



ASSEMBLÉE NATIONALE

PREMIÈRE SESSION

TRENTE TROISIÈME LÉGISLATURE

Journal des débats

Commission parlementaire

Commission permanente de l'économie et du travail

Étude de la proposition tarifaire
d'Hydro-Québec pour l'année 1986 (1)

Le mercredi 26 mars 1986 - No 3

Président : M. Pierre Lorrain

QUÉBEC

Débats de l'Assemblée nationale

Table des matières

| | |
|--|--------|
| Organisation des travaux | CET-25 |
| Déclarations d'ouverture | |
| M. John Ciaccia | CET-26 |
| M. Pierre Marc Johnson | CET-30 |
| M. Michel Gauthier | CET-30 |
| Exposé d'Hydro-Québec | |
| M. A. Hervé Hébert | CET-31 |
| M. Guy Coulombe | CET-32 |
| Période de questions | CET-34 |
| Les exportations | CET-34 |
| Développement des marchés internes | CET-48 |
| Climatisation et électrotechnologie | CET-49 |
| Le dossier Norsk Hydro | CET-50 |
| Concurrence gaz-électricité | CET-51 |
| Diversification des activités | CET-52 |
| Biénergie et télécommande | CET-54 |
| Partage des risques | CET-55 |
| L'électricité aux Îles-de-la-Madeleine | CET-56 |
| Le secteur agricole | CET-57 |
| Partage des risques (suite) | CET-58 |
| La publicité | CET-59 |
| Gestion de l'offre | CET-60 |
| Programme d'équipement | CET-63 |
| Le point sur les projets | CET-67 |
| Fissures à Manic 5 | CET-73 |
| Ordonnancement des travaux | CET-75 |
| La tarification | CET-85 |

Autres intervenants

M. Jean-Pierre Charbonneau, président
M. Jean-Paul Théorêt, président suppléant

M. Jean-Guy Parent
M. Christian Claveau
M. Gilles Baril
M. Roger Lefebvre
M. Georges Farrah
M. Jean Leclerc
M. Guy Rivard

- * M. Jacques Guèvremont, Hydro-Québec
- * M. Georges Lafond, idem
- * M. Michel Grignon, idem
- * M. André Mercier, idem
- * M. Gilbert Neveu, idem
- * M. Claude Boivin, idem
- * M. Toby Gilsig, idem
- * M. Laurent Hamel, idem
- * M. Jean-Claude Roy, idem
- * Mme Lucie Bertrand
- * M. Michel Caron, idem
- * Témoins interrogés par les membres de la commission

Courrier de deuxième classe - Enregistrement no 1762

Le mercredi 26 mars 1986

Étude de la proposition tarifaire d'Hydro-Québec

(Dix heures douze minutes)

Le Président (M. Charbonneau): À l'ordrel La commission de l'économie et du travail entreprend aujourd'hui l'étude de la proposition tarifaire d'Hydro-Québec pour l'année 1986. D'abord, de toute évidence, nous avons quorum. Sans plus tarder, je vais rappeler que le ministre de l'Énergie et des Ressources est membre de la commission pour la durée de ce mandat, conformément à la motion qui a été adoptée à l'Assemblée nationale le mardi 19 mars 1986.

Par ailleurs, je demanderais au secrétaire de la commission, M. Bédard, de nous indiquer s'il y a des remplacements.

Le Secrétaire: Oui, M. le Président. Il y a un seul remplacement: M. Filion (Taillon) est remplacé par M. Johnson (Anjou).

Le Président (M. Charbonneau): Merci. Avant de passer immédiatement à l'exécution de l'ordre du jour, je voudrais souhaiter la bienvenue à nos invités, les gens d'Hydro-Québec. On voit que, cette année, non seulement les gens d'Hydro-Québec sont venus en nombre imposant, mais avec un équipement sophistiqué. J'ai l'impression...

M. Johnson (Anjou): ...du président du Conseil du trésor, hier.

Organisation des travaux

Le Président (M. Charbonneau): Je voudrais rappeler aux membres de la commission la façon de procéder. Après avoir réglé les problèmes d'organisation des sujets qui seront abordés, je vais d'abord céder la parole au ministre pour sa déclaration d'ouverture; par la suite, au député de Roberval, qui est critique de l'Opposition en matière d'énergie et de ressources, par la suite aux dirigeants d'Hydro-Québec, soit le président et le directeur général, qui auront une présentation à nous faire. Par la suite, conformément à l'ordre du jour qu'on aura établi préalablement, il y aura alternance des interventions, de part et d'autre, pour poser des questions et obtenir les précisions nécessaires de la part des gens d'Hydro-Québec.

Auparavant, je voudrais demander s'il y a des membres de la commission qui ont des propositions à formuler quant aux sujets à aborder lors de l'échange de propos que nous

entreprenons aujourd'hui. M. le député de Roberval.

M. Gauthier: Pour la bonne marche de nos travaux et compte tenu de l'importance du sujet et du grand nombre de documents qui nous ont été soumis, il me semble que nous devrions aborder cette commission avec un ordre du jour un peu plus précis que le simple fait d'y aller avec des questions qui peuvent nous venir à l'esprit au fur et à mesure du déroulement des travaux. À cette fin, j'ai consulté le ministre, ce matin. Je crois que nous sommes d'accord sur le principe de mettre un peu d'ordre dans nos travaux et je voudrais vous soumettre un ordre du jour en six points particuliers. Après entente avec le ministre, le premier point serait les exportations, le deuxième point serait les marchés internes, le troisième point serait la gestion de l'offre, le quatrième point serait le plan d'équipements, le cinquième point serait la tarification et, enfin, le sixième point regrouperait plusieurs sujets divers qui pourraient intéresser les gens qui nous écoutent et les membres de cette commission.

Il y aura, bien sûr, des questions qui pourront être posées par des députés concernant des problèmes plus précis. Je crois que c'est normal, cela va de soi, on est en commission pour ça. Ces questions pourront s'insérer dans ces grands blocs ou être posées selon le principe de l'alternance au moment où le député aura la parole.

Alors, je déposerais, M. le Président, cet ordre du jour. Je pense que vous en avez déjà une copie.

Le Président (M. Charbonneau): Non, en fait, je crois que vous me l'avez reprise. Je sais que le vice-président en a une copie.

M. Gauthier: Ah! Bon. Alors, je m'excuse, M. le Président, et je vous en fait...

Le Président (M. Charbonneau): Cela va.

M. Gauthier: ...parvenir une immédiatement.

Le Président (M. Charbonneau): D'accord. Merci. Sur cette proposition du député de Roberval, je sais que le vice-président

voudrait intervenir.

M. le vice-président, député de Vimont.

M. Théorêt: Oui, M. le Président. Nous sommes d'accord pour procéder de cette façon. Je veux seulement mentionner à mes collègues et aux membres de l'Opposition qu'effectivement les questions qui concernent des régions bien spécifiques pourront s'intégrer au bloc développement des marchés internes, tarification et plan d'équipements. Donc, nous allons procéder de cette façon, ce qui va sûrement accélérer le débat.

Le Président (M. Charbonneau): Si tout le monde s'entend sur cette proposition, on ne prolongera pas indûment ces questions. Je vais dès maintenant céder la parole au ministre de l'Énergie et des Ressources. M. le ministre.

Déclarations d'ouverture

M. John Ciaccia

M. Ciaccia: Merci, M. le Président. Chers collègues, membres de cette commission, messieurs les dirigeants et représentants d'Hydro-Québec, mesdames et messieurs, "indéniablement, le développement de la Baie James a donné au Québec une force, une âme et une grandeur nouvelles." C'est ainsi que s'exprimait le premier ministre, M. Robert Bourassa, dans son livre "L'énergie du Nord", et il poursuivait: "Il nous a aussi placés en excellente position pour poursuivre cette oeuvre. L'expérience et le savoir-faire technologique acquis de 1971 à 1985 ne sont pas perdus. Au contraire, depuis la fin de la récession, nous sommes une société en attente, fin prête à se remettre au travail. L'aménagement de la Baie James ou, plus précisément, la phase I du complexe La Grande n'était qu'un début."

J'aimerais d'abord rappeler que la phase I de la Baie James fut lancée en 1971. Quinze années se sont écoulées depuis son lancement et laissez-moi vous dire que je suis fier de constater les éléments positifs qui se dégagent du lancement de la Baie James et dont bénéficie aujourd'hui l'ensemble des Québécois. Parmi ces éléments, mentionnons, entre autres: la part de l'électricité dans le bilan énergétique québécois est passée, depuis la mise en service des premières centrales à la Baie James en 1979, de 25 % à 38 % en 1985; le Québec a augmenté considérablement ses ventes à l'exportation, donc ses revenus, qui atteignent près de 700 000 000 \$ en 1985. De ces revenus, 67 % proviennent de la vente d'énergie excédentaire en Ontario, au Nouveau-Brunswick et aux États-Unis. La vente d'électricité à l'extérieur du Québec a contribué au maintien des tarifs aux usagers québécois à un niveau largement inférieur à

ceux payés dans les régions avoisinantes. Par exemple, les usagers de Toronto du secteur résidentiel paient en moyenne 31 % de plus que les usagers québécois.

Par ailleurs, au plan financier, Hydro-Québec affiche une position saine. Malgré la baisse de son bénéfice net en 1985, on remarque que ses fonds en provenance de l'exploitation, communément appelés "cash flow", se sont accrus. Ils sont de 1 015 000 000 \$ en 1985. La baisse du bénéfice net serait attribuable à l'évolution récente du taux de change du dollar canadien par rapport, notamment, à la monnaie américaine. Depuis 1984, une nouvelle pratique comptable veut que la dette à long terme d'Hydro-Québec soit actualisée au taux de change de l'année en cours.

Cependant, d'autres indicateurs financiers sont également intéressants à souligner. L'efficacité opérationnelle de l'entreprise, c'est-à-dire ce qu'il en coûte à Hydro-Québec avant de générer 1 \$ de revenus, avant les frais d'intérêt et pertes de change, s'établissait à 0,43 \$ en 1985, alors qu'il lui en coûtait 0,48 \$ en 1981.

Finalement, l'endettement d'Hydro-Québec est aussi demeuré relativement stable au cours des dernières années. Le ratio d'endettement s'est maintenu autour de 2,8. Il a augmenté légèrement à 3, à cause principalement de la baisse du bénéfice net résultant de la nouvelle pratique comptable.

La perspective dans laquelle se situe notre gouvernement pour l'examen du plan de développement se résume donc aux quatre éléments ou principes suivants. Nous privilégions une pénétration accrue de la part de l'électricité dans le bilan énergétique québécois, le maintien des meilleurs tarifs possibles, l'augmentation des ventes et le renforcement de nos ventes aux États-Unis.

Finalement, nous voulons qu'Hydro-Québec continue, par ses politiques industrielles, de privilégier le développement économique du Québec, tant par ses politiques industrielles et commerciales que par ses investissements. Ce sera donc à la lumière de ces quatre éléments ou principes que nous allons faire l'examen du plan de développement.

Avant d'aborder le plan de développement comme tel, il serait souhaitable de le situer en rapport avec le contexte énergétique international et canadien dans lequel se développeront les activités d'Hydro-Québec au cours des prochaines années.

Un événement principal retient notre attention. Il s'agit de la chute rapide et prononcée des coûts mondiaux du pétrole au cours des derniers mois. Depuis le mois de décembre, le prix spot du pétrole est passé de 26 \$ US le baril à 12 \$ US le baril au début de mars, ce qui représente une diminution de 54 %. L'ampleur de la baisse a même amené plusieurs commentateurs à

parler de contrechoc pétrolier d'une importance équivalente à celle des chocs de 1973 et de 1979.

La baisse du prix du pétrole diminue les revenus d'Hydro-Québec en raison de l'indexation des ventes d'énergie excédentaire sur les prix du mazout. Je ne me risquerai pas ici à prédire l'ampleur et la durée de cette baisse. Notons, en premier lieu, que cette baisse est largement due à des facteurs de fond, telle l'importance croissante de la production des pays industriels, due elle-même à une plus grande efficacité d'utilisation et au remplacement du pétrole par d'autres formes d'énergie. D'un marché d'offreurs, nous sommes passés, au cours des dernières années, à un marché dominé par les acheteurs.

Il importe aussi de considérer l'impact de la conjoncture pétrolière actuelle sur la gestion du secteur énergétique et, notamment, sur les décisions d'investissement. Je voudrais simplement rappeler qu'en matière d'investissements énergétiques nous avons à prendre aujourd'hui des décisions qui s'appliqueront dans une dizaine d'années. Il faut donc maîtriser l'avenir et ne pas se laisser abuser par des variations brutales de prix qui pourraient très bien se retourner dans un horizon rapproché.

À plus long terme, il est tout à fait prévisible que le marché engendre des nouvelles hausses du prix du pétrole à mesure que s'épuiseront les réserves traditionnelles les moins chères. Il ne faut pas négliger, non plus, l'impact de l'instabilité politique de certains pays producteurs de pétrole. Seule la présence au Québec d'une source d'énergie indigène assurera aux Québécois et aux marchés d'exportation des approvisionnements à des prix raisonnables.

Le nouveau plan de développement présenté par Hydro-Québec apporte des éléments intéressants qui la préparent à relever les défis de l'avenir. Au cours des années soixante-dix, Hydro-Québec a consenti des efforts importants d'investissements afin de répondre à une demande en croissance continue. Ces efforts d'investissements ont permis à Hydro-Québec d'augmenter considérablement son infrastructure de production hydroélectrique. La mise en service de cette production, qui ne peut s'effectuer que par larges blocs, posait un défi particulier à Hydro-Québec en raison des surplus qui se trouvaient ainsi temporairement dégagés. Comme vous le savez, ce défi a été accru par la récession économique et l'impact qu'elle a eu sur la demande d'électricité.

Dans cette conjoncture particulière, Hydro-Québec a réagi rapidement et obtenu des résultats spectaculaires. La société a mis en place un ensemble de programmes commerciaux extrêmement avantageux afin d'augmenter substantiellement le niveau de

ses ventes. Hydro-Québec peut donc maintenant réorienter ses efforts de commercialisation vers une consolidation de ses marchés et une amélioration du revenu de ses ventes.

Dans le secteur résidentiel, Hydro-Québec a occupé un très large partie du marché de la construction neuve et est allée chercher, par son tarif biénergie et ses subventions pour l'installation de nouveaux appareils, une très grande partie des consommateurs de mazout. Cependant, bien que l'on puisse considérer que ce marché ait atteint une certaine maturité, Hydro-Québec espère y connaître une certaine croissance en développant le marché de la climatisation et du chauffage par pompes à chaleur.

Les actions concernant le conditionnement d'air, les pompes à chaleur et les échangeurs de chaleur, de même que l'installation d'un nouveau programme de biénergie destiné au secteur commercial permettront à Hydro-Québec d'accroître également sa présence dans ce dernier secteur. Mais c'est surtout sur le marché industriel que l'action d'Hydro-Québec se fera sentir au cours des prochaines années. La société entend axer le développement de ce marché sur deux programmes commerciaux particuliers: le programme d'aide à l'implantation des électrotechnologies et le programme biénergie. Elle veut également favoriser l'expansion et l'implantation d'entreprises grandes consommatrices d'électricité. Pour y parvenir, Hydro-Québec a l'intention de signer des contrats à long terme d'approvisionnement à des conditions tarifaires avantageuses. Déjà, ce programme a permis l'implantation de l'usine de Pechiney à Pécancour et l'expansion des installations de Reynolds.

Comme vous le savez, des négociations sont présentement en cours sur les conditions tarifaires qui seraient accordées pour l'implantation d'une usine de Norsk Hydro. En plus de l'impact important en termes d'investissement que représente cette implantation, cette usine de fabrication de magnésium-métal pourrait entraîner des développements significatifs au niveau de l'extraction minière et de la transformation de ce métal en produits divers, tout en apportant un élément de diversification de la structure industrielle du Québec.

Hydro-Québec propose dans son plan de développement de remplacer la politique actuelle de rabais tarifaire par une politique de partage des risques et des bénéfices. Cette nouvelle orientation peut être considérée comme un outil additionnel en vue d'attirer de nouveaux investissements au Québec.

Les programmes de soutien tarifaire et d'aide aux électrotechnologies présentent deux avantages. Les contrats obtenus constitueront

pour Hydro-Québec des marchés fermes et à long terme. Comme il s'agira d'usages spécifiques à l'électricité, il s'agira également de marchés moins sujets à la concurrence des prix que pourraient occasionner les autres formes d'énergie. Il faut, par ailleurs, noter que ces programmes auront également pour effet de susciter l'établissement au Québec de nouvelles entreprises. L'introduction de nouvelles technologies performantes donnera aux entreprises existantes un avantage concurrentiel important qui devrait favoriser leur développement.

Comme on le voit, l'ensemble de ces mesures commerciales amènera une réorientation des ventes d'Hydro-Québec vers un marché plus stable et plus spécifique à l'électricité. Cette réorientation devrait procurer à Hydro-Québec une source de croissance plus régulière, ainsi que des revenus accrus, tout en procurant à l'économie du Québec des avantages indéniables en termes de développement technologique.

Quant aux ventes à l'exportation, elles représentaient en 1985 environ 15 % des revenus totaux d'Hydro-Québec, soit 673 600 000 \$. Jusqu'à présent, les ventes sur les marchés extérieurs visaient essentiellement à écouler les surplus saisonniers ou temporaires. De telles ventes ont permis l'établissement de relations commerciales durables avec les réseaux voisins et ont rentabilisé les lignes de transmission et les interconnexions nécessaires. Ce taux relativement faible s'explique par le fait que le gouvernement antérieur n'avait pas de véritable politique de pénétration des marchés d'exportation. Il a attendu jusqu'à 1983 pour légaliser les exportations. Plus d'exportations en devises américaines nous permettraient aujourd'hui de contrebalancer les effets du taux de change, ce qui aurait augmenté considérablement le bénéfice net de la société. Et peut-être qu'aujourd'hui Hydro-Québec ne serait pas obligée de réclamer une hausse de tarifs. Ce sont les consommateurs qui payent la note.
(10 h 30)

De notre côté, nous avons décidé de nous donner comme objectif prioritaire la croissance de nos exportations hydro-électriques sur les marchés américains. Nous avons entrepris des pourparlers avec les réseaux voisins, avec la Nouvelle-Angleterre, avec l'État de New York et même avec Hydro Ontario. Le gouvernement vise essentiellement à conclure des contrats de vente d'énergie de remplacement pour l'utilisation de centrales au mazout, ainsi que des contrats d'énergie ferme qui se substitueraient à la construction de nouvelles centrales au charbon, aux États-Unis, et de centrales nucléaires en Ontario.

L'ampleur et l'échéancier selon lesquels

ces ventes pourraient être réalisées restent à déterminer et dépendent largement des résultats des négociations. En ce qui concerne les besoins des réseaux voisins, Hydro-Québec évalue pour l'an 2000 à 40 000 000 000 de kWh par année la quantité d'énergie remplaçable dans les centrales existantes et à 5150 mégawatts les besoins qui devraient être comblés par la construction de nouvelles centrales. Ces derniers besoins pourraient même s'élever à 11 000 mégawatts. C'est plus particulièrement en Nouvelle-Angleterre, dans les États de l'Atlantique, au Maryland, au New Jersey et à New York que ces besoins se feront le plus sentir.

La conclusion heureuse de ces négociations permettrait le devancement de six ans au plan des installations de base. Les décisions concernant la construction de nouvelles centrales devraient être prises dans les deux prochaines années.

Nous avons l'intention de tout mettre en oeuvre pour favoriser l'aboutissement de ces négociations.

La visite que j'ai effectuée aux États-Unis, en février dernier, en compagnie du premier ministre et de plusieurs de mes collègues, nous aura permis de franchir une première étape. La formation d'un comité consultatif américain pour favoriser le développement des marchés d'Hydro-Québec aux États-Unis, sous la direction de M. James Schlesinger, augure bien pour les négociations futures. Le Québec aura l'honneur d'accueillir, d'ici quelques jours, du 9 au 11 avril, dans le cadre d'un mandat confié par la Conférence des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et des premiers ministres de l'Est canadien, un colloque sur les prévisions d'offre et de demande d'énergie dans le nord-est de l'Amérique du Nord dans les années 1990.

Le 18 avril prochain, je me rendrai à Boston, à l'invitation du comité sur l'énergie du Council of State Government's Eastern Regional Conference. Ce comité, composé essentiellement de parlementaires américains, a pris un intérêt grandissant pour les importations d'électricité québécoise. C'est, d'ailleurs, à Québec qu'a été tenue sa dernière réunion, suivie d'une visite à la Baie James, ce qui démontre le vif intérêt des représentants de ces régions pour notre potentiel hydroélectrique.

Il s'agit d'autant d'événements qui devraient, une fois de plus, permettre le rapprochement de nombreux décideurs et la mise en commun de nos efforts de réflexion. Il importe que nos voisins américains considèrent l'option Québec comme l'un des moyens de répondre à la croissance de leurs besoins en énergie.

En terminant, il me paraît important de rappeler le rôle de premier plan que joue cette société, Hydro-Québec, dans le

développement économique du Québec. En effet, Hydro-Québec constitue, par la seule masse de ses investissements, un des piliers de l'activité économique québécoise. Nous voulons que cela continue.

Hydro-Québec représente au-delà de 9 % de la masse totale des investissements dans l'économie québécoise. Il s'agit d'environ 40 000 emplois reliés aux activités de production et de distribution qu'Hydro-Québec maintient directement et indirectement dans l'économie québécoise. Les diverses stratégies qui concrétiseront la nouvelle orientation commerciale d'Hydro-Québec permettront également de maintenir, en moyenne, 12 000 emplois de plus au cours des trois prochaines années.

L'un des sujets qui devraient faire l'objet de l'attention de cette commission est l'amélioration du contenu québécois des achats d'Hydro-Québec. Hydro-Québec nous a indiqué dans son plan de développement que son contenu québécois a atteint près de 75 % au cours de la période 1983 à 1985 et qu'il devrait augmenter au cours des prochaines années. Il serait sûrement intéressant de connaître d'Hydro-Québec les moyens qu'elle entend mettre en oeuvre pour augmenter ce taux de contenu québécois et les objectifs qu'elle s'est fixés en cette matière.

Hydro-Québec fait état d'un objectif de répartition des nouvelles activités de la société, avec des filiales ou des partenaires qui tiennent compte plus soigneusement des exigences particulières de ces nouvelles activités. Cet objectif est particulièrement intéressant en ce que le recours plus fréquent à la sous-traitance, par exemple, permettrait sans doute à la compagnie non seulement de minimiser ses coûts, mais également d'entraîner la formation et l'expansion d'un plus grand nombre de petites et moyennes entreprises.

Il ne faut cependant pas perdre de vue que l'impact majeur des activités d'Hydro-Québec se situe sûrement au niveau des effets indirects qu'entraîne la mise à la disposition de l'industrie manufacturière québécoise d'une énergie à bon marché. C'est la disponibilité de l'électricité à bon marché qui a justifié l'implantation de notre importante industrie de transformation de métaux, ainsi que, dans une certaine mesure, la croissance soutenue de notre industrie des pâtes et papiers.

C'est également avec beaucoup d'intérêt que nous prenons connaissance des derniers développements au niveau des efforts d'Hydro-Québec dans l'introduction des nouvelles technologies électriques. En effet, jusqu'à maintenant, Hydro-Québec avait stimulé la venue d'entreprises grandes consommatrices d'électricité essentiellement par l'offre de grandes quantités d'une énergie à bon marché. La mise sur pied de ce

nouveau programme permettra sans doute d'aller chercher une plus grande diversité d'industries et de stimuler le développement technologique au Québec.

Dans la mesure où ce programme de subvention à la mise en place de nouveaux équipements permettra une modernisation de l'appareil de production et assurera, dans de nombreux cas une réduction des coûts d'énergie des entreprises, on peut dire que ce programme aidera puissamment à améliorer la compétitivité de l'industrie québécoise.

Cette aide à l'implantation des technologies électriques est intéressante à un autre point de vue, en ce qu'elle créera un marché pour des équipements relativement sophistiqués.

Si l'industrie québécoise, en collaboration avec Hydro-Québec, sait saisir cette opportunité nouvelle, le programme des électrotechnologies amènera au Québec le développement de nouvelles sociétés manufacturières ou de nouvelles activités de production et assurera ainsi la consolidation de notre structure industrielle. Il faut à cet égard souligner que, dans son analyse de développement de la technologie et de la diversification de ses activités, Hydro-Québec nous présente cette année une stratégie beaucoup plus détaillée en cette matière. Déjà, Hydro-Québec, l'an passé, nous annonçait son intention d'opérer une plus grande diversification de ses activités. Certains gestes ont été posés. On nous souligne la formation d'une entreprise conjointe, Cyme International, avec la firme québécoise Joly Data dans la commercialisation d'un logiciel de gestion de réseaux électriques. Le plan de développement mentionne les prises de participation dans de nouvelles entreprises avec des partenaires comme Electrolyser et Noranda ou encore Air Liquide Canada, et la participation accrue d'Hydro-Québec dans Nouveler. Nous constatons que l'effort de diversification est donc bien enclenché et nous nous intéresserons vivement à cette évolution.

Voilà donc les principales réflexions que soulève pour moi ce nouveau plan de développement d'Hydro-Québec. Le contexte international et canadien a été sensiblement modifié au cours de la dernière année. Nous croyons, cependant, que la société saura s'adapter à ce nouveau climat économique et énergétique et que l'ensemble de l'économie québécoise sera favorisé par l'évolution future des marchés. Plus que jamais il importe qu'Hydro-Québec contribue puissamment au développement économique du Québec. Nous croyons que l'action qu'elle entreprend par ses nombreux programmes commerciaux, par ses activités de recherche et de développement, par sa participation financière à des sociétés de production ou de

commercialisation de biens d'équipements sont autant d'avenues utiles et nécessaires.

Nous pensons enfin qu'Hydro-Québec peut jouer un rôle important dans la croissance économique du Québec dans la mesure où elle réussira à aller chercher les contrats nécessaires pour assurer une croissance substantielle de ses ventes, principalement à l'exportation, mais également sur les marchés industriels internes. Par ce moyen, elle pourra reprendre et devancer ses programmes d'investissements en production et transport d'énergie électrique et ainsi contribuer à la création directe d'emplois et à la stimulation de l'activité économique au Québec.

Merci, M. le Président.

Le Président (M. Charbonneau): Merci, M. le ministre. M. le chef de l'Opposition.

M. Pierre Marc Johnson

M. Johnson (Anjou): M. le Président, juste quelques brèves remarques après cet exposé du ministre dont je retiens quant aux questions factuelles qu'il est intéressant. Nous avons de toute évidence affaire à un ministre qui s'intéresse en profondeur à ce dossier. Mais vous me permettez, évidemment, d'évoquer un certain nombre de réserves sur les aspects plus partisans de sa présentation, notamment les extraits auxquels nous avons eu droit de "L'énergie du Nord", les slogans de la dernière campagne électorale répétés dans sa présentation sur la maîtrise de l'avenir et une façon, je crois, un peu court-circuitée de présenter un peu comme un monopole de compréhension du dossier énergétique entre les mains de l'actuel gouvernement.

Je voudrais simplement mentionner que, quand le ministre évoque la qualité des relations que le Québec entretient en ce moment avec les parlementaires des États de la Nouvelle-Angleterre ou de l'État de New York, il est obligé, pour le démontrer, de faire appel à des événements qui se sont produits dans les dernières années, donc sous le précédent gouvernement, y compris le comité conjoint présidé par M. Schlesinger, dont la décision, quant à sa formation, avait été prise par celui qui vous parle alors qu'il était premier ministre, mais a été annoncée par le nouveau premier ministre, ce qui est normal.

Deuxièmement, le ministre évoque avec beaucoup d'insistance les marchés d'exportation et il fait état de la nécessité, en même temps, d'utiliser au maximum sur notre territoire cette ressource énergétique remarquable qu'est l'hydroélectricité. Mais, pour illustrer cela, il fait appel à Pechiney, il fait appel à Reynolds et il fait appel à Norsk Hydro, les deux premiers ayant été

réalisés par le précédent gouvernement et le troisième étant un dossier, il le sait, très actif depuis au-delà d'un an au gouvernement du Québec.

C'est pourquoi, M. le Président, quant à nous, nous avons hâte d'entendre les représentants d'Hydro-Québec. Je limiterai mes commentaires sur l'introduction du ministre à ces réserves, quand même, assez sérieuses quant à ma capacité d'accepter sans broncher un certain nombre d'énormités de récupération, comme quoi la récupération, cela ne se fait pas seulement dans l'énergie.

M. le Président, quant à nous, nous sommes prêts à entendre les gens d'Hydro-Québec qui nous entretiendront, je le sais, du plan de développement et qui sont prêts, je le sais, à répondre à toutes les questions que nous avons pour eux. Également, nous aimerions particulièrement insister en cours de route sur l'endettement d'Hydro-Québec compte tenu du fait que le ministre nous a dit que c'était stable et que cela ne semblait pas soulever quelque inquiétude que ce soit chez lui. Merci.

Le Président (M. Charbonneau): M. le député de Roberval.

M. Michel Gauthier

M. Gauthier: Je vous remercie, M. le Président. M. le Président, distingués membres de cette commission, messieurs les dirigeants d'Hydro-Québec, mes premiers mots seront pour souligner la très grande qualité de la documentation qui nous a été fournie par Hydro-Québec aux fins de préparer cette commission qui, à n'en pas douter, promet d'être extrêmement intéressante. Je voudrais également les remercier de l'occasion qu'ils nous ont fournie de nous familiariser avec toute cette documentation, avec tous ces travaux qui nous ont été présentés quelques jours auparavant, de telle sorte qu'aujourd'hui nos interventions pourront être de nature à éclairer pour les citoyens qui nous écoutent certains éléments, certains points qui sont contenus là-dedans.

Vous savez, M. le Président, pour des gens qui sont initiés ou qui peuvent prendre le temps de travailler plusieurs heures dans cette documentation, c'est évidemment assez clair, c'est compréhensible et c'est intéressant. Mais les citoyens qui nous écoutent et qui sont les véritables propriétaires d'Hydro-Québec nous demanderont, attendront de l'Opposition, et c'est le rôle que nous entendons jouer, que nous fassions en sorte de vulgariser le plus possible les données techniques qui sont contenues là-dedans. Les gens attendent de nous qu'à la fin de cette commission ils puissent comprendre ce qu'il advient du développement prévu pour les prochaines

années par Hydro-Québec dans le domaine de l'hydroélectricité.
(10 h 45)

Le plan d'équipement 1986-1988 qui nous est soumis, M. le Président, avec un horizon 1995, est marqué au coin de la continuité et de la prudence qu'affiche Hydro-Québec dans la gestion de l'offre et de la demande d'électricité.

Le plan d'équipement prévu jusqu'en 1990 fait état, entre autres choses, d'un bon nombre de décisions qui ont été prises depuis l'an dernier. Je me reporte, par exemple, aux équipements pour 3 500 000 000 \$, Manic 5 puissance additionnelle, LG 2A Phase I, la sixième ligne de transport d'énergie, enfin, à un ensemble de projets qui y sont contenus et pour lesquels des décisions ont été prises qui permettront de créer pour les Québécois entre 6000 et 7000 emplois.

Le programme propose également un temps d'arrêt, un temps de réflexion, qui permettra de concrétiser véritablement dans les faits la stratégie de développement des marchés internes et externes qu'Hydro-Québec a mis au point. Ce plan nous propose également de poursuivre un programme intégré d'études sur l'ordonnance des projets tout en renégociant, bien sûr, certains contrats de vente d'énergie excédentaire qu'on voudrait transformer en vente d'énergie ferme.

Ce temps d'arrêt arrive bien, M. le Président, puisque le contexte général dans lequel doit évoluer Hydro-Québec comme producteur et fournisseur d'énergie est celui de la remise en cause de toute la politique énergétique canadienne, celui de la baisse dramatique et importante des prix du pétrole, celui de la déréglementation du gaz naturel qui pointe à l'horizon, et celui de la forte concurrence des différentes formes d'énergie entre elles.

À court terme, le gouvernement et Hydro-Québec ont conjugué leurs efforts pour signer des contrats d'énergie excédentaire. Ils vont continuer ces efforts qui sont entrepris et c'est excellent comme cela. À plus long terme, Hydro-Québec devra penser à un développement contrôlé de ses exportations d'électricité et tenir compte de l'important marché interne pour faire en sorte que les Québécoises et les Québécois soient affectés positivement par ces efforts d'agression des marchés étrangers.

M. le Président, il y a dans ce document - elles y sont clairement indiquées - des préoccupations quant aux marchés possibles, aux marchés présents et aux marchés qu'Hydro-Québec doit explorer. Toutes les décisions qui devront être prises à ce sujet font beaucoup plus référence aux lois de ces marchés qu'à certaines décisions d'ordre politique qu'on pourrait récupérer à des fins strictement partisanses.

Je rappelle en terminant qu'avec la qualité de ces documents, au moins durant la journée et, possiblement, si cela dure deux jours, nous aurons l'occasion de faire en sorte que les citoyens du Québec comprennent bien où s'en va Hydro-Québec avec son plan d'immobilisations et ce à quoi ils peuvent s'attendre dans le domaine du développement de l'énergie hydroélectrique pour les prochaines années. Je vous remercie.

Le Président (M. Charbonneau): Merci, M. le député de Roberval. Je vais maintenant céder la parole au président du conseil d'administration d'Hydro-Québec, M. Hébert, et je lui demanderais au préalable de nous présenter les collègues qui l'accompagnent.

Exposé d'Hydro-Québec

M. A. Hervé Hébert

M. Hébert (A. Hervé): Oui. J'ai avec moi M. Guy Coulombe, président d'Hydro-Québec. À ma droite, M. Laurent Hamel, vice-président exécutif, équipement; M. Georges Lafond, vice-président exécutif des marchés externes et M. Michel Caron, vice-président exécutif, finances et ressources. À ma gauche, M. Claude Boivin, vice-président exécutif des marchés internes, et M. Michel Grignon, vice-président, planification générale.

Le Président (M. Charbonneau): Merci, M. Hébert. Je vous laisse la parole pour votre présentation.

M. Hébert: M. le Président, M. le ministre, madame et messieurs les membres de la commission du travail, à titre de président du conseil d'administration d'Hydro-Québec, il me fait plaisir de me présenter devant cette commission pour discuter du Plan de développement d'Hydro-Québec 1986-1988 horizon 1995 rendu public il y a une dizaine de jours, et je vous remercie pour cette occasion que vous nous donnez de le faire. Bien entendu, c'est le président d'Hydro-Québec, M. Guy Coulombe, et les cadres supérieurs qui l'accompagnent qui seront les plus en mesure de répondre à vos questions.

Cependant, j'aimerais, avec votre permission, rappeler le rôle du conseil d'administration d'Hydro-Québec, particulièrement dans la préparation de ce plan. Comme vous le savez, il y a 17 membres au conseil d'administration, qui représentent divers secteurs d'activité, divers milieux, différentes régions du Québec. À l'exception de M. Coulombe, président de l'entreprise, ils ne travaillent pas à Hydro-Québec. Vous n'ignorez pas non plus que, contrairement à mon distingué prédécesseur, M. Bourbeau, je

ne fais pas personnellement carrière à Hydro-Québec. Ensemble, nous apportons donc à la direction d'Hydro-Québec le point de vue de l'extérieur et nous contribuons à définir les orientations que prend l'entreprise.

La préparation d'un document aussi fondamental que le plan de développement exige que le conseil d'administration participe étroitement aux travaux. Dès les étapes préliminaires, par exemple, lorsque l'on prépare les scénarios de prévisions de la demande d'électricité, le conseil en prend connaissance et fait connaître ses vues. Les étapes suivantes consistent à évaluer quels équipements seront nécessaires pour répondre à la croissance des besoins, puis à prévoir les échéances de mise en place de ces équipements et, enfin, à préparer le cadre financier qui en découle.

À chacune de ces étapes, le conseil d'administration est informé et consulté. Le plan est à l'ordre du jour des réunions du conseil pendant plusieurs mois. Chaque membre a donc l'occasion d'analyser les orientations projetées et de signifier ses opinions, surtout lorsque se présentent des choix. Le produit fini, le plan de développement qui est rendu public, est donc le résultat d'un travail de concertation entre les membres du conseil et la direction d'Hydro-Québec.

Je peux donc vous affirmer que le conseil d'administration d'Hydro-Québec adhère au contenu de ce plan, y compris la hausse tarifaire. Nous estimons que le plan de développement 1986-1988 est bien conçu pour répondre aux besoins actuels et prévus de l'entreprise et nous faisons nôtres les recommandations qu'il contient.

Je vous remercie de votre attention et, avec votre permission, je céderai la parole au président d'Hydro-Québec, M. Guy Coulombe.

Le Président (M. Charbonneau): M. Coulombe.

M. Guy Coulombe

M. Coulombe (Guy): M. le Président, M. le ministre, membres de la commission, madame, voilà déjà quelques années qu'Hydro-Québec est entrée dans la période de transition que nous connaissons tous. C'est ce qu'on a appelé le virage commercial d'Hydro-Québec, caractérisé par des efforts de vente sans précédent, aussi bien sur les marchés d'exportation qu'ici même au Québec.

Ces efforts ont donné des résultats très satisfaisants, mais il n'y a pas lieu de se reposer sur nos lauriers. Les années qui viennent seront pleines de défis difficiles à relever. Nous en avons déjà deux grands signes avertisseurs: l'affaiblissement du dollar canadien et l'affaissement du prix du pétrole.

Hydro-Québec n'a pas de véritable contrôle sur ces deux phénomènes. Il est donc vital pour nous de nous tailler une marge de manoeuvre qui nous rende moins vulnérables.

Plusieurs mesures ont déjà été mises en place pour dégager cette marge de manoeuvre. Depuis quelques années, en effet, l'entreprise a dû remédier aux perturbations occasionnées par la conjonction d'une diminution importante du rythme de croissance de la demande et de la mise en service massive de nouveaux équipements. D'une part, Hydro-Québec a lancé les stratégies et les programmes commerciaux nécessaires pour écouler les surplus d'énergie qui se sont dégagés et maintenir la progression de ses ventes et de ses revenus. D'autre part, elle s'est assurée de limiter la croissance de ses dépenses d'exploitation.

De 1982 à 1985, l'ensemble des dépenses d'exploitation a augmenté, en moyenne, de 8,1 % par année. Cette croissance relativement forte est due à l'augmentation importante des dépenses d'amortissement découlant de la mise en service de nouveaux équipements et des dépenses reliées aux radiations de projets devenus désuets à la suite du ralentissement du programme d'équipement.

En contrepartie, l'entreprise a exercé un contrôle serré des frais d'exploitation sur lesquels elle pouvait prendre des mesures immédiates. Ainsi, au cours de cette même période, ces frais n'ont augmenté en moyenne que de 2,3 %. La masse salariale à l'exploitation qui représente environ 75 % de l'ensemble des frais d'exploitation, s'est accrue en moyenne de 3,8 %, soit une croissance inférieure au taux d'inflation observé. Les autres frais d'exploitation ont diminué de 15 %.

Simultanément, Hydro-Québec procédait à une restructuration majeure de ses activités, à une réduction du tiers de son personnel-cadre et à une diminution de près de 9 % du nombre de ses effectifs permanents. Bien sûr, le contrôle serré des dépenses d'exploitation a pu être facilité par la brisure du rythme de croissance qu'Hydro-Québec avait connu jusqu'au début des années quatre-vingt. Il faut cependant souligner qu'au cours de cette période 1982-1985 la croissance des activités d'Hydro-Québec a été significative. Son chiffre d'affaires a augmenté de près de 30 %; plus de 200 000 clients sont venus s'ajouter et 8 000 000 000 \$ d'actifs physiques se sont ajoutés à ceux déjà en exploitation. Grâce à la rationalisation de ses activités, Hydro-Québec a pu, au cours de cette période, accroître sensiblement sa productivité, mieux répondre aux besoins de sa clientèle et préserver ses principaux objectifs financiers.

Hydro-Québec est consciente de sa vulnérabilité face à l'évolution des grands paramètres économiques, en particulier celle

du dollar canadien.

La politique de financement d'Hydro-Québec a pour objectif premier de réduire la part de sa dette en devises étrangères, part qui s'établissait à près de 65 % au début de 1982. Depuis, la majorité des nouveaux emprunts ont été effectués en dollars canadiens. Les stratégies de financement de l'entreprise misent aussi sur des contrats d'échange de devises et sur le refinancement des emprunts en devises étrangères afin de limiter les risques de change.

Au cours de l'année 1985, l'accélération de la chute du dollar canadien par rapport aux autres devises et les difficultés rencontrées au niveau des ventes à l'exportation ont incité l'entreprise à adopter un ensemble de mesures qui ont compensé en grande partie l'effet que ces événements auraient pu avoir sur les bénéfices nets de l'année. Au seul chapitre des dépenses d'exploitation, des compressions de 86 000 000 \$ sur les budgets initialement autorisés ont été réalisées.

Au cours des dernières semaines, la chute des prix du pétrole brut sur les marchés internationaux est venue intensifier la vulnérabilité d'Hydro-Québec. Cette situation est certes préoccupante et risquerait d'avoir des conséquences graves si elle s'éternisait.

Il faut cependant noter que les fluctuations des prix du pétrole brut sur les marchés internationaux n'ont pas nécessairement une incidence directe et immédiate sur les revenus d'Hydro-Québec. En effet, les prix de l'huile lourde et du charbon consommés par nos clients peuvent évoluer de façon sensiblement différente des prix du pétrole brut sur certains marchés internationaux. De plus, les formules de prix entre Hydro-Québec et ses clients peuvent subir des retards d'ajustements significatifs. Ainsi, malgré la chute du prix international du pétrole, qui, d'un prix de plus de 30 \$ US le baril en novembre 1985, est tombé à 13 \$ le baril en 1986, les revenus à l'exportation pour les deux premiers mois de 1986 sont supérieurs à ceux prévus dans le cadre financier du plan de développement que vous avez devant vous.

Au chapitre des taux de change, on doit noter que, malgré une chute de la valeur du dollar canadien par rapport aux devises autres que le dollar américain, notre dollar se maintient approximativement au taux prévu au plan par rapport à la devise américaine, dont est libellé environ 80 % de notre dette en devises étrangères.

Certes il convient de suivre la situation de près et d'adopter les mesures nécessaires pour assurer les équilibres financiers acceptables. Certaines actions sont déjà engagées. Par exemple, l'emprunt de 250 000 000 \$ américains réalisé il y a quelques semaines servira au refinancement

d'emprunts en dollars américains venant à échéance au cours de cette année et permettra d'éviter une pertp de change de près de 25 000 000 \$.

Hydro-Québec prépare pour la fin d'avril un plan de contingence pour contrecarrer, dans la mesure du possible, une détérioration additionnelle de ces deux variables externes à l'entreprise: le dollar canadien et le prix du baril de pétrole. (11 heures)

Venons-en maintenant au plan de développement 1986-1988. 11 est tout axé sur les mots d'ordre: souplesse, flexibilité et adaptabilité. Je ne vous ferai pas une longue énumération des stratégies proposées; cependant, je voudrais souligner quelques points saillants. D'abord, en ce qui a trait à nos installations, les travaux en cours seront menés à terme, mats dans la conjoncture actuelle aucune décision ne sera nécessaire à très court terme quant à de nouvelles mises en chantier. Par contre, Hydro-Québec s'engage dans la gestion de l'offre et de la demande d'électricité et la gestion de la demande consiste essentiellement à réduire la demande de pointe.

Trois types d'actions y concourent: le maintien et la télécommande des systèmes de chauffage biénergie et résidentiel, l'augmentation du potentiel de charge interruptible de nos clients industriels et l'adaptation de la grille tarifaire en fonction des coûts réels de fourniture de l'électricité. Si nous atteignons nos objectifs, ces mesures pourraient permettre de réduire la demande de pointe d'environ 1500 mégawatts d'ici à 1995. Quant à la gestion de l'offre, on entend par là l'amélioration de la productivité des centrales et l'optimisation des ressources énergétiques déjà disponibles. On pourrait ainsi aller chercher des gains de productivité de 3 000 000 000 ou 4 000 000 000 de kilowattheures par année.

