sur le projet de la Romaine en particulier afin de lui
2 permettre « d'accroître ses exportations vers les marchés hors Québec »¹².

3 D'ailleurs, le Producteur maintenait toujours son objectif de constituer un portefeuille de
4 projets hydroélectriques totalisant 4 500 MW, qui englobe les 1 550 MW du complexe de la
5 Romaine déjà prévu en 2006. Ce portefeuille de 4500 MW était constitué également
6 d'autres projets, qui étaient encore à l'étude à cette époque, soit les projets de nouvelles
7 centrales sur la rivière du Petit-Mécatina (1 200 MW), la centrale Tabaret (132 MW) et un
8 projet sur la rivière Magpie (850 MW). De plus, le Producteur étudiait l'ajout d'un troisième
9 groupe à la centrale Sainte-Marguerite-3 de même que l'augmentation de puissance aux
10 centrales Manic-2 et Manic-3¹³.

11 Outre ce portefeuille de 4 500 MW, un second bloc de 3 000 MW de projets hydro-
12 électriques à être déployés à l'horizon 2035 était prévu dans le cadre du Plan Nord du
13 gouvernement du Québec¹⁴.

14 À la lumière de ce qui précède, la date de signature de ces Conventions, était donc le point
15 de départ de la naissance des droits acquis du Producteur puisque dès ce moment elle
16 permettait à ce dernier d'utiliser les revenus actualisés générés par les Conventions afin de
17 couvrir ses engagements futurs. Dès lors, la situation du Producteur devenait suffisamment
18 concrète, individualisée et cristallisée pour donner ouverture aux droits acquis du
19 Producteur.

2.3 Exercice des droits acquis du Producteur

20 Le Producteur s'est prévalu de cet incitatif à trois reprises et ce, avec l'approbation de la
21 Régie, soit dans le cadre 1) du raccordement des centrales Eastmain-1-A et la Sarcelle
22 (décision D-2008-149)¹⁵; 2) du raccordement des centrales du complexe de la Romaine
23 (décisions D-2011-083 et D-2011-083 Motifs)¹⁶; de même que 3) pour l'intégration de
24 puissance additionnelle pour le poste Manic-2 (décision D-2011-098)¹⁷. Ces trois projets,
25 totalisant des engagements de 1 297,7 M\$¹⁸, laissant, après déduction des coûts associés à

¹¹ Extraits du Plan stratégique 2009-2013 d'Hydro-Québec, Annexe 2.

¹² *Ibid.* à la p 20.

¹³ *Ibid.* aux pp 22-23.

¹⁴ *Ibid.*

¹⁵ Pièce B-0035 dans le dossier R-3961-2016.

¹⁶ Pièce B-0032 dans le dossier R-3961-2016.

¹⁷ Pièce B-0033 dans le dossier R-3961-2016.

¹⁸ Voir, à cet effet, la reproduction, au paragraphe 79 de la décision D-2011-083 (pièce B-0032), de la réponse R14.2 à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie dans le dossier R-3757-2011 : 195,8 M\$ pour Eastmain-1-A et de la Sarcelle et 1 097,9 M\$ pour le complexe de la Romaine, auquel il faut ajouter 4,0 M\$ pour l'accroissement de puissance de la centrale Jean-Lesage selon le paragraphe 24 de la décision D-2011-098 (pièce B-0033).

1 l'ajout de l'interconnexion avec l'Ontario et les ajouts et modifications requises pour les
2 interconnexions HQT-MASS et HQT-NE, un solde disponible considérable afin de couvrir
3 des engagements futurs.

**2.3.1 Acceptation par la Régie des engagements du Producteur en vertu de
l'article 12A.2 i) des T&C pour le raccordement des centrales de l'Eastmain-
1-A et de la Sarcelle**

4 Le 4 décembre 2008, la Régie rend sa décision D-2008-149 dans le dossier R-3674-2008
5 concernant la demande d'autorisation du Transporteur relativement au projet de
6 raccordement des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle¹⁹.

7 Il s'agit ici de la première occasion de faire autoriser un raccordement de centrale dont les
8 coûts du Transporteur seraient couverts par la valeur actualisée des revenus provenant
9 d'une convention de service de transport à long terme, en vertu de l'article 12A.2 i).

10 La convention en question est la Convention HQT-ON. Les revenus actualisés provenant de
11 cette convention s'élevaient à 1 555,7 M\$²⁰. De cette somme, 735 M\$ étaient déjà alloués
12 aux coûts du Transporteur pour la construction de l'interconnexion. Le solde disponible pour
13 des engagements du Producteur était donc de 820,7 M\$.

14 La Régie approuve l'application partielle de ce solde disponible à l'engagement du
15 Producteur couvrant les coûts du Transporteur pour le raccordement des centrales de
16 l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle.

17 La Régie accepte la conformité de cet engagement du Producteur et autorise le projet.

**2.3.2 Acceptation par la Régie des engagements du Producteur selon l'article
12A.2 i) des T&C pour le raccordement des centrales du complexe de la
Romaine**

18 Les 16 et 30 juin 2011, la Régie rend ses décisions D-2011-083 et D-2011-083 Motifs dans
19 le dossier R-3757-2011 concernant la demande d'autorisation du Transporteur relativement
20 au projet de raccordement des centrales du complexe de la Romaine²¹. Dans le cadre de
21 cette demande, les montants assumés par le Transporteur seraient couverts par les
22 engagements du Producteur en vertu de l'article 12A.2 i) en raison des revenus actualisés
23 des trois Conventions qui totalisent 4 513,3 M\$, soit la Convention HQT-ON, la Convention
24 HQT-MASS et la Convention HQT-NE²².

