



Office national de l'énergie

Motifs de décision

Hydro-Québec

EH-3-87

Février 1988

**Concernant des exportations aux
New England Utilities**

Office national de l'énergie

Motifs de décision

relativement à

**Une demande présentée en vertu
de la Loi sur l'Office national de
l'énergie par Hydro-Québec
concernant des exportations aux
New England Utilities**

EH-3-87

Février 1988

© Ministre des Approvisionnement et Services
Canada 1988

N° du cat. NE 22-1/1988-1
ISBN 0-662-55677-1

Ce rapport est publié séparément dans les deux
langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:
Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

© Minister of Supply and Services Canada 1988

Cat. No. NE 22-1/1988-1
ISBN 0-662-55677-1

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:
Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Printed in Canada

Table des matières

Abréviations	(iv)
Exposé et comparutions	(v)
Résumé	(vii)
1. Historique	1
2. Le demandeur	2
3. La demande	3
4. Le contrat	5
4.1 Quantité	5
4.2 Prix	5
4.3 Programme de livraison	6
4.4 Défaillances	6
4.5 Installations de la Phase II	6
5. La preuve du demandeur	7
5.1 Les charges au Québec	7
5.2 Installations de production et de transport	7
5.3 Charge, approvisionnement et excédent	8
5.4 Marché d'exportation	9
5.5 Offres d'électricité aux services canadiens	10
5.6 Prix	10
5.6.1 Prix à l'exportation et revenus	10
5.6.2 Coûts au Canada	11
5.6.2.1 Analyse de recouvrement des coûts	11
5.6.2.2 Analyse des coûts-avantages sociaux	13
5.6.3 Coût d'un service équivalent au Canada	15
5.6.4 Coûts d'opportunité sur le marché américain	16
5.7 Fiabilité des réseaux	16
5.8 Effets environnementaux	18
6. Interventions	20
6.1 Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited	20
6.2 Manitoba Hydro	20
6.3 Maritime Electric Company, Limited	20
6.4 Newfoundland and Labrador Hydro	20
6.5 Nova Scotia Power Corporation	21
6.6 Ontario Hydro	21
6.7 Procureur général de Terre-Neuve	21
6.8 Ministre de l'Énergie de l'Ontario	21
6.9 Procureur général du Québec	21

6.10	Grand conseil des Cris (du Québec) et les bandes Chisasibi, Eastmain, Great Whale River, Mistassini, Nemaska, Waskaganish, Waswanipi et Wemindji	22
6.11	New England Power Pool	22
7.	Décision	23
	Demande d'exportation (Partie a) de la demande)	
7.1	Excédent	23
7.1.1	Offres aux services canadiens	23
7.1.2	Énergie excédentaire disponible	24
7.1.3	Exportations en vertu du Contrat d'énergie garantie	24
7.2	Prix à l'exportation	25
7.2.1	Coûts applicables au Canada	25
7.2.2	Prix du service équivalent fourni aux Canadiens	26
7.2.3	Coût d'opportunité de l'acheteur	27
7.3	Fiabilité du réseau et modalités rattachées à la licence	28
7.4	Impact environnemental	29
	Demande de modification de la licence et approbation de modification à la ligne internationale de transport d'électricité (Parties b) et c) de la demande	
7.5	Conclusions de l'Office	29

Tableaux

5-1	Installations de production et transport - Calendrier de mise en service (1990-2004)	7
5-2	Contract d'énergie avec les New England Utilities - Prévisions des prix et revenus	10
5-3	Exportations aux New England Utilites - Analyse de recouvrement des coûts	12
5-4	Exportations aux New England Utilites - Analyse des coûts-avantage sociaux	13

Liste des annexes

I	Carte - Les principales installations en 1986	30
II	Licences détenues par Hydro-Québec	31
III	Centrales en service au 31 décembre 1986	32
IV	Productibilité, charge et énergie excédentaire (1990-2004)	34
V	Analyse de recouvrement des coûts - hypothèses	35
VI	Licence EL-176	36
VII	Ordonnance AO-2-EL-167	40

Abréviations

Unités de mesure

kV	kilovolt	(1 000 volts)
kW.h	kilowatt-heure	(1 000 watts-heures)
MW	mégawatt	(1 000 kilowatts)
GW.h	gigawatt-heure	(1 000 000 kW.h)
TW.h	térawatt-heure	(1 000 GW.h)
\$	dollar canadien courant	(à moins d'indication contraire)