Il est donc clair que des mesures de gestion de l'offre et de la demande auront, entre autres, pour effet de retarder la nécessité de certains nouveaux équipements. Cependant, les efforts de ventes à l'exportation pourraient agir en sens contraire. Le plan de développement expose plusieurs scénarios sur l'interaction de ces différents facteurs. À propos des exportations, j'attire votre attention sur une nouvelle orientation. Jusqu'à présent, nous avons surtout vendu de l'électricité excédentaire qui se substituait à celle que les réseaux voisins auraient pu produire, mais à un coût plus élevé, dans les centrales thermiques qu'ils possèdent déjà. Mais leurs besoins augmentent et plusieurs de ces réseaux doivent décider d'ici à deux ou trois ans comment ils répondront à cette demande grandissante. Nous voulons les inciter à importer de l'électricité québécoise plutôt que de construire de nouvelles centrales. Sur

la base des besoins exprimés dans leur plan de développement, nous croyons que nous pourrions leur fournir entre 3500 et 4500 mégawatts sur un total estimé à 5400. Mais ces chiffres sont fondés sur les besoins prévus et exprimés officiellement. La demande des réseaux voisins pourrait augmenter plus rapidement, par exemple, si le développement économique est plus important que prévu actuellement. Dans ces conditions, nous verrions s'ouvrir un marché de plusieurs milliers de mégawatts de plus.

Passons aux orientations sur nos marchés du Québec. Pour préserver sa santé financière dans les conditions particulièrement changeantes et exigeantes, Hydro-Québec préconise une hausse moyenne de tarifs de 5,4 % à compter du 1er mai prochain. Par ailleurs, nous devons nous préparer aux années quatre-vingt-dix. Il faut maintenir notre marché résidentiel et nous y arriverons grâce à un service de plus en plus personnalisé. Dans nos marchés industriels, nous continuerons de promouvoir les électrotechnologies et nous proposerons aussi à ces clients un nouveau type de contrat fondé sur le partage des risques et des bénéfices.

En terminant, permettez-moi de souligner qu'Hydro-Québec continuera, dans les trois prochaines années, à soutenir plusieurs dizaines de milliers d'emplois directs et indirects. Ces emplois sont en bonne partie liés à notre rôle traditionnel de producteur et distributeur d'électricité: 21 000 employés permanents et temporaires pour les activités liées à l'exploitation et aux investissements et un nombre équivalent d'emplois chez nos fournisseurs de biens et services et dans les firmes qui collaborent à notre programme de construction. Mais il faut remarquer aussi un élément nouveau: l'impact sur l'emploi de nos stratégies commerciales. En effet, ces activités de promotion de l'électricité soutiennent environ 12 000 emplois par année et suscitent, par ailleurs, des dépenses d'investissement de la part des clients.

Enfin, même si 1986 marque la fin des travaux du complexe La Grande Phase I, Hydro-Québec s'engage dans trois autres projets majeurs de construction dont chacun entraîne des investissements importants: le redémarrage des travaux de suréquipement de Manic 5 pour 500 000 000 \$, le suréquipement de la centrale de LG 2 pour 1 500 000 000 \$ et la sixième ligne du réseau de transport de la Baie James et des postes convertisseurs de Radisson et de Nicolet qui entraîne aussi 1 500 000 000 \$ en investissements. Ces nouvelles activités de construction totalisent donc 3 500 000.000 \$.

Voilà, en bref, les principales orientations qu'Hydro-Québec s'est données pour les années à venir. Il est certain que des événements comme la chute des prix du

pétrole et la baisse de la valeur du dollar canadien viennent ajouter des contraintes supplémentaires à l'entreprise. De plus, la concurrence restera vive autant sur le marché québécois qu'à l'extérieur.

Je demeure toutefois convaincu qu'Hydro-Québec saura faire face à ces défis nouveaux avec la même efficacité que celle manifestée dans le passé. Merci.

Période de questions

Le Président (M. Charbonneau): Merci M. Coulombe. Avant de céder la parole aux membres de la commission, je voudrais rappeler à ces derniers le contenu de l'article 173 de nos règlements: "Le président partage entre les députés de la majorité et ceux de l'Opposition le temps que la commission consacre à chaque personne ou organisme." Cet article-là est en regard des consultations particulières. "Sous réserve de l'alternance, chaque député peut parler aussi souvent qu'il le désire, sans excéder dix minutes consécutives."

Dans les dix minutes n'est pas inclus le temps de réponse de nos invités. Par exemple, si un député pose une question ou intervient durant trois minutes et que les gens d'Hydro-Québec répondent pendant cinq minutes, le député a encore du temps sur ses dix minutes. Donc, si cela est clair pour tout le monde, je vais maintenant céder la parole au ministre pour la première intervention. Je rappelle au ministre que, selon l'entente qu'on avait tantôt, on aborde d'abord le dossier des exportations. Cela va?

Les exportations

M. Ciaccia: Cela va. Merci M. le Président. M. Coulombe, vous avez parlé d'exportations dans votre déclaration initiale et vous vous référez, dans le plan de développement d'Hydro-Québec, à un certain nombre de mégawatts d'exportation. Vous parlez d'un potentiel, je crois, d'au-delà de 5000 mégawatts et vous préconisez la possibilité de construire et d'exporter environ 3500 mégawatts. Est-ce que vous pourriez nous donner des précisions sur ces 3500 mégawatts? À quels marchés cela s'adresse-t-il? Vous pourriez peut-être nous dire un peu les différents marchés disponibles, les plans de développement de ces différents marchés et comment vous êtes arrivé à ces chiffres.

M. Coulombe: Si vous me le permettez, pour présenter le dossier de l'exportation, on aurait - là, on risque d'avoir des problèmes technologiques, on va voir si cela va fonctionner - un document à présenter, juste un tableau, le numéro 17. Je ne sais pas si cela pourra fonctionner.

Le Président: (M. Charbonneau): En espérant que l'Assemblée est bien branchée sur Hydro. Cela a bien marché.

M. Coulombe: Vous avez le résumé des principaux marchés dans le domaine des exportations. Vous retrouvez New York Power Pool et le NEPOOL. New York, évidemment, c'est clair; NEPOOL ce sont les États de la Nouvelle-Angleterre. Vous avez le Nouveau-Brunswick, l'Ontario et le total canadien. Selon les réseaux voisins, c'est la définition, comme je l'ai mentionné, des plans de développement officiels de ces compagnies. Ces plans de développement sont regroupés au niveau des "POOL" et c'est leur position officielle. Ils disent au public: Voici nos besoins tels qu'on les définit à l'heure actuelle.

Selon une fourchette supérieure, il est évident que ces plans, comme le plan de développement d'Hydro-Québec, font des prévisions de croissance. Par exemple, dans l'État de New York, on prévoit une croissance de la demande de l'ordre de 1,4. Ces besoins de croissance, est-ce qu'ils sont réalistes? Est-ce qu'ils ne le sont pas? On est un peu mal placés pour critiquer leurs propres chiffres, sauf que, si l'on fait une hypothèse d'une croissance de 2 % plutôt que de 1,3 ou 1,4, vous voyez immédiatement que le besoin passe de 600 à 3000 mégawatts et ainsi de suite pour chacun des marchés.

La stratégie qu'on présente pour les exportations est, en quelque sorte, en deux phases. La première, celle qu'on appelle la phase des 3500 à 4500, va transformer notre marché, celui auquel on vend de l'excédentaire, en énergie et en puissance fermes. Nous croyons que, d'ici à deux ou trois ans, nous serions en mesure, toutes choses étant égales, de signer des contrats de puissance et d'énergie fermes avec nos réseaux voisins.

En même temps, parallèlement, nous travaillons à des projets de plus grande envergure qui vont nécessiter de nouvelles interconnexions parce que, dans la phase des 3500 mégawatts, nous n'avons pas besoin de nouvelles interconnexions majeures puisque nous les avons construites. Les Américains aussi ont construit pour au-delà de 2 000 000 000 \$, dans les dernières années - et cela va se poursuivre encore pendant quelques années - d'interconnexions sur leur territoire. Donc, les interconnexions étant là, nous voulons les remplir, au lieu d'énergie excédentaire, de puissance et d'énergie fermes, dans le cadre du remplacement de la construction de centrales.

Comme je le dis, parallèlement à cela, nous travaillons à des dossiers qui ont beaucoup plus d'envergure en termes d'investissements et de conséquences. Je vous donne un exemple: l'Ontario. Vous avez dans la première colonne un besoin de 500

mégawatts. Le gouvernement de l'Ontario et Hydro Ontario sont actuellement en période de commission parlementaire eux aussi et ils ont à prendre des décisions sur l'avenir des centrales nucléaires en Ontario. Cette décision-là n'est pas prise encore, elle est censée être prise au cours de l'année. C'est évident que, si les derniers projets de Darlington sont mis de côté, cela va avoir un impact énorme sur les 500 mégawatts de l'Ontario qui sont là.

Si Hydro Ontario et le gouvernement de l'Ontario décident de mettre fin aux programmes nucléaires, aussi à moyen terme, Hydro va être demandeur d'électricité à la fin des années 1990. Voici donc un marché qui est disponible, mais au moment où je vous parle on ne peut pas dire que c'est un marché de 2000 ou de 3000. Il va falloir attendre les décisions du gouvernement et d'Hydro Ontario concernant leur futur approvisionnement en électricité.

Dans ce cadre-là, les efforts d'Hydro ont porté sur la mise en place, comme je l'ai dit, d'interconnexions et, en 1990, notre réseau d'interconnexions pour pouvoir transporter les 3500 à 4500 va être tout en place. Nous avons aussi, l'an passé, acquis une ligne de transport d'une compagnie américaine, ligne de transport qui part du Québec et qui s'en va dans l'État de New York, qui va aussi nous donner l'occasion de poursuivre les négociations avec le réseau voisin, surtout le réseau de New York dans ce cas-là. Cela résume un peu la stratégie d'exportation.

M. Ciaccia: M. Coulombe, si le projet Darlington en Ontario ne se concrétise pas, qu'est-ce que cela représenterait? Je comprends que les décisions ne sont pas prises maintenant, mais si le gouvernement de l'Ontario décidait de ne pas aller de l'avant avec les deux autres phases du projet Darlington, qu'est-ce que cela représenterait en termes de possibilités pour Hydro?

M. Coulombe: Le choix du gouvernement de l'Ontario - évidemment, on n'est pas à leur place pour décider ou orienter, mais il y a des hypothèses qui circulent, et, évidemment, ils sont beaucoup moins dotés que nous en hydroélectricité - si le nucléaire arrête, il leur reste le charbon avec les problèmes que cela cause. Donc, il faut qu'ils se tournent vers le Manitoba et le Québec vers la fin des années quatre-vingt-dix, après avoir résorbé leurs surplus, parce qu'ils s'en viennent avec des surplus très considérables à court terme; après avoir résorbé leurs surplus, ils vont se tourner vers l'hydroélectricité, et c'est dans ce cadre-là.

Maintenant, cela n'est pas impensable de prononcer des chiffres comme 2000 ou 3000 mégawatts de besoin dans la mesure où ils arrêtent leur programme nucléaire, mais

cela, c'est à moyen terme. On ne prévoit pas, dans nos 3500 à 4500, ce montant-là. Ce sont des négociations qui sont déjà commencées au moment où l'on se parle, mais dont on ne prévoit pas l'aboutissement avant plusieurs années.

M. Ciaccia: Les chiffres que vous nous démontrez, c'est pour New York Power Authority, NEPOOL, Nouveau-Brunswick, Ontario. Il n'y a pas de chiffres sur ces tableaux pour les Atlantic States, Pennsylvanie...

M. Coulombe: Oui, la Pennsylvanie, nous étudions aussi ce dossier-là. Peut-être que M. Georges Lafond...

M. Ciaccia: Est-ce qu'on a une idée du potentiel additionnel si on pouvait exporter à ces endroits?

M. Coulombe: Dans ce marché-là, il y a deux considérations: la première, c'est qu'ils ont des surplus de puissance presque jusqu'à la fin du siècle. Évidemment, tôt ou tard, eux aussi vont devoir prendre des décisions à savoir s'ils construisent la nouvelle centrale, oui ou non. Mais ce genre de décision, cela vient un peu plus tard, dans ce secteur-là, que les secteurs dont on parle. Deuxièmement, une considération extrêmement importante pour ce marché-là, c'est les interconnexions. Passer en Ontario pour atteindre ce marché-là nécessite des ententes extrêmement complexes avec le gouvernement et Hydro Ontario; passer par l'État de New York nécessite aussi des négociations extrêmement complexes parce que passer sur un territoire pour aller dans un autre territoire, on sait au point de vue des négociations ce que cela peut impliquer. (11 h 15)

C'est un marché qu'on regarde à l'heure actuelle. On a des études précises là-dessus. On ne l'a pas indiqué dans le plan parce que c'est un marché qui nous semble moins, à court terme, accessible et possible. Certaines rencontres ont eu lieu et surtout notre dossier est, à toutes fins utiles, prêt concernant ce marché. Mais on voit beaucoup plus de difficultés dans ce marché que dans les marchés qu'on mentionne là.

M. Ciaccia: Dans les marchés que vous voyez pour le court terme, d'à peu près 3500, selon ce que vous avez mentionné dans votre plan de développement, quels seraient les investissements requis par Hydro-Québec pour mettre en application ce plan de développement pour fournir l'électricité pour ces exportations?

M. Coulombe: Si on réalisait d'ici à deux ou trois ans la signature de 3500 à 4500 mégawatts dans nos marchés d'exportation et

si, d'autre part, notre gestion de l'offre et de la demande est un succès, on parle d'investissements jusqu'à 1995-1996 de 27 000 000 000 \$ par rapport à 20 000 000 000 \$. En d'autres mots, si on ne signe pas ces contrats, on s'orienterait vers des investissements de l'ordre de 20 000 000 000 \$; si on les signe, cela va prendre des investissements de l'ordre de 27 000 000 000 \$. Cela nécessiterait en quelque sorte le devancement des projets les plus rentables, soit LG 1, LA 1 et Brisay, de six ou sept ans selon les conditions du moment. Vu que dans le plan on prévoit la mise en service, en 1996, de ces équipements, cela veut donc dire que le début de3 travaux devrait se faire autour de 1989 ou 1990 si cette stratégie est réalisée.

M. Ciaccia: Vous parlez d'un devancement de combien d'années? Prenons l'exemple de LG 1, si vous n'avez pas les exportations, quand prévoyez-vous construire LG 1?

M. Coulombe: Si on a du succès dans notre stratégie de l'offre et de la demande, et si on réussit à écrêter la demande de pointe, cet équipement serait requis vers la fin des années quatre-vingt-dix ou au début des années deux mille. Si on signe, LG 1 devrait être prêt en 1996. Si on calcule six ou sept ans de construction, donc cela veut dire la construction de LG 1 à la fin des années quatre-vingt.

M. Ciaccia: Revenons aux chiffres que vous avez donnés pour les investissements. Vous dites qu'il y a approximativement...

M. Coulombe: Les investissements totaux?

M. Ciaccia: ...27 000 000 000 \$...

M. Coulombe: Oui.

M. Ciaccia: ...échelonnés sur combien d'années?

M. Coulombe: C'est sur les dix prochaines années.

M. Ciaccia: Dix prochaines années.

M. Coulombe: Évidemment, ces projets se continueraient. Si, par exemple, LG 1 est prête en 1996, LA 1 pourrait être prête en 1997 ou en 1998. Alors, là, on entrerait dans l'autre décennie. J'implique simplement les chiffres totaux d'investissements d'Hydro-Québec pour la période jusqu'en 1995 et 1996.

M. Ciaccia: Ce chiffre de 27 000 000 000 \$ est basé sur quel

pourcentage de taux de croissance?

M. Coulombe: Il est basé sur un taux de croissance de la demande interne de 3,3 %.

M. Ciaccia: Est-ce que ce serait raisonnable ou possible que ce chiffre de 3,3 % soit augmenté, parce qu'il pourrait y avoir d'autres scénarios?

M. Coulombe: On a dans notre plan une fourchette dans la demande qui va de 2,2 % à 4,1 %. C'est évident que d'ici à la fin du siècle notre estimation de 3,3 % est plausible. On le dit avec toute l'humilité nécessaire dans ce domaine, parce que faire des prévisions dans le domaine énergétique, ça devient un exercice périlleux. D'ailleurs, on a publié cette année une annexe complète sur toute la structure de la demande d'électricité au Québec. On peut avoir un scénario optimiste: si le développement économique est plus rapide, si la croissance de la population est plus rapide, si le nombre de ménages augmente, etc., on peut supposer que le chiffre de 4,1 % qu'on met dans le plan est plausible. Dans un tel cas, c'est un devancement de l'équipement encore plus considérable qu'il faudrait faire. Par contre, on peut faire le scénario inverse en disant que l'activité économique va être un peu moins forte que prévue, qu'il va y avoir une ou deux récessions pendant la période, etc. Juste pour vous donner un exemple de l'importance de la récession de 1981, nous avons atteint, en 1985, le niveau de ventes industrielles que nous avions en 1980. Cela a pris cinq ans avant de revoir le niveau de ventes, dans l'industrie du Québec, qu'on avait en 1980.

M. Ciaccia: Si la croissance des ventes régulières était de 4,1 %, quels seraient les investissements additionnels qui seraient requis?

M. Coulombe: Si on prévoit une demande de 4,1 %, je vous ai dit tantôt qu'au lieu de 25 000 000 000 \$ on parlerait de 34 000 000 000 \$. Donc, vous prenez le chiffre que je vous ai donné tantôt, c'est-à-dire la gestion de l'offre et de la demande, plus 3500, on avait 27 000 000 000 \$. Si on ajoute à ces hypothèses une croissance de 4,1 %, on serait rendu à...

Une voix: On serait même à 10 000 000 000 \$ de plus.

M. Coulombe: C'est cela.

M. Ciaccia: Est-ce que vous avez estimé, en termes de rentabilité, le profit net ou un profit en dollars sur les exportations, si Hydro-Québec construisait

3500 mégawatts pour un certain nombre d'années et si, d'après votre plan de développement, vous alliez aussi chercher 6 500 000 000 de kilowattheures d'énergie garantie pour un certain nombre d'années? Est-ce que vous avez évalué le profit possible?

M. Coulombe: Là-dessus, je peux difficilement, ce matin, vous donner un chiffre précis ou dire: Si on signe des contrats, on va avoir 1 500 000 000 \$ ou 1 800 000 000 \$ de profit net. Je voudrais tout simplement vous présenter un peu la problématique du prix. On quitte l'énergie excédentaire. Dans le cas de l'énergie excédentaire, c'était en fonction des énergies de substitution.

M. Ciaccia: Est-ce que je peux vous interrompre juste un instant?

M. Coulombe: Oui.

M. Ciaccia: Je ne voudrais pas nous compromettre ou vous compromettre dans les négociations que nous allons entreprendre. Alors, même si je sais que vous ne me donnerez pas un chiffre exact - on n'en voudrait pas, parce qu'on ne voudrait pas que nos voisins nous disent: Si vous faites autant de profit, peut-être devrait-on négocier un peu plus serré - est-ce que c'est...

M. Coulombe: Pour en arriver à déterminer cela, en fait, si je veux aller au plus simple, on va proposer ceci aux Américains, On va leur dire: Voici, d'après nous, combien coûte une centrale au charbon moderne, avec tous les frais d'immobilisations et les frais d'exploitation prévus pour 30 ans ou 35 ans. Voici, d'après nos études, on a déterminé le coût de votre centrale. Voici le coût de nos équipements. Nous sommes convaincus - c'est la base, en fait, de toute notre problématique - qu'entre les deux il y a une marge. Donc, nos premiers équipements, surtout les premiers, surtout ceux de LG 1, vont coûter moins cher et on est capables de le démontrer à nos clients.

Maintenant, supposons que la marge est de 10, on va dire aux Américains - on négocie au moment où on se parle - On est prêts à faire des ententes avec vous pour se séparer sur une base de "business" ce genre de marge de manoeuvre qui existe. Et, carrément, cela devient de la négociation, cela devient un peu - excusez l'expression - du tirage de" poignets. La marge est déterminée et ce ne sont pas des coûts qui sont mystérieux à établir. Les Américains connaissent les coûts de nos centrales et on connaît les coûts d'une centrale au charbon aux États-Unis, avec toutes les études qui sont faites. Donc, on est certain qu'il y a une marge entre les deux et il faut négocier

le partage de cette marge-là. Si on est très bons négociateurs, on va aller en haut de la fourchette de la marge et, si eux sont meilleurs que nous, on va se ramasser un peu dans le bas de la marge. Mais cela devient carrément une négociation d'affaires.

M. Ciaccia: Mais, d'après vos études, il y a une marge assez intéressante entre la construction, par exemple, des premiers barrages LG 1 jusqu'à Grande Baleine et le coût de...

M. Coulombe: Nous sommes convaincus...

M. Ciaccia: ...centrales au charbon.

M. Coulombe: ...que la marge est assez intéressante pour que, sur une base d'affaires, les deux organismes, Hydro-Québec et le POOL ou les compagnies en question, puissent avoir toute la marge de manoeuvre pour s'entendre sur un partage de cette marge. Là, c'est carrément le profit qui va être en place.

M. Ciaccia: Je reviendrai avec d'autres questions pour M. Coulombe. Je vais laisser la parole au président.

Le Président (M. Charbonneau): M. le député de Roberval.

M. Gauthier: Merci, M. le Président. J'aimerais avoir des explications de la part de M. Coulombe, peut-être, sur la très grande différence qu'il y a, dans les tableaux que vous nous avez montrés, entre la fourchette supérieure et les demandes exprimées actuellement. C'est un peu étonnant, de 5150 mégawatts à 11 000 mégawatts, il y a une différence énorme, du simple au double. Pourriez-vous nous définir ce qu'est votre fourchette supérieure? Est-ce tout le marché possiblement accessible pour Hydro-Québec ou est-ce à partir d'une évaluation optimiste de la demande?

M. Coulombe: Je pense que le meilleur exemple serait New York. Cela passe de 600 à 3000. Mais il ne faut pas oublier qu'on parle de longues périodes de temps. On parle des quinze ou vingt prochaines années. La base de 600 suppose une croissance de la demande dans l'État de New York de 1,3. On a fait l'hypothèse que cette croissance serait de 2,1. Ce n'est pas énorme, entre 1,3 et 2,1, sauf que, durant toute la période, cela vous fait une marge considérable parce qu'on travaille sur des longues périodes de temps et qu'un dixième de 1 %, pendant quinze ans, a beaucoup de signification.

Maintenant, on parle de marchés totaux. En d'autres mots, dans cette hypothèse - prenons les 3000 qui supposent

un taux de croissance de 2,1 plutôt que 1,3 - l'État de New York va avoir des décisions à prendre, il va se dire: Si on a besoin de 3000, qu'est-ce qu'on fait? Est-ce qu'on bâtit une centrale nucléaire? Est-ce qu'on bâtit une centrale au charbon? Est-ce qu'on bâtit une centrale à l'huile? Est-ce qu'on en achète de nos voisins? Est-ce qu'on fait de la cogénération avec l'industrie de New York? Il a toutes ces voies devant lui.

Hydro-Québec est l'une de ces voies. Quand on parle de 11 000 et de 5000, on parle de marchés potentiels totaux. Nous pensons - et nous sommes très optimistes à ce sujet - que, sur les 5100, dans l'ordre de 3500, 4000, on pourrait, à cause des coûts de nos projets qui seront encore améliorés avec la gestion de l'offre et de la demande qu'on fait... Donc, en baissant nos coûts, on dit: Dans ces 5100, on pense être capable d'en accrocher les trois quarts.

Maintenant, c'est encore là de la négociation d'affaires. Est-ce que, à New York, ils préféreraient, pour des raisons internes, bâtir leurs propres centrales pour créer de l'emploi chez eux? Tous ces choix sont devant eux. Nous pensons qu'on arrive avec un produit excellent, à un prix extrêmement intéressant et que, tôt ou tard, cette réalité prendra force. On parle de marchés totaux et il y a beaucoup de possibilités dans ces marchés.

M. Gauthier: Si je comprends bien, dans le marché le plus réaliste, selon les besoins exprimés par les réseaux voisins de 5150, compte tenu de la concurrence des autres formes d'énergie possible et compte tenu des décisions politiques qui peuvent être prises à ces endroits, vous avez de bonnes raisons de croire que, sur les 5150, à ce moment-ci, on pourrait travailler autour de 3500 à 4500 mégawatts. Est-ce bien cela?

M. Coulombe: Voilà, c'est exactement cela. Maintenant, on ne dit pas que l'autre n'est pas réaliste. On dit tout simplement que les réseaux voisins ne prendront pas de décision d'ici un an ou deux sur les autres besoins. Je vous ai donné l'exemple de l'Ontario. On fait l'hypothèse qu'il faudra encore un an ou deux avant que l'Ontario se décide sur sa stratégie de base, nucléaire versus... ainsi de suite.

Maintenant, on peut fort bien se tromper. Demain matin, le gouvernement peut prendre la décision et ce tableau va changer. C'est évident que, s'il décide de ne plus aller dans le nucléaire, cela nous fait une opportunité qu'aujourd'hui on ne voit pas pour demain matin, mais qu'on sent venir à l'horizon. C'est pour cela qu'on parle de l'autre phase là-dedans. Mais les circonstances externes peuvent se modifier très rapidement. Si le gouvernement de l'Ontario prend une décision rapide, on ne

parlera plus de 500 ou de 1500, cela pourrait devenir dans quelques années 2000 ou 2500, selon les décisions que l'Ontario prendra.

C'est pour cela que c'est assez flexible et qu'il faut regarder ces chiffres dans un contexte précis. Tout ce qu'on dit, c'est qu'avec l'Ontario - on est à peu près certain, mais on peut se tromper - cette année et l'année prochaine, il serait difficile de signer concrètement un contrat de vente. Mais la conjoncture peut changer demain matin si le gouvernement prend des décisions qu'on ignore au moment où l'on se parle. (11 h 30)

M. Gauthier: Tout à l'heure, le ministre de l'Énergie et des Ressources faisait état d'autres contrats possibles dans des secteurs moins accessibles et où le risque est d'autant plus grand qu'il y a des négociations extrêmement importantes à faire. Est-ce qu'Hydro-Québec serait en mesure, soit maintenant ou en les déposant plus tard, de nous donner, soit par regroupement ou par État, ces marchés, enfin, un peu selon la formule qui nous est présentée ici, mais pour cet autre secteur qui est beaucoup plus hypothétique?

M. Coulombe: Le secteur qu'on appelle Pennsylvanie, New Jersey et Maryland est à peu près le seul nouveau secteur qui serait disponible. Je ne sais pas si vous les avez, mais je n'ai pas les chiffres exacts devant moi en ce qui a trait à ce marché.

M. Guèvremont, qui est vice-président au marché externe.

M. Guèvremont (Jacques): Si on pense en termes d'une courbe comme celle qui est là, les besoins commencent à apparaître seulement vers l'an 2000 pour ce réseau. Les besoins pourraient atteindre, vers l'an 2003, 1500 à 2000 mégawatts environ, selon les hypothèses qu'ils font eux-mêmes de leur propre développement.

M. Gauthier: Merci.

M. Coulombe: C'est donc un marché qui est réel là-bas. Je vous ai parlé tantôt du problème du transport qu'on aurait à régler.

M. Gauthier: D'accord. Au moment où on se parle - vous avez fait état de ce problème - j'imagine qu'on est loin d'en être au stade des négociations même préliminaires, concernant d'éventuels...

M. Coulombe: C'est-à-dire que - n'appelons pas cela des négociations préliminaires, mais appelons-les plutôt des discussions préliminaires - l'on n'en est pas à l'étape de négociation d'un contrat, non, mais on en est à l'étape des discussions préliminaires avec Hydro Ontario, avec qui on entend discuter au mois d'avril. J'appelle

cela plutôt des discussions préliminaires. Ce n'est pas de la négociation contractuelle, au moment où on se parle. C'est pourquoi on ne l'a pas mis dans le plan. On ouvre les perspectives, mais on n'est pas dans une phase de négociation contractuelle.

M. Gauthier: Dans un autre ordre d'idées et pour des fins de bonne compréhension de ceux qui nous écouteront et qui s'intéresseraient aux travaux de la commission, j'ai lu et relu très attentivement, dans votre plan de développement, aux pages 48 et 49, que vous divisez le développement des exportations en trois étapes. J'ai essayé de comprendre ou de simplifier chacune de ces étapes et j'aimerais que vous me corrigiez si je faisais erreur.

À la première étape, j'ai compris que, pour la période 1986-1995, vos efforts portent sur le fait de transformer la vente d'énergie excédentaire en énergie garantie. Enfin, c'était là votre objectif pour cette première étape. J'ai compris également, à la lecture des documents, qu'à la deuxième étape de 1995 à l'an 2000, vous essaieriez de maximiser l'utilisation des interconnexions. Ainsi, tout ce qu'il est possible de vendre en énergie garantie serait l'effort que vous feriez dans le domaine des ventes aux États-Unis. À la troisième étape, soit les années 2000 et suivantes, j'ai compris qu'il s'agirait de votre produit de haute gamme, comme vous l'appellez, je pense, c'est-à-dire les ventes de puissance et d'énergie garanties.

Est-ce que cette façon de simplifier les trois étapes correspond à la réalité de ce qui est écrit là-dedans?

M. Coulombe: Oui. Si vous le permettez, est-ce qu'on pourrait voir la fiche 21? Alors, des trois étapes dont on parle, il y en a déjà une qui, à toutes fins utiles, est terminée. En fait, cette étape est terminée en termes contractuels, mais elle n'est pas terminée en termes d'exécution. C'est l'étape qui a commencé au cours des années soixante-dix et qui nous mène jusqu'en 1995 ou 1997. C'est l'étape où on a construit des interconnexions et où on a vendu de l'énergie excédentaire. Cette étape est en marche et elle a donné 700 000 000 \$ de revenus en 1985. Toutes choses étant égales, évidemment le prix du pétrole est une variable assez importante, cela nous garantit des revenus de cet ordre et peut-être supérieurs dans les dix ou douze prochaines années. C'est la première étape. On construit des interconnexions et on y met de l'énergie excédentaire.

Dans la deuxième étape, on prend les mêmes interconnexions et, au lieu de livrer de l'énergie excédentaire, on livre ce que vous avez appelé, justement, le produit haute gamme, c'est-à-dire puissance et énergie

fermes. Ce sont des contrats qui offrent un produit différent. Au lieu d'être de l'excédentaire qu'on peut arrêter de produire comme on veut et qu'on peut arrêter de prendre comme on veut, on s'en va vers une relation contractuelle beaucoup plus serrée et on vend notre meilleur produit, c'est-à-dire puissance et énergie. Dans ce cas, comme je vous l'ai dit tantôt, on dit aux Américains: Au lieu de construire, prenez donc notre puissance et énergie fermes - c'est notre deuxième étape - avec les mêmes interconnexions.

Dans la troisième étape, on offre le même produit: puissance et énergie fermes, sauf qu'il va nous falloir construire de nouvelles grandes interconnexions. C'est cela, la différence essentielle entre les trois phases. La première phase: excédentaire, les deux autres phases: puissance et énergie fermes. Il y a aussi un peu d'excédentaire là-dedans. Quand on a des surplus aux mois de mai, juin ou juillet, on peut en vendre dans nos interconnexions. Et, dans la troisième étape, c'est vraiment la construction de nouvelles interconnexions. Vous allez voir - je ne sais pas si c'est sur ce tableau-là - qu'en termes de revenus pour Hydro-Québec, qui sont sur la base de 1985 de l'ordre de 700 000 000 \$, dans la deuxième étape, les mêmes kilowattheures, qui ne sont plus sur une base excédentaire, mais sur une base ferme, vont rapporter le double.

Quant à la troisième étape, je ne peux pas vous donner de chiffres parce qu'il faudrait calculer - on n'est pas en mesure de le faire actuellement - le coût des grandes interconnexions nouvelles qu'il va falloir construire pour atteindre soit des nouveaux, soit les mêmes marchés.

M. Gauthier: Je vous remercie. J'aurais une autre question. On pourra y revenir. Mes collègues ont aussi beaucoup de questions à vous poser. Je ne sais pas si on pourrait faire un peu de lumière.

M. Coulombe, à la page 49 du plan d'équipement, première colonne, avant-dernier paragraphe, on dit à peu près ceci: "Au niveau économique, ce projet de vente offre aux parties une marge de rentabilité suffisante pour absorber les aléas qui pourraient affecter selon toutes probabilités un tel projet". On fait état, bien sûr, des ventes de la deuxième phase, dont on vient de parler il y a quelques instants.

J'ai essayé, M. Coulombe, en tant que profane dans ce domaine, de faire un lien entre ces ventes qu'on va tenter de faire et les équipements nouveaux qui doivent être construits et qui sont prévus pour les prochaines années dans ce plan d'équipement. J'imagine, dans un premier temps, que ces équipements sont ceux qui sont le moins cher à construire. Ces barrages-là sont les plus

rentables pour Hydro-Québec, quand on calcule le prix de revient du kilowattheure. Est-ce le fait que l'énergie vendue dans cette deuxième étape est de l'énergie produite dans les barrages qui sont les plus rentables pour Hydro-Québec qui fait que cette marge de manoeuvre est aussi confortable et permet de faire face à la concurrence?

M. Coulombe: Vous avez parfaitement raison. Si on pouvait avoir la fiche 19, vous allez voir, en fait, le jeu des projets d'équipement versus les ventes. Vous avez là-dedans les couleurs, par exemple, La Grande Phase II, LG 1, LA 1, Brisay. Vous voyez la courbe jaune, au bas; ce sont nos projets les plus rentables, les plus efficaces et, jusqu'en 2005, on peut se permettre de vendre cette puissance et cette énergie fermes. À partir de 2005, il faut rapatrier l'énergie produite par cette centrale pour les besoins du Québec. Là, vous avez, projet par projet, les tranches nécessaires qu'il faut mettre en construction pour vendre les contrats de puissance et d'énergie fermes. Après cela, vous allez à la ligne du projet de Sainte-Marguerite qui prend une autre tranche et qu'on rapatrie vers les années, 2006 et 2007 et vous avez, après, Grande Baleine, Romaine, NBR.

Évidemment, au moment où l'on se parle, dans l'état de la technologie actuelle, on fait face à des projets qui sont de plus en plus dispendieux, c'est bien évident, au kilowatt. Donc, vous avez exactement la relation entre le plan de ventes, le plan de récupération au Québec, lorsque l'offre et la demande sont en équilibre au Québec, et les autres projets qu'il est nécessaire de devancer pour... Dans chacun de ces projets, comme je l'ai dit tantôt, nous pensons que la marge entre le coût d'une nouvelle centrale aux États-Unis et le coût de notre projet est suffisante pour justifier un "business deal" avec les Américains et dans lequel tout le monde soit confortable, au moment où on se parle.

M. Gauthier: Je crois, M. Coulombe, que vous avez répondu partiellement... En tout cas, vous avez ouvert une porte concernant la question suivante que je désirais vous poser. Ma question était celle-ci et je vous la repose au cas où vous voudriez préciser davantage les pistes que vous avez ouvertes tout à l'heure: Si effectivement l'énergie ferme que l'on vend aux États-Unis est l'énergie produite dans les barrages les plus économiques et qu'au Québec les besoins internes pourraient nous permettre de penser que vers les années 2000 ou environ il faudrait construire de nouveaux équipements pour satisfaire aux besoins internes, vous avez glissé une phrase qui disait: On va récupérer cette énergie

pour la remplacer, si on veut, par une construction nouvelle qui sera vendue aux Américains, j'imagine, donc avec un contrat qui prévoit un ajustement de prix au fur et à mesure que les projets se présenteront. Est-ce que j'ai bien compris?

M. Coulombe: C'est exact. C'est-à-dire que si on ne signe pas de contrat certains de ces projets vont être reportés dans le temps et seront construits lorsque la demande interne va les justifier. On a vu tantôt que, si on élimine les marchés externes, certains de ces projets pourront être retardés de six ans par rapport à l'échéancier de base. Si on signe, ils sont devancés. Alors, c'est évident que, lorsqu'on les devance, on ne prive pas les Québécois d'électricité, au contraire, ils vont avoir tout ce qu'il faut. Ce sont tous des projets d'une vie utile d'à peu près une cinquantaine d'années. On vend la première tranche d'une quinzaine d'années ou d'une vingtaine d'années et, lorsque les besoins internes augmentent, on récupère ce projet-là pour les besoins internes du Québec. Donc, c'est un devancement qui donne à Hydro-Québec la possibilité de faire des profits et qui influence la situation financière de l'entreprise et des consommateurs d'électricité du Québec.

Donc, c'est véritablement le choix: si on signe, on devance des projets, on les devance pour quinze ou vingt ans; lorsque la demande interne monte, on récupère le projet et ainsi de suite pour les différents autres projets que vous voyez sur cette courbe.

M. Gauthier: Est-ce que j'ai encore du temps, M. le Président? Je vous remercie. Dans la troisième étape de développement des exportations, M. Coulombe, on parle de projets beaucoup plus risqués où la marge de manoeuvre est beaucoup moins importante. On le comprend, ce sont des projets qui coûteront beaucoup plus cher et là on parle du complexe NBR, je pense, en montant. Alors, j'aimerais savoir ceci, M. Coulombe, il y a une petite phrase qui me fatigue un peu ou qui me chicote: à la page 49, on parle d'une participation plus importante de la part de l'acheteur qui permettrait de réduire les risques de ces projets. Auriez-vous l'amabilité de nous éclairer là-dessus et de nous donner un peu une explication de cette phrase et de cette part plus importante?

M. Coulombe: C'est évident que pour des projets de cette envergure, avec les milliards de dollars d'investissements qui sont impliqués, le problème du financement se pose. Nous pensons que pour tous les projets associés à ce genre de choses, il pourrait y avoir une stratégie; je l'explique entre guillemets, la stratégie n'est pas arrêtée encore, mais nous y pensons sérieusement;

nous avons même certaines discussions de faites à ce niveau-là. Nous pensons explorer un type de financement différent que le financement traditionnel, d'Hydro-Québec. Traditionnellement Hydro-Québec, pour faire ses projets, va sur les marchés, emprunte de l'argent et construit. Nous pensons qu'il serait peut-être possible d'explorer avec les clients éventuels une forme de partage du financement. En d'autres mots, ils sont directement intéressés. Si on fait l'hypothèse de la marge de manoeuvre dont je vous ai parlé tantôt, ils vont en avoir un profit là-dedans. On pense qu'il y aurait possibilité d'explorer avec eux un type de financement différent où il y aurait un partage dans le financement. Cela aurait comme conséquence de baisser considérablement nos coûts; cela aurait comme avantage aussi de nous lier de façon beaucoup plus précise avec des compagnies qui, en quelque sorte, investiraient avec nous; donc, on diminuerait considérablement notre risque et cela nous attacherait de façon beaucoup plus précise ces clients-là.

Nous explorons ces hypothèses actuelles. Il faut bien penser qu'aux États-Unis, si on entre dans ce type de financement, eux, ils ont des avantages; souvent, ce sont des compagnies privées, il y a toute la question de la fiscalité américaine qui est différente de la nôtre. Donc, ils peuvent se servir de techniques fiscales ou autres qui pourraient baisser les coûts de leur investissement, par conséquent, du nôtre.

(11 h 45)

Mais, on est au niveau de l'exploration à l'heure actuelle et on parle de projets. Par exemple, si on signe des contrats d'exportation et qu'on commence LG 1 en 1989 ou en 1990, dans ces environs, et si on a du succès dans notre signature, on a encore deux ou trois ans pour continuer à explorer le financement. En tout état de cause, pour le premier projet, Hydro-Québec serait capable de le financer à même sa structure normale. Mais on explore avec beaucoup d'intérêt et on a commencé des discussions préliminaires pour élargir la base du financement et pouvoir profiter d'une baisse de coûts associée à des techniques de financement un peu différentes.

M. Gauthier: J'ai une dernière petite question à poser en terminant cette partie. M. Coulombe, de façon très profane, d'aucuns, qui ont entendu parler de cette façon de partager le financement avec nos éventuels acheteurs, caricatureraient probablement en disant que ce serait, ni plus ni moins, louer la rivière ou une partie de la rivière aux Américains. Est-ce que vous pouvez nous donner des détails, des garanties ou des points qui vous guident actuellement dans votre négociation qui éviteraient à une expression comme celle-là d'avoir cours et

de faire son chemin?

M. Coulombe: Évidemment, dans notre esprit, ce n'est pas une technique qui est totalement nouvelle. Le Nouveau-Brunswick, dans sa centrale Lepreau 1, dans sa centrale nucléaire, a un pourcentage de combien qui appartient aux Américains?

M. Lafond (Georges): Ce sont des contrats relativement à court terme et c'est une formule très complexe.

M. Coulombe: Je pense qu'il ne faut pas mettre ça en relation avec la question de savoir si on va louer des rivières ou si on va nous faire perdre le contrôle. Il s'agit d'un contrat d'affaires qui va durer quinze ou vingt ans. Cela coûte 100 pour construire. Si, sur 100 il y en a 20 ou 25 qui peuvent être financés de façon différente, le contrôle total reste aux mains du Québec sauf que cela fait un "partnership" qui est beaucoup plus intéressant pour les deux parties, et cela solidifie le contrat. Comme je vous l'ai dit, on est au niveau de l'exploration là-dedans; surtout au niveau fiscal américain, il nous reste beaucoup de travail à faire et de discussions à avoir avec les compagnies en question.

M. Gauthier: Merci beaucoup. Je reviendrai plus tard sur d'autres aspects du plan.

Le Président (M. Charbonneau): M. le ministre.

M. Ciaccia: J'ai quelques courtes questions à poser. Sur le tableau, vous démontrez que NBR est le projet le plus cher.

M. Coulombe: Oui.

M. Ciaccia: Est-ce qu'il est encore moins cher qu'une centrale au charbon?

M. Coulombe: Oui, mais la marge dont je parlais tantôt...

M. Ciaccia: On n'a pas la même marge qu'à LG 1, mais il y a encore une marge.

M. Coulombe: C'est exact.

M. Ciaccia: Quand vous parlez de devancer les projets, est-ce que c'est exact de dire que si on devance un projet, normalement, le coût du projet va être moindre?

M. Coulombe: En dollars courants, oui.

M. Ciaccia: Prenons, par exemple, NBR ou un de ces projets-là, mettons LG 1. Si

vous prévoyez, qu'on va avoir besoin pour des besoins internes, de le construire dans l'année 2000 et si, pour les exportations, vous le devancez à l'année 1995 ou 1992, cela veut dire que, quand vous allez le retourner pour les usages internes, vous aurez épargné un certain montant dans le coût de construction.

M. Coulombe: C'est exact.

M. Ciaccia: Alors, cela va réduire le tarif général pour le consommateur.

M. Coulombe: C'est vrai.

M. Ciaccia: Suis-je correct en interprétant qu'un contrat pour l'exportation qui va avoir comme conséquence le devancement de la construction d'un barrage va non seulement nous apporter des revenus en devises américaines pour la production de cette énergie, mais va réduire, à long terme, le coût de cette énergie pour le contribuable quand elle va être utilisée pour nos fins internes?

M. Coulombe: Si on fait l'hypothèse que nos contrats sont rentables, vous avez parfaitement raison.

M. Ciaccia: Je fais toujours cette hypothèse. On ne signerait pas un contrat qui ne serait pas rentable.

M. Coulombe: Il y a deux limites là-dedans: on épargne sur l'inflation, mais les coûts d'intérêt viennent plus vite. Dans l'équation de la rentabilité, il faut tenir compte de ces deux facteurs-là. Mais je suis totalement d'accord avec vous que, si nos contrats sont rentables et s'il y a un contrôle des coûts, c'est évident que cela va baisser le prix du kilowattheure pour le consommateur québécois dans les années futures.

M. Ciaccia: Vous avez estimé dans votre plan de développement, je crois, à 40 000 000 000 de kilowattheures le marché de remplacement du mazout et vous prévoyez des ventes de 6 500 000 000. Est-ce que c'est une hypothèse conservatrice et est-ce que c'est possible ou désirable même d'avoir une pénétration plus élevée?

M. Coulombe: Est-ce qu'on peut avoir la fiche 18? Veux-tu l'expliquer?

M. Grignon (Michel): Effectivement, si on prend l'ensemble des marchés qui nous intéressent et dont on a parlé il y a quelques minutes et qu'on regarde leur production selon les sources, évidemment, dans ces réseaux voisins, il y a de la production à partir de centrales hydrauliques

ou de centrales nucléaires, ce qui est montré en bleu; de la production à partir de centrales au charbon existantes, ce qui est montré en vert; de la production à partir de nouvelles centrales de base ou d'importations d'Hydro-Québec ou d'ailleurs qui éviteront la construction de ces centrales de base et on montre en rose la production à partir de mazout.