¹⁹ Pièce B-0035 dans le dossier R-3961-2016.

²⁰ Voir, à cet effet, la reproduction, à la page 5 de la décision D-2008-149 (pièce B-0035, du Tableau 1 de la
pièce HQT-7 dans le dossier R-3674-2008.

²¹ Pièce B-0032 dans le dossier R-3961-2016.

²² Voir, à cet effet, la reproduction, au paragraphe 79 de la décision D-2011-083 (pièce B-0032), de la réponse
R14.2 à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie dans le dossier R-3757-2011.

1 De cette somme, 1 074,4 M\$ étaient déjà affectés à des engagements du Producteur à
2 l'égard du Transporteur pour les coûts assumés par ce dernier pour les raccordements des
3 centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle, de même qu'aux coûts du Transporteur pour
4 la construction de l'interconnexion HQT-ON et les ajouts requis par les interconnexions
5 HQT-MASS et HQT-NE. Un solde de 3 438,9 M\$ demeurerait alors disponible pour des
6 nouveaux engagements du Producteur, ce qui couvrirait aisément les coûts assumés par le
7 Transporteur pour le raccordement des centrales du complexe de la Romaine (1097,8 M\$),
8 tout en laissant un solde disponible considérable pour couvrir des engagements futurs.

9 La Régie accepte la conformité de cet engagement du Producteur et autorise le projet.

**2.3.3 Acceptation par la Régie des engagements du Producteur en vertu de
l'article 12A.2 i) des T&C pour l'augmentation de puissance au poste
Manic-2**

10 Le 7 juillet 2011, la Régie rend sa décision D-2011-098 dans le dossier R-3762-2011
11 laquelle accepte à nouveau des engagements du Producteur selon l'article 12A.2 i) en
12 raison de l'existence d'un solde disponible pour projets futurs dans les revenus actualisés
13 provenant des Conventions, cette fois dans le cadre de la demande relative au projet de
14 remplacement de deux transformateurs élévateurs au poste Manic-2²³.

15 Il s'agit d'un projet de remplacement des transformateurs élévateurs T3 et T4 de 246 MVA
16 du poste Manic 2 par de nouveaux transformateurs de 378 MVA. Les transformateurs sont
17 en fin de vie utile et leur remplacement par des transformateurs de plus grande capacité est
18 également requis en raison de l'accroissement de puissance de 120 MW en provenance de
19 la centrale Jean-Lesage.

20 Les frais d'intégration assumés par le Transporteur relativement à l'augmentation de
21 puissance s'élèvent à 4 M\$, montant pour lequel le Producteur se prévaut de l'article
22 12A.2 i) des T&C en raison du fait que :

23 *« la valeur actualisée des paiements qu'il [le Transporteur] recevra pendant*
24 *la durée des conventions de service applicables est au moins égale aux*
25 *coûts qu'il [le Transporteur] aura encourus pour assurer l'intégration de la*
26 *puissance additionnelle de la centrale Jean-Lesage »²⁴.*

27 La Régie accepte la conformité de cet engagement du Producteur et approuve le projet.

²³ Pièce B-0033 dans le dossier R-3961-2016.

²⁴ *Ibid.*, au para 25.

3 Valeur du droit de se prévaloir de l'article 12A.2 i) des T&C en raison de l'existence des Conventions pour le Producteur

1 Comme expliqué ci-dessus, les revenus actualisés en dollars de 2011 des Conventions, soit
2 de 4 513,3 M\$, excédaient de 2 337 M\$ les engagements du Producteur de 2 176,3 M\$.
3 C'est donc dire que le Producteur aurait pu, à cette époque, couvrir des engagements
4 additionnels envers le Transporteur pour une valeur de l'ordre de 2,3 G\$ en invoquant
5 l'article 12A.2 i) des T&C²⁵.

6 En raison de l'impact de l'actualisation des revenus en 2017, le Producteur pourrait
7 aujourd'hui couvrir des engagements additionnels envers le Transporteur pour une valeur
8 de plus de 3 G\$ en invoquant ses droits acquis.

4 Exercice de ce droit par le Producteur dans le futur

9 Le marché de l'énergie à l'échelle nord-américaine a fortement évolué depuis la signature
10 des Conventions, de sorte que la croissance anticipée par le Producteur lors de la signature
11 des Conventions s'est manifestée de façon graduelle.

12 Toutefois, le Producteur continue toujours d'honorer ses paiements envers le Transporteur
13 en vertu des Conventions, et verse environ 300 M\$ en nouveaux revenus au Transporteur à
14 ce titre chaque année.

15 Ceci étant, le Producteur continue d'exprimer une volonté ferme de saisir de nouvelles
16 occasions d'exporter de l'électricité hors Québec et la majorité des projets identifiés par le
17 Producteur lors de la signature des Conventions continuent d'être étudiés à ces fins. Le
18 développement de certaines nouvelles centrales hydroélectriques, au-delà du projet
19 Eastmain-1-A-Sarcelle-Rupert, du complexe de la Romaine et l'augmentation de puissance
20 au poste Manic-2, sont donc toujours à l'étude.

21 Le plus récent plan stratégique d'Hydro-Québec 2016-2020 prévoit qu'à l'horizon 2025 le
22 Producteur compte augmenter la puissance de certaines centrales hydroélectriques pour
23 totaliser 500 MW. De plus, le Producteur compte déterminer, à l'horizon 2020, l'identité de
24 son prochain grand projet hydroélectrique²⁶.

25 Des projets vont se réaliser avant la fin du terme des Conventions, et le Producteur compte
26 sur son droit de se prévaloir de ses droits acquis pour couvrir des engagements futurs
27 envers le Transporteur dans le cadre du raccordement de nouvelles centrales ou de projets
28 d'augmentation de puissance.

²⁵ Voir la décision D-2011-083 (pièce B-0032 dans le dossier R-3961-2016) et la décision D-2011-098 (pièce B-0033 dans le dossier R-3961-2016).

²⁶ Extrait du Plan stratégique 2016-2020 d'Hydro-Québec, Annexe 3.

1 Si la Régie devait priver le Producteur de ses droits acquis, lesquels droits sont nés à la
2 signature des Conventions, elle remettrait en cause non seulement le principe de base
3 ayant mené à la conclusion de ses Conventions, mais également l'incitatif recherché par le
4 Producteur, et même par la Régie. De plus, ces Conventions procurent au Transporteur des
5 revenus fermes qui dépassent largement ce qui est requis pour couvrir les engagements du
6 Producteur sur la durée de ces Conventions, et ce, depuis leur signature.

7 Le Producteur s'est ainsi engagé envers le Transporteur en raison de l'incitatif que
8 comportait l'article 12A.2i) des T&C d'utiliser les revenus générés par ces Conventions pour
9 couvrir de futurs engagements. Bien que le Producteur compte se prévaloir de cet incitatif
10 moins rapidement que prévu à l'origine, le fait demeure que le Producteur n'aurait pas été
11 porté à souscrire aux Conventions sans cet incitatif, qui justifie la prise d'engagements
12 d'une telle ampleur et à si long terme.

5 Conclusion

13 Le Producteur a conclu les Conventions pour des périodes de 50 ans, 35 ans et 35 ans en
14 raison de l'incitatif créé par la Régie avec l'adoption de l'article 12A.2 i) des T&C. Cet
15 incitatif avait également comme avantage de garantir des revenus stables à long terme au
16 Transporteur.

17 La signature de ces Conventions a fait immédiatement naître un droit acquis d'utiliser la
18 valeur actualisée des revenus des Conventions pour couvrir des ajouts au réseau de
19 transport à la demande du Producteur.

20 Le Producteur s'est prévalu de cet incitatif à trois reprises, toujours avec l'acceptation de la
21 Régie et l'autorisation des projets d'investissements visés.

22 Malgré l'abrogation de l'article 12A.2 i) des T&C, le Producteur ne peut être privé de la
23 valeur significative des revenus versés au Transporteur en vertu des Conventions conclues
24 en raison de l'existence de cet article. Le Producteur doit pouvoir utiliser ses droits acquis,
25 c'est-à-dire la possibilité d'utiliser la valeur non engagée des revenus actualisés de ses
26 Conventions d'une durée de 50 ans, 35 ans et 35 ans et ce, afin de couvrir ses
27 engagements envers le Transporteur pour des ajouts au réseau futurs.

Annexe 1 Extrait du Plan stratégique 2006-2010 d'Hydro-Québec

Orientation 1 : Augmenter la capacité de production hydroélectrique en accélérant la réalisation des projets

Les grands aménagements hydroélectriques d'Hydro-Québec sont au cœur du système électrique québécois. Ils s'inscrivent dans les principes du développement durable. Ils constituent également l'assise sur laquelle repose l'intégration des parcs éoliens prévue au Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution.

La production hydroélectrique annuelle augmentera de 15,8 TWh¹ d'ici 2014. À cet égard, le projet de l'Eastmain-1-A–Sarcelle–Rupert est d'une importance capitale, puisqu'il fournira à lui seul 8,5 TWh à un coût avantageux, moins de 5 ¢/kWh. Pour leur part, les aménagements en construction généreront 6,1 TWh, tandis que les réfections d'installations existantes ajouteront environ 1 TWh. La marge de manœuvre qui en résultera devrait atteindre 15 TWh au début de la prochaine décennie. Cette marge de manœuvre accrue contribuera à la sécurité énergétique du Québec et permettra le paiement des redevances hydrauliques, tout en maintenant la rentabilité d'Hydro-Québec.

D'ici 2014, Hydro-Québec Production prévoit ajouter 2 848 MW à sa capacité de production à la pointe, dont 986 MW proviendront des centrales en construction, 888 MW des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle et 600 MW de la première centrale du complexe de la Romaine. Elle compte également sur le rééquipement et la réfection de centrales, dont celles de Beauharnois et de La Tuque ainsi que les centrales aux Outardes-3 et aux Outardes-4.

Hydro-Québec Production évalue ses projets en fonction de trois critères : ils doivent être économiquement rentables, acceptables du point de vue environnemental et accueillis favorablement par les communautés locales. C'est dans ce contexte qu'Hydro-Québec Production constituera un portefeuille de projets de 4 500 MW.

1. Pour le détail des projets de production, voir : www.hydroquebec.com/projets/index.html.



Aménagements	Énergie (TWh)	Puissance installée (MW)	Coûts (G\$)	Prix de revient* (¢/kWh)
● En construction	6,1	1 055**	4	6-8
● Eastmain-1-A–Sarcelle–Rupert	8,5	888	4	4,4
Total	14,6	1 943	8	—

* Coûts de production seulement.