La production à partir de mazout est quand même le marché le plus lucratif de remplacement d'électricité à partir de combustibles fossiles. On estime effectivement, dans les marchés des réseaux voisins qui entourent le Québec, que cette production au mazout croîtra d'ici à 1995 et atteindra 85 térawattheures en 1995. Il y a 40 de ces térawattheures qui sont susceptibles d'être remplacés par des exportations d'énergie excédentaire ou d'énergie garantie d'Hydro-Québec. Pourquoi seulement la moitié? Il y a une partie de cette production au mazout qui doit demeurer au mazout, soit pour maintenir des fonctionnements minimaux de certaines centrales, soit pour subvenir à certains besoins de vapeur chez les industriels dans ces réseaux.

Effectivement, la stratégie de développement des marchés externes contenue dans le plan de développement prévoit qu'entre 1995 et 2000 s'ajouterait, à des nouveaux contrats de puissance et d'énergie fermes pour entre 3500 et 4500 mégawatts, un objectif de vente d'énergie garantie pour six à sept térawattheures par an d'ici l'an 2000, étant entendu que pour ce qui viendra par la suite on pourra revoir la situation parce que remplacer des combustibles fossiles ça n'exige pas de signer des contrats de 15 ou de 20 ans comme dans le cas du remplacement de centrales.

Par ailleurs, on voit qu'au-delà de l'an 2000 cette production au mazout va diminuer rapidement et va éventuellement disparaître. C'est une extrapolation, mais c'est prévisible compte tenu de l'économie de la production de l'électricité selon les différentes filières énergétiques. Cela va diminuer assez rapidement puisqu'il va y avoir des centrales de base plus économiques et des contrats d'importation qui vont venir gruger dans la consommation de mazout dans les réseaux. Il va y avoir aussi beaucoup de retraits de centrales au mazout qui arrivent à la fin de leur vie utile. Donc, Hydro-Québec prévoit, au-delà de remplacer des centrales de base pour l'équivalent de 3500 à 4500 mégawatts, aussi essayer de signer des contrats d'énergie garantie pour environ six à sept térawattheures par an d'ici l'an 2000, ce qui représente l'équivalent d'à peu près 1000 mégawatts.

Le Président (M. Charbonneau): M. le député de Bertrand.

M. Parent (Bertrand): Dans l'exposé que vous avez fait au tout début, M. Coulombe, vous avez mentionné la volonté ferme de changer l'énergie excédentaire actuelle sur les marchés d'exportation en énergie ferme. Quelle période de temps prévoyez-vous pour changer cette énergie, par rapport aux contrats qu'on a actuellement?

M. Coulombe: Nous avons actuellement des contrats de signés jusqu'en 1998, date du dernier contrat d'énergie excédentaire. Ce sont des livraisons d'énergie excédentaire qui sont déjà commencées, qui vont se poursuivre à New York et dans tous les marchés, en fait, jusqu'à vers ces dates-là. Ce qu'on négocie à l'heure actuelle, ce sont des contrats qui prendraient effet autour de 1995-1996. Alors, les contrats qu'on signerait, si cela va bien, prendraient effet dans ces années-là.

Aussi, il y a possibilité de raffermir l'excédentaire qu'on vend actuellement, de le rendre ferme. C'est une autre option qu'on a et, dans ce cas-là, cela pourrait commencer plus rapidement. Dans les deux dernières années - M. Guèvremont pourrait peut-être nous donner des chiffres - on a raffermi avec le Vermont et avec la...

Une voix: La Nouvelle Angleterre.

M. Guèvremont: Avec NEPOOL, le contrat qui a été signé, par exemple, en octobre, est un contrat de 70 térawattheures s'échelonnant de 1990 à l'an 2000. C'est un exemple, si vous voulez, de transformation des marchés d'heure en heure, de ventes d'excédentaire à des marchés fermes.

M. Parent (Bertrand): Alors, si je comprends bien, vous allez soit attendre l'expiration de ces contrats ou essayer d'en monnayer ou d'en changer une partie en ferme. Voici l'autre question qui se rattache à cela. Est-ce qu'il y en a une portion de cela qui est incluse dans les 3500, 4500 prévus dans le plan actuellement?

M. Coulombe: Est-ce que vous voulez dire de l'excédentaire? Les 3500 à 4500, c'est de l'énergie et de la puissance fermes. On prévoit six térawattheures d'énergie excédentaire qui s'ajouteraient à ces 3500 à 4500. C'est évident qu'on peut envisager l'hypothèse que l'énergie excédentaire actuellement vendue soit raffermie. Mais lorsqu'on raffermirait de l'énergie excédentaire, c'est le même résultat que de vendre de la puissance et de l'énergie fermes. Tout simplement, il faut avoir les équipements en arrière pour garantir le raffermissement qu'on leur propose. L'avantage de l'énergie excédentaire, c'est qu'on peut arrêter demain matin, eux, peuvent arrêter demain matin, et ainsi de suite. Quand on n'en a pas, on ne la

vend pas. Quand on est rendu dans l'énergie et la puissance fermes, il faut que les équipements soient en arrière pour constamment respecter le contrat qu'on a signé. Donc, raffermir de l'excédentaire ou signer un contrat intégralement nouveau, cela a la même conséquence sur la construction d'équipements parce qu'il faut que les équipements soient là pour garantir cette puissance d'énergie.

M. Parent (Bertrand): Merci. Concernant le plan d'action qui avait été déposé en 1980 et qui avait été étudié ici, à cette commission parlementaire, en février 1981, le plan de 1980 prévoyait qu'environ 24 700 mégawatts seraient en service durant les années 1985 à 1995. Actuellement, dans le plan proposé, il y a seulement les 3600 qui sont retenus.

Ma compréhension de cela, M. le Président - et j'aimerais que vous puissiez expliciter un petit peu - est que, par rapport au plan des années quatre-vingt, on a dû appliquer les freins de façon importante, puisque non seulement on va de 24 000 à 3600, mais on a pu voir tantôt que cela comprenait aussi des hypothèses, je dirais, avec certains éléments d'optimisme. Ma préoccupation est de savoir si, dans cette position où on s'enlignait vers beaucoup d'excédentaire, on n'avait pas une position de faiblesse dans nos négociations sur les marchés d'exportation. Cette prudence va nous amener, face à l'ouverture des prochaines soupapes, si on peut dire, à ne pas nous retrouver en position de faiblesse excédentaire.

M. Coulombe: En fait, il faut bien signaler qu'il y a quand même unanimité chez tous les intervenants dans ce dossier pour dire que les prochaines constructions, si la demande au Québec demeure à 3,3, devraient suivre la signature de contrats et non pas la précéder. Je pense que l'unanimité est faite dans cette perspective. Donc, le risque que vous évoquez est éliminé avec ce postulat.
(12 heures)

Quant au passé - vous l'avez à la page 5 du plan de 1981 - il faut bien comprendre qu'à cette époque Hydro-Québec et le Québec étaient dans une situation où, pendant les vingt, vingt-cinq ou trente dernières années, la croissance de la demande au Québec était d'environ 6 % ou 7 %. Donc, le plan prévu en 1981, qui est assez gigantesque comme vous le voyez à la page 5, et qu'on a coupé par trois dès l'année suivante, ne prévoyait pas d'énergie excédentaire. Ce plan prévoyait que la demande au Québec, si elle continuait au rythme de 6 % ou 7 % par année, nécessiterait ces investissements.

Donc, ce n'était pas un plan pour

produire de l'énergie excédentaire; c'était un plan pour produire de l'énergie et de la puissance fermes, basé sur la croissance de la demande de 6 % ou 7 %. La crise économique de 1981, l'apparition du gaz naturel, les économies d'énergie ont provoqué une décroissance de cette demande telle que la situation a été complètement bouleversée. Ainsi, le plan de 1981 d'Hydro-Québec partait sur un postulat de 7 % et là on est rendu à 3 %. En d'autres mots, les équipements devaient doubler à tous les dix ans, avec une demande de 6 % ou 7 %.

Comme je le disais tantôt, comme on travaille sur des longues périodes, vous coupez la croissance en deux et les équipements s'étendent sur des périodes beaucoup plus longues. C'est le phénomène qui est arrivé en 1981. Je pense qu'Hydro-Québec a compris cette situation parce que, de tous les investissements qui étaient prévus, aucun de ceux-là n'a été entrepris après. Tout ce qui a été terminé depuis 1982, c'est la phase I de la Baie James, tel que prévu. Il n'y a donc aucun des équipements qui étaient prévus là. On a arrêté à temps.

Vous avez d'autres provinces actuellement au Canada qui sont dans des programmes. Vous avez le programme nucléaire en Ontario; ils sont carrément embarqués dans un programme de l'ordre de 10 000 000 000 \$, au moment où on se parle. Ils ont eu le même phénomène. Je pense que le Québec et Hydro-Québec ont été chanceux que la conjoncture permette que ce virage soit possible à un coût minimal; mais c'est une conjoncture externe. On peut toujours dire que cela aurait pu être prévu avant, etc., mais on entre dans des choses historiques.

Fondamentalement, Hydro-Québec a échappé, contrairement à plusieurs sociétés canadiennes et américaines, au désastre d'avoir commencé un plan d'équipement de plusieurs milliards de dollars alors que la demande s'effondrait.

M. Parent (Bertrand): Je vous remercie sur ce point-là. J'aimerais maintenant revenir à l'approche que vous avez mentionnée tantôt, en réponse au ministre. Par rapport à votre nouvelle approche dans les prochaines années et qui est actuellement à l'étude, qui pourrait être une forme de "partnership", si on peut s'exprimer ainsi, avec des clients futurs, est-ce qu'on peut parler, entre guillemets, d'autofinancement de projets d'investissement si on s'oriente vers cette formule, de façon que, pour les gros investissements qui auront à être faits pour vendre de l'énergie ferme, l'on soit assuré que les Québécois n'auront pas à payer une facture ou que d'ici les dix prochaines années on ne devra pas se créer un fonds spécial ou une marge de manoeuvre par la hausse des tarifs pour financer une bonne

partie de cela?

M. Coulombe: Un des objectifs que l'on poursuit - fondamentalement, vous avez parfaitement raison - c'est que, globalement, on fait l'hypothèse que le contrat est rentable. Cela profitera donc aux Québécois, éventuellement, dans les tarifs. Par contre, vous avez raison de souligner que pendant la période de la construction les revenus n'entrent pas; enfin, pour cette période de quelques années. Donc, tous nos efforts tendent à minimiser le coût de cette courte période qui est, en quelque sorte, un investissement pour la fin de la période où, là, les profits entrant, cela a de l'impact sur les tarifs.

C'est pourquoi, dans notre stratégie de financement, on peut parler de préfinancement, de partage de risques avec les compagnies, les marchés externes. C'est, justement, pour minimiser les quelques premières années que tous nos efforts tendent vers cela. C'est précisément l'intérêt du préfinancement ou du partage de risques dans les investissements.

Globalement, par contre, il faut toujours se rappeler que, comme pour n'importe quel investissement, avant que les profits entrent, il y a une période pendant laquelle l'investissement est capitalisé, mais les dépenses d'intérêt jouent là-dedans. Donc, c'est pour diminuer cet impact, même si, globalement, pour le Québec, dans la période du contrat, les profits accumulés vont nécessairement avoir un impact soit sur l'actionnaire ou sur les tarifs. Il y a une période au début qu'il faut creuser attentivement pour baisser les coûts de cela.

M. Parent (Bertrand): Ma dernière question, M. le Président, si vous le permettez. En fait, il est important, en tant que Québécois, qu'à Hydro-Québec, dont vous êtes le président-directeur général, on ne se ramasse pas dans une position où, à la suite de ces investissements-là, on retrouve le phénomène de boomerang tel qu'il est dans les présentes années et où, à la suite de l'investissement, on se ramasse avec un taux de capital et intérêts à rembourser qui vient affecter de façon importante les tarifs. On retrouve à la page 6 la différence entre les années 1979 à 1982 où on avait 687 000 000 \$ à ce chapitre-là dans les états financiers; on se ramasse avec 1 635 000 000 \$ pour les trois dernières années, il va être important de se préoccuper de cette dimension pour ne pas retrouver le même phénomène parce que, effectivement, même si on doit déjà planifier les investissements à l'étranger, pour 1990, 1995 ou l'an 2000, on doit quand même s'assurer de ne pas augmenter de façon substantielle le service de la dette d'Hydro-Québec et garder ce qu'on peut encore

appeler la situation très saine d'Hydro-Québec, mais quand même affectée. C'est cela qu'on va vouloir corriger en 1986, on va en parler cet après-midi. Les Québécois qui voient que les tarifs augmentent sont beaucoup préoccupés par rapport à ce qu'on va faire de l'investissement dans les prochaines années pour vendre un produit et à savoir si c'est nous, en tant que Québécois, qui allons financer tout cela. C'est bien sûr qu'on est intéressé à toujours avoir la partie rattachée aux profits. Il reste qu'il faudrait s'assurer que ce ne soit pas dans la facture et dans les augmentations de tarifs qu'on s'en va pour essayer de financer ce long terme.

M. Coulombe: Vous avez parfaitement raison. C'est, d'ailleurs, pour cela que dans le plan, comme je l'ai dit tantôt, il y avait unanimité - je pense qu'elle existe - sur le fait que construire sans avoir signé nous semblerait téméraire ou risqué; peut-être que cela s'avérerait génial dans quinze ou vingt ans, mais il se peut aussi que ce soit le contraire. À partir de ce postulat où les investissements suivent la signature d'un contrat, je pense qu'on tombe carrément dans une relation d'affaires. À partir d'un contrat en bonne et due forme, on n'a aucune raison de croire que nos clients ne respecteront pas ce contrat et ils n'ont aucune raison de croire que nous ne le respecterions pas. Donc, là, on entre dans le risque normal d'une entreprise à ce sujet-là. Toute la souplesse, la flexibilité qu'on a mise dans le plan et qu'on veut mettre dans la réalité concrète par la gestion de l'offre et de la demande vise exactement à atteindre l'objectif que vous soulignez, c'est-à-dire de ne pas poser de geste trop risqué par rapport à la structure financière de l'entreprise. Avec le postulat qu'il n'est pas question de construire s'il n'y a pas de contrat raisonnable sur la table, cela respecte cet objectif.

Le Président (M. Charbonneau): M. le député de Vimont, vice-président de la commission.

M. Théorêt: M. le Président, certaines personnes ont déjà véhiculé dans le passé le fait que, si nous exportions massivement notre électricité, il se pourrait que nos ressources ne répondent pas à nos besoins internes. D'autre part, le document démontre sans équivoque que le potentiel de construction rentable est d'environ 14 000 à 15 000 mégawatts. Or, advenant le scénario d'exportation pour les besoins de nos voisins, qui serait le scénario de la fourchette supérieure, donc des besoins d'environ 11 000 mégawatts, n'est-il pas exact de dire que nous pourrions répondre à ces besoins sans mettre en danger d'aucune façon nos besoins

internes?

M. Coulombe: Vous avez raison. Dans les hypothèses présentées actuellement, c'est rigoureusement exact. Nous pensons qu'il y a beaucoup d'hypothèses là-dedans. Évidemment, il y a la croissance interne. M. le ministre a dit tantôt: Si la croissance interne augmente... Évidemment, le marché fondamental prioritaire, c'est le marché interne. Si la croissance, au lieu d'être 3,3, devient 4,3, ou 4,5, il y a des équipements qui devront être mis en place pour satisfaire la demande interne, ce qui va donc diminuer le potentiel pour l'exportation. Cela, je pense, n'est pas un choix compliqué à faire. Tout le monde sera d'accord que, si cela crée des entreprises et des emplois ici, c'est une priorité fondamentale. Donc, il y a un peu des vases communicants là-dedans. Par contre, si la croissance diminue au Québec pour différentes raisons, cela augmente le potentiel d'exportation.

M. Théorêt: Dans cet ordre-là, M. le Président, les contrats à l'exportation seraient dans quel objectif de temps? Dix ans, quinze ans ou vingt ans?

M. Coulombe: On pense à une fourchette minimale de 15 ans; cela pourrait aller à 20 ans. Théoriquement, cela pourrait aller à 25 ans. Mais la fourchette actuelle est de l'ordre de 15 à 20 ans.

M. Théorêt: Merci.

Le Président (M. Charbonneau): M. le député d'Ungava.

M. Claveau: Vous nous avez expliqué, dans un premier temps, tout à l'heure que la facture d'électricité que les Américains ou d'autres acheteurs potentiels auraient à payer se situe, finalement, dans une marge de négociation entre le coût de leurs installations actuelles et des nôtres. Enfin, il y a un "bracket" dans lequel vous avez une marge de négociation. Par contre, en tant que simple citoyen québécois qui comme tout citoyen paie sa facture d'électricité tous les mois, je dis que ce montant doit se traduire par un coût au kilowatt ou un coût à la puissance. D'ailleurs, on entend souvent dire dans la population que, déjà, on vend notre électricité aux autres moins cher que ce qu'on la paie nous-mêmes. Mais là n'est pas la question.

J'aimerais savoir ceci: une fois ce transfert au kilowattheure effectué, quel est, à l'intérieur de ce montant-là, la part spécifique qui est liée aux frais supplémentaires directement reliés aux coûts des interconnexions? C'est-à-dire que le fait de vendre de l'électricité nous amène des investissements supplémentaires. Ces inves-

tissements supplémentaires doivent aussi se traduire par un coût au kilowattheure ou un coût à la puissance. Quel est la part de ce coût dans le prix de l'unité vendue?

M. Coulombe: Il faut distinguer deux types de produits. Par exemple, le produit excédentaire, nous l'avons à l'heure actuelle. Les constructions sont faites, les intérêts se paient et l'on peut dire que, pour ce produit-là, le profit est extrêmement intéressant pour le consommateur québécois, tout simplement parce que cela sert à diminuer sa facture globale d'électricité. Deuxièmement, si on regarde le produit plus raffiné, la puissance et l'énergie fermes, qui va demander des constructions, vous avez raison de dire qu'il va falloir intégrer, dans la marge de manoeuvre dont je parlais (notre limite et nos coûts) tous les coûts de devancement, les coûts d'interconnexions lorsqu'il y en aura. Dans la deuxième phase, vous vous souvenez qu'il n'y a pas de coûts d'interconnexions parce qu'on les a déjà, mais dans la troisième phase, il va falloir intégrer les coûts d'interconnexions et cela va entrer dans le coût au kilowattheure. La rentabilité va être jugée en intégrant tous ces coûts, de devancement et des interconnexions, et cela va nous donner X cents le kilowattheure. Cela devra être intégré; même le rendement sur le capital devra être intégré à ces coûts. C'est à partir de ce moment-là qu'on parle de profits; c'est après avoir intégré tous ces coûts.
(12 h 15)

Troisièmement, il y a un élément dont il faut se méfier lorsqu'on compare le prix de vente au consommateur sur la rue Sainte-Catherine et le prix de vente à la frontière américaine. On parle de livrer de l'énergie dans le gros, c'est-à-dire que ce n'est pas du détail qu'on fait. L'interconnexion s'en va à la frontière et, à partir de la frontière, ce sont les Américains qui distribuent l'électricité.

Donc, dans ce prix de vente, on n'a pas à inclure des coûts de distribution qu'on a à inclure dans le prix de vente aux Québécois. En d'autres mots, il faut bien intégrer dans notre prix de vente le coût de distribution des lignes souterraines ou aériennes, des poteaux et ainsi de suite. Beaucoup de ces coûts n'existent pas dans les coûts d'exportation. Alors, quand on compare, par exemple, 0,03 \$ le kilowattheure, 0,04 \$ ou 0,035 \$ pour un consommateur québécois et un coût de 0,03 \$ à l'exportation, certains pourraient être enclins à dire: Écoute donc, ils vendent au même prix à l'exportation.

Mais il faut toujours se rappeler que les dépenses impliquées pour exporter dans le gros sont beaucoup moins considérables que d'aller porter l'électricité à chaque porte. Cela, c'est impliqué dans les coûts aussi.

M. Claveau: Si vous le permettez, M. le Président, je vais poser ma question autrement. Par rapport à ce qu'on connaît déjà actuellement de ce qu'on vend d'énergie excédentaire, est-ce que vous connaissez la part des coûts des interconnexions, de l'amortissement des interconnexions déjà existantes dans le prix de vente actuel?

M. Coulombe: Encore là, le prix de vente actuel est fixé... Les interconnexions qu'on a bâties sont financées à même le prix de vente qu'on a à l'heure actuelle. Elles sont financées par ces prix de vente. Mais il faut se rappeler que c'est de l'énergie qu'on a. On n'a pas bâti pour cela. Les circonstances ont voulu qu'on ait des surplus à l'heure actuelle; donc, il ne faut pas définir le coût de la même façon, parce qu'on n'a pas construit pour cela. Les circonstances, l'histoire, la crise de l'énergie, la crise économique ont voulu qu'on ait des surplus.

Donc, ces surplus - le choix qu'on a, c'est quoi - on les emmagasine. Quand les réservoirs sont pleins, l'eau coule, contrairement au gaz ou au pétrole où on pourrait dire: On le laisse dans la terre et, quand on va avoir un bon prix, on le sortira. L'eau passe par-dessus les barrages. Donc, le choix qu'on a, c'est de la laisser passer par-dessus les barrages ou de la vendre au meilleur prix possible.

Le meilleur prix possible pour l'énergie excédentaire s'est avéré être en relation avec les énergies de substitution. On a dit aux gens: Plutôt que de brûler du pétrole, prenez donc notre eau. Donc, le prix n'a pas été fixé en fonction du coût des équipements actuels. On est dans une phase de surplus. Alors, c'est pour cela que c'est très payant. D'un autre côté, si vous me demandez: Est-ce qu'il faudrait construire pour vendre à ce prix? je vous dirais non. Mais c'est construit. Donc, actuellement, on fait des bénéfices intéressants sur l'énergie excédentaire, parce que les équipements sont en place. C'est irréversible et c'est fait; donc, c'est payant.

Par contre, lorsqu'on discute de puissance et d'énergie fermes et qu'on va parler du projet de LG 1, là, vous avez parfaitement raison de dire: Il va falloir intégrer dans le prix de vente tous les éléments: d'abord, le coût de devancement - parce qu'on le devance par rapport à notre plan, il y a un coût à cela - le transport et tous les éléments, en fait, plus le rendement sur le capital investi, le risque que l'entreprise prendrait.

Maintenant, si vous me demandez combien exactement, si on vend 0,10 \$ le kilowattheure, il y a de sous associés au devancement, en toute honnêteté, je ne peux pas vous le dire.

M. Claveau: Je vous remercie bien.

J'aurais une autre question en référence au graphique no 18 qu'on avait tout à l'heure. Vous avez dit, d'une part, que le projet NBR était le plus coûteux en ce qui nous concerne, en tout cas, celui qui nous laissait le moins de marge de manoeuvre dans la négociation. Cela suppose que l'électricité qui va être vendue à partir de NBR va être moins rentable que ce qu'on connaît ou qu'on risque de connaître avec La Grande Phase II, Sainte-Marguerite, Grande Baleine, etc.

Or, dans le graphique 18, on constate qu'à partir de 2015 on a récupéré pour nos besoins internes l'ensemble de la production électrique des autres installations, y compris La Romaine. Est-ce que cela veut dire qu'à partir 2015 l'intérêt de vendre de l'énergie ferme à des acheteurs extérieurs au Québec serait moins grand ou, enfin, rapporterait moins pour les coffres d'Hydro-Québec?

M. Coulombe: Dans l'état actuel de nos connaissances, la réponse, c'est oui. En d'autres mots, il faut absolument, si on signe des contrats, ne pas commencer par NBR dans l'état actuel de nos connaissances. Il faut commencer par nos projets les plus rentables où la marge de manoeuvre est la plus grande. Maintenant, en 2015, où en serons-nous dans la position énergétique? Est-ce qu'on va être à un niveau d'un baril de pétrole ou à un prix de charbon qui est à 100 \$ le baril en 2015? Je n'en sais rigoureusement rien.

On parle de coûts, on compare le coût de NBR avec LG 1 si on le faisait tout de suite; là, c'est comparable. Quant au coût de NBR en l'an 2000 ou en 1995 ou en l'an 2005, je pense que ce serait présomptueux de ma part de dire que la relation va toujours rester la même. Il se peut que cela se soit détérioré, comme il se peut que cela se soit considérablement amélioré, selon ce qui va se passer.

Le tableau auquel vous vous reportez indique un ordre de préférence en termes décisionnels dans les deux ou trois prochaines années. On compare des projets. Mais, maintenant, quel va être l'état de l'économie, quelles vont être les négociations de ceux qui seront à Hydro à ce moment? Quelle structure de référence vont-ils avoir pour négocier les prix? Honnêtement, je ne me risquerais pas là-dessus. Tout ce qu'on sait, c'est que si on avait une décision à prendre dans un an ou deux, LG 1 est préférable à NBR. C'est ce que le tableau dit. Qu'est-ce que ça va être dans vingt ans? Peut-être que les critères auront fait que les ordres de rangement vont être différents.

M. Claveau: J'aurais une dernière question, M. le Président. Étant donné qu'au chapitre VII de votre document sur la planification à long terme, il n'est pas

question, à toutes fins utiles, du projet NBR, advenant le cas où d'ici deux ou trois ans on signerait - disons pour toutes sortes de raisons dans une conjoncture qui nous serait particulièrement favorable - 8000 à 9000 mégawatts de puissance ferme qu'on serait capable de vendre à l'étranger, est-ce que cela voudrait dire, pour vous d'Hydro-Québec, qu'on devrait s'aligner immédiatement sur un projet comme NBR qui produit plus d'électricité en mettant de côté les projets de Grande Baleine, de Sainte-Marguerite, La Romaine, etc? Est-ce que NBR serait une possibilité de remplacement à ces projets-là, advenant une vente massive?

M. Coulombe: Évidemment, votre hypothèse de vente massive d'ici deux ou trois ans, c'est vraiment une hypothèse. Dans ce sens-là, je ne peux pas vous dire les paramètres qui nous guideraient si c'était 8000 à 9000 mégawatts dans deux ou trois ans. Quels seraient les paramètres de ce contrat-là parce qu'on parle d'une somme assez gigantesque de kilowattheures éventuels? Si cela arrivait d'un bloc, est-ce que NBR serait préférable à l'autre? Cela dépend de la négociation qu'on aurait sur les prix, cela dépend d'une foule de facteurs que je ne peux vraiment pas isoler. Selon notre hypothèse - évidemment, il n'y a rien d'impossible dans la vie - c'est très peu probable qu'on se trouve confronté à ce problème d'ici deux ou trois ans, d'avoir un ou des contrats simultanés de 7000 ou 8000 mégawatts. Mais, comme je vous le dis, personne ne connaît l'avenir. À votre question précise: Est-ce que NBR serait préférable si on additionne LG 1, LA 1, Sainte-Marguerite, ainsi de suite, cela nous donne combien de mégawatts y compris Grande Baleine...

Une voix: Tout près de 5000.

M. Coulombe: Les projets les plus rentables, avant Grande Baleine, nous donnent à peu près 6000 mégawatts. Est-ce qu'on pourrait comparer ces 6000 aux 7000 de NBR? Là, évidemment, il faudrait en faire l'étude en profondeur et tout dépendrait du type de contrat qu'on signerait, mais instinctivement les meilleurs projets devraient être les plus rentables à construire.

Maintenant, j'ai parlé du financement tantôt. Si un tel projet s'avérait possible, il faudrait comparer la structure de financement. Le coût du financement peut baisser les coûts de construction d'un projet comme NBR, mais toutes choses étant égales, les meilleurs projets restent ceux qui ont été présentés dans le tableau auquel je viens de me reporter.

Le Président (M. Charbonneau): Cela

va. Le ministre me signale qu'il a une dernière question sur le dossier des exportations.

M. Ciaccia: Si on présume que les contrats qui seront signés pour l'exportation seront des contrats rentables - je pense qu'on doit prendre cela comme prémisse de base; autrement, cela ne sert à rien de signer un contrat dans lequel on va perdre de l'argent; je pense qu'Hydro a assez de connaissances pour savoir les coûts, comment négocier et comment avoir un retour sur son rendement - est-ce exact de dire que les profits d'exportation auront un impact favorable sur les tarifs d'électricité pour les consommateurs du Québec?

M. Coulombe: Sur la durée du contrat, incontestablement. Ce sera à l'actionnaire du temps de décider s'il donne ça aux consommateurs d'électricité ou s'il donne ça aux contribuables. Ce sera une décision...

M. Ciaccia: C'est une autre décision...

M. Coulombe: ...à prendre éventuellement,

M. Ciaccia: ...qu'on prendra en temps et lieu.

M. Coulombe: Ou s'il laisse cela à Hydro-Québec.

Le Président (M. Charbonneau): Merci, M. le ministre.

On va maintenant passer au dossier du développement des marchés internes. Selon la règle de l'alternance, je vais maintenant céder la parole au député de Roberval, après quoi je reconnaitrai le député de Frontenac.

Développement des marchés internes

M. Gauthier: Merci, M. le Président. M. Coulombe, à la page 27 de votre document, où l'on fait état, bien sûr, du développement des marchés internes, il y a une donnée qui saute aux yeux. Dans le tableau qui est présenté, le tableau 4, "Prévision des ventes d'électricité régulière d'Hydro-Québec au Québec (en TWh)", il y a une variation annuelle en pourcentage qui est indiquée dans le bas. Je remarque les années 1984-1985 avec 6,9 % et 7,3 %; l'année 1986 avec 1,9 % et on retombe, en 1987, à 6,9 %, etc. J'aimerais que vous nous expliquiez quelle donnée a fait en sorte que les spécialistes d'Hydro-Québec ont cru bon d'identifier un fossé comme celui-là pour l'année 1986?

M. Coulombe: Parfait, M. Grignon.

M. Grignon: Il y a deux facteurs qui expliquent que le taux de croissance des

ventes d'électricité régulière au Québec prévu en 1986 est inférieur à celui de l'année précédente ou de l'année suivante. Effectivement, le premier facteur, c'est qu'en 1985 il y a eu un effort spécial pour régulariser un certain nombre de situations, faire du rattrapage au niveau de notre facturation, c'est-à-dire comptabiliser l'énergie qui est livrée le 31 décembre, mais qui, compte tenu des délais de mesurage et de facturation, n'a pas fait l'objet d'une facturation au 31 décembre. Toutes les procédures d'estimation, d'évaluation, ont donné lieu à un accroissement de 0,8 térawattheure en 1985, ce qui fait que cela diminue pour autant le taux de croissance en 1986, puisque cette opération a été faite et ne se répétera pas en 1986.

L'autre facteur, c'est la température. En 1985, on a vendu 0,2 térawattheure de moins parce qu'il a fait, en moyenne, plus chaud que la normale et on doit dire qu'en 1986 on a prévu - c'est finalement la seule réserve qu'on a en 1986, compte tenu de notre situation précaire - dans les revenus provenant de ces ventes qui peuvent varier selon les aléas de la température, une réserve d'un peu plus d'un térawattheure. Autrement dit, on a sous-évalué nos ventes en supposant que, s'il faisait chaud en 1986, on n'aurait pas ces ventes. L'effet net - si je corrige pour ces deux facteurs - le taux de croissance des ventes en 1985 serait de 6,5 % et, en 1986, de 4,5 %, tandis que l'année suivante il serait de 6 %. Donc, cela éliminerait si on veut...

M. Coulombe: La deuxième raison qu'on vous a donnée, c'est vraiment une grande prudence qu'on a voulu mettre dans notre prévision financière pour l'année 1986. Comme disait M. Grignon, on a tout simplement pris la marge inférieure. Vous savez que, prévoir les températures moyennes, personne n'est capable de faire ça; donc, on prévoit selon des statistiques et cela nous donne toujours une marge. On l'a mis à la marge inférieure par prudence, pour ne pas avoir une mauvaise surprise à un moment donné. On savait que le dollar aurait des problèmes; le prix du baril de pétrole qu'on a mis à 20 \$ dans notre plan, on savait qu'il y avait des problèmes, alors, on s'est dit: On va être prudent dans notre évaluation. On a pris la fourchette inférieure. Donc, on a une petite marge de manoeuvre dans cela qui peut s'avérer utile dans le courant de l'année si...

M. Gauthier: Sans vouloir vous créer de problème, M. le Président, je souhaite que vous ayez raison quant au réchauffement de la température. Cela dit, j'aurais une question...

M. Coulombe: Il ne faut pas que ça se

réchauffe!
(12 h 30)

Climatisation et électrotechnologie

M. Gauthier: D'accord, c'est le moyen. Cela dit, M. le Président, vous parlez dans ce chapitre de mise en place de différents programmes. Comme je les ai compris par rapport à la pointe de la demande, vous avez des programmes qui sont susceptibles ou, au moins, un programme, entre autres, dans le domaine résidentiel, qui est susceptible de baisser la demande au moment de la pointe et qui est le programme biénergie par télécommande. Mon collègue, député de Bertrand, qui vient de la rive sud, posera très certainement tout à l'heure un certain nombre de questions là-dessus. Vous avez un autre programme qui, j'imagine, est dans le but d'utiliser davantage d'énergie à une période où on a des surplus importants, qui serait le programme de diffusion de la climatisation. Je ne sais pas si je fais erreur. En tout cas, c'est comme cela que j'ai compris ces deux programmes. J'aimerais, si cela était possible, qu'on ait un peu plus de détails parce qu'on n'élabore pas beaucoup sur ce deuxième programme de diffusion de la climatisation. J'aimerais savoir d'abord à quel endroit il va s'appliquer parce que j'imagine que dans un premier temps ce sera dans une région donnée pour permettre une expérimentation. J'aimerais savoir quelles sont les modalités de ce programme, s'il y a quelque chose d'arrêté à ce niveau-là, la clientèle visée, bref, les investissements que vous y consentez au moment où on se parle ou, du moins, pour l'année qui vient. Je ne sais pas qui doit répondre à cette question.

M. Coulombe: Alors, M. Boivin, qui est vice-président exécutif, marchés internes.

M. Boivin (Claude): Dans le secteur de la climatisation, la raison pour laquelle on a choisi, entre autres, comme objectif le secteur de la climatisation, c'est dans un objectif d'augmenter ou de promouvoir l'usage d'énergie en dehors des heures de pointe et, évidemment, avec le climat qu'on a au Québec, notre pointe se situe en hiver et, en période d'été, on est en période creuse. Donc, notre capacité de production dépasse la demande.

Maintenant, quant au programme lui-même de la climatisation, actuellement, la climatisation à un taux de diffusion très faible, de l'ordre de moins de 10 % des résidences qui ont actuellement, soit un climatiseur central, soit au moins une unité de climatisation de fenêtre. Donc c'est un appareil, c'est un usage présentement qui a un potentiel de croissance important compte tenu de son faible taux de diffusion. Il est

évident également que le potentiel de croissance de la climatisation ne se répartit pas également dans toute la province. En d'autres mots, dans les zones plus au nord de la province de Québec, le potentiel d'application de la climatisation est beaucoup plus faible vu que les températures de pointe en été sont beaucoup plus modérées. Par contre, dans la partie sud du Québec, c'est un usage qui présente un potentiel intéressant.

Quant aux modalités mêmes du programme, ce qu'on a établi, en fait, c'est tout d'abord qu'il y a un potentiel ou un objectif possible d'ajouter environ 400 000 logements dans la partie sud du Québec qui pourraient se climatiser éventuellement. Quant aux modalités du programme, nous sommes actuellement à définir les différents paramètres économiques qui guideraient Hydro-Québec dans l'établissement d'un tel programme. Donc, nous ne sommes pas prêts aujourd'hui à annoncer ou à tancer le programme lui-même, à définir ses paramètres, les modalités, si ce serait un tarif particulier, si ce seraient des subventions, etc. Nous sommes en train présentement de travailler l'économie de la climatisation, tant pour Hydro-Québec que pour le client, la marge de profit que cela génère chez nous, donc dégager notre marge de manoeuvre pour être capables d'établir un programme détaillé. Alors, le programme lui-même viendra à une étape ultérieure.

M. Gauthier: D'accord. Je vous remercie beaucoup.

On parle également d'un programme dans le domaine industriel, entre autres, celui des électrotechnologies. Toutes les interventions d'Hydro-Québec dans le domaine industriel afin qu'on utilise davantage de l'électricité sont des programmes, de toute évidence, bien pensés. On regarde cela. C'est intéressant, cela ouvre des avenues pas mal intéressantes. Actuellement dans le programme de stabilisation tarifaire, vous avez un certain nombre d'industries qui participent à ce programme-là et qui, à certaines périodes de l'année, pour la bonne compréhension de tout le monde, acceptent, je pense, en période de pointe, qu'on puisse, moyennant avertissement, interrompre le service d'électricité en leur permettant de fonctionner à partir d'autres procédés. Est-ce que vous pourriez nous donner davantage d'explications concernant ce programme, quant au nombre de participants et aussi quant aux réactions - car je crois que, cette année, on a dû interrompre l'électricité - de ces gens?

M. Coulombe: Il y a un programme d'interruptibles qui n'est pas le programme de stabilisation tarifaire, c'est un autre programme. Le programme d'interruptibles

existe depuis les débuts d'Hydro, je le suppose. Nous avons actuellement environ 500 mégawatts d'interruptibles chez 17 ou 18 de nos gros clients au Québec. En d'autres mots, on leur dit: Durant certaines heures de l'année, vous allez vous empêcher de prendre de l'électricité. Ce sont des ententes qui existent avec des compagnies et elles peuvent technologiquement le faire.

Ce qu'on propose dans le plan, c'est d'élargir ce parc d'interruptibles jusqu'à 1500 mégawatts. Fondamentalement, cela veut tout simplement dire qu'on entrera en négociation avec les principaux secteurs industriels pour que, dans les deux, trois, quatre ou cinq prochaines années, on puisse aboutir à une base payante de part et d'autre. En d'autres mots, ce qu'on proposerait à l'industrie, ce ne serait pas pour faire plaisir à Hydro, ce serait parce qu'on penserait que le programme qu'on leur propose serait rentable pour eux, réduirait leurs coûts de production et, en même temps, réduirait nos coûts d'investissement.

Ce dont on discute dans la gestion de la demande, c'est la demande de pointe. Ce qui coûte terriblement cher, ce sont les équipements dédiés à quelques heures par année.

Donc, le programme, fondamentalement, propose à l'industrie, par des techniques qui ne sont pas encore toutes arrêtées, mais on va commencer bientôt les négociations avec l'industrie, sur une certaine période d'années, d'organiser leur production de telle sorte qu'elle puisse s'interrompre, soit en jouant sur les inventaires, soit en jouant sur la technologie et soit par des tarifs spéciaux ou par d'autres formules. C'est une négociation qui, selon nous, va prendre quelques années.

Donc, c'est pour les besoins de pointe des années quatre-vingt-dix et plus. Nos grands équipements de pointe, Manic 5 et LG 2 PA, sont en construction à l'heure actuelle. Donc, on parle d'un programme qui prendra un certain nombre d'années et dont il est capital qu'Hydro fasse un succès si on veut réduire nos coûts d'investissements à la pointe.

Le dossier Norsk Hydro

M. Gauthier: Un programme nous préoccupe aussi particulièrement. Des annonces ont été faites à l'Assemblée nationale hier par le ministre concernant le dossier de Norsk Hydro. On a parlé d'un programme de partage de risques. J'aimerais, M. Coulombe, que vous nous expliquiez si ce programme existe effectivement, de quoi il est fait, s'il y a des critères et quelle est la nature de l'entente qui est intervenue avec Norsk Hydro.

M. Coulombe: Le postulat de base dans le développement industriel, soit pour des

investissements nouveaux, de nouvelles industries, soit pour l'élargissement de capacité de production dans des usines ou des entreprises qui existent déjà, Hydro, lorsque l'électricité est une part importante des facteurs de production de cette entreprise - ce qui n'est pas le cas dans toutes les industries; il y a beaucoup d'industries pour lesquelles l'électricité représente 1 %, 2 % ou 3 % des coûts de production - admettons au-delà de 10 % ou 15 % du coût de production, Hydro, dans une perspective de développement de ses marchés, dans une perspective de rentabilité, peut avoir deux choix. Historiquement, Hydro a favorisé, au cours des 20 ou 25 dernières années, le cheminement qui conduisait à des rabais tarifaires purs et simples. Des rabais tarifaires purs et simples sont une forme de subvention et, selon nous, ce n'est pas le rôle d'Hydro d'accorder ce genre de subvention. Historiquement, cela a servi à faire s'établir des entreprises. À l'heure actuelle, il y a encore des entreprises au Québec qui paient leur électricité sous forme de rabais, à des prix incroyablement bas. Nous pensons qu'une voie d'avenir ne devrait plus être ce genre de subventions déguisées qui sont, à toutes fins utiles, payées par les autres consommateurs.

Nous avons donc proposé au gouvernement de se diriger plutôt vers un partage de risques. Qu'est-ce que cela veut dire? Cela veut dire que l'industriel prend un risque en investissant. Tout le monde sait que, dans les débuts d'un investissement, les premières années sont critiques. Le programme vise à diminuer le risque d'investissement dans les premières années en permettant des prix d'électricité moindres, mais, si l'entreprise est un succès, lorsque le risque est assumé par l'entreprise, au bout de deux, trois, quatre, cinq, six ans, selon les secteurs industriels, nous pensons qu'Hydro-Québec aussi a pris un risque en diminuant ses prix et qu'elle doit être rémunérée pour ce risque dans les années de prospérité de l'entreprise.

Alors, ce qu'on lui propose - ce n'est pas un programme précis dans lequel on dit que c'est toujours cela qui va se passer - c'est adapté selon le type d'industrie. Ce sont des négociations qui sont extrêmement complexes. On dit: On va partager le risque. Vous prenez le risque d'investir; nous aussi, on prend le risque d'investir. Or, le risque de l'investisseur étant plus grand, on va rémunérer le nôtre un peu moins, mais on va le rémunérer. Au début, on va lui donner un coup de main et, par la suite, graduellement, lorsque l'entreprise fera des profits, aura un rendement sur le capital ou tout autre critère qu'on puisse vouloir prendre, elle va rembourser en partie les risques qu'Hydro a pris en lui donnant des tarifs d'électricité moins chers. C'est cela, la technique.

On en discute avec Norsk Hydro actuellement. On l'a fait en grande partie. On a réalisé un projet comme celui-là l'an passé, voilà deux ans, avec une compagnie au Québec. Ce sont des discussions extrêmement complexes, parce qu'il faut que cela s'adapte à la structure financière de l'entreprise, sa structure de production. On l'a fait dans un cas et je dois vous dire que cela marche extrêmement bien. On avait prévu, dans les deux ou trois premières années, aucun remboursement à Hydro.

La conjoncture économique s'améliorant, dès le mois de janvier, on a reçu un chèque de 5 000 000 \$ qui était un remboursement des tarifs privilégiés qu'on leur avait donnés voilà deux ou trois ans. Donc, on l'a fait dans un cas. On le prépare dans d'autres et, nous, on souhaiterait que ce soit une formule généralisée dans le contexte de l'aide à l'industrie, à l'implantation industrielle au Québec, mais non pas sous forme de subvention qui est un cadeau pur.

M. Gauthier: M. Coulombe, est-ce que vous pouvez nous indiquer s'il y a des discussions qui se poursuivent dans ce sens également dans l'éventuel projet d'implantation d'une papeterie à Matane! Est-ce qu'on envisage cette possibilité?

M. Coulombe: Il y a eu des discussions. Dans tous les gros projets actuellement, on met cette hypothèse sur la table. La réponse, c'est oui pour tous les projets d'envergure où l'électricité est significative comme facteur de production. Ce sont des discussions compliquées parce que, pour l'industriel, entre le choix d'une subvention pure et un partage des risques, si on se met à la place d'un industriel, c'est évident que le choix n'est pas compliqué à faire pour lui.

Donc, cela demande beaucoup de négociations assez difficiles. Nous, on pense que c'est un concept qui, avec l'aide du gouvernement... Le gouvernement a un gros rôle à jouer là-dedans car si, nous, on s'acharne à partager les risques et qu'il se passe autre chose ailleurs, c'est évident que cela peut devenir compliqué. Mais je pense qu'à l'heure actuelle il y a un consensus sur cette approche avec le gouvernement et les négociations sont en cours dans plusieurs projets.

Concurrence gaz-électricité

M. Gauthier: D'accord. J'aurais une autre question à vous poser, M. le Président. J'ai lu récemment dans la revue Commerce de décembre 1985 un article assez surprenant, assez étonnant, je vous avoue, qui est titré "Électricité: La menace du gaz". Là-dedans, on fait état d'un certain nombre de constatations qui sont pour le moins étonnantes compte tenu de ce qu'on

pensait, comme profanes, de la situation telle qu'elle existait.

Entre autres, on titre - je me permets d'en lire un court extrait - "Une question brûlante". On dit: "Dans un mémoire interne, Hydro-Québec admet que ses prix sont nettement supérieurs à ceux du gaz naturel et du mazout pour tous les secteurs, exception faite du domestique". On y lit, semble-t-il, que c'est à partir de très fortes consommations que l'électricité régulière retrouve graduellement la possibilité d'entrer en compétition avec ses concurrents.

Je sais qu'on parlera un peu plus tard de la tarification. Je sais également que vous abordez la tarification d'une façon un peu différente cette année. Vous ouvrez des pistes nouvelles. Est-ce que vous connaissez la teneur de cet article? Est-ce que vous aimeriez commenter ou nous éclairer davantage sur cette préoccupation qui est mentionnée par le journaliste Rudy Lecours!

M. Coulombe: Sur la question de la concurrence gaz et électricité?

M. Gauthier: Sur la question de la concurrence gaz-électricité.

M. Coulombe: D'abord, si vous permettez, on va s'entendre exactement sur le degré de concurrence chiffré. Est-ce que Claude, tu peux...
(12 h 45)

M. Boivin: Sur le plan de la position concurrentielle, il faut distinguer les différents secteurs d'application. Au secteur résidentiel, pour le chauffage de l'eau et le chauffage de l'espace, il est évident que la marge concurrentielle de l'électricité est très serrée par rapport au gaz. Elle est plus large par rapport au mazout. Pour citer des chiffres par rapport au tarif de Gaz Métro, le 1er janvier cette année, avec les tarifs d'électricité, la hausse que nous proposons, l'électricité se situant à 100 %, le chauffage au gaz se situerait environ à 108 %, alors que le chauffage au mazout, si le mazout demeurait à 0,31 \$ le litre, serait à 144 %, donc 44 % plus cher.

Donc, au secteur résidentiel par rapport au gaz, très faible marge ou à peu près équivalent. Par rapport au mazout, avant la chute éventuelle qui se répercutera chez les consommateurs, il y a un avantage important pour l'électricité.

Quand on va dans les secteurs commerciaux et industriels, à des grandes consommations, il est évident que pour les applications thermiques, l'électricité n'est pas concurrentielle. À titre d'exemple, nos tarifs normalisés pour des bouilloires de 10 000kw, si on appliquait nos tarifs normalisés à ces utilisations, on est environ 40 % à 45 % plus cher que le mazout ou le gaz dans ces secteurs où le mazout et le gaz sont

passablement équivalents.

Dans le secteur des bouilloires industrielles, présentement ce que nous vendons, ce n'est pas de l'énergie ferme mais de l'excédentaire. On a eu notre programme des bouilloires où on a vendu de l'énergie excédentaire pour éviter des déversements à des prix qui étaient indexés aux prix des combustibles remplacés.

M. Gauthier. M. le Président, cela va. Merci beaucoup.

Le Président (M. Charbonneau): Merci. M. le député de Frontenac.

Diversification des activités

M. Lefebvre: M. Coulombe ou un de vos collègues, j'aimerais qu'on s'entretienne un peu de la diversification de vos activités. Aux pages 67 et 68 de votre texte "Plan de développement Hydro-Québec", vous faites référence aux investissements que vous avez réalisés au cours de l'année 1985 et, à la page 68 particulièrement, vous mentionnez que le processus de diversification se précisera et se raffinerà graduellement. Sans nous révéler des informations qui sont confidentielles, pour des raisons qu'on peut comprendre facilement, est-ce que, M. Coulombe, vous pourriez nous entretenir un peu de ce que vous voulez dire par préciser et raffiner graduellement la diversification de vos activités?

M. Coulombe: Le concept de base de la diversification est le suivant: C'est que nous sommes persuadés qu'à l'Hydro-Québec il existe une infrastructure physique très considérable: nos centaines de milliers de kilomètres de lignes de réseaux, les centaines de postes, avec de la technologie de plus en plus raffinée, d'automatisme, etc. Donc, il existe une infrastructure considérable qui nécessite de la technologie de plus en plus sophistiquée, d'automatisme.

Deuxièmement, il y a une infrastructure humaine, c'est-à-dire beaucoup de gens, non seulement à l'IREQ - on a tendance à identifier l'IREQ au secteur technologique de l'Hydro - mais dans d'autres groupes d'Hydro: dans le groupe Equipements, dans le groupe Exploitation il y a beaucoup de gens qui sont à la fine pointe de certaines technologies. C'est un deuxième facteur.

Nous pensons qu'éventuellement il y a une infrastructure financière qui pourrait permettre de valoriser les deux premières. Donc, le concept de base, on se dit: à partir de ces forces, dont il ne faut pas exagérer l'importance - on ne parle pas de rêve grandiose dans les nuages - à partir de ces forces qui sont réelles, comment peut-on s'organiser pour que des entreprises soient créées, que de l'emploi soit créé, et que des

profits, carrément, s'ajoutent aux bénéfices de vente d'électricité? Cela est notre hypothèse de base.

Quand on parle de diversification, il faut parler en terme de développement technologique. Hydro-Québec a eu beaucoup d'influence sur le développement industriel du Québec, principalement par ses achats et historiquement, il y a des entreprises qui existent au Québec qui sont nées des achats faits par Hydro-Québec. Qu'on pense à Marine Industrie, Dominion Engineering, etc. C'est fondamentalement avec des contrats d'Hydro-Québec qu'elles ont vécu et survécu, dans certains cas.

Par contre, il faut observer qu'au point de vue technologique, ce sont souvent des technologies importées. La technologie des turbines qui est partout dans nos centrales au Québec est une technologie soit américaine, fondamentalement, ou européenne. Beaucoup de ces achats qui ont été faits... Même si l'entreprise s'établit au Québec, lorsque c'est avec des technologies qui viennent de l'extérieur, je pense qu'il en faut et il est impensable de créer toutes les technologies à partir de zéro. Mais on pense qu'il y a des niches assez précises où Hydro-Québec peut développer ce type de technologie. Je ne parle pas des turbines. Je parle de technologies plus sophistiquées en termes de technologie, où Hydro-Québec peut mettre au point certains de ses produits. Elle l'a déjà fait. Au lieu de les breveter en général, on pense qu'au point de vue des deux facteurs dont je parlais, d'infrastructures humaine et physique, cela peut beaucoup plus servir à développer ce genre de choses.

Un exemple précis: Il y a une grande filière technologique qui existe depuis longtemps à Hydro-Québec, mais qui a été lente à se préciser, soit la filière de l'hydrogène; on a acheté une technologie qui existait, on l'a raffinée et on s'est mis avec Air liquide pour développer de l'hydrogène au Québec. C'est un produit d'avenir. C'est une filière énergétique d'avenir, non pas pour demain matin mais dans dix, quinze ou vingt ans, c'est une des grandes filières énergétiques qui s'en vient. Donc, on investit à l'heure actuelle pour préparer cet avenir. Il y a aussi des gens de l'IREQ qui travaillent là-dessus. Il y a un petit groupe de travail là-dessus.

On mentionnait tantôt, je pense que c'est le ministre, l'exemple des logiciels d'application dans nos centres de distribution où il y a deux chercheurs de l'IREQ qui ont pris le "gamble" de l'entrepreneur et qui se sont établis en collaboration avec une compagnie privée pour développer au Québec des logiciels pour l'exportation.

On a un autre projet actuellement qui concerne les mesures d'entrefer, que M. Gilsig pourra peut-être expliquer de façon

plus précise et nous dire en quoi cela consiste. C'est un produit qui a été mis au point par des chercheurs de l'IREQ. Il y a une compagnie suisse qui est intéressée à développer davantage ce produit qui va servir dans nos turbines et qui peut avoir aussi une implication dans le domaine de l'aviation. Il y a une compagnie suisse qui est intéressée à s'établir ici pour travailler avec nous dans le développement de ce produit.

Ce sont donc des exemples. Quand on dit que cela va se préciser au fur et à mesure, on veut tout simplement indiquer par là que notre intention n'est pas de partir rapidement en grande là-dessus. C'est projet par projet. Dans la culture de l'entreprise, il y a aussi beaucoup de gens qui sont intéressés à cette dimension, mais cela va prendre un certain temps avant de développer l'"entrepreneurship", de développer les possibilités. On veut aller lentement mais on veut s'orienter carrément vers une plus grande présence technologique au Québec, afin de développer de l'activité économique reliée à ce développement technologique.

Peut-être que M. Gilsig pourra ajouter quelques mots en termes d'exemples plus concrets de ce qui se passe actuellement.

M. Gilsig (Toby): Merci, M. le président. Si je peux parler de l'exemple de vibro-meter-s.a., ou la question de la mesure d'entrefer, c'est un exemple très intéressant parce que, historiquement, on a exploité la technologie développée chez Hydro-Québec et à l'IREQ par l'accord des licences aux entreprises. On a trouvé, avec le temps, que cela serait beaucoup plus rentable et intéressant pour l'entreprise et pour le Québec, dans certaines instances, de faire des alliances avec l'industrie privée et de vraiment mettre ensemble nos forces au lieu de simplement vendre un brevet ou une propriété intellectuelle.

La filière technologique dont M. Coulombe a parlé, c'est une technologie qui a été développée à l'IREQ et à Hydro-Québec, qui est assez unique, pour mesurer les distances entre les parties rotatives des machines tournantes. L'alliance qu'on est en train de faire avec une société suisse est intéressante parce que la société suisse viendra s'établir au Québec, en "joint venture" en entreprise conjointe avec nous. C'est une entreprise qui est un leader mondial dans le domaine de l'instrumentation et de l'analyse des phénomènes dans les machines tournantes de toutes sortes; entre autres, les réacteurs d'avion. Ce qui intéresse la société suisse, c'est de développer cette filière technologique conjointement avec nous, non seulement pour les turbines hydroélectriques où il y a un marché intéressant en soi, mais pour étendre cette filière à une vaste gamme d'applications, tels que les réacteurs, les

turbines d'avions et d'autres types d'équipements rotatifs.

Cela nous permettrait aussi, à court terme, en s'établissant avec cette société, de développer toute une gamme d'équipements et de les distribuer au Canada. C'est un domaine qui est présentement, pour cette société, sous la responsabilité d'une filiale américaine. Donc, on voit l'horizon qui s'ouvre par un tel "partnership".

M. Lefebvre: Dans le même ordre d'idées, M. Coulombe. Vous aviez prévu l'an passé un plan de cinq ans et une enveloppe de 160 000 000 \$ dans le cadre de vos diversifications. 1985 a été une année passablement active, vous avez déjà investi 100 000 000 \$. Prévoyez-vous réviser ou réajuster à la hausse, compte tenu du plan de cinq ans, s'étalant de 1985 à 1990, cette enveloppe de 160 000 000 \$?

M. Coulombe: Pas pour le moment.

M. Lefebvre: Pas pour le moment.

M. Coulombe: Pas pour le moment. Il y a eu quand même de gros projets là-dedans: ArgonAL, HydrogèneAL, Cyme et Electrolyser, ce sont les projets dont on vient de parler. On n'a pas l'intention d'augmenter cette enveloppe parce qu'il reste quand même suffisamment de marge pour le type de projet qu'on a devant nous. Souvent, ce type de projet ne coûte pas des dizaines et des dizaines de millions. Pour un projet comme Cyme, par exemple, les logiciels demandaient un investissement de 300 000 \$. Quelquefois, ce sont des investissements assez modestes. On sait que, dans le domaine technologique, cela peut commencer de façon très modeste et prendre une ampleur à un moment donné. Donc, on n'a pas l'intention d'augmenter cette enveloppe pour le moment.

M. Lefebvre: On peut conclure que le plan établi l'an dernier se poursuit jusqu'à nouvel ordre jusqu'en 1990, comme prévu.

M. Coulombe: C'est cela.

M. Lefebvre: Merci, M. le Président.

Le Président (M. Charbonneau): M. le député de Bertrand.

Biénergie et télécommande

M. Parent (Bertrand): Merci, M. le Président. J'aimerais revenir très rapidement sur le programme des marchés internes, d'abord le programme de biénergie et de télécommande. J'aimerais que vous puissiez nous expliquer comment cela va se passer et pourquoi avoir choisi tel territoire particulier, certaines municipalités de la rive

sud, comme Brossard, Saint-Lambert.

M. Boivin: Tout d'abord, concernant le programme biénergie, il est évident que nous voulons conserver ce parc parce que cela nous permettrait d'économiser environ 600 mégawatts de puissance en pointe du réseau, donc éliminer la construction de centrale de fine pointe pour environ 600 mégawatts. Pour conserver ce parc, la première chose que nous devons faire, c'est de développer des mécanismes de télécommande pour pouvoir gérer à distance ces charges chez les clients.

Nous entreprenons, en 1986, une expérience pilote de télécommande qui vise deux objectifs: le premier a pour but de choisir la technologie la plus appropriée. Or, des études internes à Hydro, sur les différentes technologies disponibles, nous ont amenés à réduire notre choix à trois méthodes ou à trois technologies de télécommande. Avant de prendre une décision finale sur l'une de ces technologies, nous croyons nécessaire de faire des expériences pilotes, donc de l'expérimenter chez environ 1000 clients.

Le deuxième objectif, et peut-être le plus important des expériences de télécommande, c'est de valider l'acceptabilité de la clientèle pour ces mécanismes, en fait, de gestion de la consommation. Il est évident que nous avons fait un certain nombre de sondages auprès d'échantillonnages de nos clients en biénergie. Les réponses semblent généralement indiquer que les clients seraient intéressés à certaines conditions. Mais nous savons, par expérience, qu'entre un sondage où on vous demande: Si on vous offrait telle chose, l'accepteriez-vous? et la réalité qui prend forme au moment où l'on va chez le client, effectivement, pour installer de l'équipement, souvent la réaction du client, quand vient le temps de prendre la vraie décision et d'accepter qu'on installe de l'équipement chez lui, est de montrer des hésitations. Il nous dit: non. Donc, nous voulons valider l'acceptabilité de la télécommande par la clientèle, savoir à quelles conditions elle l'accepterait et à quelles conditions tarifaires elle l'accepterait et selon quelles modalités. Ce sont les deux grands objectifs de la télécommande.

Il est évident également que nous entendons, dès l'automne prochain, introduire auprès de nos clients en biénergie un tarif particulier afin de maintenir ce parc. On sait que livrer un kilowattheure en biénergie pour Hydro-Québec, donc de l'énergie hors pointe, ce kilowattheure est moins dispendieux que le kilowattheure en pointe. Actuellement, notre tarification ne fait pas cette différence.

Pourquoi avoir choisi la rive sud? Enfin, on a regardé différents secteurs à travers la province et la décision a été prise en tenant compte, d'abord, du tissu socio-économique

qu'on avait sur la rive sud qui était assez représentatif de la province. Deuxièmement, compte tenu de la densité de clientèle que nous avons sur la rive sud en biénergie, il s'avérait que pour nous, au niveau de l'expérience pilote, il y avait des économies, parce que c'est une expérience pilote. Donc, on n'équiperait pas un vaste territoire d'équipements de télécommande. Mais on veut équiper un certain nombre de circuits de distribution avec des mécanismes de télécommande.

Alors, la densité de clientèle biénergie dans les villes de la rive sud qu'on a choisies, dans les secteurs de la rive sud qu'on a choisis, s'avérait celle qui présentait la meilleure économie pour nous dans l'expérience pilote.

M. Couiombe: En termes d'investissements, on parle, pour l'expérience pilote, de quelque 9 500 000 \$.

Le Président (M. Charbonneau): Sur cette réponse, maintenant qu'il est 13 heures, nous allons suspendre les travaux jusqu'à la fin de la période de questions, ce qui devrait normalement nous mener vers 16 h 15 ou 16 h 30. Merci.

(Suspension de la séance à 13 h 2)

(Reprise à 16 h 4)

Le Président (M. Charbonneau): La commission parlementaire de l'économie et du travail reprend l'exécution de son mandat sur l'audition d'Hydro-Québec et l'analyse de son plan d'équipement pour 1986. Si je ne m'abuse, la parole était, ce matin, au député de Bertrand.

M. Parent (Bertrand): C'est exact, M. le Président. Alors, je pense que j'avais eu une réponse de M. Boivin, des marchés internes, concernant certaines questions. J'aurais besoin de la part de M. Boivin d'autres informations, si cela est possible, pour mieux éclairer les gens de cette commission concernant le programme biénergie et télécommande. Est-ce qu'on pourrait savoir quand on va connaître les résultats? Est-ce qu'on parle d'une période d'au moins deux ou trois ans avant d'avoir les résultats concrets pour pouvoir les étendre? Cela me semble fort intéressant ce qu'on pourrait aller chercher dans ce marché.

M. Boivin: Oui, effectivement, comme on l'a mentionné ce matin, cela suit un peu notre échéancier décisionnel au niveau des projets et on a un objectif de réaliser des expériences pilotes auprès de 1000 clients. On s'attend effectivement que pour

l'automne qui vient on en aura 400 de raccordés et 1000 dans le courant de l'hiver. L'objectif est d'avoir les 1000 clients pendant un hiver complet. Donc, les résultats concrets précis nous seront disponibles au printemps, pas le printemps prochain, mais dans deux ans.

M. Parent (Bertrand): Merci. Concernant le secteur institutionnel pour lequel vous parlez de lancer aussi un programme biénergie, j'aimerais savoir si dans ce secteur on a l'intention de faire une poussée spéciale auprès des municipalités, l'ensemble des différents bâtiments auprès des différentes municipalités du Québec, les 1600, et aussi auprès des différentes commissions scolaires dans une approche très systématique. Actuellement, je sais que dans ce secteur vos compétiteurs dans le domaine du gaz sont très très actifs et je trouverais un peu dommage qu'Hydro ne puisse pas essayer de se positionner dans le secteur municipalités-commissions scolaires.

M. Boivin: Vous avez parfaitement raison de dire que la concurrence est très vive dans ce secteur. Maintenant, le programme biénergie dans le secteur institutionnel est encore en vigueur jusqu'à la fin de cette année, mais a été lancé il y a maintenant au-delà de 18 mois. De façon systématique, nous avons visité tous les établissements de type institutionnel, notamment les hôpitaux, les écoles, secteur de l'éducation, secteur social. Même si la concurrence est forte, c'est un secteur où, aujourd'hui, nous avons quand même à ce jour des résultats qui sont passablement intéressants dans le sens qu'au total, dans le secteur institutionnel pour la biénergie, nous avons vendu au-delà de 650 mégawatts de charge, 650 000 kilowatts de charge, pour des revenus anticipés sur une base annuelle, lorsque toutes les installations seront complétées, de l'ordre de 20 000 000 \$. Nous avons également consenti dans ce secteur des subventions de 24 000 000 \$ selon le programme biénergie.

Partage des risques

M. Parent (Bertrand): Merci. Une autre question qui touche ce volet-là et qui pourrait aussi bien s'adresser à M. Boivin qu'à M. Couiombe. Dans le cadre du programme mis sur pied à l'essai, partage des risques dans l'entreprise, il semble, en tout cas, d'après les propos de M. Couiombe, ce matin, que l'expérience, si j'ai bien compris, celle de Fer et Titane, en tout cas, une des expériences semble s'avérer intéressante, puisque dans le partage de risques, déjà, on commence à partager des ristournes, des rabais ou des revenus non escomptés.

Actuellement, quel genre d'envergure veut-on donner à ce programme et qui sera éligible à ce programme de partage de risque dans les entreprises?

M. Boivin: Le programme de partage de risque, comme l'a mentionné M. Coulombe ce matin, a pour objectif de remplacer non pas des programmes, mais certaines politiques qui ont été appliquées, au cours des dernières vingt années, dans des cas particuliers d'implantation industrielle où finalement, par des concessions tarifaires ou des garanties tarifaires à long terme fermes, cela a donné comme résultat des rabais importants auprès de certains clients.

La politique de partage des risques se veut un remplacement de cette politique de rabais pur et simple, pour qu'on partage les risques avec l'industriel, mais qu'il y ait également une rémunération pour le risque. Quand on donne des garanties pures et simples, si tout va bien la garantie demeure et on se trouve à accorder des rabais à long terme, tandis que dans une politique de partage de risque, si cela va mal le fournisseur et le client sont mutuellement malheureux, mais si cela va bien les deux ont des chances d'être heureux et de faire de l'argent.

Cela s'adresse nécessairement, au départ, aux cas de nouvelles implantations industrielles. Donc, cela se veut une incitation à de nouvelles entreprises à s'implanter au Québec et, également, à l'expansion des industries déjà existantes au Québec.

Il n'est pas impensable que, par extension, dans certains cas d'entreprises en difficulté, on puisse en venir, lorsque les difficultés sont à caractère temporaire, à développer avec elles des formules de partage de risques pour les aider à passer à travers une mauvaise période, et qu'on se rattrape mutuellement dans une période, quand l'économie ou le secteur dans lequel elles oeuvrent se rétablira.

M. Parent (Bertrand): Merci. Dans le cadre d'un secteur particulier, je pense à celui du secteur de l'automobile, où on veut faire des efforts particuliers pour développer directement des fabricants - je pense particulièrement à GM-Boisbriand - ce secteur pourrait-il être parmi les secteurs dits prioritaires, quant à votre approche?

M. Boivin: Pas vraiment, parce qu'on a mentionné ce matin que les formules de partage de risques sont des formules destinées à des secteurs énergivores, c'est-à-dire des secteurs dans lesquels le coût de la facture d'électricité représente une part importante du produit fini.

Lorsqu'on parle du secteur automobile, du moins au niveau de la ligne de montage,

d'une usine de montage automobile et non pas d'une usine de fabrication de pièces... Dans le montage automobile, le coût de l'énergie électrique est très marginal, de l'ordre de 1 % du coût du produit fini; une incitation de partage de risque sur le plan du tarif d'électricité ne serait certainement pas un incitatif majeur ou valable auprès du client. Il faut comme prérequis, pour que ce soit un incitatif valable, nécessairement que ce soit un secteur où le contenu énergétique du produit est important.

M. Parent (Bertrand): Merci. Une dernière...

M. Boivin: Oui.

M. Parent (Bertrand): Une dernière question sur ce volet. Je ne le retrouve nulle part, mais est-ce qu'il est prévu, pour le volet revenus pour l'année 1986 et années subséquentes dans le plan triennal, des sommes d'argent convenues dans les prévisions budgétaires sur les revenus concernant ce partage de risque.

M. Boivin: Non, pas en ce moment.

M. Parent (Bertrand): Si on en a, ce sera la marge de manoeuvre.

M. Coulombe: Dans les prévisions de croissance de 3,3 % il est bien évident qu'on prévoit l'apparition d'industries nouvelles. Parmi ces industries nouvelles, si l'électricité, comme disait M. Boivin, est un facteur de production important il va s'en trouver là-dedans. Cela fait partie de la croissance générale des ventes d'Hydro-Québec.

M. Parent (Bertrand): M. le Président, 3,3 % étant la moyenne de croissance, je pense que cette année, elle est de 1,9 %, est-ce exact?

M. Coulombe: Oui, cette année.

M. Parent (Bertrand): Merci.

Le Président (M. Charbonneau): Merci. Je devais donner la parole au député des Îles-de-la-Madeleine, mais je pense que le ministre voulait avoir une précision. Non, pas à ce moment-ci.

M. le député des Îles-de-la-Madeleine.

L'électricité aux Îles-de-la-Madeleine

M. Farrah: Merci, M. le Président. Ma question va toucher plus spécifiquement ma région. On sait qu'aux Îles-de-la-Madeleine, au niveau de l'énergie hydroélectrique, c'est une centrale thermique qui dessert les îles. On sait également que Hydro-Québec fait des

déficits de plus en plus élevés d'année en année. Vous avez songé à palier cela par autre chose. Entre autres, il y avait l'élaboration d'un câble sous-marin. Ma question s'adressera à M. Coulombe ou à d'autres personnes.

Est-ce que, concernant le câble sous-marin, il y a des décisions de prises actuelles? Sinon, quels sont les délais pour une telle décision?

M. Coulombe: Avant de laisser la parole à M. Hamel, qui va donner les détails sur la question du câble, il faut bien dire qu'actuellement, nous sommes à mettre la dernière main à une présentation qui va être faite à Hydro et au gouvernement. On va probablement faire cela dans deux, trois ou quatre mois sur toute notre approche vis-à-vis les réseaux non reliés. Cela va comprendre les Îles-de-la-Madeleine, la Basse-Côte-Nord et les villages d'autochtones en haut du 53^e parallèle. Cela va être une présentation générale qui va resituer ce dossier des réseaux non reliés où effectivement Hydro-Québec perd environ 25 000 000 \$ par année dans ce domaine. (16 h 15)

Certaines hypothèses ont été avancées, entre autres le câble pour les Îles-de-la-Madeleine, Je vais laisser à M. Hamel, vice-président exécutif, équipement, le soin de présenter ce dossier.

M. Hamel (Laurent): En ce qui concerne ce projet de relier les îles avec la terre ferme avec des câbles électriques, à ce moment-ci, on est à l'étape avant-projet, à l'obtention des permis. C'est un projet qu'on évalue actuellement à 185 000 000 \$, en dollars constants; en dollars 1986, en dollars courants, on peut parler de 285 000 000 \$. Cela inclut les câbles, les postes onduleurs, redresseurs et les liens pour alimenter ces postes. On prévoit terminer notre avant-projet au cours de l'été 1986. Selon les résultats de l'étude qui se fait parallèlement concernant les réseaux non reliés à ce moment, il y aura une décision de prise d'ici la fin de 1986.

M. Farrah: À ce stade-ci, êtes-vous en mesure de connaître l'échéancier? Dans l'hypothèse où vous iriez de l'avant avec le câble sous-marin, cela pourrait prendre combien de temps avant que les Îles-de-la-Madeleine puissent être desservies par ce câble?

M. Hamel (Laurent): Pour alimenter les îles, le cheminement critique, c'est la fabrication et la pose des câbles. Pour cela, on peut compter deux années. On ne pense pas être capable d'alimenter les Îles-de-la-Madeleine à partir de la terre ferme avant deux ans et demi, après la décision.

M. Farrah: J'arrive à cette question parce que je me demande si la centrale thermique qui existe présentement aux Îles-de-la-Madeleine va pouvoir tenir le coup, en fin de compte, si je peux m'exprimer ainsi, jusqu'à ce que le câble soit en service. On disait, en tout cas sous toute réserve, qu'après 1988 la centrale thermique pourrait fonctionner difficilement, étant donné que les moteurs sont censés être dans un état assez difficile.

M. Hamel (Laurent): D'accord. Si nous assumons que les équipements en place vont tenir le coup, à ce moment-là, selon nos informations, les équipements actuels vont alimenter les Îles-de-la-Madeleine jusqu'à la mise en service des câbles.

M. Farrah: Merci.

Le Président (M. Charbonneau): Est-ce que de ce côté-ci il y a d'autres interventions sur les questions internes? Autrement, on va passer à un autre sujet. M. le député de Vimont et vice-président de la commission.

Le secteur agricole

M. Théorêt: Oui, M. le Président. Dans les données que j'ai été capable de regarder, toujours dans le développement de ce secteur au Québec, le domaine agricole a toujours été greffé au domaine domestique. Est-ce que vous avez des données, par exemple, sur la croissance strictement agricole ou les possibilités de développement strictement agricole, parce qu'il est évident que toutes les données qui ont été discutées depuis ce matin dans le secteur résidentiel et agricole démontrent une faible croissance pour les années à venir? Est-ce que cette faible croissance est strictement due au secteur résidentiel ou si la partie agricole en est une d'importance?

M. Boivin: Au niveau du secteur agricole, en fait, si on parle de la tarification, nos tarifs, soit domestique, soit d'usage général, s'appliquent. Pour vous donner certains chiffres, en 1985, nous comptons, en fait, 54 097 abonnements agricoles assujettis au tarif domestique, soit environ 3900 de moins que durant l'année 1984.

Par contre, du côté également agricole, mais des abonnements assujettis au tarif d'usage général, nous en avons 4800, soit une augmentation de 11,3 %, soit 489 de plus que l'année précédente. C'est donc dire que pour les abonnements classés spécifiquement agricoles à Hydro-Québec il y a graduellement une certaine érosion, une érosion qui indique la consolidation qu'on peut constater depuis quelques années dans le

secteur agricole, le regroupement des fermes, etc.

Au niveau de la consommation totale, c'est un secteur qui est en croissance, très légèrement, mais c'est un secteur dont la consommation en kilowattheures s'accroît légèrement d'année en année. Je ne sais pas si j'ai ici certains chiffres.

M. Coulombe: Claude, pour compléter ta réponse, entre 1984 et 2001, on prévoit des augmentations totales, au secteur domestique et agricole, de 17 000 000 000 de kilowattheures. Sur ces 17 000 000 000 de kilowattheures, il va y avoir seulement un demi-milliard de kilowattheures qui seront dus à la partie agricole. Donc, il y a une croissance, mais minime.

Une voix: ...agricole. Il y a donc une croissance, mais minime.

M. Théorêt: Toujours dans le domaine agricole, M. le Président, est-ce que la croissance future de la culture en serre au Québec pourrait devenir un marché intéressant et potentiel pour l'électricité?

M. Boivin: Oui. Hydro-Québec a, au cours des deux dernières années, travaillé de façon assez intense avec certains producteurs ou sericulteurs à développer et à implanter certains concepts de sericulture. Nous avons également participé à des missions commerciales en Europe où ce concept est fortement développé. Aujourd'hui, nous avons étendu, en fait au cours de l'année qui vient de s'écouler, l'application du programme biénergie au secteur de la sericulture. C'est-à-dire que, maintenant, les tarifs biénergie que nous avons sont également applicables aux installations de serres. Plusieurs installations - je ne pourrais pas vous citer le nombre aujourd'hui - en ont déjà bénéficié jusqu'à présent et je sais qu'il y a de nombreux cas qui sont à l'étude présentement.

La seule contrainte qu'on a - et heureusement, en général, la sericulture se retrouve dans des milieux suburbains - c'est lorsque des grosses charges potentielles pour des serres pourraient se présenter en zone vraiment rurale: il y a parfois des problèmes quant à l'extension de réseau requise.

M. Théorêt: Merci. M. le Président, en ce qui concerne la stratégie commerciale par marché, au niveau du marché résidentiel, vous parliez ce matin, si je ne m'abuse, de la climatisation, d'un effort promotionnel, étant donné qu'il y a à peine 10 % des résidences qui sont climatisées, centralement ou autrement. Est-ce que la climatisation dans le secteur résidentiel, si elle atteignait un pourcentage important, demanderait un nombre de mégawatts important en ce qui

concerne la consommation ou si c'est vraiment strictement marginal?

M. Boivin: Ce matin, on a cité comme objectif d'ajouter éventuellement environ 400 000 résidences avec de la climatisation centrale ou une unité de climatisation. L'évaluation que nous faisons de ce marché est que cela ajouterait environ un milliard de kilowattheures. En fait, un terrowattheure de consommation par année. On ne peut pas parler d'ajout de puissance puisque cela se produit en période estivale, donc en période où nous sommes en surcapacité de production.

Partage des risques (suite)

M. Théorêt: Au niveau industriel, M. le Président, on a parlé brièvement ce matin de l'électrotechnologie. On sait qu'Hydro-Québec a des programmes de subventions qui sont d'environ trente millions sur trois ans qui pourraient générer probablement des investissements totaux de 200 millions. Déjà, le programme de subventions est quand même un atout promotionnel intéressant. Mais, est-ce que vous songez également à trouver pour l'avenir un certain mode de financement pour les entreprises qui voudraient bien implanter cette nouvelle technologie? Étant donné que cela pourrait représenter, selon vos propres projections, jusqu'à 1500 mégawatts pour les prochaines années si c'était développé, est-ce que ce genre de nouvelle aide au financement à l'entreprise pourrait augmenter cette utilisation de façon substantielle?

M. Boivin: Avant de répondre spécifiquement à cette question, il faudrait peut-être récapituler un peu pour donner une idée de ce que le programme comporte. En fait, le programme, réduit à ses principaux paramètres, implique qu'Hydro-Québec, après avoir fait faire une étude de préaisabilité par ses représentants spécialisés, est prête à subventionner une étude de faisabilité soit par un bureau de consultants, soit par un bureau d'experts-conseils dans le secteur industriel concerné. Si, effectivement, cette étude de rentabilité s'avérait positive, après cela Hydro-Québec est prête à offrir une subvention qui serait l'équivalent des revenus des premiers dix-huit mois d'opération de l'installation, c'est-à-dire qu'Hydro-Québec est prête à donner en subventions la consommation ou la facture d'électricité de cette installation pendant dix-huit mois.

Pour la question du financement, c'est un sujet que nous avons étudié de façon assez précise. Pour le moment, nous sommes tenus loin du financement, c'est-à-dire nous n'avons pas offert un programme de subventions, c'est-à-dire de financement, parce que dans la plupart des cas, notre

expérience est que les industriels, en fait, ont accès à leurs propres sources de financement. Dans le cas d'industries qui sont prospères et qui vont bien, en général, le problème n'en est pas un de financement, mais en est surtout un d'adaptation technologique. Ce que nous envisageons pour l'avenir - nous avons déjà certaines discussions en cours - c'est d'inciter certaines entreprises à offrir des services consolidés ou du genre contrat clés en main d'installation d'électrotechnologie. Particulièrement au niveau des petites et moyennes entreprises, c'est peut-être la plus grande difficulté présentement. Dans la PME, compte tenu de la complexité technique des installations requises, cela fait appel à plusieurs disciplines et souvent, en fait, la petite entreprise n'a pas chez elle l'expertise pour gérer ces différents entrepreneurs. Donc, le problème n'en est pas un de financement, mais en est plus un de développer des entrepreneurs ou des fabricants qui prendraient des contrats clés en main auprès de ces entreprises. Présentement, nous sommes en pourparlers avec un certain nombre de promoteurs qui, éventuellement, pourraient offrir ce genre de service.

M. Théorêt: Merci.

Le Président (M. Charbonneau): Cela va? Nous allons maintenant... Une autre question sur le même dossier. M. le député de Bertrand.

M. Parent (Bertrand): Oui, sur ce volet avant qu'on ne change de sujet. Le programme partage des risques qu'on met de l'avant avec la clientèle dite industrielle j'aimerais savoir si on a pensé mettre de l'avant quelque chose de semblable avec le secteur dit "institutionnel". Je pense particulièrement aux municipalités, commissions scolaires, hôpitaux. Dans le cas des municipalités, cela pourrait être intéressant qu'on envisage de faire une certaine promotion vis-à-vis de la clientèle qui est finalement le résidentiel et où la municipalité pourrait en faire bénéficier ses citoyens avec des types de revenus.

M. Boivin: Je ne suis pas certain de saisir exactement la nature... Est-ce que vous parlez des municipalités où il y a des réseaux de types municipaux?

M. Parent (Bertrand): Je parle du programme de partage des risques que vous avez mis de l'avant concernant particulièrement le secteur des entreprises au niveau industriel. Cela va bien et particulièrement dans la moyenne et grande entreprise.

Ma question est à savoir: Est-ce qu'il est pensable ou est-ce qu'il a été envisagé

d'appliquer le programme ou l'approche dite de partage des risques à d'autres secteurs dits institutionnels ou encore aux municipalités.

M. Boivin: À ce moment-ci, non. Je vous avoue en fait qu'on a un peu de difficulté à voir comment une approche de ce genre pourrait s'adapter soit au secteur institutionnel ou au secteur municipal. Parce qu'en fait, l'approche de partage des risques est vraiment une approche où Hydro-Québec partage avec le client industriel le risque de marché, donc, le risque que le produit se vende à un prix X ou à un prix Y meilleur marché sur le marché. Quand on parle des secteurs institutionnels, partager ce risque, en fait, ce n'est pas le même type de risque. Si vous avez des suggestions à nous faire à ce sujet, on est très ouvert, mais je ne vois pas comment cela pourrait fonctionner.

M. Parent (Bertrand): Je ne veux pas retarder les travaux de cette commission. J'aurai certainement la chance - parce que c'est déjà venu sur le sujet au niveau des municipalités - en dehors d'ici de faire valoir quelques idées de ce côté.

Dernière question; est-ce qu'il a été envisagé de pousser un peu plus loin ou un peu plus rapidement, par exemple le secteur dit "programme climatisation". Est-ce qu'il est dans les plans d'Hydro de simplifier éventuellement dans des entreprises dites manufacturières, donc de faire certaines acquisitions dans le secteur de la climatisation thermopompe ou si vous laissez cela agir complètement au niveau de l'entreprise privée?

M. Boivin: Non. Dans le contexte actuel, en fait, le secteur de la climatisation ne fait pas partie des axes de diversification de l'entreprise.

M. Parent (Bertrand): Merci, M. Boivin. M. le président.

Le Président (M. Charbonneau): M. le député de Taschereau.

La publicité

M. Leclerc: J'aimerais interroger les gens d'Hydro-Québec sur leur place de communication. On sait que le budget de publicité d'Hydro-Québec est de 3 150 000 \$ par an, ce qui en fait l'un des gros annonceurs au Québec. Le gouvernement actuel a une philosophie de la communication fort différente de celle du précédent, ce qui fait que le budget de toute la province passera de 18 000 000 \$ à 8 000 000 \$. C'est donc dire que le gouvernement a procédé et procède encore à une remise en

question de tout l'aspect communications, de tout l'aspect relations publiques. Ma question, bien précisément est celle-ci: Est-ce que Hydro-Québec a l'intention, aussi, de procéder à une remise en question pour voir s'il ne serait pas possible de diminuer les coûts de sa publicité et aussi de l'orienter différemment dans certains cas, parce que j'ai vu des exemples qui, honnêtement, ne m'ont pas éhahi. Quand, entre les périodes de hockey au Forum, on voit Hydro-Québec annoncer sur le tableau central, je ne suis pas certain que ça donne vraiment quelque chose à Hydro-Québec.

M. Coulombe: Dans les restrictions ou la rationalisation budgétaire qu'on a faite depuis quelques années, les budgets de publicité ont été plafonnés. Par contre, là, il y a une question de philosophie de base, je suis d'accord avec vous. Nous avons un produit à vendre. Depuis quatre ou cinq ans, nous avons des compétiteurs extrêmement dynamiques. Gaz Métropolitain, qui a le monopole du gaz au Québec, est extrêmement dynamique dans la présentation de son produit et, à moins de tenir pour acquis que ce produit va se vendre par sa propre dynamique, nous pensons qu'il est important que la clientèle du Québec connaisse le mieux possible les services offerts par Hydro-Québec et l'avantage de son produit sur les produits concurrents.

Je n'essaierai pas de vous démontrer que chacune des actions publicitaires d'Hydro-Québec, chacune des initiatives, comme celle que vous mentionnez ou d'autres, répond parfaitement à ce critère, mais la publicité externe est carrément orientée vers la clientèle, une clientèle qui a le choix, de plus en plus, entre le gaz, l'électricité et le mazout. Si vous regardez la publicité qu'on appelle institutionnelle des compagnies de gaz et de pétrole, je pense qu'on est loin d'être en avant des sommes d'argent qu'elles mettent dans la publicité de leurs produits. Il faut bien penser aussi que nous avons des responsabilités précises, et cela entre dans les coûts des communications. Lorsque l'on envoie vers la clientèle des messages assez précis, avec les factures, par exemple, des messages de sécurité, des brochures disant comment faire des travaux autour de la maison, etc. Il y a une foule de documents qui sont produits par Hydro-Québec qui ne sont pas tellement de la publicité mais presque un service public, lorsque l'on fait des campagnes de promotion pour la sécurité, etc.

Vous avez raison, c'est une question de philosophie. Si on se place sous l'angle commercial, nous pensons qu'Hydro-Québec doit être aussi dynamique dans ce domaine que Gaz Métropolitain ou que toutes les compagnies de pétrole, et Dieu sait si elles en passent de l'argent dans ce domaine, ces

compagnies-là.

Vous pouvez peut-être me citer d'autres exemples où vraiment, certains éléments de publicité peuvent sembler assez bizarres... Je suis prêt à l'admettre.

(16 h 30)

M. Leclerc: Je suis d'accord avec vous qu'Hydro-Québec doit faire de la publicité, sauf que je me dis que vous devriez peut-être revoir votre plan pour mettre davantage d'emphase sur les avantages que vous avez sur le gaz, sur le pétrole et peut-être faire moins de publicité corporative proprement dite. Tout le monde connaît Hydro-Québec, tout le monde reçoit son compte à chaque mois ou à tous les deux mois. Donc, je pense qu'on n'a aucun intérêt à publiciser Hydro-Québec pour Hydro-Québec, mais qu'il faut mettre l'accent sur les services spécifiques qu'offre Hydro-Québec et surtout ses avantages par rapport à d'autres sources d'énergie, parce que sur les 3 150 000 \$, vous avez, seulement en production de messages, 700 000 \$. Ce qui veut dire que vous dépensez 700 000 \$ et que personne n'a encore vu les messages. C'est quand même beaucoup d'argent. C'est la raison pour laquelle je me dis qu'il y aurait sûrement un exercice à faire pour revoir le plan de communications. Je ne veux pas donner de leçon à personne, mais je pense que vous devriez regarder cela au cours de la prochaine année.

Une voix: Merci.

Gestion de l'offre

Le Président (M. Charbonneau): Cela va. Maintenant, nous allons aborder le troisième dossier qui est la gestion de l'offre et je vais céder la parole au député de Roberval.

M. Gauthier: Merci, M. le Président. Pour faire suite à l'intervention précédente, nous aurons certainement l'occasion, au cours de cette commission, d'analyser les efforts qui ont été faits par Hydro-Québec pour rationaliser les dépenses dans tous les postes budgétaires et j'ai l'impression qu'on pourra réaborder cette question qui est intéressante en soi. Mais il y a d'autres aspects de la gestion financière d'Hydro-Québec qui, certainement, méritent une attention importante.

J'aimerais poser quelques questions. C'est aux pages 58 et 59 du plan de développement concernant les quelques paragraphes sur la gestion de leur fonds. Je vois avec beaucoup de plaisir et de satisfaction que, bien sûr, en plus de développer des marchés internes et externes avec beaucoup d'agressivité et de dynamisme, Hydro-Québec fait des efforts également pour maximiser la rentabilité des équipes-

merits qui sont déjà en place. C'est dans cette perspective, je pense, que ce chapitre sur la gestion de l'offre a été écrit. J'aimerais cependant, pour le bénéfice de ceux qui nous écoutent et qui s'intéressent à cette question, obtenir certaines précisions quant à des éléments qui sont mentionnés ici. Le premier... Je me permets de lire un extrait du volume. On dit qu'une automatisation accrue des modes de gestion des centrales hydrauliques rendue possible par le développement de nouvelles technologies permettrait une exploitation des groupes à leur niveau d'efficacité maximal et un meilleur arbitrage des hauteurs de chute des centrales en cascades. J'aimerais savoir... Je me doute qu'on doit parler là d'informatique, j'imagine, au niveau de la gestion de ces équipements. Est-ce que c'est possible d'avoir plus de détails quant à la nature de cette intervention d'Hydro concernant l'automatisation accrue?

M. Coulombe: Alors, je vais demander à M. Jean-Claude Roy qui est vice-président production, transport et distribution, qui est le coeur technique de la boîte, de vous donner plus d'explications sur cette stratégie.

M. Roy (Jean-Claude): Concernant la gestion de la ressource hydraulique qui se fait vers la gestion d'un bassin, vous le comparez d'un bassin à l'autre, à savoir, est-ce qu'on doit tirer l'eau d'un bassin plutôt que d'un autre? C'est un phénomène qui est très complexe, surtout lorsqu'il y a des centrales en cascades sur la même rivière. C'est ce dont on parle ici, c'est déjà cette partie de gestion de ressources ou de bassins ou de centrales. C'est déjà optimisé, c'est déjà automatisé. On a le centre de distribution sur la rue Dorchester à Montréal qui contrôle très bien cette partie-là. Ce dont on parle ici, c'est d'aller plus loin dans l'optimisation de la gestion des ressources à l'intérieur d'une centrale lorsqu'on a sept, huit ou neuf groupes qui fonctionnent, d'aller d'heure en heure dans la gestion d'un groupe, par exemple. Ce dont on parle ici, les centres d'automatisation, ce sont les centres régionaux. Alors, dans tous les centres, dans les neuf régions d'Hydro, nous installons présentement des centres d'exploitation pour automatiser cette partie de la production. Cela nécessite énormément d'information, d'heure en heure, qui doit être acheminée à l'opérateur régional et également à l'opérateur dans la centrale pour suivre cette gestion de très près. Alors, ce sont des centres d'exploitation, des centres de "dispatching", des ordinateurs. Ils sont en train d'être mis en service actuellement.