** Les contraintes normales en période de pointe limiteront la puissance produite à 986 MW.

Portefeuille de projets	MW
● Romaine	1 500
● Petit-Mécatina	1 500
Autres projets	1 500
Total	4 500

Stratégie 1 – Mettre en service les projets en cours de réalisation dans les meilleurs délais

De concert avec Hydro-Québec Équipement et la SEBJ, Hydro-Québec Production poursuit ses efforts pour optimiser les calendriers de réalisation des projets en cours. À cet égard, la mise en service de la centrale de la Toulustouc avec cinq mois d'avance sur l'échéancier constitue un modèle à suivre.

Les nouvelles installations doivent être disponibles le plus tôt possible. Les dates indiquées dans le tableau ci-après tiennent compte des efforts d'optimisation.

Aménagements en construction	Énergie (TWh)	Puissance installée (MW)	Mise en service
Mercier	0,3	51	d'octobre 2006 à février 2007
Eastmain-1	2,7	480	de septembre 2006 à février 2007
Chute-Allard	0,4	62	de novembre 2007 à mai 2008
Rapides-des-Cœurs	0,5	77	de décembre 2007 à juin 2008
Péribonka	2,2	385	de mars à juillet 2008
Total	6,1	1 055*	

* Les contraintes normales en période de pointe limiteront la puissance produite à 986 MW : Mercier (32 MW), Chute-Allard (57 MW), Péribonka (340 MW).

Stratégie 2 – Réaliser le projet de l'Eastmain-1-A-Sarcelle-Rupert dans les meilleurs délais

Le projet de l'Eastmain-1-A-Sarcelle-Rupert¹ apportera une puissance additionnelle de 888 MW et une production annuelle de 8,5 TWh, soit plus de la moitié des nouvelles capacités en énergie prévues à l'horizon 2014. Ses composantes seront progressivement mises en service entre la fin de l'année 2009 et l'hiver 2012.

Il s'agit :

- de la centrale de l'Eastmain-1-A, située près de la centrale de l'Eastmain-1;
- de la centrale de la Sarcelle, à la sortie du réservoir Opinaca (aménagé dans les années 1970 à la phase 1 du complexe La Grande);
- des ouvrages destinés à la dérivation d'une partie des eaux de la rivière Rupert.

1. Pour le détail du projet, voir : www.hydroquebec.com/eastmain1a/fr/index.html.

Les eaux de la Rupert seront turbinées aux centrales de l'Eastmain-1 ou de l'Eastmain-1-A, avant de cheminer naturellement vers la centrale de la Sarcelle et vers les trois centrales du cours aval du complexe La Grande: Robert-Bourassa, La Grande-2-A et La Grande-1. Ainsi, 2,3 TWh proviendront des centrales de l'Eastmain-1-A et de l'Eastmain-1, 0,9 TWh de la centrale de la Sarcelle et 5,3 TWh de l'augmentation globale de la production des trois centrales sur le cours aval du complexe La Grande.

Avec un budget d'investissement de plus de 4 G\$ et des prévisions d'emploi totalisant 27 000 années-personnes sur la période 2002-2012, la construction des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle et la dérivation d'une partie des eaux de la rivière Rupert représentent le plus important projet du programme d'Hydro-Québec pour cette décennie. En décembre 2004, une étude d'impact sur l'environnement de plus de 2 500 pages et 30 études sectorielles ont été soumises aux autorités chargées de l'évaluation environnementale de ce projet¹. Ces études sont le fruit de plusieurs années de consultation et de cueillette de données. Les spécialistes en environnement ont notamment consacré quelque 120 000 heures aux relevés sur le terrain.

Entre octobre 2005 et janvier 2006, Hydro-Québec Production a répondu à 384 demandes de renseignements additionnels sur le projet. La tenue des audiences publiques entre le 15 mars et le 6 juin 2006 permet de croire que toutes les autorisations seront reçues vers la fin de l'année 2006 et que la construction pourra alors démarrer sans délai.

Les autorisations gouvernementales demandées comprennent le certificat d'autorisation prévu au chapitre II de la *Loi sur la qualité de l'environnement du Québec* et par la *Convention de la Baie James et du Nord québécois*, ainsi que les permis de Pêches et Océans Canada et de Transport Canada. On doit également obtenir des autorisations sectorielles, notamment les certificats délivrés pour l'exploitation de carrières et de sablières ou pour la construction de routes et l'aménagement de campements de travailleurs.

1. Le dossier complet se trouve sur le site de l'Agence canadienne d'évaluation environnementale: www.ceaa-acee.gc.ca/010/0001/0001/0017/index_f.htm.



Stratégie 3 – Constituer un portefeuille de projets de 4 500 MW

Hydro-Québec Production poursuit ses efforts pour identifier et développer d'autres projets hydro-électriques dont la mise en service interviendrait au-delà de l'horizon du *Plan stratégique 2006-2010*.

À cet effet, Hydro-Québec constituera un portefeuille de projets totalisant 4 500 MW. Elle entreprendra les études d'avant-projet, techniques et environnementales, et le processus d'évaluation environnementale parallèlement aux discussions avec les communautés autochtones et les partenaires municipaux. Selon les conditions du marché, la construction d'un ou plusieurs de ces projets pourra être engagée vers 2010.

Le projet le plus avancé actuellement est un complexe d'environ 1 500 MW composé de quatre aménagements hydroélectriques sur la rivière Romaine, en Minganie, qui produirait 7,7 TWh par année.

Amorcé au printemps 2004, l'avant-projet de la Romaine sera achevé au printemps 2007. Il précisera les caractéristiques des aménagements, déterminera les impacts du projet sur l'environnement, établira les mesures d'atténuation, définira les programmes de surveillance et de suivi environnementaux et, globalement, optimisera les concepts et les coûts.

Si les études confirment la rentabilité et l'acceptabilité environnementale du projet, et si l'accueil des collectivités locales est favorable, les travaux de construction pourraient débuter dès 2009, après l'obtention des autorisations nécessaires. La première centrale pourrait être mise en service à l'hiver 2014-2015.

Un projet similaire de 1 500 MW est envisagé sur la rivière du Petit Mécatina, à quelque 300 kilomètres à l'est de la rivière Romaine. Des études et des relevés visant à préciser la configuration et le coût des aménagements seront lancés en 2006.

Le solde du portefeuille de projets, soit 1 500 MW, reste à préciser. Diverses options seront analysées sur un horizon rapproché. Ainsi, des études préliminaires devront être réalisées pour définir les caractéristiques techniques, économiques et environnementales des projets potentiels.

Annexe 2 Extrait du Plan stratégique 2009-2013 d'Hydro-Québec

Orientation 1 : Augmenter la capacité de production hydroélectrique.

Garante de la sécurité énergétique du Québec, l'hydroélectricité joue un rôle de premier plan dans le bilan environnemental du Québec et du nord-est du continent. Elle constitue en outre une source importante de revenus d'exportation, tout en facilitant l'intégration des approvisionnements éoliens d'Hydro-Québec Distribution.

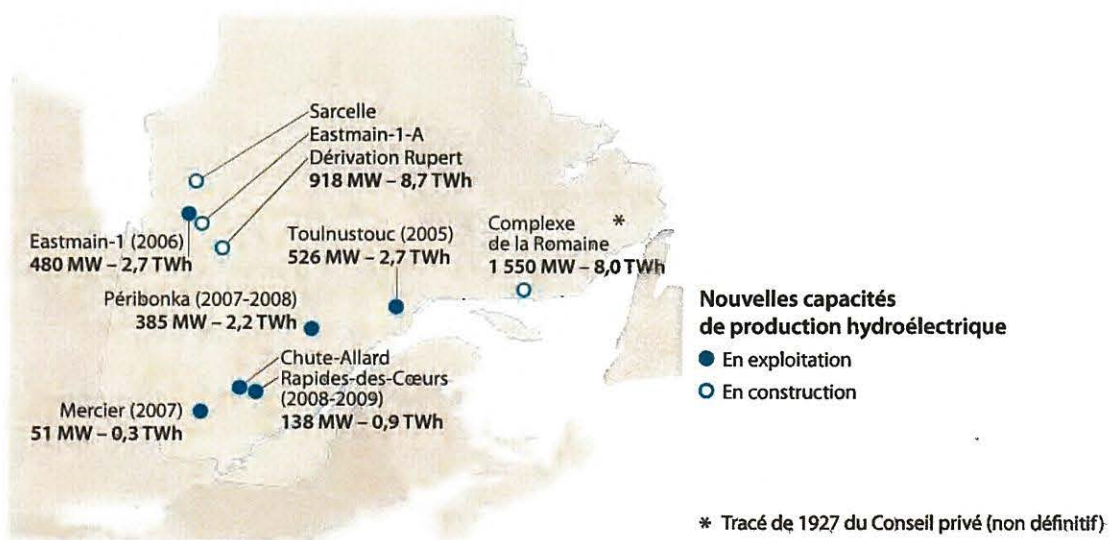
C'est pourquoi Hydro-Québec continuera de développer le potentiel hydroélectrique du Québec.

Hydro-Québec Production évalue ses projets en fonction de trois critères : ils doivent être économiquement rentables, acceptables du point de vue environnemental et accueillis favorablement par les communautés locales. La division peut compter sur l'expertise d'Hydro-Québec Équipement et de la Société d'énergie de la Baie James (SEBJ) pour la réalisation de ses projets, c'est-à-dire la conception, l'ingénierie et la construction des installations.

Le projet de l'Eastmain-1-A-Sarcelle-Rupert, qui constitue le plus étendu et le plus important chantier en cours, ajoutera 8,7 TWh¹⁰ d'ici 2013. Quant au projet de la Romaine, qui a démarré en mai 2009, il ajoutera 0,7 TWh en 2014 (avec la mise en service graduelle de la centrale de la Romaine-2) et 8,0 TWh au total à la fin des travaux, en 2020.

D'ici 2013, la puissance installée du parc de production hydroélectrique augmentera de près de 1 000 MW par rapport à 2008. La majeure partie de cette augmentation correspond à la puissance de la centrale de l'Eastmain-1-A (768 MW). À cela s'ajouteront les 150 MW de la centrale de la Sarcelle ainsi que les gains attribuables aux travaux de rééquipement à la centrale de La Tuque (38 MW).

10. Pour le détail des projets de production d'électricité, voir : www.hydroquebec.com/projets/index.html.



Stratégie 1 – Mettre en exploitation la dérivation Rupert ainsi que les centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle dans les meilleurs délais.

De concert avec Hydro-Québec Équipement et la SEBJ, Hydro-Québec Production poursuit ses efforts pour optimiser les calendriers de réalisation des projets. À cet égard, la mise en service des centrales de la Toulnostouc (2005), de l'Eastmain-1 (2006) et de la Péribonka (2007-2008) avant les échéances prévues constitue un modèle à suivre.