M. Gauthier: Si j'ai bien compris, cela implique une décentralisation de décision quant à la mise en fonction d'une...

M. Roy: Oui, depuis la période de décentralisation d'Hydro, qui a été amorcée depuis une couple d'années, cette partie de la gestion n'avait pas été décentralisée, faute de moyens dans les régions. C'est vers cela qu'on s'en va maintenant aussi, dans la gestion à l'intérieur d'une centrale, si elle va être décentralisée aux régions.

M. Gauthier: J'imagine que vous allez être mon interlocuteur pour la question suivante également. Un peu plus loin, on fait état d'une économie extrêmement importante de 14 térawattheures d'énergie et on parle de radeaux antivortex permettant, je ne sais pas, de gérer, de mieux exploiter la réserve hydraulique. Est-ce que, pour les fins de la commission, on pourrait nous dire ce que sont des radeaux antivortex. Qu'est-ce que cela fait et qu'est-ce que cela permet pour épargner autant d'énergie?

M. Roy: Dans la gestion d'un réservoir, normalement, le niveau d'eau varie annuellement dans la plupart des réservoirs sauf qu'il y a certains réservoirs qui sont multiannuels. On peut aller assez facilement ou de façon sécuritaire à un niveau maximal qui maintient une tranche pour les fortes crues. Et également, lorsqu'on vide le réservoir, on doit maintenir un certain minimum dans le réservoir parce que, si on baisse trop l'eau dans le réservoir, il peut se former des vortex. Il y a toutes sortes de problèmes hydrauliques qui peuvent se créer et qui peuvent endommager la turbine par cavitation ou autrement.

Il y a peut-être des moyens maintenant qu'on pense... Quant au niveau minimal qu'on croyait sécuritaire, il y a peut-être moyen d'aller un petit peu plus bas que cela en installant des équipements dont on parlait. C'est finalement une réserve qui a toujours été là et dont on ne s'est jamais servi, mais advenant une période d'hydraulicité très sèche - on parle de quatre années faibles d'hydraulicité - on pourrait peut-être prendre le risque d'aller chercher cette réserve de quatorze kilowattheures répartie un peu dans nos réservoirs.

M. Gauthier: Si je comprends bien, cet équipement deviendrait utile pour pallier - je prends cela comme une affirmation, vous me corrigerez si ce n'est pas exact - le fait qu'il y a actuellement certains réservoirs qui ne peuvent plus être utilisés de façon optimale, puisque le niveau est...

M. Roy: Le niveau est trop bas et, de peur d'endommager l'équipement, on prend principalement là-dessus. Donc, on ne veut pas aller plus bas qu'un certain niveau. En ajoutant ce genre d'équipement, on pourrait prendre ce risque d'aller le chercher.

M. Gauthier: Je me permettrai une autre question. C'est un domaine assez intéressant, mais compliqué. Est-ce que ces radeaux antivortex sont installés à certains endroits?

M. Roy: Ce n'est pas installé et c'est dans l'optique d'ici à quelques années. Actuellement, nos réservoirs sont presque au maximum. D'ici à quelques années, lorsque nos réservoirs seront à la baisse, on pourrait commencer à installer ces choses, plutôt que de créer d'autres réservoirs pour se créer une autre réserve. C'est cette quantité de réserves qu'on pourrait aller chercher une fois ou dans des cas d'extrême hydraulité faible.

M. Gauthier: Je me permets également de vous dire que pour générer une quantité d'énergie aussi importante, cela doit se produire souvent que les réservoirs ne sont pas aptes à fournir le maximum pour qu'on puisse anticiper une production additionnelle aussi importante que celle-là.

M. Roy: On parle seulement des grands réservoirs multiannuels. On pense, par exemple, à Manic 5 et, éventuellement, Caniassicau, LG 4 et LG 3. Ce sont des grands réservoirs qui sont pleins depuis un certain nombre d'années.

M. Gauthier: Alors, il n'est pas question d'installer ce truc.

M. Roy: Pas dans toutes les petites centrales. C'est seulement dans les grands réservoirs multiannuels.

M. Gauthier: D'accord. J'aurais une autre question qui relève probablement du domaine technique également. On parle de l'intensification des interconnexions avec les réseaux voisins qui permettrait à Hydro-Québec comme aux réseaux interconnectés de réduire la réserve en énergie et en puissance nécessaire. Cela veut dire quoi? Est-ce que cela veut dire que l'électricité peut passer dans les deux sens dans certaines périodes? Qu'est-ce que cela veut dire?

M. Roy: Effectivement, ce sont les échanges. Chaque réseau prévoit une certaine réserve lorsque les deux réseaux s'interconnectent ensemble. Dans notre cas, c'est par l'échange assez compliqué des interconnexions à courant continu, pour permettre cette interconnexion. Si les deux réseaux peuvent calculer leurs réserves ensemble, les deux réseaux peuvent baisser leur réserve. Cela suppose que les deux réseaux ne seront pas mal pris en même temps. Alors, on peut s'entraider de cette façon.

M. Gauthier: D'accord. Ces équipements ne sont pas en place non plus.

M. Roy: Oui, il y a déjà à Châteauguay et Madawaska les interconnexions actuelles qui...

M. Gauthier: Prévoient cela.

M. Roy: ...qui prévoient cela.

M. Gauthier: D'accord. J'aurais une autre question. Je m'excuse un instant. C'est ce dont on parle dans le paragraphe suivant de la page 59, en haut, une possibilité d'assistance mutuelle avec les réseaux voisins. C'est de cela qu'on parle, de la possibilité d'utiliser de l'électricité.

Une dernière question là-dessus. Je m'excuse, je reviendrai plus tard avec la dernière question. Cela n'est pas sur le même sujet. Je vous remercie beaucoup.

Le Président (M. Théorêt): Il n'y a pas de ce côté de question sur la gestion de l'offre. Est-ce qu'il y en a d'autres du côté de l'Opposition? Si vous voulez, on...

M. Claveau: M. le Président, j'aimerais poser une question, s'il vous plaît!

Le Président (M. Théorêt): Sur la gestion de l'offre?

M. Claveau: Oui.

Le Président (M. Théorêt): Cela va. Le député d'Ungava.

M. Claveau: Je suppose que cela va dans la gestion de l'offre. On sait qu'avec la nouvelle ligne 6 entre Radisson et Des Cantons, Hydro-Québec expérimente quelque chose de nouveau, c'est-à-dire le transport de l'électricité sur de longues distances en courant continu. Est-ce qu'il s'agit d'un cas unique ou est-ce que c'est une expérience qui risque de se multiplier à l'infini dans l'avenir au niveau du transport de l'électricité?
(16 h 45)

M. Hamel (Laurent): En fait le lien à courant continu entre Radisson-Nicolet-Des Cantons, ce n'est pas un projet unique; il existe beaucoup d'installations, dans le monde, à courant continu. La chose qui sera peut-être unique pour ce projet, ce sera d'avoir plusieurs terminaux sur un même lien à courant continu. Jusqu'à aujourd'hui, à l'exception d'un endroit - je crois que c'est en Italie - où on va mettre en service bientôt un lien à courant continu à trois terminaux, le projet de Radisson-Nicolet-Des Cantons va être le premier au monde, après celui de l'Italie, à multiterminaux et à une puissance aussi élevée que 2000 mégawatts.

Disons que, à part cette caractéristique, le réseau à courant continu va être un parmi d'autres dans le monde.

M. Claveau: Disons que ce n'est pas quelque chose qui est fait dans l'hypothèse où, à l'avenir, dans les autres projets, on transporterait en courant continu. Est-ce que c'est avantageux de transporter en courant continu par rapport à l'alternatif?

M. Hamel (Laurent): Cela dépend. Il faut regarder cela cas par cas. Cela dépend des besoins, cela dépend de l'endroit où il faut livrer l'énergie, où on prend la source. On ne peut pas dire que c'est plus avantageux... Règle générale c'est moins coûteux de construire à courant alternatif. Par contre il y a toutes sortes de considérations dont il faut tenir compte, et à ce moment-là, le courant continu peut devenir plus avantageux et c'est le cas de la sixième ligne.

M. Claveau: Merci, M. le Président.

Le Président (M. Théorêt): Toujours sur le même sujet, M. le député de Bertrand.

M. Parent (Bertrand): Oui, merci M. le Président. Je voudrais juste obtenir une information concernant le graphique 25, page 59 de la présentation. Quel est le point critique entre le besoin à satisfaire, c'est-à-dire ce qu'on a en 1986 et qui se situe aux alentours de 135 térawattheures, et la disponibilité? À quel moment se situe ce que j'appellerais le point critique où il faut ajouter par rapport à la disponibilité versus le besoin?

M. Coulombe: Vous voulez savoir à quel point il faut ajouter du nouvel équipement pour satisfaire la demande? 1996. Et si la gestion de l'offre est un succès et si toutes nos hypothèses se réalisent, vous retardez le point critique de quelques années, c'est-à-dire le besoin d'équipement de base, à 2002. Vous vous rappelez, dans la discussion que nous avons eue ce matin sur les exportations, avec la gestion de l'offre et de la demande toutes nos actions vont repousser la construction d'équipement et nos contrats d'exportation vont les ramener. C'est ça qui nous assure si nos actions sont efficaces. C'est cela qui nous assure que les projets, les premiers qu'on va bâtir, vont être extrêmement rentables dans le cadre des négociations avec les réseaux voisins. C'est tout simplement parce qu'au lieu de construire, on se dégage une marge de manoeuvre à même une plus grande productivité du parc ou en l'ajustant sur la demande. Ces équipements donc, on les prend pour l'exportation. Vous voyez le jeu: la gestion de l'offre et la demande et les

exportations. L'un repousse les équipements, l'autre les ramène à des années antérieures.

M. Parent (Bertrand): On peut donc conclure que, si la gestion de l'offre telle que présentée dans votre plan se passe bien, on regagne ou on repousse de sept ans ou six ans.

M. Coulombe: De six ans. Et, si nos contrats d'exportation se signent, on ramène les projets de six ans.

M. Parent (Bertrand): Merci. Cela va M. le Président.

Programme d'équipement

Le Président (M. Théorêt): Si vous permettez on va passer à l'article suivant, qui est le plan d'équipement, et je vais donner la parole au député de Rosemont.

M. Rivard: M, le Président, je voudrais souligner, comme d'autres membres de cette commission, la qualité des documents qui nous ont été remis par Hydro-Québec. Dans le chapitre qui porte sur les installations et les équipements, je note en particulier une question de détail, à la page 65. Dans votre objectif 3, au paragraphe 4, vous vous donnez dans ce paragraphe une préoccupation sociale fort louable, celle de réduire les risques environnementaux reliés à l'exploitation du réseau. J'aimerais vous entendre là-dessus puisque c'est une question qui a eu, depuis quelques années, une certaine actualité.

M. Coulombe: En fait, tout le problème du secteur environnement. Il y a plusieurs dimensions dans ce secteur. À la page 65, on insiste surtout sur les investissements qu'on fait concernant l'insonorisation, par exemple, des équipements dans des centrales. Dans la région Manic, par exemple, quelques millions de dollars sont investis dans des centrales strictement pour améliorer l'environnement physique de ceux qui ont à y travailler et pour diminuer le niveau de bruit.

Dans tous nos problèmes... vous savez que, pour le public, le problème des BCP est un problème majeur. Depuis deux ans, Hydro-Québec a fait l'inventaire complet de tous ces produits réputés dangereux, qui sont effectivement dangereux, et elle entreprend actuellement l'élimination de ces substances dans tout son réseau. On va l'entreprendre par différentes techniques et on est même en train d'essayer de mettre au point un four électrique bâti chez Hydro-Québec. Il est expérimenté au moment où l'on se parle. Cela nous semble une formule intéressante pour éliminer ces substances dangereuses.

Sur le plan un peu plus global de l'environnement, vous savez que, depuis un

an ou deux, une politique de l'environnement a été formulée. Elle fonctionne à l'heure actuelle et elle prévoit un certain pourcentage du coût des équipements pour la mise en valeur du territoire sur lequel ces équipements sont installés. C'est un niveau un peu plus global. On a actuellement dans la ligne, je pense que M. Hamel pourra citer des exemples... c'est un pourcentage du coût des équipements. Je ne sais pas si vous avez en tête le pourcentage exact...

C'est une politique globale d'environnement qui entend respecter les impératifs du milieu, surtout du cadre des MRC et ainsi de suite, qui entend investir de l'argent pour mettre le territoire en valeur après que des mesures de mitigation ont été faites. En d'autres mots, si Hydro, en établissant un équipement, brise le territoire, elle est obligée de le remettre en place. Mais, au-delà de cela, il y a certains problèmes qui se posent et qui ne sont pas palpables. C'est pour cela qu'on a une politique spéciale de mise en valeur.

Dans le domaine global de l'environnement, il y a plusieurs niveaux d'action. J'en ai nommé trois. On pourra peut-être s'attarder sur la question de la politique de mise en valeur.

M. Hamel (Laurent): En ce qui concerne le volet de la mise en valeur de la politique d'environnement d'Hydro-Québec, pour les projets qui coûtent moins de 500 000 000 \$, en ce qui concerne les équipements de lignes et de postes, nous prévoyons dans le coût de nos projets un montant de 1 % du coût global du projet pour des questions de mise en valeur. Quant aux équipements de production, les centrales, on prévoit 2 % du coût global du projet.

Pour les projets qui vont coûter 500 000 000 \$ et plus, selon nos prévisions, nous avons une façon de faire qui est ad hoc. Il faut évaluer le site, la situation et on s'inspire de la politique pour les projets de 500 000 000 \$ et moins, mais on le fait d'une façon ad hoc, projet par projet.

La façon de procéder est la suivante. Dans un territoire, nous sommes en communication avec les municipalités régionales de comté et avec les municipalités et les maires. On s'entend sur le partage de cette somme, on regarde leurs suggestions et on valide leurs suggestions de mise en valeur. Il faut que leurs suggestions aillent dans le sens d'améliorer l'environnement des municipalités ou des régions touchées par le projet.

M. Rivard: M. le Président, toujours dans le "domaine des équipements, une question assez générale. Année après année, selon les divers scénarios que vous entrevoyez, il est évident que vous êtes susceptibles d'investir passablement d'argent

dans l'amélioration de vos équipements de façon générale, dans la rénovation, etc. M. le ministre de l'Énergie et des Ressources, ce matin, nous a fait part d'une préoccupation, et j'espère bien que je ne lui vole pas une question, en ce qui concerne le contenu québécois. D'une certaine façon, il vous pose la question suivante: il serait sûrement intéressant de connaître d'Hydro-Québec les moyens qu'elle entend mettre en oeuvre pour augmenter ce taux de contenu québécois que, semble-t-il, vous fixez à 75 % et les objectifs qu'elle s'est fixée en cette matière. Récemment, je voyais le résumé d'un livre qui a été écrit par un M. Faucher, "Hydro-Québec, la société de l'heure de pointe", où il reprenait une certaine critique qui a déjà faite quant à la façon dont Hydro-Québec, dans le passé, à l'époque des grands travaux, a assumé ou n'a pas assumé ce qu'il fallait faire en termes de contenu québécois dans ces travaux.

M. Coulombe: Dans le cadre de la politique d'achat d'Hydro-Québec - d'ailleurs, en ce qui concerne ce livre, c'est mon opinion, c'est peut-être la partie la plus faible du livre - parce que, finalement, s'il y a une fonction d'Hydro-Québec qui a été un succès, c'est bien sa politique d'achats. Avec une réserve que j'ai faite ce matin concernant le développement technologique, c'est peut-être une faiblesse qu'on voudrait modifier. Fondamentalement, que vous alliez avec la politique d'achat dans les grandes firmes d'ingénieurs, les plus grandes au Canada sinon parmi les plus grandes au monde, qui sont ici, c'est carrément la politique d'achat d'Hydro-Québec qui les a mises sur pied. Il y a de grandes industries au Québec qui ont été mises sur pied par la politique d'achat d'Hydro-Québec. À l'heure actuelle, c'est un sujet extrêmement délicat parce que, dans le contexte du libre-échange, tôt ou tard ce problème va être posé. Un des efforts qu'on a faits dans le cas de la politique d'achat, ça été ce qu'on appelle des accords de fabrication.

C'est une technique qu'on a commencée depuis deux ou trois ans où, essentiellement, on propose à des fabricants qui existent au Québec ou qui existent en dehors du Québec, de venir s'installer au Québec ou d'augmenter leur production au Québec en leur garantissant une part du marché des années futures. Pendant trois, quatre ou cinq ans, on leur garantit une part des achats à condition que ces entreprises s'engagent à avoir un programme de recherche et développement qu'ils peuvent faire en collaboration avec l'IREQ ou seuls. On a actuellement - peut-être que M. Caron pourra élaborer là-dessus - trois ou quatre de ces accords de fabrication qui ont été signés avec des firmes et l'expérience s'avère extrêmement intéressante.

Au point de vue de la politique d'achat, on n'a pas d'objectif précis, d'aller à 82, 83 ou 88 etc., parce que, à un moment donné, se fixer de tels objectifs peut être dangereux car il faut quand même que ce soit compatible avec la qualité du produit, d'une part, et aussi le coût. Il faut toujours respecter cet ensemble.

Si on parle de 75 % des achats d'Hydro-Québec qui sont faits au Québec, il est bien évident que cela a un impact énorme et le succès de cette politique est visible dans des industries concrètes et des firmes, etc. Pour les accords de fabrication, M. Caron pourrait nous donner plus de détails.

M. Caron: Jusqu'à ce jour, nous avons quatre accords de fabrication qui sont en vigueur, qui sont signés. Les objectifs, bien entendu, c'est, pour Hydro-Québec, d'augmenter son contenu québécois mais aussi, et c'est peut-être un objectif encore plus important, d'amener ces firmes, premièrement, à investir plus au Québec au niveau du développement et de la recherche et, deuxièmement, à développer plus leurs capacités vers les marchés d'exportation, donc à assurer que ces firmes, qui croissent en grande partie grâce à Hydro-Québec, ne deviendront pas les victimes d'Hydro-Québec ou des fournisseurs uniques pour Hydro-Québec.
(17 heures)

Au niveau de la politique d'achat, il y a deux autres éléments que nous privilégions. Depuis deux ans, à l'intérieur de l'entreprise, systématiquement, nous avons systématiquement continué de sensibiliser les requérants, c'est-à-dire les concepteurs d'ouvrage à l'intérieur d'Hydro-Québec sur les produits qui sont fabriqués au Québec pour les amener de plus en plus à utiliser des produits québécois, finalement, dans leurs spécifications.

Enfin, dans la mesure du possible, nous tentons de planifier, mieux que nous ne le faisons dans le passé, nos besoins et nos approvisionnements, pour éviter - excusez l'expression - des "bottlenecks" qui, à un moment donné, nous obligent à nous approvisionner à l'extérieur, strictement parce que les capacités de production qui sont au Québec sont tout simplement débordées. À la limite, nous allons occasionnellement devancer des achats pour permettre la satisfaction de nos besoins chez nous.

M. Coulombe: Juste pour vous mentionner un exemple très concret, dans les quatre compagnies dont on parle, on s'aperçoit que les achats, à Hydro-Québec, vont rester à peu près stables, c'est-à-dire d'environ 11 millions de dollars par année. Par contre, les exportations de ces

compagnies vont augmenter de façon graduelle. En d'autres mots, le marché qu'on leur a proposé reste stable avec la planification un peu plus rigoureuse des achats année par année. Cela leur assure donc une base et elles peuvent investir pour l'exportation. On sait que dans ces domaines techniques, le marché de l'exportation est un marché extrêmement intéressant pour ces compagnies. Cela leur permet à toutes fins utiles, d'exporter plus qu'elles ne vont acheter d'Hydro-Québec. Graduellement et de plus en plus.

M. Rivard: Je vous remercie.

Le Président (M. Charbonneau): Cela va? M. le député de Roberval.

M. Gauthier: Nous voilà maintenant au coeur de la question même qui doit être étudiée par cette commission, à savoir le plan d'équipement d'Hydro-Québec pour les prochaines années. Pour des fins de bonne compréhension, aux pages 61 et suivantes, on a des tableaux qui présentent un programme d'équipement selon divers scénarios de l'offre et de la demande. J'aimerais qu'on établisse clairement chacun de ces scénarios. Par exemple, je vois "Scénario de référence". C'est celui qu'on utilise tout au long du document. Mais qu'est-ce que le scénario de référence? C'est une demande de combien? À quoi cela a-t-il trait? La même question vaut pour les trois autres hypothèses, gestion de l'offre, etc.

M. Coulombe: Est-ce qu'on pourrait avoir la fiche numéro 11? Il y a malheureusement une partie qui est moins visible, la partie grise. Lorsqu'on parle du scénario de référence, ce qu'on exprime est le scénario de base. C'est-à-dire avec la demande telle qu'on l'a présentée à 3.3 et avec le poids des années antérieures qui s'accumulent pour donner le plan d'équipement que vous avez là. C'est le scénario de base, le scénario à partir duquel on bâtit l'avenir. C'est notre base. Le scénario avec gestion est uniquement avec gestion de l'offre et de la demande comme on vient de l'expliquer. Tous les moyens, les six moyens qui sont mis de l'avant pour gérer l'offre et la demande. Le troisième, c'est la même chose, mais avec notre hypothèse de ce matin d'exporter 3500 à 4500 mégawatts. Vous avez aussi un autre scénario où nos efforts de gestion n'atteignent pas leurs objectifs, il n'y a donc pas de gestion de l'offre et de la demande, mais il y a les contrats d'exportation. Vous voyez, dans chaque cas, surtout dans la partie grise - parce que dans la partie des équipements de pointe les décisions varient très peu selon les scénarios - qui est les équipements de base, le jeu de tous les équipements majeurs dans

le scénario de référence. En d'autres mots, on ne s'occupe pas tellement de gestion de l'offre et de la demande, des exportations non plus. Les projets vont être mis en service et, pour regarder le début des travaux, soustrayez toujours six ou sept ans de ces chiffres-là.

Avec la gestion, on l'a vu tantôt, cela reportait le premier équipement de base à l'an 2002: LG1.

Si on exporte, c'est ce que l'on disait ce matin, cela ramène le premier projet de base en 1996, donc début de la construction: six à sept ans avant, vers l'année 1989. Sans gestion mais avec exportation, vous voyez une concentration de projets qu'il faudrait mettre en service. Vous avez des dates: 1995-1995-1995 et 1996; vous avez les quatre, cinq projets de base qui devraient être prêts quasiment en même temps, avec tous les inconvénients que cela comporte en termes de planification des travaux et du coût immense qui est concentré dans peu d'années.

Cela montre l'importance de la stratégie de la gestion de l'offre et de la demande couplée à une stratégie d'exportation. Celui qu'Hydro-Québec préfère là-dedans c'est l'avant-dernier évidemment. C'est le scénario avec gestion et exportation.

Mais, lorsque Hydro-Québec reviendra ici l'an prochain, dans deux ans ou dans trois ans, on n'élimine pas que les circonstances externes puissent nous amener vers l'un ou vers l'autre des autres scénarios. Mais, celui sur lequel on travaille activement, c'est l'avant-dernier c'est-à-dire le scénario de gestion de l'offre et de la demande et de l'exportation.

M. Gauthier: M. le Président, quand on parle du troisième scénario avec gestion, est-ce que l'on a considéré là-dedans que les mesures mises de l'avant pour gérer l'offre et la demande donnaient un rendement plein, moyen ou faible? J'aimerais savoir comment vous vous situez là-dedans.

M. Coulombe: C'est-à-dire que nos objectifs sont atteints.

M. Gauthier: Plein rendement: c'est-à-dire les chiffres...

M. Coulombe: ...les chiffres qu'on vous s mentionnés...

M. Gauthier: ...qui nous étaient donnés précédemment.

M. Coulombe: Par exemple, comme 1500 mégawatts interruptibles, on suppose qu'on va réussir,

M. Gauthier: D'accord.

M. Coulombe: C'est évident, c'est sous-entendu dans votre question, que si on atteint moins, ces jeux d'option se modifient. En d'autres mots, on peut réussir sur la télécommande concernant la biénergie. On peut manquer notre coup sur l'interruptible. Ces scénarios vont jouer en conséquence de la nécessité d'équipements supplémentaires qu'il faudra faire si on ne réalise pas nos objectifs.

M. Gauthier: Si je comprends bien, ce n'est pas invraisemblable d'affirmer que le scénario réel, finalement, puisse se situer quelque part entre le deuxième et le troisième ou entre le troisième et le quatrième, peut-être? Parce que avec gestion...

M. Coulombe: Vous avez raison. Il y a de grosses chances qu'il se situe là.

M. Gauthier: Également, quand vous dites avec gestion et exportation, vous faites référence - vous me l'avez dit tout à l'heure, cela m'a échappé - à 3500 mégawatts?

M. Coulombe: Cela fait référence à ce qu'on a discuté, ce matin, des contrats d'exportation entre 3500 et 4500 mégawatts.

M. Gauthier: D'accord. C'est l'hypothèse qui est la plus probable, celle qui est retenue, en tout cas, pour le moment.

M. Coulombe: C'est cela.

M. Gauthier: Pour les fins de la discussion.

D'accord. J'aimerais maintenant, si vous le permettez, M. le Président, aborder de façon beaucoup plus précise chacun des projets qui sont énoncés ici. Une première question avant de poursuivre. Dans les équipements de pointe, toujours sur le tableau qui est là, pour ceux qui suivent nos travaux, on parle de LG 2 en phase 11, mais on parle d'autres équipements de pointe. Est-ce qu'il s'agit là de lignes de transport d'énergie, de choses comme cela?

M. Coulombe: Non, ces autres équipements de pointe peuvent être des turbines à gaz.

M. Gauthier: D'accord.

M. Coulombe: Pour des pointes extrêmement fines, cela peut être des équipements de cet ordre.

M. Gauthier: Des périodes très courtes...

M. Coulombe: Exact.

M. Gauthier: ...j'imagine. Dans la période... D'accord.

Est-ce qu'il y a possibilité d'avoir plus en détail ce qui est constitué et regroupé sous la rubrique "autres"?

M. Coulombe: M. Mercier, vice-président - planification des équipements.

M. Mercier (André): En termes d'équipements de pointe comme tels, on considère, comme M. Coulombe vient de le dire, les turbines à gaz. Également, on considère le suréquipement de certaines centrales. En particulier, on considère les suréquipements de la rivière Manicouagan, des sites de Manic 2, Manic 3 et Manic 5. Actuellement, on est déjà en train de préparer un suréquipement pour la centrale de Manic 5PA.

Il est aussi possible d'envisager dans ces équipements de pointe des centrales à réserve saisonnière qui seraient, finalement, des centrales où on accumule de l'eau dans des réservoirs durant presque toute une saison, comme la saison d'été. Finalement, on pourrait utiliser l'eau qui est accumulée durant la pointe d'hiver. C'est une centrale de pompage, si vous voulez, mais à plus long terme. Delaney avait déjà été considérée dans le passé, mais c'est une centrale de pompage à plus court terme, où on pompait la nuit et on turbinait durant le jour. Aujourd'hui, on considère plutôt des centrales de type saisonnier. On accumule l'eau durant une saison et on la turbine durant une autre saison.

M. Gauthier: Compte tenu du coût assez élevé de cet équipement par rapport au peu d'heures d'utilisation, est-ce que je me trompe en disant qu'on en explique la rentabilité par le fait que ces équipements de pointe permettent de retarder des équipements beaucoup plus onéreux? J'imagine que cela doit coûter très cher d'avoir un tel équipement qui sert durant une période relativement courte.

M. Mercier: Effectivement, c'est un choix économique que l'on fait qui détermine exactement... Pour le nombre d'heures donné, par exemple, pour un nombre d'heures très restreint, ce sont les turbines à gaz qui sont les plus intéressantes. Pour un nombre d'heures plus grand, cela devient le suréquipement ou cela devient des centrales à réserve saisonnière. Pour chacun des types, on détermine exactement quels sont les équipements les plus économiques.

M. Gauthier: On va avoir l'occasion d'y revenir, probablement à la question des coûts, à l'analyse financière de ces projets, mais, a priori, lorsqu'on parle de suréquipement, pour quelqu'un qui ne connaît pas le

domaine, cela semble sauter aux yeux que ce soit là la formule la moins chère, puisqu'il y a déjà là un équipement de base. On a l'impression qu'il s'agit d'ajouter des choses complémentaires à un équipement qui est déjà là. Est-ce que ce n'est pas, dans la plupart des cas, la formule de loin la plus économique?

M. Mercier: Actuellement, ce qu'on peut dire, c'est que les suréquipements sont les plus intéressants dans le cas où on a besoin d'une pointe qui dure pendant plus de 200 heures. Entre 100 et 200 heures, on va penser à d'autres types d'équipements. Et pour moins de 50 heures, on va parler plutôt de turbines à gaz.

M. Gauthier: D'accord.

M. Mercier: Je parle de pointe totale durant l'année.

M. Gauthier: D'accord. Serait-ce possible, M. le Président, de regarder chacun des projets tels que présentés? J'aimerais, dans un premier temps, qu'on puisse nous parler... parce que des décisions sont déjà prises sur certains de ces équipements... Il y a d'autres projets dont les plans sont en rédaction, j'imagine, sont en préparation. Il y en a d'autres qui sont à la phase de construction, à moins que je ne m'abuse. Pourrait-on savoir, pour chacun de ces projets, où on en est rendu actuellement? Y a-t-il des travaux de commencés, etc.?

M. Hamel (Laurent): Pour être bien clair, ici, on veut se référer aux équipements qui sont montrés à la page 61.

Une voix: C'est cela, oui, c'est exactement notre tableau.

Le point sur les projets

M. Hamel (Laurent): En ce qui concerne les équipements de pointe, LG 2A Phase II, on sait que le projet LG 2A a été approuvé. Les activités préparatoires de construction sont en marche actuellement. La firme qui va gérer le projet a été nommée. Les firmes d'ingénieurs-conseils sont nommées. Nous sommes à préparer les documents d'appel d'offres pour aller en soumission afin de mobiliser au chantier les entrepreneurs afin de commencer les travaux de construction au début de l'année 1987. C'est pour le projet LG 2A Phase I.

M. Gauthier: Est-ce qu'on peut... si vous permettez, je vous arrête tout de suite. J'ajouterais une question supplémentaire, tandis que vous passez l'ensemble des projets. Quels coûts économiques et combien d'emplois cela représente-t-il? Quand vous

parlez de début 1987, cela veut dire que, quelque part au milieu de 1987, il y aura un nombre d'employés... vous avez certainement calculé le nombre de jours-hommes que cela représente.

M. Hamel (Laurent): D'accord. Pour LG 2A, le coût total du projet, en dollar courant, ici on parle d'un montant de 1 689 000 000 \$. A la fin de 1985, il y avait 4 millions et demi de dépensés et le reste est à venir dans les années prochaines.

En ce qui concerne les effectifs, pour l'année 1986 - je parle ici au niveau du chantier, et non pas au siège social ou dans la région de Montréal - au niveau du chantier, on prévoit une pointe en 1986 de 19 personnes. Par contre, comme je vous le disais tout à l'heure, la mobilisation va se faire à la fin de 1986 pour commencer réellement les travaux au début de 1987. Alors, la pointe qui est prévue en 1987 est de 606 personnes, à pied d'oeuvre.

Une voix: D'accord.

M. Hamel (Laurent): J'ai mentionné aussi qu'on parle ici de la phase I de LG 2A. On sait que LG 2A est une centrale souterraine. On prévoit y installer éventuellement six groupes. La phase I, ce sont les trois premiers groupes, ce qui vous donne à peu près 1000 mégawatts. En ce qui concerne les trois derniers groupes, c'est-à-dire la phase II du même projet, cette décision n'est pas encore finalisée. La décision finale d'acheter ou d'installer les trois derniers groupes va se prendre plus tard selon les besoins.
(17 h 15)

M. Gauthier: Un scénario qui se réalisera. Je me permets de vous arrêter encore. En supposant que c'est le scénario no 3 qui se réalise, on voit pour LG 2A Phase II, une mise en service qui serait prévue pour 1995, c'est bien cela. Techniquement, cela représente quoi, une mise en service de LG 2A Phase II, en 1995, comme décision? C'est quoi comme date de décision? Est-ce que c'est 1988 ou 1989?

M. Hamel (Laurent): Pour la phase II?

M. Gauthier: Oui, pour la phase II.

M. Hamel (Laurent): Pour la phase I ou la phase II?

M. Gauthier: Pour la phase II. La phase I, c'est décidé, vous me dites.

M. Hamel (Laurent): Si on veut mettre les turbines en service en 1995 - vous avez mentionné 1995 et 1996...

M. Gauthier: Selon le scénario. Je le

mentionne.

M. Hamel (Laurent): ...il faut compter trois ans pour une décision, le temps de décider et de fabriquer les groupes alternateurs, les installer et les mettre en service.

M. Gauthier: D'accord. Je suis toujours dans LG 2A Phase II, parce que la phase I, je tiens pour acquis que votre réponse est complète. Je tiens pour acquis, si le scénario que vous souhaitez se produit effectivement et que tout fonctionne bien dans la gestion de l'offre et de la demande et des exportations, qu'une décision devrait être arrêtée aux environs de 1992 à peu près.

M. Hamel (Laurent): Oui, pour une mise en service, on compte trois ans. 1992, cela vous place en 1995 pour une mise en service des trois derniers groupes.

M. Gauthier: D'accord. Je vous remercie pour celui-là. On peut continuer. LG 2A Phase II il y a des données qu'il serait intéressant d'avoir comme dans le premier cas.

M. Hamel (Laurent): Si on descend pour LG 2, cela complète LG 2A. Ici, on est dans le domaine des équipements de base. En ce qui concerne LG 1...

M. Gauthier: Je m'excuse de vous interrompre. À moins que j'aie mal compris votre réponse, tout à l'heure, vous me parliez de LG 2A Phase I. Vous m'avez donné le nombre d'emplois, disant que c'était pour commencer au début de 1987 et qu'il y avait une pointe de 17 et, après cela, une pointe de quelques centaines d'hommes. Est-ce qu'on peut avoir les mêmes chiffres pour LG 2A Phase II, qui est inscrit pour 1995, selon votre scénario?

M. Hamel (Laurent): Si on décidait de faire LG 2A très tard, à ce moment le projet LG 2A Phase I serait terminé. La mise en service des trois groupes de LG 2A Phase I est prévue pour 1992. Alors, si on prenait une décision en 1992 pour commencer la fabrication des turbines en usine en 1992 pour les mettre en service en 1995, il y aurait une démobilisation au chantier en 1992, parce que la phase I est complétée. Il y aurait une remobilisation au chantier - je dis bien - en 1993 pour installer et mettre en service les trois derniers groupes.

M. Gauthier: J'imagine, étant donné que la décision est reportée à beaucoup plus tard, que les chiffres que vous pourriez avoir à ce moment-ci sont très approximatifs.

M. Hamel (Laurent): C'est cela. Pour

monter les groupes et les mettre en service, ce sont de très petites équipes. Par contre, s'il y avait une continuité - la décision n'est pas prise encore, elle est à venir - dans le montage entre la phase I et la phase II, en d'autres mots, de mettre la phase I en service plus tôt qu'en 1995, si requis, à ce moment ce seraient les mêmes équipes qui demeureraient au chantier et qui compléteraient les travaux.

M. Gauthier: D'accord. On peut aller à LG 1 maintenant.

M. Hamel (Laurent): Pour LG 1, on se rappellera que lors de la réalisation de la phase I du complexe La Grande, nous avons fait des préinvestissements. La Société d'énergie de la Baie James, qui avait le mandat de réaliser la phase I du complexe La Grande, a fait des préinvestissements dans le chantier LG 1. Alors, déjà, lorsqu'on va sur le site, on peut s'apercevoir que la dérivation de la rivière est complétée. Le batteur d'eau pour la clôture centrale est complété. Il reste à le vidanger et à procéder aux travaux d'excavation.

Sur le plan des campements, il y a des structures. Il y a une partie du campement qui est installée, qui est en attente et il y a une bétonnière, une usine à béton, qui est installée et qui est en attente. Lorsqu'il y aura une décision pour LG 1, il s'agira juste de rouvrir et d'activer le campement et de commencer les travaux.

M. Gauthier: Est-ce que, toujours selon le troisième scénario, quand on parle de LG 1, on parle d'une mise en service possible 1996-1997? Quelle serait la dernière date que vous avez pour prendre une décision avant d'en arriver à une mise en service en 1996-1997?

M. Hamel (Laurent): La prise de décision en 1988, mobilisation en chantier en 1989 et début des travaux.

M. Gauthier: D'accord.

M. Coulombe: Il faut bien penser que dans ce genre de décision, on parle de LG 1, puissance additionnelle aussi. Nous avons un problème de permis et d'interrelation avec la Convention de la baie James et ainsi de suite. Alors, il va falloir prévoir que la décision se prenne pour laisser suffisamment de temps pour que les permis soient émis pour respecter l'objectif de mobiliser le chantier vers l'année 1989 si nos contrats d'exportation se réalisent.

M. Gauthier: Vous prévoyez, M. le Président, que cela puisse amener des discussions fort longues pour la réouverture de l'entente.

M. Coulombe: C'est-à-dire qu'on vit à l'heure actuelle les permis qui entourent, par exemple, la construction de la sixième ligne. Ce sont toujours des discussions sur lesquelles il ne faut surtout pas faire l'erreur de prévoir que cela va se régler dans une semaine, quinze jours. Il faut prévoir un bon laps de temps parce qu'il n'y a pas seulement les autochtones, il y a tous les permis gouvernementaux et ainsi de suite. Donc, il faut prévoir un an, un an et demi de discussions à tout niveau avant que le permis de construction soit effectivement donné. Alors, si on veut mobiliser les chantiers, si nos contrats d'exportation se réalisent, on voulait mobiliser ces chantiers pour l'année 1989, il faudrait qu'à la fin de l'année prochaine, en 1988, il y ait une décision pour commencer les négociations et tout l'environnement que ce genre de négociations suppose. On pense, par exemple, que les travaux de la sixième ligne vont commencer sur le terrain peut-être à la fin de 1986, mais nos discussions sur les permis avec le gouvernement, avec un peu tout le monde, même nos discussions avec les autochtones ne sont pas terminées encore. Nous n'avons pas tous les permis en main et cela fait au-delà d'un an qu'on travaille sur ce projet-là. Donc, cela ne commencera pas avant la fin de 1986. Il faut calculer ce genre de délai.

M. Gauthier: M. le président, est-ce que vous pouvez nous dire, à ce moment-ci, si les discussions préalables ou si une approche a été faite avec les gens concernés sans qu'il y ait de décision de prise? J'imagine qu'Hydro-Québec a poussé une pointe vers ces gens pour vérifier un peu l'état d'esprit dans lequel ils se trouvent face à cela.

M. Coulombe: Est-ce que vous voulez dire, vis-à-vis des autochtones?

M. Gauthier: Oui.

M. Coulombe: Vis-à-vis des autochtones, ils sont au courant du contenu du plan comme tout le monde. Ils prévoient, dans le cadre des discussions qu'on a avec eux parce qu'on est en train de discuter avec eux pour la sixième ligne LG 2 PA, c'est évident que l'horizon LG 1 les intéresse, les préoccupe. Maintenant, on doit dire qu'au moment où on se parle, les discussions vont bon train. On ne peut pas dire qu'on a du retard, mais ce genre de discussion est toujours très long. Cela se poursuit de façon valable à l'heure actuelle. Mais évidemment, ils prévoient aussi l'intérêt d'un développement comme LG 1. Dans le cadre des discussions concernant LG 2 et la sixième ligne, cela arrive passablement souvent qu'il y ait des pointes de poussées vers les futurs projets de

développement.

M. Gauthier: On pourrait peut-être continuer avec M. le vice-président.

M. Hamel (Laurent): Nous avons LA 1, LG 1 et Brisay. Ce sont les trois centrales qui font partie de la phase II du complexe La Grande. LA 1, qui est sur la rivière la Forge, qui fait partie de la phase II du complexe La Grande, est un projet pour lequel, encore une fois, lors de la réalisation de la phase I du complexe La Grande, la SEBJ a fait des travaux de préinvestissement. À l'heure où on se parle, la route d'accès est complétée. Elle est en place. Il y a des travaux de digue et un pont qui a été construit pour traverser la rivière. Aussitôt que la décision est prise de débiter les travaux, il s'agit de mobiliser directement sur le chantier et de démarrer les travaux. Cela ne pose aucun problème.

M. Gauthier: Est-ce que cela veut dire que le délai... Je prends toujours la troisième colonne de notre tableau en supposant que le scénario d'Hydro-Québec, celui qui est souhaité en tout cas, se réalise, on prévoit pour la Forge, 1997. Cela veut dire que la date ultime pour prendre une décision dans le dossier, étant donné que des préinvestissements ont été faits, cela ressemblerait à quoi?

M. Hamel (Laurent): 1989, cela pourrait aller à 1990 parce que LA 1, il y a un bon bout de chemin de fait pour l'obtention des permis. Je pense qu'on a le permis. On l'a pour un des deux, je ne sais pas si c'est pour LA 1 ou LA 2 qu'on a déjà le permis. L'obtention des permis ne poserait pas de problème pour LA 1. La décision pourrait aller jusqu'en 1990. Si on prend la décision en 1989, cela nous donne le temps de commencer les travaux de construction en 1991, pour une mise en service en 1997.

M. Gauthier: Sainte-Marguerite?

M. Hamel (Laurent): Cela va?

M. Gauthier: Oui, cela va.

M. Hamel (Laurent): Pour le prochain, Brisay.

M. Gauthier: Brisay, oui.

M. Hamel (Laurent): C'est un peu la même chose pour Brisay, il y a des préinvestissements qui ont été faits dans le cadre de la réalisation du complexe La Grande Phase I. La prise d'eau est complétée, elle est en eau; la prise d'eau fait partie du grand réservoir Caniapiscou. Nous avons aussi une partie à l'aval de la

centrale qui est excavée pour nous permettre de transiter l'eau de la Caniapiscou vers LG 4. Les routes d'accès sont complétées. Si une décision était prise pour Brisay, il n'y aurait pas de problème de mobiliser pour les travaux immédiatement. Nous ne prévoyons pas d'avoir de problèmes pour l'obtention des permis. Si une décision était prise en 1990, nous pourrions commencer les travaux en 1992, pour une mise en service en 1999.

M. Gauthier: O.K. On peut continuer avec ces mêmes renseignements pour les trois autres projets qui sont mentionnés. On reviendra, si vous voulez, au tout début pour faire le calcul des coûts et emplois prévus, parce que cela m'intéresse d'avoir une vision d'ensemble de l'impact économique que ces projets vont avoir. On peut continuer et on reviendra pour les reprendre dans l'ensemble si vous voulez.

M. Hamel (Laurent): Sainte-Marguerite, c'est un projet qui est sur la Basse-Côte-Nord et, contrairement à ceux que j'ai mentionnés tout à l'heure, il n'y a pas eu de travaux, de préinvestissements. Pour Sainte-Marguerite, nous prévoyons une décision en 1990, obtention des permis, début de construction en 1992 et une mise en service de la centrale en 1999.

En ce qui concerne le complexe Grande Baleine, on sait qu'il y a trois projets: GB 1, GB 2 et GB 3. Pour ce projet, il faudrait construire à partir de LG 2 une route d'accès qui monterait vers GB 2, et il y aurait une espèce de bifurcation pour se rendre à GB 1, d'une part, et à GB 3, de l'autre côté. C'est pour cela qu'on se donne dix ans de réalisation à cause, justement, de la difficulté d'accès. S'il y avait une décision pour Grande Baleine en 1990, l'obtention de permis deux ans, début de construction en 1992 - ici, quand je dis début de construction cela serait la route d'accès qui pourrait avoir jusqu'à 200 kilomètres - et la mise en service des premiers groupes en l'an 2000.

M. Gauthier: O.K.

M. Hamel (Laurent): Et finalement La Romaine. Mise en service en 2005, c'est loin dans le temps, c'est un nouveau pays à ouvrir. À ce moment-là, il faudrait compter huit ans de construction. Il faudrait commencer les travaux en 1997, décision vers 1995.

M. Gauthier: Décision vers 1995.

M. Hamel (Laurent): Oui.

M. Gauthier: Est-ce que vous auriez l'amabilité de revenir sur ces projets et de nous donner rapidement les projets, le coût

et les emplois prévus?