Hydro-Québec Production compte ainsi mettre en exploitation la dérivation Rupert à la fin de 2009, la centrale de l'Eastmain-1-A à l'automne 2011, puis la centrale de la Sarcelle au printemps 2012, tout en respectant le budget de 5 G\$ prévu pour les travaux.

Stratégie 2 – Réaliser le projet hydroélectrique de la Romaine.

En mai 2009, Hydro-Québec a entrepris la construction d'un complexe hydroélectrique de 1 550 MW sur la rivière Romaine, au nord du 49^e parallèle, en Minganie. Ce projet comporte l'aménagement de quatre centrales qui auront une production annuelle moyenne de 8 TWh ainsi que d'une route permanente de 150 km pour relier les futurs ouvrages à la route 138. La réalisation du projet s'étalera de 2009 à 2020, la mise en service de la première centrale (Romaine-2) étant prévue pour la fin de 2014.

Le complexe de la Romaine permettra à Hydro-Québec Production d'accroître ses exportations vers les marchés hors Québec.

Principaux projets en cours

	Énergie (TWh)	Puissance installée (MW)	Mise en service
Construction			
Eastmain-1-A–Sarcelle–Rupert	8,7	918	2009-2012
Rééquipement (gains de puissance)			
La Tuque	–	38	2008-2009
Total – Horizon 2013	8,7	956	
Complexe de la Romaine	8,0	1 550	2014-2020
Total – Horizon 2020	16,7	2 506	

Le projet de la Romaine entraînera des retombées importantes pour la Minganie et la Côte-Nord ainsi que pour l'économie québécoise dans son ensemble. Les dépenses directes liées aux travaux de construction (contrats et achats de biens et de services) s'élèveront à 3,5 G\$ à l'échelle du Québec, dont 1,3 G\$ pour la Côte-Nord. Les emplois créés ou soutenus par le projet sont évalués à 33 410 années-personnes pour le Québec. Les chantiers mobiliseront en moyenne 975 travailleurs par année pendant onze ans. Entre 2012 et 2016, l'effectif à la pointe dépassera 2 000 travailleurs dont la majorité proviendra de la Côte-Nord¹¹.

11. Voir aussi l'orientation 2 d'Hydro-Québec TransÉnergie, page 41.

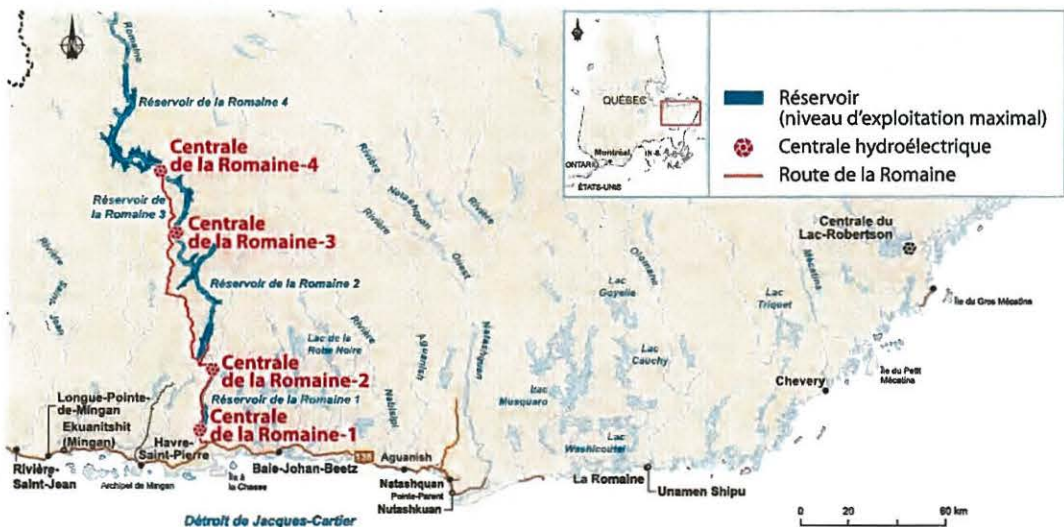
Une étude exhaustive d'impact sur l'environnement (2 500 pages), étayée de 50 rapports sectoriels, a été soumise en janvier 2008 aux autorités gouvernementales chargées de l'évaluation environnementale du projet. Fruit de quatre ans de travail, l'ensemble des études a mobilisé des centaines d'ingénieurs, de scientifiques et de gens provenant du milieu d'accueil, y compris des membres des communautés innues qui ont fait profiter l'entreprise de leur connaissance du territoire et de leur savoir traditionnel. Toutes les composantes des milieux physique, biologique et humain susceptibles d'être touchées ont été examinées. L'analyse des impacts a permis d'élaborer des mesures d'atténuation et de compensation qui ont pour effet de réduire au minimum l'empreinte écologique du projet et de permettre aux utilisateurs du territoire de poursuivre leurs activités.

Le projet de la Romaine fera l'objet d'un imposant programme de suivi environnemental jusqu'en 2040. Ce programme, auquel la population minganoise et les communautés innues sont appelées à participer, a pour but de vérifier l'efficacité des mesures mises en place et d'y apporter des modifications au besoin. Le coût des études, des mesures d'atténuation et du suivi environnemental est estimé à près de 300 M\$.

Hydro-Québec a également effectué des consultations et des échanges avec la population et les autorités locales. Les caractéristiques du projet, de même que les résultats des études environnementales, ont été présentées aux communautés innues d'Ekuanitshit (Mingan), de Nutashkuan (Natashquan), d'Unamen Shipu (La Romaine) et de Pakua Shipu (Saint-Augustin). De plus, une audience publique s'est tenue à l'automne 2008.

Complexe de la Romaine

	Énergie (TWh)	Puissance installée (MW)	Mise en service
Centrale de la Romaine-2	3,3	640	fin 2014
Centrale de la Romaine-1	1,4	270	2016
Centrale de la Romaine-3	2,0	395	2017
Centrale de la Romaine-4	1,3	245	2020
Total	8,0	1 550	



Dès janvier 2008, Hydro-Québec Production et la municipalité régionale de comté de Minganie ont signé une entente de partenariat d'une valeur actualisée de 100 M\$ qui couvre la période 2008-2070. Inspirée des ententes que l'entreprise avait conclues dans le cadre d'autres projets hydroélectriques, cette entente a pour but de maximiser les retombées du projet pour la région hôte.

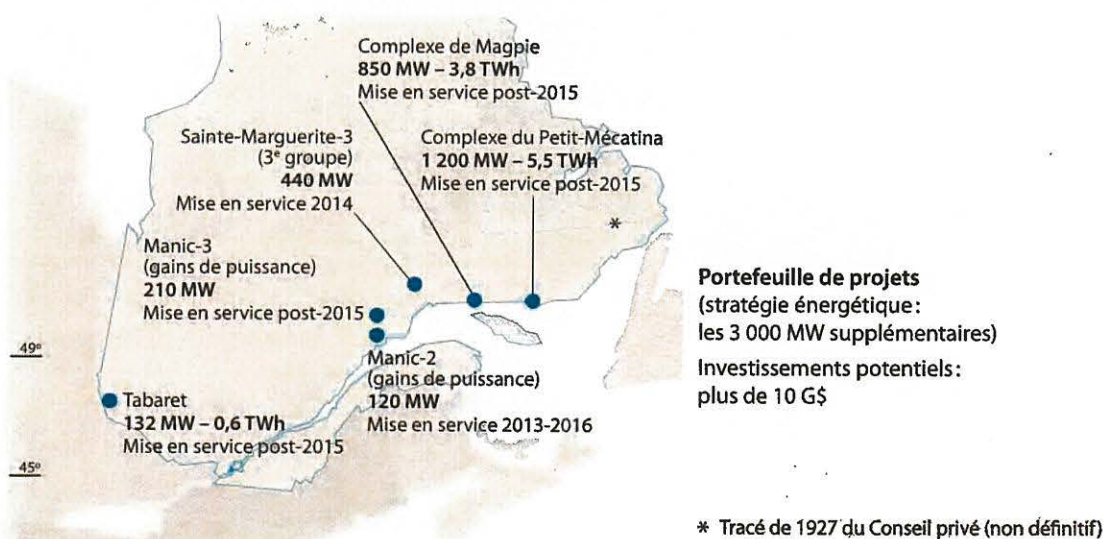
En juillet 2008, Hydro-Québec et la Première nation de Nutashkuan ont signé une entente de partenariat d'une valeur actualisée de 43 M\$ qui couvre la période 2008-2070. En octobre 2008, Hydro-Québec annonçait la conclusion d'une entente d'une valeur actualisée de 14,5 M\$ couvrant la même période avec les communautés de Pakua Shipi et d'Unamen Shipu.

Enfin, en mars 2009, Hydro-Québec et la communauté d'Ekuanitshit ont signé une entente de partenariat d'une valeur actualisée de 75 M\$ qui couvre la période 2009-2070. Cette entente avait préalablement fait l'objet d'un référendum auprès des membres de la communauté, qui l'ont appuyée à près de 80 %.

Stratégie 3 – Développer un portefeuille de projets hydroélectriques additionnels pour compléter la stratégie énergétique et réaliser le Plan Nord.

Conformément à la stratégie énergétique du Québec 2006-2015, Hydro-Québec Production est en voie d'élaborer de nouveaux projets hydroélectriques. La réalisation de ceux-ci s'étendra au-delà de l'horizon du *Plan stratégique 2009-2013*.

La division travaille déjà sur un premier groupe de projets d'environ 3 000 MW constitué en fonction de l'objectif de 4 500 MW fixé dans la stratégie énergétique, qui englobe les 1 550 MW du complexe de la Romaine. Pour la plupart de ces projets, des études techniques et environnementales seront menées ainsi que des discussions avec les collectivités et les communautés autochtones concernées. Les calendriers de réalisation tiendront compte des conditions du marché de l'électricité, tant au Québec que dans les provinces et les États voisins.



L'un des projets concerne la rivière du Petit Mécatina, à quelque 250 kilomètres à l'est de la rivière Romaine. L'entreprise a déjà réalisé les études préliminaires et certains relevés de terrain. Elle est donc en mesure de commencer dès 2009 les études d'avant-projet qui lui permettront de déterminer la configuration finale, les caractéristiques ainsi que le coût des aménagements et d'effectuer une évaluation rigoureuse de leurs impacts environnementaux. L'hypothèse retenue prévoit deux centrales (Petit-Mécatina-3 et Petit-Mécatina-4) pour un total de 1 200 MW.

D'autres projets totalisant plus de 1 750 MW complètent ce premier groupe. Ils comprennent notamment un projet de centrale – la centrale Tabaret – à proximité du barrage de Kipawa au Témiscamingue et un autre projet sur la rivière Magpie, pour lesquels l'évaluation environnementale détaillée reste à réaliser. L'ajout d'un troisième groupe à la centrale de la Sainte-Marguerite-3 est également considéré, de même que des projets de modernisation d'équipements permettant de réaliser des gains de puissance aux centrales Manic-2 (mises en service en 2013-2016) et Manic-3 (mises en service post-2015).