M. Hamel (Laurent): En ce qui concerne les coûts, ici je dois parler en dollars constants. Dollars 1985: LG 1, le coût est 1 150 000 000 \$. Il faut attacher à ce LG 1 la septième ligne, il faudra construire une septième ligne. Le coût de la septième ligne est 640 000 000 \$

J'ai mentionné les projets LA 1 et Brisay. LA 1: 990 000 000 \$, Brisay: 580 000 000 \$. Ensuite, Sainte-Marguerite: 1 020 000 000 \$. Pour Grande Baleine, le complexe: 3 680 000 000 \$. Cela prendrait une huitième ligne pour Grande Baleine, et la huitième ligne: 1 190 000 000 \$. La Romaine: 2 600 000 000 \$ et le transport: 520 000 000 \$.

(17 h 30)

Pour les effectifs, j'ai les effectifs pour les projets qui sont tout près de nous. Quant aux projets qui sont un peu plus lointains, je n'ai pas l'information avec moi. J'ai l'information en ce qui concerne LG 2 A, les effectifs à la pointe en 1989: 1089 personnes. Ici, ce sont les gens qui sont à pied d'oeuvre sur le chantier, j'exclus les personnes qui sont affectées à ce projet, mais qui travaillent soit à partir de Montréal ou de Québec.

M. Gauthier: Quand vous parlez des effectifs à la pointe: 1089 personnes, la pointe cela peut être quoi, un an, deux ans, c'est quelle période?

M. Hamel (Laurent): C'est la pointe de 1989. Pour être plus précis, en 1987, la pointe des employés sur le chantier: 406 personnes. La pointe en 1988: 745 personnes et en 1989: 1089 personnes. Pour LG 2 A, c'est l'année 1989 qui va être la plus grosse année d'activité sur le site. On sait que, sur ces chantiers, les activités se font surtout en été et, en hiver, il y a relâche à cause du climat etc. Pour la sixième ligne: la pointe en 1986 est de 194 employés; en 1987, c'est 872 employés; en 1988, c'est 891 employés et, en 1989, c'est 892 employés. On voit que, pour la sixième ligne, la pointe est répartie sur deux ans, 1988 et 1989, la mise en service est 1990.

Pour les autres projets: LG 1, LA 1, Brisay, Sainte-Marguerite, en ce qui concerne les effectifs, je n'ai pas l'information détaillée étant donné que c'est très loin dans le temps. Mais c'est de l'information qu'on pourrait retracer assez rapidement, si vous êtes intéressé.

M. Gauthier: Oui, j'imagine que cela doit être assez approximatif. Ce qu'on vous demande, ce n'est pas un exercice facile, je le conçois bien. Est-ce qu'on pourrait enregistrer immédiatement la demande? Je serais intéressé personnellement à voir ne

serait-ce que des approximations de ce qui est prévu comme impacts. Est-ce que c'est possible?

M. Hamel (Laurent): Oui. Il n'y a pas de problème.

M. Gauthier: On s'ajustera sur les coordonnées. Merci.

Le Président (M. Charbonneau): Dans ce cas-là, des membres de la commission me signalent qu'il sont aussi intéressés à la demande du député de Roberval. Donc, serait-ce possible de faire parvenir ces renseignements au secrétariat de la commission qui les distribuera à tous les membres de la commission? Cela va?

M. Hamel (Laurent): Cela va.

Le Président (M. Charbonneau): M. le ministre.

M. Ciaccia: Quant à LG 2 A, vous avez donné certains chiffres d'emplois pour l'année 1989. Quand les travaux seront-ils terminés?

M. Hamel (Laurent): Je m'excuse, j'étais...

M. Ciaccia: Les travaux vont-ils continuer au-delà de 1989?

M. Hamel (Laurent): Pour?

M. Ciaccia: LG 2 A.

M. Hamel (Laurent): LG 2 A, la phase I va être en service en 1992.

M. Ciaccia: En 1992.

M. Hamel (Laurent): Donc, il va y avoir des activités jusqu'à la fin de 1992.

M. Ciaccia: Quand vous donnez certains chiffres sur les emplois, vous mentionnez au début, la première année, 1986, 13 emplois dans la moyenne, à la pointe: 19. Je pense que le même phénomène s'applique à toutes les années. Par exemple, 170 en 1987, en moyenne; à la pointe, 406. En 1988: 546 en moyenne et 745 à la pointe. En 1989: 791, en moyenne et 1089 à la pointe. Pour les projets de ce genre, en termes d'emplois, on pourrait facilement dire que, si on ajoute toutes les personnes-années à la pointe, effectivement, le nombre de personnes-années jusqu'à 1989 serait de 2259, si on ajoute tous ces montants. Est-ce exact?

M. Hamel (Laurent): C'est exact.

M. Coulombe: Il faut ajouter, évidemment, tout le personnel cadre qui

travaille...

M. Ciaccia: Pardon?

M. Coulombe: On parle d'effectifs sur le chantier. Il faut ajouter à ces chiffres tous les bureaux d'ingénieurs, tous les emplois dans la fabrication d'équipement et ainsi de suite.

M. Ciaccia: Aux 2259 personnes-années jusqu'à 1989, il faudrait ajouter tous les autres emplois que vous venez de mentionner. Est-ce que vous avez une approximation?

Une voix: C'est au moins le double.

M. Grignon: En fait, pour situer les ordres de grandeur concernant la charge de travail que des projets hydroélectriques peuvent représenter, si on prend le groupe des projets de base des quatre premiers, LG 1, LA 1, Brisay et Sainte-Marguerite, cela créerait en emplois directs et indirects... On compte donc les emplois sur le chantier, la gérance, la fabrication et tous les emplois indirects des sous-traitants, mais non l'effet induit, c'est-à-dire qu'on ne compte pas l'activité économique qui va découler du salaire que ces gens vont gagner. Seulement en emplois directs et indirects, ces quatre projets créeraient durant la phase de construction qui est largement étalée 34 000 emplois dont la moitié sur les chantiers. C'est un ordre de grandeur qui reflète à peu près ce qui se passe dans le cas de chantiers similaires.

M. Couiombe: Et qui seraient étalés de 1987 à 1999 pendant 12 ans.

Une voix: Etalés sur 10 à 12 ans.

Une voix: Douze ans, 34 000 emplois.

M. Ciaccia: Le troisième tableau est basé sur un taux de croissance de 3,3 %. Le quatrième tableau démontre les besoins sans gestion avec exportation. Je présume que vous avez fait la différence des coûts et revenus entre le scénario 3 et le scénario 4⁷

M. Coulombe: On a vu ce matin, à la page 63, les investissements représentent 32 000 000 000 \$ plutôt que 27 000 000 000 \$. Donc, on connaît les coûts. Maintenant...

M. Ciaccia: Pourrais-je vous interrompre? Le quatrième tableau représenterait 36 000 000 000 \$ d'investissements comparativement à 27 000 000 000 \$ pour...

M. Coulombe: 32 000 000 000 \$...

M. Ciaccia: 32 000 000 000 \$...

M. Coulombe: ...versus 27 000 000 000 \$, mais pour les années qui se terminent en 1995. Les chiffres qu'on vous a donnés tantôt vont jusqu'en 1999.

M. Ciaccia: D'accord.

M. Coulombe: Il faudrait ajouter la tranche de cinq ans, de 1995 à l'an 2000. Est-ce qu'on a ces chiffres-là ici? Alors, il faut ajouter aux 32 000 000 000 \$ la tranche de cinq ans de 1995 à l'an 2000. Je ne peux pas vous dire exactement combien cela ajouterait dans ces années-là, mais il faut ajouter vraiment plusieurs milliards, parce que, pour Sainte-Marguerite, Grande Baleine et La Romaine, la pointe des investissements et des travaux, c'est après 1995. Est-ce qu'il faut parler de 40 000 000 000 \$, de 45 000 000 000 \$ ou de 50 000 000 000 \$? Je n'en sais rien à l'heure actuelle.

M. Ciaccia: Mais pour la période...

M. Coulombe: Mais pour la période jusqu'en 1995...

M. Ciaccia: ...cela irait de 27 000 000 000 \$ à 32 000 000 000 \$.

M. Coulombe: C'est cela. Les investissements totaux.

M. Ciaccia: Et quel engagement de plus y aurait-il, parce que les travaux ne seraient pas terminés à cette période-là? Pour combien de travaux de plus Hydro-Québec serait-elle engagée?

M. Coulombe: On serait engagé par la valeur courante des chiffres que M. Hame! vous a signalés tantôt, en dollars de 1985. En termes courants, je ne sais pas ce que peut impliquer la transformation.

Une voix: C'est doublé.

M. Coulombe: C'est doublé.

M. Ciaccia: Cela serait combien à peu près?

M. Hamel (Laurent): Alors, on double les montants que je vous ai donnés tout à l'heure, si on met cela en dollars courants, grosso modo.

M. Coulombe: Pour être plus précis, pour Sainte-Marguerite, Grande Baleine et La Romaine, c'est quoi les chiffres que vous avez donnés tantôt?

M. Hamel (Laurent): Pour Sainte-

Marguerite, 1 020 000 000 \$, pour Grande Baleine, avec la huitième ligne, on parle de 4 870 000 000 \$, et pour La Romaine, avec le transport, on parle de 3 120 000 000 \$.

M. Coulombe: On multiplie cela par deux.

M. Hamel (Laurent): Pour le total, on parle de 12 370 000 000 \$, toujours en dollars constants. En dollars courants, il faudrait doubler. Alors, on parle peut-être de 25 000 000 000 \$.

M. Ciaccia: Ajoutés aux 32 000 000 000 \$?

M. Hamel (Laurent): Ajoutés? Non.

M. Ciaccia: Je voulais savoir, si c'était passible - mais peut-être pourrait-on faire cet exercice plus tard - pour combien additionnellement on serait engagé après qu'on se sera engagé pour les 32 000 000 000 \$? On pourrait obtenir ces chiffres à un autre moment.

Une voix: Cela va?

Une voix: Cela va pour le moment.

Le Président (M. Charbonneau): M. le député de Roberval.

M. Gauthier: Merci, M. le Président. Il y a quelques détails qui me manquent encore, qui m'ont échappé tout à l'heure. M. le vice-président à l'équipement, je pense, me donnait des chiffres qui n'étaient pas inclus dans le tableau, bien sûr, mais j'aimerais les avoir si possible. Quand on parle de Manic 5 PA, est-ce qu'on peut avoir les chiffres d'investissements, d'emplois et les échéances? Je sais qu'il y a des choses qui se font actuellement ou qui vont se faire. Est-ce qu'on pourrait avoir le point très juste là-dessus?

M. Hamel (Laurent): En ce qui concerne Manic 5 PA, on se rappellera que les travaux ont été arrêtés il y a quelques années - c'est une centrale souterraine, je vous le disais, sur la rive droite du barrage une fois l'excauation pratiquement complétée, alors qu'on commençait à peine les travaux de bétonnage. Nous avons pris la décision de compléter la centrale. On est allé en soumissions. Il y a un contrat qui sera émis bientôt, un premier contrat, et le plus haut contrat va suivre dans les semaines qui viennent. On prévoit mettre en service cette centrale en 1989. En ce qui concerne Manic 5 PA, il y avait 346 000 000 \$ de dépensés à la fin de 1985 et le coût total du projet complété est d'environ 802 000 000 \$. Donc, il reste à peu près 456 000 000 \$ à

dépenser pour compléter les travaux. Les travaux, comme je le disais tout à l'heure, vont être complétés en 1989. En ce qui concerne les effectifs, la pointe - je parle toujours à pied d'oeuvre - en 1986 sera de 155 personnes, en 1987, de 259 personnes, en 1988, de 465 personnes, et finalement en 1989, de 235 personnes. Selon une règle du pouce, on peut peut-être multiplier par deux le nombre d'employés sur le chantier, avec les employés de soutien et les cadres qui travaillent au siège social, les ingénieurs-conseils, ceux qui sont directement ou indirectement...

M. Gauthier: On peut utiliser cette règle-là pour l'ensemble des projets?

M. Hamel (Laurent): À peu près. Une règle du pouce.

Fissures à Manic 5

M. Gauthier: Juste un instant. D'accord. Je vous remercie. Quant à parler de Manic 5, je me permettrais un aparté. On entend parler de choses pour le moins inquiétantes parfois concernant le barrage Manie 5. On aurait décelé des problèmes de fissures, etc. Tandis que l'on passe sur le plan d'équipement, je pense qu'on pourrait peut-être faire un aparté pour parler de ces problèmes. Est-ce que techniquement vous êtes en mesure de nous donner à ce moment-ci des informations concernant ces problèmes et concernant la manière dont Hydro prévoit procéder pour les régler? Je ne sais pas à qui je dois adresser ma question, M. le Président.

M. Hamel (Laurent): Il y a une décision qui va se prendre bientôt, mais il est certain qu'il va falloir conforter le barrage Daniel-Johnson. Nous allons conforter le bas des voûtes du barrage... (17 h 45)

M. Gauthier: Je m'excuse. Juste pour fins de compréhension, "conforter", ce n'est pas un terme que j'ai l'habitude d'utiliser chaque jour dans mon vocabulaire, j'aimerais que vous donniez quelques détails sur ce qu'il veut dire.

M. Hamel (Laurent): Lorsque le barrage Daniel-Johnson a été conçu dans les années 1958-1959, à ce moment-là, selon la technologie la plus avancée, les voûtes simples et minces, on les descendait droit dans la fondation. Un peu plus tard et aujourd'hui, c'est une chose qu'on ne fait pas. Lorsqu'on arrive au niveau de la fondation rocheuse, les voûtes sont en double courbe et reviennent un peu vers l'aval. Ce n'est pas le cas à Manic 5 PA. Aujourd'hui, quand on regarde en arrière, les gens sont peut-être portés à dire qu'il y a eu une

erreur de design. Mais il faut se rappeler que, au moment où Manic 5 PA a été "désigné" la technologie n'était pas aussi avancée qu'aujourd'hui.

Le confortement, c'est pour redonner au bas des voûtes la courbe qu'on aurait donnée à ce moment-là si on avait connu la technologie d'aujourd'hui. De plus, le confortement va protéger le bas des voûtes de l'action du gel et du dégel. J'ai mentionné, il y a quelques instants, que ce sont des voûtes minces que l'on retrouve habituellement dans des climats un peu plus tempérés que celui de la Manicouagan. Notre barrage Daniel-Johnson subit des variations sévères de température et cela à pour effet de faire bouger le béton. On sait que, lorsqu'il fait chaud, les matériaux grossissent et, lorsqu'il fait froid, ils rapetissent. Le barrage Daniel-Johnson étant une structure immense, on peut voir facilement le travail qui se fait dans cette masse de béton lorsque les températures varient d'heure en heure et de jour en jour. Avec le temps, il s'est fait des fissures particulièrement dans le bas des voûtes. On sait que le bas des voûtes est ancré dans la masse rocheuse. Il s'est fait des fissures pour permettre au barrage de bouger. Avec le confortement, on va en profiter pour protéger le bas des voûtes de l'action du gel et du dégel. Le confortement va atteindre deux objectifs: premièrement, redonner au bas des voûtes les courbes qu'elles devraient avoir et, deuxièmement, les protéger contre le gel et le dégel.

Nous avons aussi décidé que le confortement se ferait en béton plutôt qu'en enrochement. Nous sommes à ce moment-ci à compléter notre avant-projet et nous allons présenter au conseil d'administration, d'ici quelques mois, notre recommandation de réaliser les travaux pour un montant déterminé.

M. Coulombe: Juste pour compléter l'information là-dessus, depuis deux ans, Hydro a pris une triple stratégie pour approfondir ce programme qui est extrêmement complexe au niveau technique. Il y a un groupe d'experts internationaux, les plus réputés au monde, qui nous ont servi de consultants et de critiques vis-à-vis des travaux qui étaient faits par des firmes de consultants; donc, groupes de consultants de Montréal, experts internationaux et les propres équipes d'Hydro-Québec. Avec cette triple approche, le consensus se fait sur les meilleures méthodes à prendre pour éviter une détérioration plus grande du barrage dans le cadre de ce que M. Hamel vient de dire.

M. Gauthier: À ce moment-ci, M. le Président, je pense qu'on peut dire que les propos alarmistes qui ont été tenus par certains médias ou par certaines personnes

concernant des dangers sérieux de ce barrage n'ont pas de raison d'être. Si je comprends, Hydro est maîtresse de la situation, elle a développé une expertise qui lui permet d'apporter les correctifs qui seront jugés nécessaires et il n'y a pas lieu de s'inquiéter outre mesure de la situation du barrage.

M. Coulombe: Je pense qu'il faut dire que nous sommes très préoccupés, à Hydro, par le problème et très anxieux de mettre les solutions en place le plus rapidement possible. Mais l'ensemble de nos consultants, que ce soit au point de vue international, local ou interne, ne sont pas outre mesure nerveux. Mais on est préoccupé d'en arriver à une solution le plus rapidement possible.

M. Gauthier: Je vous remercie beaucoup. J'aurais encore d'autres questions pour continuer...

Le Président (M. Charbonneau): Je rappelle à tous les membres de la commission, lorsque vous avez la parole, que vous avez le droit de l'utiliser pendant dix minutes consécutives et les dix minutes n'incluent pas les réponses de nos invités. Par ailleurs, il y a alternance; à quelques reprises déjà, vous et le ministre êtes intervenus plus d'une fois. Vous pouvez intervenir plus d'une fois, mais quand vous avez la parole, vous pouvez parler pendant dix minutes, pas plus. Vous pouvez continuer encore pour un certain temps, à moins que...

M. Théorêt: M. le Président, pour autant que ce soit toujours sur le même sujet.

M. Gauthier: Toujours sur le même sujet. J'oserais même dire que cela sera davantage pertinent, ce que j'avais commencé à dire, que la dernière question que je viens de poser. Concernant les équipements, je pense que je dois m'adresser encore là au vice-président. M. le vice-président, des équipements comme ceux que l'on vient de voir, des barrages nouveaux, des additions nouvelles doivent exiger, j'imagine - on en fait mention quelque part dans le document, je n'ai pas la référence, cependant - des interconnexions supplémentaires importantes, surtout quand on parle d'un scénario d'exportation qui est assez intéressant. J'imagine que cela se quantifie, que les coûts de ces projets-là sont évalués et que l'impact, en termes d'emplois, est également évalué par Hydro. Est-ce que vous pourriez nous entretenir sur cette question des interconnexions? Parce que j'imagine que c'est une part importante de l'effort d'équipement qu'Hydro doit faire d'ici une dizaine d'années.

M. Hamel (Laurent): En ce qui concerne

les interconnexions, ce n'est pas en fonction des barrages et des centrales. C'est en fonction des marchés externes. Il faut regarder cela plutôt sous l'angle des marchés externes que sous l'angle des barrages et des centrales.

Exemple, si nous avons besoin de barrages et de centrales pour les besoins internes, il n'est pas requis d'avoir des interconnexions. Nous avons vu tout à l'heure, lorsque nous avons traité des marchés externes, que la première option, c'était de remplacer, disons, l'excédentaire par du ferme, donc avec les moyens que nous avons actuellement. Il n'est pas question pour le moment de construire de grandes interconnexions dans la phase I et dans la phase II. Par contre, on a vu sur un des tableaux qu'à la phase III de l'exportation il faudra penser à une grande interconnexion au-delà de la sixième ligne que nous nous apprêtons à réaliser bientôt.

Il reste à voir si nos démarches pour ce qui est de l'exportation vont réussir ou non avant de parler de grandes interconnexions additionnelles au-delà du projet Radisson-Nicolet-Des Cantons.

M. Gauthier: D'accord. Vous me replacez dans le contexte. Mon intervention n'aurait pas eu lieu si je m'étais souvenu que, dans la deuxième phase prévue dans le domaine de l'exportation, on utilise les interconnexions actuellement existantes.

M. Coulombe: Ou qui vont être en construction. La dernière, la sixième ligne, va être terminée en 1990.

M. Gauthier: En 1990.

M. Coulombe: C'est cela. C'est le stock d'interconnexions qu'on a actuellement. Par contre, dans les autres réseaux, pour les moyens de transport à l'intérieur du Québec, c'est évident que si M. Hamel vous a donné les chiffres tantôt de la septième ligne et de la huitième ligne, c'est qu'il s'agissait de grandes lignes de transport, mais cela suppose toute une infrastructure au niveau des réseaux de répartition et, évidemment, des réseaux de distribution. Tout s'enchaîne en termes d'investissement dans ce domaine.

Ordonnancement des travaux

M. Gauthier: Une dernière question sur le sujet. À la page 64 du document que vous nous avez remis, au paragraphe 3, où on fait une espèce de synthèse des objectifs et des stratégies, il y a une phrase qui me surprend un peu. C'est dans la deuxième colonne en haut: "Pour ce faire, poursuivre un programme intégré d'études portant sur l'ordonnancement des projets. À cette fin, il s'avère utile et nécessaire de poursuivre les

études relatives au projet Sainte-Marguerite ainsi que les études pour la réalisation modulaire du complexe Grande Baleine." Cela m'étonne un peu de voir cela, parce que j'avais l'impression bien naïvement que l'ordonnancement qui nous était donné dans ces tableaux était quelque chose d'ex cathedra, que c'était l'ordre dans lequel cela allait se faire.

Est-ce qu'il y a des possibilités, à un certain moment, qu'on inverse des projets et qu'est-ce qui ferait qu'un projet serait inversé par rapport à un autre vu que, j'imagine, vous en avez déjà évalué les coûts et les impacts? Ce n'est certainement pas le fruit du hasard si Hydro-Québec a mis LG 1 avant Laforge dans le tableau. Est-ce que je comprends bien en pensant que cette phrase veut dire qu'il pourrait y avoir un bouleversement de ces projets? Qu'est-ce qui ferait qu'il y aurait un bouleversement, si c'est le cas?

M. Mercier: Pour tenter de répondre à votre question, c'est que finalement il nous reste encore des études à compléter sur l'ensemble du programme. Beaucoup des projets que vous avez vus ne sont pas tous au même niveau de connaissance - par exemple, Sainte-Marguerite n'est pas à ce qu'on appelle un niveau d'avant-projet - à un niveau de connaissance suffisant pour pouvoir les connaître exactement, avec une certaine précision qui nous permet de prendre des décisions fermes. C'est le cas de Sainte-Marguerite, mais c'est le cas aussi de NBR. Pour NBR il y a déjà eu des avant-projets très poussés qui ont été faits sur l'ensemble du complexe. Mais il reste qu'aujourd'hui, étant donné que la situation a beaucoup changé, parce que NBR avait été conçu surtout en pensant aux besoins du Québec antérieurement, lorsque la demande était extrêmement forte, et parce qu'on considère plutôt les besoins à l'exportation, il serait peut-être très intéressant qu'on puisse avoir beaucoup plus de flexibilité, surtout dans le complexe NBR. Dans ce sens, on veut étudier finalement la possibilité de séparer l'ensemble du complexe NBR en modules plus petits en fait, qui nous permettraient d'être beaucoup plus flexibles dans la réalisation du complexe.

Effectivement, vous avez raison en partie. Si les études additionnelles qu'on ferait nous permettaient de confirmer le coût économique de Sainte-Marguerite ou de trouver que NBR pourrait être scindé en modules différents, il pourrait y avoir certains changements. On pourrait peut-être faire un module de NBR avant le complexe Grande Baleine. Donc, il y a certains ajustements encore qui pourraient être faits pour arriver à l'optimum comme ensemble de projets hydroélectriques.

M. Coulombe: Un exemple précis pourrait être donné. Le problème de l'ordonnement de ces travaux dans le plan de développement d'Hydro a toujours une allure de rigidité et, en fait, on ne veut qu'il ait cette rigidité. Un exemple dans le passé, dans les plans de 1980, 1981, 1982, vous avez retrouvé, comme un des projets prioritaires de pointe, Delaney. En 1982, lorsqu'on a coupé le programme d'investissement à cause de la baisse de la demande et de la crise économique, Delaney est resté dans l'ordonnement comme le numéro 2 ou 3 des grands projets de pointe. Pendant que le projet était arrêté - on a arrêté les études et autres - la situation s'est modifiée. Le projet était conçu à une époque où la fine pointe nécessitait ce genre de réserve pompée avec les investissements. Or, à la suite des changements de comportement des consommateurs, au lieu d'être à la hausse, la pointe s'est affaïssée. Le résultat, des planificateurs d'équipement ont dit: Delaney n'est plus le projet le plus valable pour répondre aux besoins de pointe, c'est LG 2 PA qui est le plus valable. La pointe s'était affaïssée. Cela est dû au comportement des consommateurs, aux programmes commerciaux et ainsi de suite. L'ordonnement a été modifié. Carrément, on a mis de côté le projet Delaney puis, on a fait LG 2 A.

Alors, il se peut qu'il y ait des circonstances comme celles qu'on vient d'examiner au point de vue technique, mais il se peut qu'il y ait d'autres circonstances aussi qui restructurent cet ordonnancement. Mais il ne faut pas oublier qu'on parle d'horizon de temps de dix ou quinze ans. Il se produit beaucoup de choses. C'est pour cela qu'on ne voudrait pas que ce soit perçu comme une structure rigide et définitive.

Ce qui est définitif là-dedans, ce sont les deux premiers, c'est-à-dire la fin de Manic 5, puis LG 2 PA; c'est un peu dans le béton, quoique c'est peut-être là une mauvaise expression "dans le béton". Les autres sont des hypothèses qui nous semblent à l'heure actuelle les plus plausibles, mais ce ne serait pas irrationnel que dans deux, trois ou quatre ans il y ait un ordonnancement un peu différent selon des critères techniques ou des critères d'environnement.

M. Gauthier: J'ai apprécié votre exemple. Cela se conçoit bien dans le cas d'un équipement prévu pour une période de pointe. Cela se comprend très bien, d'autant plus que les coûts - vous nous l'avez expliqué et c'est écrit dans l'étude - calculés font en sorte qu'à un moment donné tel équipement devient préférable à tel autre, selon le comportement de la pointe surtout en termes de longueur, plus de 200 heures, moins de 200 heures, etc. J'ai compris cette chose-là et je vous remercie de l'exemple. Mais je

vous avoue que, si vous ne voulez pas que l'idée de rigidité persiste, vous allez devoir m'en donner un peu plus. Quand on parle d'équipement de base, est-ce que, toute condition étant égale par ailleurs, LG 1 est jugé économiquement plus rentable que La-forge 1 dans la liste? Je ne sais pas si je pourrais vous demander un exemple supplémentaire impliquant de l'équipement de base et qui amènerait un changement d'ordre de projet.

M. Coulombe: Je vais vous donner un exemple très précis. Il est peut-être délicat à donner, le projet de développement hydro-électrique à Montréal, le projet Archipel. Au point de vue technique, c'est un projet qui, selon les caractéristiques techniques qui avaient été développées - et je vais laisser M. Mercier en parler plus à fond - était classé parmi les projets intéressants. Il arrive une variable externe: l'exigence de l'environnement sur la question du canal des rapides de Lachine. C'est une variable externe qui est devenue tellement importante qu'il a fallu modifier l'ordonnement technique du projet et le résultat net, c'est que le projet, au lieu d'être classé parmi les premiers, a dégringolé. Et c'était une centrale de base. Voilà un exemple, évidemment, qui est un peu à la limite, d'un projet qui techniquement se classait de façon X; on introduit une variable fondamentale pour ceux qui avaient à prendre cette décision, c'est-à-dire la protection des rapides, et immédiatement il a fallu changer l'aspect technique du projet, et celui-ci est parti de la deuxième ou troisième place et est rendu après ces projets-là.

M. Gauthier: En terminant, M. le Président... Je sais que nos travaux doivent être suspendus, il est 18 heures. Je reviendrai, d'ailleurs, ce soir pour compléter les questions.

Le Président (M. Charbonneau): Si vous avez une question, je préférerais que vous la réserviez dans ce cas pour 20 heures, car cela peut nous mener loin.

M. Gauthier: Je la réserve pour 20 heures, M. le Président. On y reviendra.

Le Président (M. Charbonneau): S'il n'y a pas d'objections, on va suspendre les travaux jusqu'à 20 heures. Merci.

(Suspension de la séance à 18 h 2)

(Reprise à 20 h 10)

Le Président CM. Charbonneau): La commission parlementaire de l'économie et du travail reprend l'exécution de son mandat,

c'est-à-dire l'analyse et l'étude de la proposition tarifaire d'Hydro-Québec. Je pense que, comme tout le monde l'a constaté, c'est un mandat compris dans son sens large, la proposition tarifaire ayant des incidences et des corollaires sur lesquels on s'est penché jusqu'à maintenant sans encore avoir abordé la proposition tarifaire proprement dite.

M. le député de Roberval.

M. Gauthier: N'ayez crainte, M. le Président, on va aborder la proposition tarifaire dans les minutes ou les heures qui vont suivre. J'aimerais cependant terminer...

Une voix: Les heures qui vont suivre!

M. Gauthier: Que je sache, on siège encore une couple d'heures, M. le Président.

Le Président (M. Charbonneau): Ah oui!

M. Gauthier: J'ai très bien soupé, M. le ministre. Comme vous, probablement, trois bouchées. On parlait de l'ordonnement des travaux et on nous avait dit que le complexe NBR serait vraisemblablement morcelé et que les études pourraient être faites individuellement pour chacun des projets. J'ai cru comprendre cela. Est-ce qu'on pourrait savoir ce que représente NBR comme complexe quand on pense à le morceler comme projet? Est-ce trois projets, cinq projets? Quel morcellement est prévu, puisqu'on en a fait état avant qu'on se laisse pour le lunch?

M. Hamel (Laurent): Le projet NBR, comme le nom le dit, englobe trois rivières, les rivières Nottaway, Broadback et Rupert. L'idée, c'est de dériver deux des trois rivières dans une seule rivière et d'aménager principalement cette rivière-là. En tout, on prévoit la construction de neuf centrales hydroélectriques. Dans ces centrales-là, il y en a qui sont plus intéressantes que d'autres par rapport aux coûts investis et à l'énergie qui en résultera.

L'avant-projet est pratiquement complété. Il a été réalisé par la Société d'énergie de la Baie James et il est terminé depuis environ quatre ou cinq ans. À ce moment-là, on l'a conçu comme un complexe et aujourd'hui, à la lumière des informations qu'on a, ainsi que de la tendance, on veut le regarder à nouveau et voir si on ne pourrait pas le morceler et construire les éléments les plus intéressants pour Hydro-Québec pour des questions de demande interne ou même aussi de demande externe, c'est-à-dire pour l'exportation. Il faudrait faire des études additionnelles à NBR pour voir s'il n'y aurait pas avantage pour Hydro-Québec à prendre une ou deux des neuf centrales et à les réaliser avant certaines autres. Les chiffres

qu'on a sur NBR sont globalisés. Si on prend le meilleur projet, il est certain qu'il deviendra beaucoup plus intéressant que la moyenne. Cet exercice n'a pas encore été fait.

La même chose pour Grande Baleine qui, comme vous le savez, est au nord de La Grande. Il y a trois projets, trois centrales: GB 1, GB 2 et GB 3. Il est certain que le projet GB 1 est beaucoup plus intéressant que les projets GB 2 et GB 3. On va aussi regarder Grande Baleine. Lorsqu'on a fait l'avant-projet, c'était global. Si on allait chercher juste GB 1, est-ce que GB 1 serait plus intéressant ou aussi intéressant que certaines centrales de la phase II du complexe La Grande?

M. Gauthier: Quand vous parlez, M. le vice-président, de regarder cela à nouveau, vous faites certainement référence aux études qui ont été faites depuis un bout de temps - cela fait quelques années déjà que c'est fait - qui doivent être mises à jour nécessairement. J'ai l'impression qu'il y a des données qui ont changé considérablement par rapport aux avant-projets ou aux études qui ont été faites il y a sept, huit ou dix ans.

M. Hamel (Laurent): Sur le côté physique, il n'y a pas beaucoup de changements. En fait, il n'y a pratiquement pas de changements. On a continué à prendre certaines lectures depuis ce temps au point de vue hydraulique, mais les données de base sont demeurées les mêmes. Je ne pense pas qu'on revoie fondamentalement les sites et les centrales. Les études additionnelles porteraient surtout sur l'agencement. On sait qu'il y a des dérivations. Est-ce qu'on serait mieux de faire telle centrale ou de dériver cette rivière-là avant l'autre? C'est ce genre d'étude qu'il va falloir faire pour, justement, isoler une ou deux centrales et savoir vraiment ce qui est le plus rentable pour Hydro-Québec, si on devrait démarrer centrale par centrale plutôt qu'attaquer le complexe dans son ensemble.

M. Gauthier: Si je comprends bien votre réponse à la question précédente, les coûts actuellement calculés pour NBR, c'est pour le complexe dans son entier. C'est donc dire qu'en étudiant séparément, par phases, le projet, cela pourrait être un élément qui amène un devancement d'équipement par rapport à ce qui est déjà inscrit dans le plan d'équipement.

M. Hamel (Laurent): Il est possible qu'à la suite de ces études on aille isoler une centrale de NBR et la devancer par rapport au complexe lui-même et peut-être à certains autres projets à l'extérieur du complexe NBR. C'est possible.

M. Gauthier: Une dernière question. Quelle est la puissance totale de NBR?

M. Hamel (Laurent): Je crois que c'est près de 8000 mégawatts.

Une voix: C'est 7000 mégawatts.

M. Hamel (Laurent): 7000 mégawatts.

M. Gauthier: 7000 mégawatts. Je vous remercie beaucoup. Cela va.

Le Président (M. Charbonneau): Merci. M. le député de Rouyn-Noranda-Témiscamingue.

M. Baril: Bonsoir. Je suis le député de Rouyn-Noranda-Témiscamingue; donc, cela me fait un peu quelque chose de voir qu'il y a un projet qui démarre au nord de la région que je représente. On suit cela de près. Je voudrais aborder des questions propres à mon comté. De plus, je vous remercie beaucoup; vous m'épargnez un voyage à Montréal, parce que j'avais l'intention, dans les semaines qui viennent, de me rendre chez vous pour prendre un peu d'information afin de savoir de quelle façon vos gens vont procéder pour faire les achats, aussi de quelle façon vous allez embaucher le monde juste dans un but bien précis, car, chez nous, dans le Nord-Ouest du Québec, en Abitibi-Témiscamingue, il faudrait voir à ce que nos gens, ce coup-ci, se préparent plus, soit en suivant des cours ou je ne sais pas trop quoi, pour qu'ils puissent avoir leur fameuse carte pour qu'on ait notre part d'embauche dans le Nord-Ouest du Québec.

C'est un peu cela qui était le début de ma question. Pour commencer, j'aimerais qu'on reparle un peu de ma première question. Quelle est votre structure? Est-ce qu'elle est exactement la même qu'avant, à savoir si on parle encore de la SEBJ, de la SDBJ, de la municipalité de la Baie-James, etc?

M. Coulombe: Le mandat de construction de LG 2 PA est donné à la SEBJ. Essentiellement, la SEBJ va fonctionner selon le modèle suivant lequel elle a fonctionné depuis quinze ans ou treize ans. Donc, au point de vue de la structure, c'est très clair. C'est de la cogérance. La SEBJ va avoir la gérance avec une firme d'ingénieurs de Montréal qui est déjà choisie. On va procéder comme dans les projets de la phase I. Avant de donner la parole à M. Hamel qui pourra expliquer, de façon plus précise, les problèmes de logistique, d'organisation du chantier et du choix de personnel dans le cadre du décret de la construction et des entrepreneurs, j'aimerais souligner que, dans votre région, il y a eu quand même un événement intéressant qui

s'est produit l'année passée, alors qu'on a fusionné la région Baie-James et la région Abitibi, ce qui a quand même créé 150 nouveaux emplois permanents dans la région. Nul doute que cela va solidifier la structure régionale au point de vue de l'exploitation.

Il est bien clair que la structure d'exploitation n'a pas d'autorité sur la construction de LG 2 PA. Peut-être que M. Hamel pourra expliquer un peu plus clairement les questions de logistique et de personnel en jeu là-dedans.

M. Hamel (Laurent): En ce qui concerne l'embauche du personnel, cela va se faire un peu comme cela s'est fait pour la phase I du complexe La Grande. Il y a des priorités qui sont données aux gens qui sont sur place, c'est-à-dire les gens de la région immédiate du projet LG 2 A. Il y a les gens de Chisasibi ceux qui auraient une première priorité. Ensuite, ce sont les régions périphériques au projet. Je pense à l'Abitibi, au Saguenay. Ensuite, on donne préférence aux autres régions un peu plus loin. Disons que, dans le passé, dans La Grande, phase I, si vous avez regardé les statistiques, c'est que l'Abitibi était la première devant toutes les autres régions pour fournir le personnel qui a oeuvré sur le complexe La Grande Phase I, toutes proportions gardées si on tient compte de la population régionale de l'Abitibi. Nous avons l'intention de continuer dans le même sens pour LG 2 A et les autres projets qui vont suivre, de donner une priorité aux régions périphériques avant d'aller à l'extérieur.

En ce qui concerne les approvisionnements en biens et matériels, disons qu'on a la politique à Hydro-Québec et à la Société d'énergie de la Baie James, pour des montants supérieurs à X dollars, de procéder à un appel d'offres public au niveau de la province. Les gens qui sont près du projet sont favorisés dans le sens que leurs coûts de transport pour les gros chantiers sont moindres et, pour les achats pour lesquels nous ne sommes pas obligés d'aller en appel d'offres public, sur le chantier même nous allons avoir un bureau d'achats local. Ces gens-là ont comme instruction de demander des prix dans la région; encore-là, la région immédiate est en avant des autres régions sous cet aspect.

M. Baril: Lorsque vous dites que vous allez engager, qui fera les engagements? J'ai vécu la Baie James, j'étais là durant ces années. Qui va engager? Est-ce que c'est le centre de main-d'oeuvre, est-ce Hydro-Québec, est-ce la SEBJ, c'est qui? Est-ce un bureau du syndicat qui va engager?

M. Hamel (Laurent): Le projet va être construit par des entrepreneurs, alors, les entrepreneurs vont embaucher leurs employés.

Par contre, les entrepreneurs, dans leur contrat, on leur demande de suivre les instructions contractuelles qu'on va leur donner, disons que cela apporte un avantage aux gens des régions périphériques avant d'aller à l'extérieur. La Société d'énergie de la Baie James vérifie ces choses-là et s'assure que c'est fait selon les clauses contractuelles.

M. Baril: Je ne veux pas prendre trop de votre temps. Je me souviens qu'au niveau des achats dans notre région on avait beaucoup de problèmes parce que vous demandiez des prix f.o.b. Montréal; vous transportiez vous-mêmes votre matériel à partir de la cour de transbordement de Montréal. Nous, en Abitibi, nous avons fait plusieurs voyages chez vous à la SEBJ pour essayer de combattre ce système-là et au moins donner un "f.o.b. point" égal à tout le monde. Moi, on me disait: D'accord, il faut que tu sois f.o.b. Matagami. Nous autres, nous étions pénalisés en faisant 400 milles de plus et le gars de Montréal, lui, avait 5 ou 10 milles pour aller porter son stock; vous payiez le transport, vous.

C'est pour cela que je profite de l'occasion pour vous passer ce petit message. Au niveau des achats, dans ce futur projet, j'espérerais bien qu'au moins le f.o.b. soit un peu plus respecté afin que, peu importe qui veut soumissionner à la Baie James, il ait la même chance qu'un gars de Montréal.

M. Hamel (Laurent): À ce sujet, le complexe de La Grande, phase 1, a été construit en un bloc. Les questions de logistique étaient immenses. Il a fallu que la Société d'énergie de la Baie James s'organise en fonction de l'échelle du projet. Tandis que pour la phase qui s'annonce, les projets vont venir un par un. Il est pensable - on s'oriente actuellement dans cette direction-là - qu'on laisse les entrepreneurs et les fournisseurs faire le transport eux-mêmes. À ce moment-là, cela va éliminer un peu le problème que vous aviez en Abitibi.

M. Baril: Merci.

Le Président (M. Charbonneau): Pas d'autres questions? M. le député de Bertrand.

M. Parent (Bertrand): Merci, M. le Président. J'ai quelques questions très spécifiques concernant des chiffres sur les différents équipements. D'abord, le vice-président exécutif aux équipements, M. Hamel, a dit au ministre comme réponse, si j'ai bien compris - je voudrais juste rectifier et être assuré qu'on parle de la même chose - dans le cas de LG 2, que la centrale serait mise en service en 1992. En fait, c'est la phase I. Je ne pense pas que cela avait été spécifié. Mais on parlait vraiment de la

phase I en 1992; l'autre partie, la phase II, est beaucoup plus loin. C'est cela?

M. Hamel (Laurent): C'est exact.

M. Parent (Bertrand): Concernant le cas de Manic 5 PA M. le vice-président, vous avez mentionné - du moins, j'ai compris - que le montant des travaux qu'il restait à faire était d'environ 250 000 000 \$ selon les chiffres que vous avez avancés cet après-midi. Les données que j'avais, à partir d'un communiqué de Mme Hélène Gauthier-Roy, qui a été émis du bureau du président le 7 novembre dernier, faisaient état de 550 000 000 \$ qui restent à investir pour compléter Manic 5 PA. Je voudrais juste savoir si les chiffres de 450 000 000 \$ ou de 550 000 000 \$ sont les bons chiffres. On a le tableau, à la page 64, qui nous révèle 112, 110, 170 et 86 dans les années subséquentes.

M. Coulombe: 178.

M. Parent (Bertrand): Pardon?

M. Grignon: Cela voudrait dire, selon le tableau de la page 64, que, outre les 343 000 000 \$ qui ont déjà été investis dans Manic 5 PA, il resterait 478 000 000 \$ de travaux à effectuer d'ici la mise en service en 1989.

M. Parent (Bertrand): Donc, cela fait 478 000 000 \$. Je vous remercie beaucoup. Est-ce qu'il est exact, M. le Président, tout en essayant d'arrondir un peu les chiffres, d'avancer que, si on prend l'exemple de Manic 5, avec les chiffres pour compléter, de même que LG 2 PA, il en coûte environ 800 000 \$ pour un mégawatt puisqu'il en coûte 800 000 000 \$ pour 1000 mégawatts? Basé sur ces chiffres, est-ce qu'on peut dire que l'investissement ou le coût de revient au niveau de l'infrastructure pourrait être de l'ordre d'à peu près 800 000 \$ par mégawatt? C'est un calcul, parce que si je regarde particulièrement les chiffres qui sont avancés dans le cas de Manic 5, Manic 5, c'est une centrale qui devrait produire 1000 mégawatts - c'est exact - pour un coût total d'environ 820 000 000 \$, puisqu'il y a déjà des travaux de faits. C'est la même proportion pour LG 2; dans les deux phases, on aura environ 1980 mégawatts, c'est-à-dire tout près de 2000 mégawatts pour un coût total d'environ 1 700 000 000 \$. Ce que j'essaie d'établir, c'est comment il en coûte en infrastructures, à partir de ces deux projets, en moyenne par mégawatt.

M. Mercier: En fait, pour l'ensemble du projet de Manic 5 PA, la difficulté pour évaluer correctement le coût par kilowatt vient du fait qu'on a arrêté le projet à

partir de 1985. Somme toute, une grosse partie des investissements avait été faite, en fait, toute la partie civile a déjà été montée sur le site. Parce qu'on a arrêté les travaux durant un certain nombre d'années, il nous en reste environ actuellement, en dollars constants, pour environ 210 000 000 \$ à effectuer aujourd'hui, en évitant l'inflation et les intérêts.

Ce qui arrive avec la partie qui est déjà dépensée, les 340 000 000 \$ qui ont déjà été dépensés sur l'ensemble du projet, c'est qu'ils portent intérêt et, durant une période d'au moins trois ou quatre ans, ils vont porter intérêt et vont augmenter le projet aux 820 000 000 \$ que vous avez. En principe, l'ensemble du projet coûte environ 500 000 000 \$ et, comme on vous l'a démontré correctement tout à l'heure, en divisant par la puissance de 1000 mégawatts, on arrive à environ 500 \$ le kilowatt, ce qui est très comparable aux autres projets de pointe.

Le retard qu'on a lorsqu'on cumule les intérêts, cela fausse effectivement le coût du projet. Vous avez raison, dans ce cas, de dire que cela vient augmenter de beaucoup le coût du projet de pointe.

M. Parent (Bertrand): Mais si on refait le calcul - si vous me le permettez, je ne veux pas m'enfarger dans ces chiffres; par contre, cela me semble important - si on fait le même raisonnement à partir des 2000 mégawatts qui seront produits avec les deux phases LG 2 A, on se retrouve avec un coût total de départ de 1 700 000 000 \$ et on retrouve ou les 800 000 000 \$ le mégawatt ou les 800 \$ le kilowatt.

M. Hamel (Laurent): En dollars courants, vous arrivez à la même réponse. C'est de l'ordre de 800 000 \$ le mégawatt.

M. Mercier: Si on prend exactement le même montant en dollars constants, pour LG 2 A, vous avez un coût total de 840 000 000 \$ pour produire les 2000 mégawatts. Cela vous donne un ordre de grandeur de 400 \$ le kilowatt. C'est tout à fait comparable à Manic 5 PA. Effectivement, quand les projets sont retardés, vous avez des coûts d'intérêt additionnels qui peuvent ajouter beaucoup et fausser les coûts totaux.
(20 h 30)

M. Parent (Bertrand): Mais dans le cas de LG 2, je n'arrive pas à 400 \$, j'arrive à 800 \$.

M. Mercier: Parce que c'est en dollars courants.

M. Parent (Bertrand): D'accord.

M. Mercier: C'est ça le problème.

M. Parent (Bertrand): Merci. Dans le cadre de votre objectif 3 qui est de poursuivre le programme de rénovation, mon collègue, tantôt, a parlé des travaux de confortement qui devront être faits au barrage Daniel-Johnson. Dans les budgets, puisque ça fait partie d'un des trois objectifs que vous poursuivez en termes d'équipement, d'amélioration ou de modernisation des équipements, qu'est-ce que cela peut représenter, cette portion de modernisation incluant, si j'ai bien compris, les travaux de confortement?

M. Hamel (Laurent): Les travaux de confortement ne font pas partie de l'amélioration du réseau des équipements, c'est un dossier qui est traité à part. Comme je le disais tout à l'heure, nous sommes en train de compléter l'avant-projet et, au terme de l'avant-projet, nous allons recommander au conseil la réalisation de ce projet, le confortement du barrage Daniel-Johnson. À ce moment-là, on aura le prix à payer pour la réalisation du projet.

M. Coulombe: En fait, le programme de rénovation de centrales consiste essentiellement à remplacer des roues de turbine et à rendre plus efficaces les groupes. Prenons un exemple: une centrale ou des groupes peuvent produire 150 mégawatts; en les modernisant, en changeant les roues, en augmentant l'efficacité, ils vont en produire 175 ou 180, donc une augmentation de 5 %, 6 %, 7 %, 10 % avec la même installation. Ce sont des travaux et, à la page 64, on prévoit une augmentation de 364 mégawatts juste en modernisant les équipements déjà existants. C'est un travail qui a été commencé depuis quelques années et qui va se poursuivre pendant les décennies qui vont venir, tout simplement parce qu'il y a des centrales qui datent de vingt ans, trente ans, quarante ans.

C'est le temps de les moderniser, mais, en les modernisant, on en augmente la production. Cela fait donc des mégawatts supplémentaires très peu dispendieux par rapport à des constructions nouvelles. C'est donc une marge de manoeuvre supplémentaire qu'on se donne en rénovant ces centrales. Évidemment, il n'y a pas que les roues de turbine; comme M. Roy l'expliquait cet après-midi, il y a tout l'automatisme, etc. Cela fait donc partie de l'augmentation de la productivité du parc d'équipement. Il y a beaucoup d'argent d'impliqué là-dedans et c'est extrêmement payant pour l'entreprise parce que les infrastructures sont toutes là et il ne s'agit que de changer des pièces importantes pour augmenter la productivité. Cela, c'est le programme de rénovation.

M. Parent (Bertrand): Par contre, à la page 65, en milieu de page, dans les

stratégies, on mentionne, justement, la rénovation des centrales les plus vieilles, comme Beauharnois, Farmers, Shawinigan, Grand-Mère. On parle "d'entreprendre des travaux de confortement au barrage Daniel-Johnson afin de mettre un terme..." Bon. J'avais un peu l'impression que cela rentrait à l'intérieur de l'enveloppe budgétaire; est-ce exact ou si ce sera une enveloppe budgétaire à part?

M. Coulombe: Ce sera une enveloppe budgétaire à part parce que, au moment où on se parle, les enveloppes définitives ne sont pas fixées sur l'ampleur du confortement qu'il y aura à faire à Manic 5 et cette enveloppe peut varier dans des marges de...

M. Hamel (Laurent): Entre 150.000 000 \$ et 275 000 000 \$.

M. Coulombe: ...100 000 000 \$, 150 000 000 \$, 200 000 000 \$ et 250 000 000 \$. L'ampleur du confortement n'est pas claire encore et ce sera un budget spécial pour ce projet.

M. Parent (Bertrand): Je vous remercie. M. le Président, j'aurais besoin d'une explication additionnelle parce qu'il y a un petit bout que je ne comprends pas. Je ne sais pas si mes autres collègues de la commission trouvent cela bien clair. Je me réfère à la page 5 et la question est très générale. J'essaie de voir l'ensemble de la puissance qui va se dégager face au projet d'équipement, donc différents investissements qu'on fera par rapport à ce qu'on retrouve dans le tableau. En début de séance, on parlait d'une réalisation qu'on a dû freiner dans le plan des années quatre-vingt. Lorsqu'on repousse dans le temps ces différents projets, y compris Grande Baleine, Brisay, La Romaine, etc., on arrive, si j'ai bien compris, à une mise en service d'environ 25 000 mégawatts. Ma question, c'est de dire: Aujourd'hui, si on les prend projet par projet, LG 1 va dégager 1000 mégawatts, Brisay 360, Sainte-Marguerite 300, Grande Baleine 2100. J'arrive à une puissance d'environ 5000 ou 6000 mégawatts, lorsqu'on aura réalisé tout ce projet qui devait être accéléré et qui a été retardé. Où se retrouve cette différence par rapport aux 24 000 mégawatts qu'on devait avoir en service?

M. Grignon: De fait, ce que montre ce tableau-là, c'est que, dans le plan dont il est question, qui a été discuté en commission parlementaire en février 1981, ce qui était prévu, c'était de mettre 24 700 mégawatts en service entre 1985 et 1995. Ce qui est dit là, c'est que tous ces projets-là qui venaient après la phase I du complexe La Grande ont été reportés. Aujourd'hui, dans le

plan qu'on examine, on prévoit mettre en service des équipements pour 3600 mégawatts d'ici 1995. Évidemment, plusieurs des projets qui ont été reportés seront mis en service après 1995, mais si on prend la période des mises en service entre 1985 et 1995, il en était prévu 24 700 et on prévoit aujourd'hui mettre en service 3600 mégawatts, soit 980 mégawatts Manic 5 PA en 1989, 1900 mégawatts LG 2 Phases I et II en 1992 et 1993 si rien ne changeait et 700 mégawatts d'équipement de pointe d'ici 1995.

Les autres projets ont été reportés. On les retrouve effectivement pour des mises en service qui seraient après 1995.

M. Parent (Bertrand): D'accord, cela répond à une partie de ma question, sauf qu'entre les 3500 mégawatts qu'on mettra en vigueur au cours des prochaines années et le plan, il reste une différence de 17 000, 18 000 ou 19 000 mégawatts qui seront reportés au-delà de l'an 2000.

M. Grignon: Il s'agit de 19 000 mégawatts qui devaient répondre à une demande qui, compte tenu de ce qui s'est passé depuis 1981 et du nouveau jugement qu'on porte sur l'évolution de la demande, n'est pas là et qui reviendra soit à la faveur de signature de contrats à l'exportation ou si jamais la demande était un peu plus forte qu'on l'a prévue, mais personne ne pense qu'effectivement on pourrait rejoindre les demandes prévues.

M. Coulombe: Je pense qu'il faut clarifier encore là. De 1985 à 1995, c'est une étape. Après 1995, si vous regardez le tableau qui est là, vous avez LG 1 qui est de 1300 ou 1400 mégawatts en 1996-1997; vous avez LA 1, Brisay, Sainte-Marguerite et Grande Baleine. Dans ces cinq ans, si notre scénario se réalise, vous avez ces quatre projets-là et Sainte-Marguerite... Il s'agit encore de 3000 ou 3500 mégawatts entre 1995 et l'an 2000 si notre scénario se réalise. Après, vous retrouvez les grands projets Grande Baleine, La Romaine et, éventuellement, NBR et vous retrouvez les 15 000 ou 16 000 mégawatts qui manquent.

M. Parent (Bertrand): Cela répond à ma question. Une dernière question, M. le Président. L'année dernière, en commission parlementaire - je pense que vous avez comparé exactement à la même date, le 26 mars - vous aviez déposé un tableau dans lequel vous donniez le coût, par rapport à La Grande Phase I, de LG 1, de La Romaine, de NBR. Je voudrais savoir si ces chiffres ont été mis à jour et s'il serait possible d'avoir ces coûts mis à jour. Cela s'appelait "coûts par rapport à La Grande, Phase I". Il y avait des coûts pour tous les projets qui étaient alignés. Cela avait été déposé, je pense, en

commission parlementaire, l'année dernière.

M. Mercier: Je ne suis pas certain de l'information à laquelle vous faites allusion. Est-ce que c'est un rangement de projets?

M. Parent (Bertrand): C'est un rangement de projets avec un coût qui était établi par rapport à La Grande, Phase I.

M. Mercier: Est-ce que ce montant était pour le projet Archipel? On a fait un classement économique des projets pour Archipel. On en a fait un autre pour le comparer par rapport au nucléaire. Je ne sais pas lequel.

Le Président (M. Charbonneau): Le député pourrait peut-être transmettre une copie du document.

M. Parent (Bertrand): Je voudrais simplement savoir si le tableau a été mis à jour et, si oui, si on peut l'avoir pour faire les comparaisons. Je vous remercie. J'ai terminé.

Le Président (M. Charbonneau): Merci. Est-ce qu'il y a d'autres questions sur le plan d'équipement? S'il n'y en a pas d'autres, on va passer à la tarification. M. le député d'Ungava.

Une voix: Aie, on ne fait pas l'alternance?

Le Président (M. Charbonneau): S'il n'y a pas d'objection, je sais que c'est la règle de l'alternance. Par ailleurs, on s'était dit aussi qu'on essaierait de vider un sujet. M. le député d'Ungava, est-ce que vous avez plusieurs questions?

M. Claveau: J'avais quelques brèves questions.

Le Président (M. Charbonneau): Cela va.

M. Claveau: Merci, M. le Président. Je vais quand même essayer d'être assez bref dans mes questions. D'abord, tout à l'heure, quand on a parlé de décortiquer le projet de NBR en divers petits projets, on a fait référence à neuf centrales. Si je ne m'abuse, dans le plan original, il y avait environ douze centrales, peut-être onze, mais de mémoire, je crois que c'est douze. Est-ce que des centrales auraient déjà été carrément éliminées du projet NBR initial?

M. Hamel (Laurent): L'ensemble du complexe, c'est douze centrales, incluant les centrales sur la rivière Rupert. La grande majorité des centrales est installée sur la rivière Broadback. On dérive les rivières

Rupert et Nottaway dans la rivière Broadback et la majorité des centrales va être sur la rivière Broadback. Si on ajoute les centrales de la rivière Rupert, on arrive au chiffre de onze ou douze centrales. Je n'ai pas le chiffre exact en mémoire.

M. Claveau: Il y a une centrale de planifiée sur...

M. Hamel (Laurent): De toute façon, ce qu'il faut dire ici, c'est qu'il n'y a pas de centrales qui ont été éliminées depuis que l'avant-projet est terminé. Il n'y a pas eu de changement là-dessus.

M. Claveau: D'accord. J'ai une autre question concernant les investissements que vous aurez à faire. C'est peut-être en tant que consommateur que je me préoccupe un peu du coût du kilowatt au compteur, mais comment calculez-vous l'amortissement de ces investissements, l'amortissement des centrales elles-mêmes par rapport au coût à la consommation?

M. Neveu (Gilbert): Dans les états financiers d'Hydro-Québec, les centrales sont représentées par un montant qui croît à raison de 3 %, de telle sorte que la somme de tous ces montants... Donc, un montant indexé à 3 % qui est égal au coût de l'investissement initial.

M. Claveau: Vous ne calculez pas, par exemple, que sur une période de 20 ans ou de 30 ans, la centrale...

M. Neveu: Oui, c'est amorti sur une période de 50 ans.

M. Claveau: 50 ans. Cela représente, en fait, dites-vous, 3 % de la facture.

M. Neveu: Non. C'est un montant qui croît à raison de 3 % et la somme totale doit être égale au montant initial en tenant compte de l'intérêt.

M. Claveau: Qu'est-ce que cela représente en termes de sous? Quand on dit entre 0,03 \$ et 0,05 \$ le kilowatt à peu près, le coût de l'électricité, la part de l'amortissement, qu'est-ce que cela représente?

M. Neveu: Je peux le calculer. Je n'ai pas le chiffre exact pour le moment. Je peux le calculer et vous fournir la réponse tout à l'heure.

(20 h 45)

M. Claveau: Si c'était possible, j'aimerais avoir l'information.

M. Neveu: D'accord.

M. Claveau: Tout à l'heure, il y a eu une brève introduction qui a été faite par mon collègue de Rouyn-Noranda-Témiscamingue sur la question de l'emploi et des activités régionales d'Hydro-Québec, Vous comprendrez que c'est quelque chose qui me concerne, d'autant plus qu'une grande partie de ces travaux se trouve à l'intérieur du comté que je représente. Nous, on avait prévu d'intervenir là-dessus au niveau des varia. Est-ce qu'on maintient cela? Michel, est-ce qu'on maintient l'intervention au niveau des varia? On va revenir là-dessus. D'accord.

Une dernière question par rapport à ce qui a été dit jusqu'à maintenant. J'aimerais démystifier un chiffre qui a été lancé tout à l'heure ou en fin d'après-midi, quand on disait que d'ici à 1999 les travaux prévus dans le plan d'investissement d'Hydro-Québec représenteraient environ 34 000 emplois. À ce moment, il y a une vague, une brise printanière qui a soufflé chez nos collègues d'en face, en disant: C'est énorme, 34 000 emplois. J'aimerais bien qu'on précise, en tout cas, à moins que je ne me sois trompé, qu'il s'agit, dans un premier temps de 34 000 emplois temporaires qui peuvent durer entre six mois et un an ou deux, répartis sur douze ans ou treize ans. La masse globale d'emplois annuels, enfin, en termes de personnes-année, peut représenter 2000 à 3000, 3000 à 5000 dans les grosses périodes de pointe. Est-ce que je me trompe?

M. Hamel (Laurent): Je pense que, si vous regardez dans le plan de développement à la page 91, il y a un tableau assez explicite sur ce qui va se passer, en tout cas, dans les prochaines années et ce qui s'est passé durant les dernières années. On en a parlé brièvement ce matin. Hydro-Québec soutient des emplois de différentes façons. Si vous examinez ce tableau, vous voyez que, pour ce qui est des activités traditionnelles, Hydro-Québec, comme producteur et distributeur d'électricité, soutient dans les prochaines années environ - on le voit - 38 000 emplois, 43 000 emplois, cela varie d'année en année. De cela, on voit qu'il y en a à peu près 21 000 qui sont dus aux activités d'exploitation et un montant à peu près équivalent en moyenne au cours des trois prochaines années dû aux investissements d'Hydro-Québec. Évidemment, ces trois années ne sont pas une période où les investissements sont aussi élevés qu'ils l'ont déjà été dans les années soixante-dix ou qu'ils le seront quand des projets de base redémarreront.

À part cet aspect traditionnel des activités d'Hydro-Québec, avec le virage commercial, les activités de promotion de l'électricité ont amené aussi le soutien d'emplois importants, et on voit des chiffres

de 15 000, par exemple, en 1986 qui représentent notre évaluation de ce qu'amènent les activités commerciales d'Hydro-Québec en termes de création d'emplois. De sorte que ce qu'on observe, c'est qu'avec le ralentissement de la demande, avec la fin de la Baie James, il y a eu effectivement une diminution des emplois au niveau des activités d'investissements, mais de fait, cela a été compensé assez largement par des activités commerciales.

M. Claveau: Si vous le permettez, on a parlé aussi de la construction de lignes. Il y a la ligne 6. On sait que les travaux sont commencés. Les travaux d'approche sont, à toutes fins utiles, réalisés au moment où on se parle. On prévoit commencer les travaux de construction prochainement: la ligne 7, qui est nécessaire à l'implantation de LG 1, et éventuellement aussi la ligne 8 avec Grande Baleine. Est-ce que la politique d'Hydro-Québec concernant la construction des lignes va rester la même, c'est-à-dire qu'on donne des contrats à différentes compagnies par soumissions pour un secteur bien spécifique de la ligne, de façon à construire à peu près toute la ligne dans le moins de temps possible, c'est-à-dire une période de six à huit mois de travail intensif au niveau de la construction de la ligne comme telle, ce qui représente quand même des emplois très temporaires dans ce cas-là?

M. Hamel (Laurent): Disons que notre politique en matière de construction de lignes de longue distance, on essaie autant que possible d'étaler le travail sur deux ou trois ans parce que la capacité de nos entrepreneurs pour réaliser ces lignes n'est pas illimitée. Si nous sommes coincés et, en d'autres mots, si cela prend trop de temps pour obtenir nos permis et que la date de mise en service demeure la même, à ce moment, s'il ne nous reste pas assez de temps, nous allons être obligés d'aller en appel d'offres et de distribuer le travail en peu de temps. Ce sont toujours les mêmes entrepreneurs et ces gens-là ne pourront pas suffire à la tâche. Il y a un danger et nous essayons d'étaler le travail sur deux, trois ans. Nous commençons normalement dans le nord et nous descendons vers le sud; nous essayons d'étaler cela pour que cela soit deux, trois ou quatre entrepreneurs, spécialisés dans le domaine, qui puissent faire le travail. La construction se répartit sur deux, trois ans plutôt que sur une année ou une année et demie.

M. Claveau: Si on reprend l'exemple de la ligne 5 qui a été terminée à la fin de 1984, à l'automne 1984 si je ne m'abuse, à ce moment-là, disons que, effectivement, il y a un certain étalement dans le temps par

rapport à trois ou quatre entrepreneurs qui sont toujours les mêmes, comme vous le dites, mais pour chaque travailleur de la construction qui travaille pour un entrepreneur en particulier, cela fait six à huit mois de travail. C'est l'exemple qu'on a vécu avec la ligne 5.

M. Hamel (Laurent): Normalement, à la ligne, on travaille douze mois par année aussi longtemps qu'elle n'est pas terminée parce que c'est un travail qui peut se faire en hiver. D'ailleurs, il y a des sections de ligne qu'on préfère monter en hiver plutôt qu'en été. Les entrepreneurs, lorsqu'ils ont un contrat, planifient leur travail: les sections où le terrain n'est pas tellement bon, ils font cela en hiver et ils se réservent le terrain qui est sec et solide pour la période d'été. C'est un travail qui peut se faire aussi bien en hiver qu'en été, en ce qui concerne les lignes. S'il y a des creux l'hiver c'est parce que, peut-être, la ligne est terminée ou qu'il y a moins de travail à faire dans l'ensemble de la ligne.

Le Président (M. Charbonneau): M. le député de Bertrand m'a fait signe qu'il avait une question. Le ministre, qui attend son droit de parole avec impatience, me fait signe que, pour une question, il est prêt à continuer sur le plan d'équipement.

M. Parent (Bertrand): Je vais être rapide, M. le Président. Merci, M. le ministre. Je veux juste demander si les travaux d'interconnexions avec la Nouvelle-Angleterre, prévus pour juillet 1986, vont se réaliser comme prévu selon l'échéancier?

M. Hamel (Laurent): Si on parle de la phase I de l'interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre, 690 mégawatts, nous prévoyons mettre en service l'interconnexion, tel que prévu.

M. Parent (Bertrand): Et celle prévue avec l'État du Vermont pour décembre 1986; è ce stade-ci, il s'agit d'augmenter à 200 mégawatts l'interconnexion actuelle qui est à 150.

M. Hamel (Laurent): L'augmentation de 150 à 200? Actuellement, il y a des travaux qui sont en cours du côté du Québec et on devrait être capable d'alimenter les Américains au-delà de 150, tel que prévu également en ce qui concerne la partie du Québec. Il reste à voir si les Américains vont être capables d'absorber cette énergie-là ou cette puissance. En fait, c'est la même ligne ici en ce qui concerne le Vermont. Qu'est-ce qu'il faut faire? Il faut renforcer, disons, la capacité de notre poste du côté du Québec, et ce travail-là est en train de se faire à même le réseau d'Hydro-Québec.

M. Baril: C'est en fonction des contrats existants. S'il y avait négociations avancées de ces contrats-là, est-ce que cela voudrait dire que les travaux d'interconnexions que l'on fait ou que l'on va faire d'ici la fin de 1986... Ces travaux-là dans le fond ne sont jamais inutiles, mais ce que je veux dire, c'est qu'actuellement on vend de l'excédentaire. On fait ces travaux-là; donc, on investit en fonction de l'excédentaire qu'on a vendu actuellement.

M. Coulombe: Là, je pense qu'il faudrait clarifier. Peut-être que M. Guèvremont ou M. Lafond pourrait clarifier le statut du dossier de ces 200 mégawatts. C'est un dossier différent de l'excédentaire, et je pense que cela vaudrait la peine de le situer comme il faut,

M. Guèvremont: L'interconnexion elle-même, la ligne de transport qui est reliée au Vermont a sa capacité de 200 mégawatts. Comme on vous l'a dit, cela prend un certain renforcement au Québec pour pouvoir livrer 200 mégawatts. Le contrat qui existe actuellement, c'est un contrat de puissance et d'énergie fermes, qui a commencé en septembre 1985 pour 150 mégawatts. Or, il y a de l'espace sur cette interconnexion-là, lorsque nos travaux seront terminés ou à peu près, en septembre de cette année, pour possiblement vendre de l'énergie excédentaire sur l'espace de 50 mégawatts ou encore négocier avec l'État du Vermont un contrat ferme de 50 mégawatts qui serait ajouté à celui déjà existant de 150 qui couvre les années 1985 à 1995.

M. Parent (Bertrand): Cela répond à ma question. C'est de l'énergie ferme, à ce moment-là.

M. Guèvremont: Le contrat existant...

M. Parent (Bertrand): C'est à la suite du contrat de septembre ou octobre 1985.

M. Guèvremont: Le contrat qui existe avec l'État du Vermont, pour cette interconnexion, est un contrat de 150 mégawatts fermes, de 1985 à 1995. C'est juste.

M. Parent (Bertrand): Quant à l'interconnexion de 690 mégawatts dont on parle - ils appellent cela une interconnexion à courant continu - est-ce la même chose?

M. Guèvremont: Non. Cette interconnexion est basée sur trois contrats. Il y a trois contrats existants, c'est-à-dire une convention d'interconnexion pour vendre de l'énergie excédentaire, il y a un contrat de 33 térawattheures - 3 térawattheures par année - de 1986 à 1997, et on a un contrat

de stockage d'énergie, c'est-à-dire qu'on peut, lorsque cela va au Québec, entreposer sur notre réseau, dans nos réservoirs, de l'énergie de la Nouvelle-Angleterre et leur livrer si cela devient économique. C'est plus susceptible de servir pour les années d'ici la fin du siècle, mais ce contrat est quand même là. Mais le contrat de base sur lequel c'est construit est de 35 térawattheures dont les livraisons commenceront cet automne pour être complétées en 1997. C'est un contrat d'énergie dont les obligations sont quand même limitées. Il n'y a pas de pénalité pour Hydro-Québec si on ne livre pas ce contrat. L'objectif visé ici était d'établir une interconnexion avec la Nouvelle-Angleterre.

M. Parent (Bertrand): Serait-ce possible, M. le Président, de déposer à cette commission un tableau qui nous montrerait les commandes à l'étranger, particulièrement l'exportation, la puissance et savoir si c'est ferme ou si c'est de l'énergie supplémentaire? Ce serait intéressant. Merci.

Le Président (M. Charbonneau): Je prends note que cet après-midi on avait eu une demande. J'avais demandé aux gens d'Hydro que la documentation soit transmise au secrétariat de la commission. Je pense que cela serait également le cas pour cette demande afin que tous les membres de la commission puissent en profiter.

Ceci complète l'étude du dossier du plan d'équipement. Nous allons maintenant aborder l'aspect de la tarification, c'est-à-dire notre mandat proprement dit. Je vais céder la parole au ministre.

La tarification

M. Ciaccia: Merci, M. le Président. Hydro-Québec demande une augmentation des tarifs de 5,4 %. Est-ce que vous pourriez nous dire quelles sont les raisons de cette demande? Quels critères avez-vous établis?

M. Coulombe: Le montant de 5,4 %, qui est un peu plus élevé que l'inflation, nous semble le niveau nécessaire pour s'assurer avec le minimum - non pas le maximum, mais le minimum - de prudence, cette année, compte tenu de la situation externe à l'entreprise, principalement contre ces deux facteurs qui sont les plus inquiétants, soit le dollar canadien et le prix du baril de pétrole. J'ai bien dit "minimum", tout simplement parce que, si on voulait se prémunir contre toute possibilité concernant le dollar canadien et le prix du baril de pétrole, vous savez, avec ce qui s'est passé depuis deux mois, surtout pour le prix du baril de pétrole, et vous regardez la sensibilité, c'est évident que, si on voulait marcher au point de vue strictement

comptable ou mathématique, il faudrait prévoir des augmentations plus élevées de tarifs. Nous sommes moralement convaincus que nous sommes en face d'une situation qui va être temporaire. Est-ce que ce temporaire va demeurer pendant six mois, un, deux ou trois ans concernant ces phénomènes? Il n'y a personne qui le sait.

Mais cela nous semblait prudent d'obtenir ou de recommander une augmentation légèrement au-dessus de l'inflation, compte tenu du fait que si on prend une moyenne de trois ans - les deux dernières années et cette année - on est en bas de l'inflation comme augmentation du prix de l'électricité au Québec. Donc, sur une période de trois ans, le consommateur québécois a quand même eu, techniquement, une baisse de ses tarifs par rapport à l'inflation. Si vous regardez le rendement sur l'équité d'Hydro-Québec qui est prévu en 1986, on est autour d'un plancher presque absolu, c'est-à-dire 2 % de rendement sur l'équité. (21 heures)

Les 108 000 000 \$ que va nous apporter l'augmentation de 5,4 %, cela ne résoudra pas notre problème de rendement sur l'équité. Il est insoluble à court terme. Cela va prendre quelques années avant de le remettre à un niveau compatible avec les risques de l'entreprise. Cela nous semblait le niveau minimum, encore une fois, vu les facteurs externes, vu le fait que dans les années qu'on a vécues, il y a eu une baisse relative des tarifs par rapport à l'inflation. On était en bas de l'inflation, alors qu'on quittait certaines années où on était en haut de l'inflation.

Compte tenu de notre position concurrentielle, cela nous semblait imprudent de suggérer autre chose que cela, puisque, comme on l'a dit tantôt, l'Hydro-Québec est de plus en plus dans un environnement concurrentiel. C'est évident, dans la mesure où notre principal concurrent, le gaz, continue quand même d'avoir des privilèges assez particuliers concernant, par exemple, la taxe de vente, qui frappe l'électricité mais qui ne frappe pas le gaz.

C'est évident qu'on ne voulait pas détériorer notre position concurrentielle. Donc, on s'est limité à cela. On était pris entre deux situations: des phénomènes externes qui rendent la position financière plus fragile, de façon temporaire espérons-le et une concurrence où on ne voulait pas briser l'évolution de nos marchés. C'est le résultat qui a donné 5,4 %.

M. Ciaccia: Justement, quand vous parlez de votre situation concurrentielle, quel sera l'effet d'une hausse de 5,4 % sur votre situation, votre position concurrentielle, à la fois à l'intérieur du Québec et aussi vis-à-vis des autres endroits avoisinants? Car il faut attirer des...

M. Coulombe: D'une façon générale, je vais laisser à M. Boivin le soin de donner les chiffres précis, d'une façon générale les tarifs électricité... Vous avez un tableau assez éloquent à la page... vers la fin du texte, qui compare la facture d'électricité au Québec par rapport à l'Ontario, par rapport à Toronto, Moncton, Boston et New York. Vous verrez que s'il fallait facturer les consommateurs du Québec au prix de l'électricité de Toronto, il faudrait augmenter nos factures de 490 000 000 \$. À Moncton, en 1985, cela serait 1 000 000 000 \$ par rapport à Toronto qu'il faudrait ajouter à la facture des consommateurs québécois, s'il fallait vendre au même tarif.

Alors, 1 800 000 000 \$ à Moncton, 6 000 000 000 \$ à Boston et 9 000 000 000 \$ à New York. Donc, au point de vue comparatif et dans l'industrie, notre marge de manoeuvre, surtout avec l'Ontario qui est peut-être notre principale concurrente au point de vue industriel, demeure intéressante. Cela c'est pour le marché par rapport à l'extérieur. Par rapport à l'intérieur, peut-être que Claude Boivin peut donner où cela va nous conduire, l'augmentation de 5,4 %, dans notre position concurrentielle.

M. Boivin: Quand on parle de position concurrentielle, il y a la position concurrentielle interne par rapport aux sources d'énergie concurrentes à l'intérieur du Québec et l'autre facteur que l'on tente de considérer, c'est notre position, la position concurrentielle de l'électricité pour les industries au Québec par rapport à l'électricité dans les provinces voisines ou dans le nord-est des États-Unis, parce que nos industriels sont en concurrence sur une base géographique.

Si on regarde, je peux réciter des chiffres que j'ai mentionnés ce matin au secteur résidentiel pour les applications de chauffage. Avec la hausse de tarif que nous proposons, si le mazout se situait à 0,315 \$ le litre, ce qui est le cas présentement, cela représenterait en fait un écart favorable pour l'électricité de 44 %. Nous sommes à peu près à 7 % ou 8 % favorable par rapport au gaz. C'est avant la taxe de vente.

Maintenant, si le mazout devait tomber à 0,25 \$ le litre, ce qui serait théoriquement le prix possible du mazout pour le chauffage dans le cas où le prix du brut se maintiendrait à 15 \$ le baril, à ce moment-là, nous tombons... c'est-à-dire à 20 \$ le baril, le brut, si dans le "mix" de production de l'essence, du mazout lourd, du mazout léger, le prix du brut est transmis directement aux consommateurs, nous aurions environ 0,25 \$ le litre pour le mazout, à ce moment-là, l'indice par rapport à l'électricité

100, l'indice au mazout serait 122.

Maintenant, pour ce qui est de la position concurrentielle par rapport aux autres provinces, il faut peut-être commencer par regarder rapidement les hausses de tarifs qui sont envisagées ou pratiquées l'an dernier et cette année dans les provinces voisines. À titre d'exemple, Hydro-Ontario, en 1985, a augmenté ses tarifs de 8,6 %, et en janvier 1986, elle les a augmentés de 4,3 %, comparativement à des augmentations de 2,5 % l'an dernier d'Hydro-Québec et de 5,4 % proposées cette année.

En Alberta, TransAlta avait augmenté d'environ 3,5 % en 1985 et augmente cette année de 6,4 %. Le Nouveau-Brunswick avait augmenté de 4,9 % l'an dernier et augmente cette année de 4,5 %; la Saskatchewan de 9 % l'an dernier et de 7,5 % cette année. BC Hydro, cette année, gèle ses tarifs; alors, il n'y a pas de hausse de tarifs annoncée, en Colombie britannique, du moins pour le moment, en 1986. Ce qui veut dire que si on regarde les tarifs grande puissance, par rapport à l'Ontario, pour un indice de 100 au Québec, ce serait 121, donc 21,3 % plus élevé en Ontario. En Alberta, environ 10 % plus élevé qu'au Québec. BC Hydro, compte tenu du gel des tarifs, serait presque à parité à 98,9 % avec le Québec. Mais il y a toujours l'exception qui demeure, le Manitoba, par rapport au Québec, qui se situe à 81,7 %, à la suite des gels de tarifs de 1980 à 1984.

M. Ciaccia: Pour une facture résidentielle, qu'est-ce que ça peut représenter, en moyenne, ces 5,4 % par mois?

M. Boivin: Si on veut parler de l'augmentation moyenne sur la facture, résidentielle nécessairement, c'est difficile il faut prendre un certain nombre de cas types. Dans le mémoire que nous vous avons soumis sur la tarification, si on regarde, pour une consommation mensuelle de 300 kilowattheures par mois, cela peut être une consommation type pour un petit logement qui n'est pas chauffé à l'électricité, où on a les appareils électroménagers seulement, on parle à ce moment-là d'une hausse moyenne de 0,93 \$ par mois.

Si on prenait une consommation type d'un logement avec chauffage à l'électricité ou d'une résidence avec chauffage à l'électricité, une consommation mensuelle moyenne de 1200 kilowattheures par mois pour à peu près 14 000 à 15 000 kilowattheures par année, 2,50 \$ d'augmentation par mois. En période d'hiver, ce client qui chauffe à l'électricité, nécessairement, sa consommation augmente et ça peut aller, pour 4000 kilowattheures par mois, jusqu'à 8,15 \$.

M. Ciaccia: Je pense que vous avez mentionné, quelque part dans vos documents, la baisse du prix du taux de change. Quelles sont les conséquences sur les revenus d'Hydro-Québec quand le taux de change, par exemple, baisse de 0,01 \$?

M. Caron (Michel): La baisse de 0,01 \$ du dollar américain sur le bénéfice net d'Hydro-Québec a un impact de 21 000 000 \$. Donc, la baisse du dollar canadien de 0,01 \$ a un impact négatif sur notre bénéfice net de 21 000 000 \$. Ces 21 000 000 \$ sont composés d'un gain au niveau de nos revenus à l'exportation - parce que le dollar américain vaut plus - de l'ordre de 9 000 000 \$, et au niveau de nos intérêts et remboursement de capital, une perte de l'ordre de 30 000 000 \$, ce qui fait un net de 21 000 000 \$.

Le Président (M. Charbonneau): M. le député de Roberval. Vous êtes le prochain; cela va? M. le député de Roberval.

M. Gauthier: Je n'avais pas d'objection à céder mon tour au député, pour quelques instants.

Quand on parle de tarification, évidemment, c'est de loin l'aspect le plus délicat pour l'ensemble des consommateurs et des gens qui nous écoutent, bien sûr. Il y a une chose sur laquelle j'aimerais revenir, avant d'aller un peu plus en détail dans les chiffres. Ma question s'adressera à M. le président et concerne la politique tarifaire. On avait annoncé l'an dernier, on a donné des éléments d'une politique tarifaire l'an dernier, à cette même commission. Cette année, on en parle avec une certaine fierté, c'est probablement légitime, mais je vous avoue que dans les principes directeurs de la politique tarifaire ou dans les lignes directrices de la politique tarifaire, je les lisais et je les relisais et j'avais l'impression que c'était d'emblée ce qu'Hydro-Québec avait respecté au cours des dernières années sans avoir, semble-t-il, cette politique tarifaire.

Puis-je savoir, pour fins de curiosité, ce que cette politique tarifaire risque de changer dans la façon de procéder d'Hydro-Québec puisque n'en ayant pas, j'avais l'impression que vous fonctionniez à partir des mêmes principes?

M. Coulombe: Prenons la fiche 14. Les principes de la politique tarifaire qui sont à droite du tableau: Uniformité territoriale; refléter graduellement et autant que possible les coûts; simplicité des tarifs et options pour les clients. Ce sont des pratiques qu'Hydro-Québec a tenté de pratiquer de façon inégale, au fil des ans, pour la plupart de ces principes. L'uniformité territoriale a été à la base de la nationalisation de

l'électricité; elle a toujours été respectée et elle l'est encore actuellement en dépit du fait, comme on l'a vu cet après-midi, que pour certains territoires isolés, cela signifie à peu près 25 000 000 \$ de perte pour Hydro-Québec. Donc, ce problème d'uniformité territoriale a été une politique dès les débuts d'Hydro-Québec, du moins Hydro-Québec moderne, et ce principe a toujours été respecté.

Si je vais directement au troisième, c'est un principe, je n'oserais pas dire qui a toujours été respecté mais qu'on va tenter d'atteindre de façon plus précise. Nos tarifs sont d'une complexité très grande et, pour le consommateur moyen, c'est extrêmement difficile de s'y retrouver. Non seulement le consommateur individuel, mais même pour le commerce et ainsi de suite, c'est extrêmement difficile. On va faire un effort - M. Boivin pourra expliciter tantôt - pour atteindre cet objectif. Donc, on ne peut pas dire que celui-là, on l'a bien manœuvré au cours des années antérieures.

Les options pour les clients. On veut diversifier notre produit et on veut offrir aux clients des options. On en a vu une caractéristique lorsqu'on a parlé de biénergie, de tarifs de biénergie, de tarifs pour les serres, etc. Il y a donc des options plus grandes qui seront offertes aux clients. Là aussi, cela existait, mais on veut amplifier ce phénomène.

Le plus important, évidemment, est le deuxième qui est de refléter graduellement et autant que possible, les coûts. C'est un principe qui nous semble fondamental parce que ce service, qu'est l'hydroélectricité, est donné à différentes catégories de clients. Nous pensons, non seulement en termes d'équité mais en termes d'efficacité économique, que le coût associé à la fourniture d'électricité dans nos grandes catégories de clientèles et le coût associé à la fourniture d'une industrie ne sont pas de la même nature que le coût associé aux maisons privées, sur les rues des villes ou des villages.

Nous soumettons donc comme principe de base le fait de refléter - les deux mots importants sont là - graduellement et autant que possible les coûts. Je pense qu'il serait indispensable de jeter un coup d'oeil sur la structure des coûts pour mieux comprendre comment cela va se refléter. Maintenant, on insiste sur les mots "graduellement et autant que possible" parce que même cette année, c'est 5,4 % qui est suggéré et c'est pour toutes les catégories de clients. Donc, on va un peu en contradiction avec le deuxième principe qu'on soumet. C'est le "graduellement et autant que possible" qui joue.

En d'autres mots, vu le niveau de 5,4 %, qui est un peu au-delà de l'inflation, il semblait difficile à l'intérieur de ces 5,4 % de différencier en fonction des

clientèles et de trop augmenter certaines catégories au-delà de 5,4 %. Mais dans des années un peu plus normales, nous allons insister à nouveau pour que ce principe soit mis de l'avant, C'est un problème universel dans les services publics. Vous connaissez, au point de vue des communications, les problèmes d'appels locaux et d'appels interurbains, etc. Donc, c'est un problème de fonds pour l'entreprise et on y attache beaucoup d'importance.
(21 h 15)

Au point de vue concret, M. Boivin pourra peut-être expliquer un peu plus, de façon concrète, en fonction des coûts, ce qu'on veut dire par là.

M. Boivin: Oui. Est-ce qu'on pourrait avoir la fiche 15 s'il vous plaît? En fait, nous avons, au cours des deux dernières années, en commission parlementaire, indiqué que des études approfondies étaient poursuivies à Hydro-Québec pour établir de façon aussi précise que possible nos coûts de fourniture. Ces études sont maintenant terminées, et, comme le mentionnait M. Coulombe, quand on parle de coûts de fourniture, il s'agit de les établir, parce que, finalement ce sont toujours des kilowattheures que nous livrons à tous les clients, mais le kilowattheure que nous livrons en haute tension, en moyenne tension ou en basse tension ne nous coûte pas le même prix. Il y a donc un premier facteur, soit celui de la tension ou du voltage auquel on livre ce kilowattheure. Le deuxième facteur est le moment où nous livrons ce kilowattheure. On a vu dans le programme d'équipement tantôt, par exemple, les coûts des centrales de pointe et des centrales de fine pointe qui peuvent être utilisées, par exemple dans le cas des turbines à gaz, pour des périodes de 50 ou 75 heures par année. Nécessairement ce kilowattheure-là nous coûte très cher.

Il faut établir dans nos études la répartition de nos livraisons dans l'année et établir le coût du kilowattheure que nous livrons en pointe, hors pointe et, également, le type d'abonnés à qui nous le livrons.

Ici, de façon très sommaire parce que ces études sont assez complexes, nous avons tenté de synthétiser ou de vous donner un aperçu sommaire des résultats de ces études. Nous avons ici, dans la première colonne, les tarifs ou, en fait, le prix de vente moyen de nos kilowattheures en 1985 à nos différentes catégories de clients. Le domestique. La petite puissance pour se situer, c'est le client commercial et industriel qui consomme de 0 à 100 kilowatts de puissance. La moyenne puissance, pour le client commercial et industriel qui a un appel de puissance de 100 à 5000 kilowatts. Et la grande puissance pour nos grands clients industriels ou commerciaux qui ont des appels de puissance

d'au-delà de 5000 kilowatts.

Nous voyons que le prix auquel nous vendons en 1985 à notre client domestique est en moyenne de 0,04 \$. Lorsque nous regardons une prévision de nos coûts de production en 1993 - je vous fais remarquer ici que je parle de la technique des coûts comptables, c'est-à-dire le coût moyen de production de tout le parc d'équipement, de tout le réseau de transport, de tout le réseau de distribution qui a été construit au cours des derniers 40 ou 50 ans - nous anticipons qu'en 1993, le kilowattheure que nous livrons à nos clients domestiques nous coûtera environ 0,067 \$.

La dernière colonne, la variation annuelle, indique que si nous voulions rejoindre notre coût moyen en 1993, il faudrait augmenter nos tarifs à compter de 1985 d'environ 6,7 % par année.

Il est important de remarquer ici que, dans nos coûts de 1993, nous avons inclus un rendement sur notre avoir propre de 13 %. Si nous regardons les états financiers 1985 d'Hydro-Québec, nous voyons que le rendement sur notre avoir propre présentement est de l'ordre de 3 %. Donc, dans les 0,067 \$ prévus pour 1993 il y a un montant prévu pour rémunérer le capital investi qui appartient en propre à Hydro-Québec.

Dans la petite puissance, nous voyons par contre que, présentement, nous vendons à 0,052 \$ alors que notre coût anticipé en 1993 est de 0,06 \$, pour une projection de 1,8 % de hausse en moyenne annuellement.

Au tarif moyenne puissance, même phénomène, 0,043 \$ par rapport à 0,048 \$ anticipé pour une hausse moyenne de 1,4 % par année.

Au tarif grande puissance, 0,027 \$ qui était notre prix 1986 par rapport à 0,036 \$ en 1993 pour des hausses moyennes de 0,037 \$. Ce qui donne, sur la moyenne des ventes régulières au Québec une hausse de 0,047 \$ pour atteindre 0,052 \$ en 1993.

Il est important de remarquer ici que l'année 1993 n'a pas été choisie comme étant une année cible ou encore une année magique. La simple raison, c'est que, quand on fait ce genre d'étude, normalement on prend toujours une période de dix ans. Cette étude avait débuté en 1984 et l'horizon de dix ans nous donnait l'année 1993 comme une année de référence. Ce n'est pas donné comme étant un objectif de hausser nos tarifs selon ces pourcentages pour atteindre nécessairement une cible en 1993. Comme le dit notre politique tarifaire, c'est d'atteindre cette cible graduellement et autant que possible. Graduellement et autant que possible, cela veut dire que cela peut être en 1995 comme cela pourrait possiblement être avant.

On peut également déduire immédiatement de ce tableau une conclusion. Notre

tarif grande puissance, avec une hausse de 3,7 %, présentement c'est un tarif où notre prix de vente à nos grands clients industriels est en équilibre avec nos coûts de production. Donc, la grande puissance assume actuellement sa part du fardeau des investissements d'Hydro-Québec. Par contre, les tarifs petite et moyenne puissances sont des tarifs ou des prix qui génèrent des profits pour Hydro-Québec. Ces profits servent à subventionner ou à interfinancer le secteur domestique qui est actuellement en déficit. C'est pour cela, si on voulait atteindre un équilibre par rapport à nos coûts aux différentes catégories d'abonnés, qu'il faudrait hausser beaucoup plus rapidement, dans les années qui viennent, le secteur domestique que les autres secteurs, notamment freiner les hausses sur les petite et moyenne puissances.

Ce sont les résultats des études des coûts comptables ou du prix de production moyen d'Hydro-Québec. Il y a toujours dans les compagnies d'électricité une autre technique qui est utilisée pour parler d'établissement des coûts moyens. C'est la technique des coûts économiques ou encore des coûts marginaux. Cette technique signifie que nous regardons le coût des prochains ouvrages qu'il faudra construire pour satisfaire à l'accroissement de la demande. Théoriquement, on dit que l'accroissement de cette demande devrait être facturé ou assumer le coût des nouveaux ouvrages qui sont nécessaires pour alimenter ces nouvelles charges.

Dans le cas d'Hydro-Québec, compte tenu que le complexe La Grande peut satisfaire aux besoins internes jusqu'en 1996, au moins en énergie, et même jusqu'en l'an 2002 si nos initiatives de gestion de l'offre et de la demande avaient du succès, il serait utopique d'utiliser des projets qui viendraient en service au-delà de l'an 2000. Compte tenu de cela, nous utilisons les coûts économiques du complexe La Grande qui représente le dernier ouvrage mis en service.