L'emplacement et l'envergure de ces projets sont indiqués sur la carte ci-contre.

Le portefeuille de projets hydroélectriques additionnels comprendra également un second bloc de 3 000 MW lié au Plan Nord, que le gouvernement du Québec a lancé à l'automne 2008. Le déploiement du Plan Nord s'étend à l'horizon 2035. L'entreprise présentera les projets de ce second bloc de 3 000 MW dans un prochain Plan stratégique.

Rappelons que le territoire visé par le Plan Nord est situé au nord du 49^e parallèle. Les projets de production hydroélectrique retenus feront l'objet de consultations et de partenariats avec les collectivités et les communautés autochtones concernées. Comme tous les projets d'Hydro-Québec, ils seront définis en fonction des trois critères de faisabilité de l'entreprise, à savoir la rentabilité, l'acceptabilité environnementale et l'accueil favorable par les communautés locales.

Par ailleurs, le Plan Nord prévoit un complément d'énergie provenant de l'éolien et de sources renouvelables émergentes, ce qui porte le total à 3 500 MW. Les projets éoliens seront bien sûr réalisés en phase avec le développement hydroélectrique.

La division en profitera pour évaluer, avec le Groupe de la technologie, la faisabilité de réaliser dans le nord du Québec des projets de développement d'énergies renouvelables émergentes comme l'énergie hydrolienne, qui utilise la force des marées ou des courants (voir la section Innovation, page 72).

LE PLAN NORD – 3 500 MW À L'HORIZON 2035

3 000 MW d'hydroélectricité.

300 MW d'énergie éolienne.

200 MW d'énergies renouvelables émergentes.

Stratégie 4 – Fournir les services d'équilibrage et de puissance complémentaire nécessaires pour l'intégration des nouveaux approvisionnements éoliens.

Le développement du potentiel hydroélectrique du Québec garantit la puissance et la flexibilité du réseau nécessaires à l'intégration de l'énergie éolienne. En effet, Hydro-Québec Production offre des services d'équilibrage et de puissance complémentaire à Hydro-Québec Distribution pour compenser la variabilité du vent.

À cette fin, les deux divisions ont signé une entente d'intégration qui a reçu l'aval de la Régie de l'énergie en février 2006. Dans le cadre de cette entente, en vigueur jusqu'en 2011, Hydro-Québec Production comble les écarts des approvisionnements éoliens qu'Hydro-Québec Distribution a souscrits par suite de son premier appel d'offres (990 MW) et garantit une puissance complémentaire équivalant à 35 % de la puissance contractuelle des parcs éoliens en exploitation commerciale, à un coût global de 0,5 ¢/kWh. Au terme de l'entente, les parties en concluront une nouvelle qui couvrira les besoins associés à tous les approvisionnements éoliens d'Hydro-Québec Distribution, établis en fonction des données de production réelles des parcs en service. Selon l'hypothèse actuelle, Hydro-Québec Production s'attend à fournir une puissance complémentaire d'un peu plus de 500 MW durant l'hiver 2015-2016.

Stratégie 5 – Optimiser le coût des futurs projets.

Hydro-Québec Production et Hydro-Québec Équipement explorent de nouvelles pistes pour optimiser le coût des projets de développement¹², notamment en ce qui concerne les méthodes de construction et les approvisionnements en biens et en services.

Sur le chantier de l'Eastmain-1-A, par exemple, la construction d'une partie importante du bâtiment et du pont aval de la centrale se fait à partir d'éléments préfabriqués. Réalisés en usine, ces éléments sont ensuite transportés sur le site pour y être assemblés. Cela permet d'accélérer des travaux se trouvant sur le chemin critique du projet.

La division prévoit faire de même dans le cadre du projet de la Romaine, où d'autres innovations seront aussi mises à l'essai pour réduire le délai de réalisation des travaux dans la centrale de même que les besoins globaux en main-d'œuvre pour les activités de bétonnage.

12. Près des deux tiers des charges d'Hydro-Québec Production correspondent aux coûts de financement et à l'amortissement ainsi qu'aux taxes et aux redevances.

Annexe 3 Extrait du Plan stratégique 2016-2020 d'Hydro-Québec

Par contre, nous avons besoin de puissance additionnelle en période de pointe.

Les besoins en puissance du Québec augmenteront au cours des 15 prochaines années, en raison notamment de la croissance de la demande résidentielle.

C'est dans ce contexte que nous voulons réduire nos importations coûteuses en ayant recours en pointe à la centrale de TransCanada Énergie à Bécancour, alimentée au gaz naturel liquéfié.

Par ailleurs, de nouveaux programmes et de nouvelles initiatives en efficacité énergétique nous permettront de réduire les besoins en puissance à la pointe à l'horizon 2020 jusqu'à concurrence de 1 000 MW.

La puissance additionnelle requise sera obtenue dans le cadre d'appels d'offres.

Que ce soit pour répondre aux besoins du marché québécois ou pour saisir des occasions d'exporter, nous comptons :

- > mettre en service les 2 dernières centrales du complexe de la Romaine (640 MW à l'horizon 2020) et les installations de transport associées ;
- > entreprendre de nouveaux projets pour accroître la puissance de certaines installations de notre parc de production hydroélectrique (environ 500 MW à l'horizon 2025) ;
- > déterminer, à l'horizon 2020, quel sera notre prochain grand projet hydroélectrique après celui du complexe de la Romaine.