Ce qui est intéressant de noter à ce tableau, c'est la grande disparité des coûts d'alimenter une charge en chauffage, qui est sur la pointe d'hiver, par rapport à la charge d'eau chaude qui est répartie de façon assez uniforme dans l'année ou la charge des autres usages qui est également répartie de façon uniforme dans l'année. La redevance de l'abonnement comporte les coûts fixes pour alimenter un client du secteur domestique, soit le branchement, le compteur, etc., amortir ces frais.

Les conclusions de nos études des coûts sont les suivantes. Le secteur domestique est interfinancé de façon assez importante par les petits et les moyens clients du secteur commercial et industriel alors que les grands clients d'Hydro-Québec font présentement leurs frais.

M. Coulombe: Il est important de noter que ces chiffres sont le résultat des études qui sont entreprises depuis quelques années. Ce n'est pas une proposition d'Hydro-Québec d'augmenter la colonne de la variation annuelle. Nous n'en avons pas fait une recommandation dans le plan d'augmenter à ce rythme-là. Nous présentons ce dossier comme un dossier de base de l'entreprise. C'est le résultat d'études. Il est important de noter que ce n'est pas une proposition qu'on fait. Au cours des années qui viennent, nous pensons que ce principe d'aller vers les coûts le plus possible doit être pondéré par d'autres facteurs. On l'a mentionné tantôt, il doit être pondéré par la concurrence, par la capacité de l'environnement économique dans lequel les consommateurs se trouvent et par l'éventuel impact, si on réalise des profits sur nos contrats d'exportation, de ces contrats. De toute façon, vous vous apercevez même qu'entre le premier principe et le deuxième, c'est-à-dire l'uniformité territoriale et ce principe, il y a une apparente contradiction. Car en voulant rendre les tarifs uniformes dans tout le Québec, c'est évident que cela coûte plus cher d'alimenter un village dans un milieu rural qui est très éloigné des centres qu'une concentration de population dans un milieu urbain.

Immédiatement, le premier principe vient un peu pondérer le deuxième. Cela nous semble une façon essentielle de poser le problème des coûts de revient à l'Hydro et de la vérité des prix pour l'ensemble de la clientèle.

Le Président (M. Charbonneau): Est-ce que le député de Roberval permet une question de précision au vice-président de la commission? Cela va.

M. Théorêt: Merci. Il y a une clarification de M. le président ou du vice-président qui a répondu tantôt. Si j'ai bien compris, sur le tableau, votre coût de revient domestique est de 0,04 \$ en 1985.

M. Boivin: Non. Les 0,04 \$ en 1985, c'est notre prix de vente. C'est notre tarif ou le prix de vente moyen du kilowattheure au domestique.

M. Théorêt: Du domestique.

M. Boivin: Le coût prévu du même kilowattheure en 1993 est de 0,067 \$.

M. Théorêt: Comment cela est-il compatible, par exemple, avec votre énoncé des principaux tarifs actuels et proposés, que vous avez à la page 1 de votre mémoire sur la tarification, où vous parlez du prix du kilowattheure pour les 30 premiers kilowattheures par jour ou pour les 900

premiers, du prix actuel de 0,0315 \$ et du prix de vente proposé de 0,0332 \$.

M. Boivin: Parce que dans ce tableau, les 0,04 \$ incluent également, répartis sur la moyenne des kilowattheures, la redevance d'abonnement qui est de 0,26 \$ par jour.

M. Théorêt: C'est rabattu. Merci, ça va.

Le Président (M. Charbonneau): M. le député de Roberval.

M. Gauthier: Concernant le prix de revient comptable, c'est une notion que vous expliquez dans un des cahiers que vous nous avez remis, si j'ai compris correctement ce que comporte ce prix de revient comptable, il fait état, principalement, entre autres choses, du parc existant de production. Ce que je m'explique mal, c'est la hausse relativement importante, la variation annuelle relativement importante du prix de revient comptable, tenant compte du fait que l'élément principal composant le coût, sauf erreur, est le même. Donc, il n'y a aucun accroissement. Une centrale qui est là, qui est payée est encore payée en 1993. Donc, elle ne varie pas. Il y aurait les frais d'entretien pour expliquer cela peut-être. Il y aurait peut-être d'autres données qui me manquent. J'aimerais que vous soyez plus précis là-dessus.

M. Boivin: Cela inclut, également, ce que nous anticipons comme parc d'équipement en 1993. Donc, cela inclut également les mises en service des centrales de pointe de Manic 5, puissance additionnelle, ainsi que de LG 2 puissance additionnelle phase I, qui sont des centrales de pointe. C'est inclus là-dedans. Comme vous le mentionnez, en fait, l'augmentation des frais d'entretien, d'exploitation d'ici 1993 et, autre facteur très important, comme je l'ai mentionné, cela inclut également dans nos prévisions de 1993 une rémunération ou un rendement sur l'avoir propre de 13 %, alors qu'en 1985, au tarif où nous vendons moyen, notre rendement sur l'avoir propre se situe à environ 3 %. Si on allait dans la ligne du bas, pour la moyenne des ventes régulières au Québec, les 0,036 \$ de tarif 1985 versus les 0,052 \$ de coût 1993, dans les 0,052 \$ comme ordre de grandeur, il y aurait 0,01 \$ pour la rémunération du capital. Si on disait que le rendement sur l'avoir propre à Hydro-Québec devait être de 0 %, ce coût moyen de 1993 baisserait d'à peu près 0,01 \$.

M. Gauthier: Merci beaucoup. Quand on parle, à la deuxième colonne, des coûts économiques, à un moment donné vous imputez à la grande puissance 3,7 %, j'ai de la difficulté à voir sur le tableau, la lumière

est forte, vous imputez 3,7 % alors qu'à la petite puissance, par exemple, c'est 6,5 % sauf erreur. Est-ce donc dire que vous anticipez qu'à partir du complexe La Grande, l'énergie qui sera fabriquée, qui sera produite là, une plus grande partie de cette énergie sera donc utilisée par les tarifs petite puissance, le groupe d'entreprises constituant les tarifs petite puissance. Est-ce que la différence du coût a trait à la demande? Est-ce parce que ceux qui utilisent les tarifs grande puissance utiliseront moins de cette énergie produite au complexe La Grande qui fait qu'il y a 0,037 \$, je ne sais trop... (21 h 30)

M. Boivin: À titre d'exemple le 0,037 \$ versus le 0,065 \$ pour la petite puissance, l'écart ne provient pas du fait que cela viendrait d'une autre centrale que les centrales de La Grande, mais du fait que dans la grande puissance, premièrement c'est de l'énergie qui est livrée en haute tension, donc nous n'avons pas à construire un réseau de distribution. Deuxièmement, en général, ces clients utilisent leur puissance à très haut facteur d'utilisation, c'est-à-dire 80 %, 85 %, 90 % et même 95 % du temps, donc, ils prennent de l'énergie de façon absolument stable.

Quand on tombe dans la catégorie petite puissance ou encore dans la catégorie domestique, ces clients-là sont souvent présents sur la pointe, mais souvent absents en partie ou en bonne partie du temps dans les périodes creuses. Nous devons leur imputer des coûts additionnels pour tenir compte de cela. Les deux principaux facteurs qui font varier le coût du kilowattheure livré, c'est le facteur de la tension à laquelle on livre et le deuxième facteur, l'utilisation ou la période où ce client est présent sur le réseau.

M. Gauthier: D'accord. Concernant le prix de revient comptable toujours, dans un de vos documents, on parle d'une variante a et d'une variante b. Est-ce que vous pourriez, dans l'intérêt des membres de la commission, nous éclairer sur la différence entre les deux, parce qu'on remarque dans un tableau, en dernière page, en page 42 du document, les coûts de fourniture, qu'il y a une différence très sensible pour le consommateur dans le secteur domestique? Est-ce que vous pourriez nous expliquer cette différence importante?

M. Boivin: Je vais demander à Mme Lucie Bertrand qui est directrice de la tarification à Hydro-Québec et qui a été responsable de mener à bien ces études-là de vous fournir la réponse.

Mme Bertrand (Lucie): On présente effectivement deux variantes: la variante a et la variante b, mais toujours sur le même

concept, le concept du coût comptable, c'est-à-dire tous les équipements en service à Hydro-Québec, du plus vieil équipement au plus récent. Il y a deux variantes, mais à travers cela, il y a une infinie de combinaisons qui sont une famille. Ce qu'on a essayé de représenter, d'une part, avec la variante b, c'est le concept de trouver un coût minimum de livraison d'un kilowatt-heure. Or, on part d'un concept du coût minimum, on dit, par exemple: En été, qu'est-ce que cela peut nous coûter pour livrer un kilowatt-heure à nos clients? Si tous nos clients utilisaient l'électricité de façon constante, notre parc d'équipements ne serait constitué que d'équipement de base. On n'aurait même pas d'équipement de pointe. On tente de limiter par exemple avec la gestion de l'offre et de la demande la croissance des besoins en équipement de pointe.

Un équipement de base, qu'est-ce que cela coûterait à Hydro-Québec? C'est ce concept-là qu'on essaie de développer et de dire: Ça, c'est le coût minimum de livraison de l'électricité pour Hydro-Québec. Donc, pour les clients qui, eux, ne consommeraient pas l'électricité de façon constante, on va aller pondérer leur coût de livraison de la proportion des équipements de pointe qu'on a besoin ou qu'on a mis en service historiquement.

C'est cette approche-là que j'appellerais le coût moyen moyen. C'est l'approche la plus égalisatrice des investissements d'Hydro-Québec. La variante a, je la situerais peut-être à mi-chemin entre l'approche des coûts marginaux et cette variante b qu'on a présentée, une différenciation plus grande entre le coût d'utilisation de l'électricité aux heures de pointe versus l'utilisation de l'électricité aux heures creuses. Dans les deux cas, les phénomènes du coût d'électricité pour le secteur domestique, bien que les ordres de grandeur soient différents, le secteur domestique demeure celui à qui on doit imputer le plus de coûts.

M. Gauthier: D'accord. Si je comprends bien, l'élément différentiel entre les deux c'est l'utilisation de l'électricité à l'heure de pointe qui est beaucoup plus importante dans le secteur domestique. C'est ce qui fait qu'il y a une aussi grande différence, de 6,7 à 7,6.

Mme Bertrand: C'est exact. C'est une façon d'imputer les coûts. On essaie d'arriver, et on essaie... C'est toujours la même somme d'argent qu'on essaie de répartir parmi nos clients. Pour les références qu'on a données ici, on avait 7 448 000 000 \$ à distribuer à l'ensemble de nos clients. Alors, comment répartit-on ces coûts? Je dirais qu'il y a une infinité de choix, certains arbitraires, certains un peu

moins. On essaie d'illustrer, plutôt que de simplement présenter une variante, deux variantes qui semblent assez opposées au départ mais qui, malgré tout, convergent au niveau des éléments de comparaison. Le domestique demeure le produit le plus cher à livrer alors que la grande puissance demeure le produit le moins cher à livrer.

M. Gauthier: Si je comprends bien, l'hypothèse que vous avez retenue pour votre tableau est bien la variante b, soit celle qui est la plus avantageuse pour le consommateur.

Mme Bertrand: Qui égalise un peu, qui minimise les extrêmes. Qui ramène un peu plus tout cela dans une moyenne.

M. Gauthier: Toujours dans le cadre de la politique tarifaire globale qui voudrait que les tarifs soient répartis le plus justement et le plus équitablement possible.

J'aurais une autre question à poser, mais je vais retrouver mes... D'accord! C'est à la page 81. On parle, je crois que c'est dans le gros document Plan de développement, sauf erreur. Oui! Ma question s'adresse à M. le président. On donne un certain nombre de données, un taux de capitalisation d'au moins 25 %, le retrouver dans les meilleurs délais. On n'est d'ailleurs pas très loin de ces 25 %. ...à moyen terme, un rendement sur l'avoir propre au moins égal à 14 % et un taux de couverture des intérêts de 1,4. Parmi ces trois normes, il y en a qui vous ont été données ou il y en a au moins une ou deux qui vous ont été données par le législateur. Celle du rendement sur l'avoir propre, sauf erreur, apparaît là comme étant quelque chose qui a été ajouté. Pourriez-vous clarifier cela?

M. Coulombe: Il faut d'abord préciser que les critères financiers que vous venez de mentionner ne sont pas donnés dans la loi. La loi dit qu'il n'y aura pas de dividende si la couverture des intérêts est en bas de 1 et si la relation dette-équité est en bas de 25. Il n'y aura pas de dividende. Implicitement, ces critères ont toujours été reconnus à Hydro-Québec, historiquement, comme des critères auxquels il fallait attacher une grande importance. Historiquement aussi, si on prend la relation du profit par rapport à l'équité ou aux bénéfices accumulés, c'est évident que dans de nombreuses années, surtout là où les dépenses étaient capitalisées, le rendement sur l'équité ne posait pas de difficultés majeures dans la mesure où - M. Caron pourra donner des chiffres tantôt - le rendement sur l'équité était une réalité. On a connu des années de 14 %, 15 %, 16 %, 17 % et 18 %. Donc, les trois critères ne sont pas issus d'obligations légales. C'est implicite dans la

loi, mais ce ne sont pas des obligations légales ou législatives. On pourra revenir sur la couverture des intérêts et sur le taux de capitalisation. Mais sur les 14 %, nous pensons qu'il s'agit d'un objectif qu'Hydro devrait se fixer et il faudrait évidemment que l'actionnaire accepte qu'Hydro se donne cet objectif dans la mesure où le capital accumulé, qui vient des bénéfices antérieurs et aussi de la transformation en capital-actions... Nous jugeons, nous pensons que ce capital qui appartient, en fin de compte, à l'ensemble des Québécois, il est tout à fait réaliste d'y attacher un rendement. Dans le capital total qui est utilisé par Hydro, 0,75 \$ dans le dollar est emprunté et nous rémunérons ce capital par nos intérêts. Nous pensons que l'autre partie doit être rémunérée aussi comme c'est la règle universelle de toutes les compagnies commerciales et industrielles.

Maintenant, à quel rythme faut-il l'atteindre? Est-ce que c'est 14, est-ce que c'est 13? Nous pensons qu'il ne faudrait pas descendre beaucoup en bas de cela parce que, quand même, le taux moyen de la dette est de 12,5 %, le coût moyen. Nous pensons qu'il faudrait que cela soit un peu supérieur au coût de notre dette, de l'utilisation de l'autre partie de notre capital. Maintenant, cela reste ouvert comme problème. C'est fondamentalement une politique de l'actionnaire qui doit trancher cela. Nous croyons que ce capital doit avoir un rendement. Et c'est absolument fondamental pour Hydro-Québec d'avoir comme objectif, à moyen ou à long terme, d'atteindre à nouveau les niveaux valables de rémunération de capital, ne serait-ce que pour faire face à des situations. On l'a vu dernièrement assez durement à Hydro, qu'il faut faire face à des situations conjoncturelles qui se développent, qui n'ont rien à voir avec les activités d'Hydro, le dollar canadien, le prix du baril de pétrole, etc.

De plus, si nous allons dans un marché concurrentiel, il y a une partie de notre marché qui ne nous est plus acquis automatiquement. Donc, il y a des risques de concurrence qui s'établissent de plus en plus à Hydro-Québec, et cela renforce l'idée que la rémunération de l'avoir des actionnaires doit être une variable importante.

Comme je vous dis, c'est une décision qui, fondamentalement, appartient à l'actionnaire. L'actionnaire devra, à un moment donné, réfléchir et statuer sur ce genre de dossier. Nous pensons qu'à moyen terme, il faudrait atteindre à nouveau un niveau de rémunération sur le capital accumulé à Hydro, qui soit compatible avec une gestion financière tout à fait normale dans n'importe quelle entreprise.

Maintenant, est-ce que c'est en 1990, est-ce que c'est en 1992 qu'il faut l'atteindre? En 1993? Dans les tableaux que

vous voyez-là, on suppose une rémunération de l'avoir des actionnaires de 13 %, que vous avez dit tantôt, dans ces offres. Il n'y a pas de chiffre magique là-dedans. On peut prendre un peu plus de temps, on peut prendre un peu moins de temps. Cela n'est pas dramatique. Cette année, avec les forces extérieures qui nous coïncident, on prévoit un rendement de presque 2 %. Cela ne nous semble pas une tragédie que, pendant un an ou deux ou trois, la rémunération soit plus basse, parce que, dans certaines années, cela pourrait augmenter au-delà de 14 %. Donc, ce n'est pas dramatique, pendant un an ou deux ou quelques années, mais ce qui est dramatique, c'est qu'on installe une tendance vers la baisse. Autrement dit, être à 2 %, ce n'est pas grave un an, même deux ans, même trois ans. Mais si, fondamentalement, la tendance nous conduit à toujours être à un ou deux pour cent, on pense que c'est irrationnel, du point de vue économique, d'accepter une situation semblable.

Mais, après avoir dit tout cela, cela reste le choix de l'actionnaire.

M. Gauthier: Maintenant, M, le président, vous avez dit dans votre réponse, qui est fort complète d'ailleurs: il nous semble normal qu'il y ait une partie de ce rendement qui compense, en quelque sorte, le fait que les Québécois ont investi dans Hydro-Québec et que c'est normal qu'ils aient un rendement sur ce qu'ils ont investi.

Cela m'apparaît un peu paradoxal à partir du moment où on demande à ces mêmes Québécois de payer, dans le fonds, de leurs deniers, ce rendement qu'on encaisse en leur nom finalement et qui permet de présenter une situation financière plus conforme à ce qui est généralement admis dans des entreprises du genre. Sauf qu'il s'agit là d'une entreprise, Hydro-Québec, de service public. Est-ce qu'à ce moment-là, les barèmes sont les mêmes? Est-ce qu'ils doivent être changés? Qu'est-ce qui est généralement accepté dans les entreprises de service publique comme Hydro-Québec à ce niveau?

M. Coulombe: Là, il faut distinguer entre différents types de compagnies d'électricité, pour parler plus du domaine de l'électricité. Vous avez des compagnies privées d'électricité en Amérique du Nord dont les actionnaires exigent ce genre de rendement, et les mêmes compagnies privées, d'ailleurs, ont une relation dette-équité qui se situe au-dessus de 40 %; nous, on est à 25 %. Donc, c'est le bloc des compagnies privées en Amérique du Nord. Ce n'est pas la situation au Canada où, finalement, il y a très peu d'entreprises privées dans ce domaine. Sauf TransAlta et quelques petites compagnies à gauche ou à droite, ce sont surtout des sociétés d'État au Canada.

Dans les autres sociétés d'État, il y a des différences marquées dans les stratégies d'actionnaires, ou gouvernementales dans ce domaine. Vous avez, par exemple, le Manitoba qui a choisi carrément d'avoir quasiment un rendement sur l'équité de zéro parce que, à toutes fins utiles, il n'y a plus d'équité à Hydro Manitoba; ils ont changé complètement les structures. Par contre, vous avez l'Ontario qui exige ce rendement sur le capital et BC Hydro aussi. (21 h 45)

Maintenant, c'est un paradoxe apparent. Ce service, on l'a vu, avec les coûts que cela représente, cela a une valeur économique et, si on joue avec la concurrence, je pense qu'il serait malsain de continuellement tenir les tarifs à un niveau tel qu'on s'éloigne trop des autres formes. Je pense qu'il faut garder notre avantage comparatif, mais je pense que c'est quand même un bien qui a une valeur économique. Je pense que les consommateurs d'électricité vont réagir là-dessus comme ils réagissent pour tous les biens qu'ils achètent à gauche ou à droite.

Nous pensons que, encore là, selon la volonté de l'actionnaire, la marge de manoeuvre dégagée par un rendement sur l'équité, donc un profit là-dessus, peut être utilisée par l'actionnaire de différentes façons. Il peut l'avoir en dividendes tout comme il peut le remettre dans les tarifs. C'est une décision qui, ultimement, le regarde. Encore faut-il, avant de savoir ce qu'on fait avec la marge de manoeuvre, en bâtir une. À Hydro-Québec, cette marge de manoeuvre existait depuis longtemps; les rendements - je n'ai pas les chiffres devant moi - pendant plusieurs années, étaient dans ces ordres.

Volontairement - on l'a expliqué dans la stratégie qui est dans le plan - depuis quelques années, pour faire face à la concurrence, on a accepté un bénéfice net plus bas, dû au fait qu'on avait 8 000 000 000 \$ d'actifs qui viennent dans nos dépenses d'exploitation pour les quatre dernières années. Ces 8 000 000 000 \$ d'actifs, au point de vue des dépenses d'intérêt à l'exploitation, regardez ce que cela peut représenter.

Donc, il y a eu une acceptation volontaire d'une baisse du profit, donc d'une baisse du rendement sur l'équité, mais on pense que c'est temporaire. Pourquoi a-t-on passé au travers de cette crise qui était assez grave, pourquoi a-t-on passé au travers non seulement sans drame, mais en plus en ayant des tarifs, pour les trois dernières années, en bas de l'inflation? C'est justement parce qu'il y avait une marge de manoeuvre. Si cette marge de manoeuvre n'avait pas existé, il n'aurait pas été possible d'accomplir le virage qui est fait, tant le virage commercial que le virage des tarifs,

et de faire face à la concurrence.

Ce n'est pas un caprice de se dire qu'il faut être comme les autres compagnies, cela nous semble fondamental, non seulement en termes de principes, parce que le capital qu'on emprunte, on le rémunère à 12,5 %. Le capital qui est là doit être rémunéré. Le seul point, à notre avis, qui devrait porter à discussion, ce serait le rythme de retour à ces niveaux. Que cela prenne cinq ans, dix ans ou quinze ans, c'est à l'actionnaire de décider. Sur le fond du problème, cela nous semble essentiel.

M. Gauthier: Vous n'écartez pas, M. le Président, l'idée que le gouvernement, l'actionnaire puisse vous demander... J'imagine que dans l'augmentation des tarifs de cette année, vous prévoyez déjà, vous vous enlenez vers un rendement qui soit meilleur.

M. Coulombe: Techniquement, on pourrait dire cela, mais en toute franchise, les 5,4 % sont un tarif d'un an et n'impliquent pas nécessairement une stratégie ou une acceptation d'un rendement sur l'équité de 14 % en 1993. Ils n'impliquent pas cela. Je vous ai dit tantôt que la raison fondamentale des 5,4 % était surtout due à une mesure de prudence, d'aller un peu au-delà de l'inflation pour permettre de parer les coûts du dollar et du baril de pétrole. Quand on parle d'un tarif d'un an, on ne peut pas l'associer à une stratégie de dix ans, etc., c'est vraiment conjoncturel. On pense qu'il faut être prudent devant l'évolution du prix du pétrole. Cela n'implique pas nécessairement que la stratégie du rendement sur l'équité est acceptée par l'actionnaire en aucune espèce de façon.

M. Ciaccia: Si vous me le permettez, si les 5,4 % vous étaient accordés, qu'est-ce que cela changerait à votre taux de rendement?

M. Coulombe: Toutes les variables étant égales, cela nous donne 2 %.

M. Ciaccia: Votre taux de rendement si vous obtenez 5,4 %?

M. Coulombe: Si on obtient 5,4 %, cela nous donne, si toutes les autres variables sont...

M. Ciaccia: Votre taux de rendement serait de 2 %.

M. Coulombe: 1,9 % pour être plus exact. On est donc très loin de l'hypothèse dont je parle. Quand on parle de cette hypothèse, c'est vraiment à court et à moyen terme, c'est une question

fondamentale, mais qui ne se résout pas par une augmentation de tarif d'un an. Comme vous voyez, les 5,4 % nous donnent à peine une rémunération qu'on ne peut même pas qualifier de décente, c'est 1,9 %. On pourrait placer le même argent à la banque dans un compte courant et on aurait plus que cela.

M. Gauthier: Si je comprends bien, les 14 % qui sont mentionnés vous sont utiles pour établir une évolution possible dans le temps des augmentations de coût de l'électricité, mais on ne peut pas dire, cette année... C'est bien ce que vous avez dit: Pour cette année, cela n'a aucune espèce de signification, sauf que pour vos études, ce taux, cet objectif vous permet de dire: Il faudrait se situer aux environs de...

M. Coulombe: Le chiffre de 4,7 % est le résultat d'études. Encore une fois, je le répète, ce n'est pas une proposition que nous faisons, c'est le résultat des études. Les 4,7 % nous situent, selon les hypothèses que vous voulez accepter ou non de l'inflation d'ici à 1993, probablement en bas de l'inflation réelle qu'il va y avoir d'ici à 1993. Les paris sont ouverts sur l'inflation dans les dix prochaines années. Les 4,7 %, qui impliquent un rendement de 14 %, nous conduiront probablement en bas de l'inflation si cette étude devenait une proposition concrète.

Donc, on s'aperçoit que, même en dépit de cela, la croissance des tarifs serait de l'ordre du raisonnable dans la mesure où on pense que dans les dix prochaines années l'inflation, en moyenne, même si elle est aujourd'hui de 4 %, va se situer pas très loin de 4,7 % et sera probablement supérieure à 4,7 %.

M. Gauthier: Je vous remercie, M. le Président. Dans un autre ordre d'idées, puisqu'on discute de tarification, pourriez-vous nous donner une idée de l'élasticité de la demande d'énergie électrique par rapport au prix du pétrole? Par exemple, on sait qu'on ne peut pas augmenter indéfiniment les tarifs d'électricité sans que cela ait forcément une mauvaise influence.

M. Coulombe: Là-dessus, l'élasticité par rapport au prix, c'est un problème qui est encore plus complexe que tout ce qu'on a vu dans nos moyens. À la planification générale, à Hydro-Québec, nous avons beaucoup réfléchi là-dessus et je demanderais à M. Grignon de résumer un peu l'état du dossier.

M. Grignon: En fait, la question de l'effet des prix sur la demande est généralement posée dans les termes où vous la posez, c'est-à-dire qu'il y a peut-être deux sortes d'élasticité. Dans le sens où vous

l'avez posée, si les prix de l'électricité sont trop élevés, par exemple, il pourrait y avoir moins de conversions du mazout à l'électricité et davantage de conversions du mazout au gaz, par exemple. C'est une réalité.

Quand on dit que, au-delà du calcul des coûts et de l'objectif de refléter graduellement et autant que possible les coûts de fourniture dans la tarification, cela doit être pondéré par l'environnement énergétique, par la concurrence; on se réfère exactement à la question que vous avez posée. Si on examine concrètement la situation d'Hydro-Québec et particulièrement ses ventes à ses 2 600 000 clients réguliers, on constate que les usages où on est en concurrence, où les consommateurs ont le choix entre, par exemple, l'électricité, le mazout ou le gaz, cela représente quelque chose comme 20 % des revenus d'Hydro-Québec. L'autre portion des 80 %, c'est vraiment une situation qui est davantage axée du côté monopolistique: que l'on pense aux usages, l'éclairage, par exemple, la force motrice où, vraiment, on n'est pas en concurrence.

Il y a aussi là, à l'égard de ces 80 % de nos ventes, on en est convaincu, bien que cela ne soit pas apparent de six mois en six mois ou d'année en année, un phénomène d'élasticité qui reflète tout simplement ce qui a été dit préalablement. Quand on vend un bien, que ce soit de l'électricité ou des biens de consommation courante... Si, dans les dix ou les quinze prochaines années, le prix réel de l'électricité, c'est-à-dire si le prix de l'électricité augmentait moins rapidement que l'inflation, les consommateurs réagiraient comme ils réagissent dans le cas de tous les autres biens. Quand on vend moins cher, on en vend plus. Un bien qui est moins cher que les autres, dont le prix augmente moins rapidement que les autres biens, va avoir un phénomène d'élasticité. Quelle est l'ampleur de ce phénomène? Il n'est pas très important. Ce n'est quand même pas un bien où l'élasticité par rapport au prix est très importante. C'est sujet à de larges variations, mais une évaluation prudente de ce phénomène nous porte à penser que si, toutes choses étant égales par ailleurs, les prix de l'électricité étaient 10 % moins élevés, par exemple, cela aurait pour effet d'augmenter, quinze ans après, les ventes d'à peu près la moitié de cela. Autrement dit, une élasticité de 0,5 %.

Cela n'a l'air de rien mais, finalement, quand on met ensemble le rendement, l'impact que peut avoir la gestion d'Hydro-Québec sur les coûts, l'impact que peut avoir tout ce dont on a discuté aujourd'hui en termes de coûts des projets, la façon de les planifier et de les réaliser, on voit bien qu'à la fois les critères financiers, la gestion et le coût des projets peuvent amener des

variations dans l'augmentation de ces prix, de plusieurs points de pourcentage, pendant plusieurs années.

Quand on pense qu'en 20Q1, par exemple, dans quinze ans d'ici, Hydro-Québec prévoit vendre au Québec, à ses clients réguliers, environ 150 térawattheures, cela ne prend pas beaucoup de variation de prix pour amener des changements de quinze ou vingt térawattheures à la hausse ou à la baisse. Évidemment, c'est une considération à plus long terme, mais plusieurs études qui ont été publiées ont démontré qu'aux États-Unis, par exemple, et dans certaines des provinces canadiennes, en particulier là où il y a des agences de réglementation qui fixent les rendements année après année et où la politique de fixation des prix est très rigide, il y a eu finalement des cycles, c'est-à-dire qu'une utilité publique se retrouvait, après une phase de développement importante, dans une période où le prix de l'électricité n'augmentait pas beaucoup et elle créait ses propres problèmes parce que, finalement, dix ou quinze ans après, on se retrouvait avec une demande plus forte, on devait avoir une nouvelle phase de développement, avec des coûts d'équipement assez élevés. On se retrouvait alors dans une situation où, n'ayant pas augmenté ses tarifs aussi vite que l'inflation générale pendant dix ans, à cause des équipements qu'on devait construire, on devait l'augmenter, pendant une dizaine d'années, plus rapidement que l'inflation.

Finalement, notre conviction était qu'il n'y a pas grand-chose, si on regarde l'essentiel, qui nous laisse croire que, à très long terme, il soit possible que les coûts de l'électricité augmentent moins rapidement que l'inflation. C'est dans la logique des choses. Mais il est possible que, pendant dix ou quinze ans, ils augmentent moins vite et que, pendant dix ou quinze ans, ils augmentent plus vite. On pense que c'est plus logique d'avoir une perspective de long terme et d'y aller régulièrement plutôt que par soubresauts.

M. Gauthier: Compte tenu du fait qu'il ne peut pas y avoir de conversions massives qui arrivent tout d'un coup à cause d'un ajustement de prix à la hausse ou à la baisse, il est bien sûr que l'influence est relativement diminuée par le fait que cela implique des investissements tellement importants, j'imagine, qu'il n'y a pas une entreprise ou même un particulier qui va envisager de changer de système parce que l'électricité semble un peu plus chère pour le moment ou un peu moins chère. On se comprend là-dessus.

J'aurais une autre question qui me préoccupe quelque peu. J'ai le temps de la poser, M. le Président, oui? Quand je regarde le tableau no 20, la hausse tarifaire moyenne

et la ligne juste en bas, où on parle de la hausse de l'indice des prix à la consommation, je remarque que, pour 1987 et 1988, on parle d'une hausse de tarifs qui est légèrement supérieure à l'inflation de 0,5 %. Dans le cas de 1986, c'est 1,5 %. Je voudrais savoir du fait que c'est 0,5 % qui est mis pour 1987-1988 quelle est la différence? 1,5 %, 0,5 % et 0,5 % plutôt que 1 %, 1 %, 1 % par exemple ou quelque chose du genre? C'est quoi le choix qui a été fait et qui justifie cette différence?

M. Grignon: D'abord, il est très clair que, pour 1987-1988, ce qui est là - c'est dit en note - ce ne sont que des hypothèses. Finalement, il n'y a rien de très mythologique à propos du fait que ce soit un peu supérieur à l'inflation. Concrètement il y a à peine quelques mois, avant l'effondrement des prix du pétrole, on prévoyait une inflation, en 1987-1988, de 4,9 % et 5,2 %. À cause de l'effondrement des prix du pétrole, on a dû réviser nos prévisions d'inflation, mais les cadres financiers et les calculs ayant été préparés, on n'a pas changé les hypothèses puisque ce n'étaient que des hypothèses. Fondamentalement, il y a quelques mois, l'hypothèse qu'on avait choisie, c'était de supposer une hausse de tarif égale à l'inflation, mais, compte tenu de l'effondrement subi des prix du pétrole, on a révisé la prévision d'inflation à la baisse mais on n'a pas révisé les hypothèses parce que, finalement, le plan était presque terminé à ce moment.

M. Coulombe: D'ailleurs il y a une tension dans les deux ou trois prochaines années qui va exister. On veut retrouver notre taux de capitalisation. On veut revenir à 25 %. On est inférieur à l'heure actuelle, et cela est un problème qu'on pense qu'il faudrait régler le plus rapidement possible afin de conserver ce taux de capitalisation à 25 %. Encore une fois, que ce soit à 24,8 % ou 24,6 %, il n'y a rien de tragique dans cela. L'Ontario, sur la même base, est rendu à 16 %. Donc, il est pas mal moins bien organisé que nous du point de vue financier. Il n'y a rien de tragique, mais on pense qu'il faudrait revenir à ça, puisque c'était la norme dans les milieux financiers. Et aussi, devant l'ampleur de la dette accumulée, on pense que ces critères doivent être les premiers à être retrouvés. Pour ce qui est de la couverture du taux d'intérêt, on n'a pas de problème et, pour ce qui est du taux de capitalisation, si on y revenait assez rapidement, quant au rendement sur l'équité, la discussion est ouverte.
(22 heures)

M. Ciaccia: ...tarification. Quand vous avez mentionné que la baisse du prix du pétrole est l'une des raisons pour lesquelles

votre prévision est supérieure au taux d'inflation, est-ce que la baisse du dollar canadien est un autre élément...

M. Coulombe: Exactement.

M. Ciaccia: ...pour lequel vous demandez une augmentation supérieure au taux d'inflation?

M. Coulombe: Ce sont les deux raisons fondamentales.

Le Président (M. Charbonneau): 3e signale d'abord à tout le monde qu'il est 22 heures et qu'il me faudrait un consentement unanime pour qu'on puisse prolonger au-delà de l'heure prévue. M. le vice-président.

M. Théorêt: Étant donné d'abord que nous, députés, devons siéger un peu plus tard au salon bleu et qu'il semble que cela irait vers minuit, j'aimerais proposer qu'on puisse continuer, si vous êtes d'accord et, évidemment, si les gens d'Hydro-Québec n'y voient pas d'inconvénient, l'ordre du jour. Il est fort possible qu'on puisse le terminer dans deux heures et, donc, ne pas avoir à demander aux gens d'Hydro-Québec de revenir demain. J'en fais une proposition, M. le Président.

Le Président (M. Charbonneau): M. le député de Roberval.

M. Gauthier: M. le Président, il reste encore un certain nombre de points à aborder. Entre autres, on n'a pas encore fini la tarification. Il reste toute la question très importante de la gestion financière d'Hydro-Québec qu'on a commencé à aborder un peu dans les réponses, mais pour laquelle on a des questions fort précises.

Il reste également toute la section qu'on appelait divers, qui touche les problèmes environnementaux, les problèmes particuliers dans certains comtés qui ont été identifiés et pour lesquels on veut poser des questions aux gens d'Hydro. Il reste également énormément de discussions, je le rappelle, autour de la question tarifaire et de la hausse proposée.

Compte tenu du fait que la journée a été on ne peut plus fatigante, je pense, pour tout le monde, car on a abattu un bon boulot, autant du côté des gens d'Hydro qui ont répondu avec énormément de précision à toutes nos questions que de la part des députés qui ont dû fournir un effort assez impressionnant pour se démêler dans toutes ces briques, je proposerais, pour la qualité du travail et compte tenu du fait que les gens d'Hydro, de toute façon, sont manifestement organisés pour passer la nuit à Québec, qu'on continue demain matin avec la hausse tarifaire et les deux autres points qui restent

à l'ordre du jour, parce qu'on en a encore pour certainement deux ou trois heures de travail, à mon avis, et je ne voudrais pas faire...

Une voix: ...

Le Président (M. Charbonneau): Je peux permettre un léger débat, mais je voudrais vous signaler que, s'il n'y a pas de consentement, je vais être obligé d'ajourner à demain matin et...

M. Ciaccia: M. le Président.

Le Président (M. Charbonneau): Oui.

M. Ciaccia: Un instant, M. le Président. Je pense que l'ordre du leader, c'est de continuer, si c'est le voeu de la commission. C'est à la commission de déterminer si nous allons continuer demain. Alors, si vous ajournez maintenant, on ne continuera pas demain, parce que cela peut être le voeu de cette commission de ne pas continuer.

Si cela avait été possible de terminer nos travaux... Demain, il y aurait eu seulement un couple d'heures additionnelles. Vous n'avez pas trois heures demain, la commission siégerait jusqu'à midi. Alors, si c'était possible... Est-ce qu'Hydro aurait une objection à rester quelques...

M. Coulombe: Aucun problème, en ce qui me concerne.

M. Ciaccia: Cela pourrait libérer Hydro pour demain. Ils pourraient continuer leur travaux, parce qu'il y a beaucoup de gens ici et nous avons beaucoup de fonctionnaires. Ce n'était pas prévu pour demain: La commission avait été appelée pour une journée. On voudrait bien accommoder les membres de l'Opposition, mais je pense qu'il faudrait être raisonnable aussi. Si nous avons le temps de le faire ce soir et si tout le monde est d'accord... Demain, nous pourrions aller faire d'autres travaux et libérer les gens d'Hydro et les fonctionnaires.

M. Gauthier: Là-dessus, je n'apprécie pas tellement les remarques du ministre, puisqu'on a offert une collaboration remarquable toute la journée à cette commission. Je voudrais faire remarquer au ministre que cette forme de chantage ne plaît pas du tout à l'Opposition pour une raison bien simple. C'est que dans tes années qui ont précédé cette commission, 1985, la commission parlementaire qui entendait Hydro a toujours cru bon de siéger, que ce soit 1974 ou 1975 - j'ai certaines dates - deux jours, trois jours, fin d'étudier les documents qui sont présentés.

Or, cette année, c'est la première fois qu'Hydro présente autant de documentation

sur le sujet, avec autant de détails et de nouveautés - une approche fort intéressante; il faut le dire - et, tout à coup, le ministre nous dirait: Si on ne siège pas de nuit, demain matin on n'autorisera pas à la commission à siéger. D'autant plus que le leader du gouvernement a accepté le principe avec le leader de l'Opposition, en disant: Manifestement, si on a de la bonne volonté du côté de la commission, on pourra siéger demain.

Les gens d'Hydro ont accepté le principe. Normalement, cette commission siège deux et trois jours. L'année passée, elle a siégé une journée. Je ne sais pas si le critique en matière d'énergie du côté de l'Opposition à l'époque, lequel est aujourd'hui délégué à la Privatisation, n'avait pas suffisamment préparé son dossier et ne pouvait pas remplir plus de temps de commission, M. le Président, mais une chose est certaine, c'est qu'Hydro-Québec est toujours venue siéger en commission pendant deux ou trois jours. Je regrette, mais cette année on a une hausse tarifaire assez importante. Il y a toute une problématique dans le domaine de l'énergie et le ministre nous menace de refuser son consentement pour siéger demain à moins qu'on ne siège de nuit. Je regrette, M. le Président, mais je m'oppose fortement à cette façon de procéder que je trouve pour le moins cavalière.

Le Président (M. Charbonneau): M. le vice-président.

M. Théorêt: Tout d'abord je veux dire que je n'apprécie guère l'intervention du député de Roberval qui discute pendant environ cinq minutes pour obtenir un débat de 30 minutes de plus, possible si on avait siégé demain. D'autre part, le leader du gouvernement a été bien clair. Il laissait le soin à la commission, si c'était sa volonté, de continuer demain ou non.

M. le Président, j'ai fait une proposition de continuer jusqu'à minuit et je maintiens cette position. J'aimerais bien...

M. Ciaccia: Je veux dire un mot, M. le Président. Ce ne sont pas des menaces que je fais, M. le député de Roberval. Si vous avez remarqué, les interventions de notre côté ont été très limitées. Si nous avions voulu empêcher les membres de l'Opposition de poser leurs questions, si les députés ministériels avaient fait l'alternance, vous auriez posé beaucoup moins de questions et on aurait pu, de notre côté, en poser beaucoup plus. On a voulu vous laisser toute la latitude possible. Malheureusement, demain, nous avons d'autres engagements. S'il y a une possibilité ce soir, nous vous laisserons poser les questions que vous voulez, mais si vous ne voulez pas vous

prévaloir de cela, on va être obligé de voter sur la proposition qui a été faite par mon collègue.

Le Président (M. Charbonneau): Je voudrais vous signaler à tous que, d'une part, pour poursuivre jusqu'à minuit ou plus tard, on n'a pas besoin de motion, il s'agit du consentement de la commission. Par ailleurs, c'est clair que l'ordre du leader est contraignant et que... Quoique le vice-président a raison de signaler à la commission qu'il faudrait une motion pour qu'on puisse siéger comme le veut le député de Roberval. S'il n'y a pas d'autres interventions, je pense que je vais être obligé de demander à mes collègues de ce côté-ci s'ils maintiennent leur position ou si on file.

M. Gauthier: M. le Président.

Le Président (M. Charbonneau): M. le député de Roberval.

M. Gauthier: Est-ce que je peux me permettre de vous demander pour quelques minutes la suspension de nos travaux pour me permettre de consulter mes collègues et les gens du bureau du leader qui ont négocié cette entente avec... J'aimerais avoir quelques minutes pour consulter ces gens.

Le Président (M. Charbonneau): La commission suspend ses travaux pour dix minutes.

(Suspension de la séance à 22 h 10)

(Reprise à 22 h 22)

Le Président (M. Charbonneau): La commission reprend ces travaux, après cette suspension.

M. Ciaccia: M. le Président.

Le Président (M. Charbonneau): Je cède la parole au ministre.

M. Ciaccia: Nous ne voulons pas empêcher l'Opposition de poser les questions qu'elle doit poser. Même, c'est dans ce but qu'on lui a donné toute la latitude possible. Si le député de Roberval et critique de l'Opposition en matière d'énergie croit que lui et ses collègues seraient mieux préparés pour poser leurs questions demain, afin de ne pas créer de mauvais précédent pour ma première commission parlementaire et d'avoir de bonnes relations avec tout le monde, j'accepte volontiers la demande du député de Roberval. On est prêt à ajourner ce soir et à reprendre nos travaux demain matin à 10 heures.

Le Président (M. Charbonneau): Vous êtes un parlementaire d'expérience, M. le ministre. M. le député de Bertrand.

M. Parent (Bertrand): Merci, M. le Président. Étant donné qu'on a décidé de ne pas siéger ce soir, cela ne sera pas très long.

Je trouve que les travaux de la commission, aujourd'hui, se sont très bien déroulés, pour avoir vécu une autre commission beaucoup plus dure que celle-ci, il y a quelques semaines. J'aimerais quand même rectifier certains propos qui ont été tenus tantôt du côté du parti ministériel. Je ne pense pas que du côté de l'Opposition, M. le ministre, on ait retardé indûment d'aucune façon la commission. Je pense que toutes les questions avaient été bien préparées, qu'elles étaient très pertinentes. Je ne pense pas que notre but était d'essayer d'allonger la période pour faire reporter cela à demain. Je voudrais bien que cela soit clair.

M. Ciaccia: M. le Président, moi, je ne vous ai pas prêté d'intention? Je ne vous ai pas accusé d'avoir retardé la commission. La seule chose que j'ai soulignée, c'est que souvent, pour vous permettre de poser vos questions - et ce n'était pas dans le but de retarder la commission - on n'a pas appliqué la règle de l'alternance. On vous a permis de continuer.

Il n'est pas question de notre part de penser que vous avez retardé la commission indûment.

Le Président (M. Charbonneau): M. le député de Roberval, en conclusion, parce que...

M. Gauthier: M. le Président, en concluant, je voudrais remercier le ministre de la compréhension dont il a fait preuve dans nos discussions. C'est une décision qui l'honore. Nous essaierons, demain matin, de condenser nos interventions pour faire en sorte que, dans le délai qui nous sera imparti, nous puissions poser l'essentiel de nos questions. L'année prochaine, M. le ministre, si nous sommes là, vous et moi, nous ferons le nécessaire pour prévoir quelques jours pour la commission.

Le Président (M. Charbonneau): Sur cette harmonie retrouvée, les travaux de la commission sont ajournés à demain matin. Je convie mes collègues de l'autre côté à revenir à 10 heures demain matin.

(Fin de la séance à 22 h 23)