Noms

CFLCo	Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited
Demandeur	Hydro-Québec
Ile	Île de Terre-Neuve
Loi	<i>Loi sur l'Office national de l'énergie</i>
NEPOOL	New England Power Pool
NERC	North American Electric Reliability Council
NLH	Newfoundland and Labrador Hydro
NPCC	Northeast Power Coordinating Council
Office	Office national de l'énergie
Règlement	Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI)
US	États-Unis

Exposé et comparutions

EH-3-87

RELATIVE À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application; et

RELATIVE À une demande présentée par Hydro-Québec en vue d'obtenir une licence d'exportation d'électricité aux New England Utilities, en vertu de la Partie VI de ladite Loi, déposée auprès de l'Office sous le numéro de référence 1923-Q1-15.

ENTENDUE à Montréal, Québec, les 1, 2 3 et 4 décembre 1987.

DEVANT:

J. Farmer	Membre président
A.B. Gilmour	Membre
C. Senneville	Membre

COMPARUTIONS:

Y. Fortier, c.r. J. Bertrand	Hydro-Québec
M.P. Greene W. Chamberlain	Churchills Falls (Labrador) Corporation Limited
B. Janssens P. Awashish	Grand conseil des Cris (du Québec) et les bandes Chisasibi, Eastmain, Great Whale River, Mistassini, Nemaska, Waskaganish, Waswanipi et Wemindji.
W. Lea, Q.C.	Maritime Electric Company, Limited
W. Burnett	Manitoba Hydro
N. Jiwan	Ministre de l'Énergie de l'Ontario
M.P. Greene W. Chamberlain	Newfoundland & Labrador Hydro
L.E. Smith D. Blinn K. Ramsauer J. Lowe	New England Power Pool
J.K. Poirier	Nova Scotia Power Corporation
E. Finn	Ontario Hydro

M.P. Greene
W. Chamberlain

Procureur général de Terre-Neuve

J. Giroux

Procureur général du Québec

D. Tremblay-Lamer
J. Morel

Office national de l'énergie

Résumé

Nota:

Ce résumé n'est fourni que pour la commodité du lecteur et ne fait pas partie de la décision ni des Motifs de décision.

La demande de décembre 1985

En décembre 1985, Hydro-Québec a présenté une demande en vue d'obtenir une licence l'autorisant à exporter 70 térawatts-heures d'énergie garantie à un groupe de services d'électricité de la Nouvelle-Angleterre pour une période de 10 à 14 ans commençant en 1990.

L'Office national de l'énergie (l'Office) a tenu une audience publique pour entendre la demande en mars 1987.

Dans ses Motifs de décision de mai 1987, l'office a rejeté la demande parce que la preuve produite par Hydro-Québec ne permettait pas de démontrer que l'électricité proposée à l'exportation était excédentaire aux besoins raisonnablement prévisibles au Canada et que le prix à l'exportation n'était pas inférieur au prix exigé des Canadiens pour un service équivalent.

Un service d'électricité qui demande une licence d'exportation doit, en vertu de la Loi et du Règlement sur l'Office national de l'énergie, fournir ces renseignements.

Pour se conformer à cette exigence, il est de pratique courante pour les services se proposant d'exporter de l'électricité d'offrir d'abord cette électricité à des services avoisinants à un prix qui n'est pas supérieur au prix d'exportation pour un service comparable. L'Office considère que le refus de ces offres indique que les services canadiens n'avaient pas besoin de l'électricité proposée à des fins d'exportation.

Hydro-Québec n'avait pas fait d'offre aux services avoisinants de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick et de Terre-Neuve et n'avait pas produit de preuve qui permettait de démontrer à l'Office que l'énergie proposée à l'exportation était excédentaire aux besoins des Canadiens et que le prix était juste et raisonnable en fonction de l'intérêt public.

La demande d'août 1987

En août 1987, Hydro-Québec a présenté à l'Office une nouvelle demande en vue d'obtenir une licence. L'Office a tenu une audience publique pour entendre la demande en décembre 1987.

Lors de l'audience de décembre 1987, Hydro-Québec a déposé des renseignements additionnels sous forme de lettres offrant aux services canadiens avoisinants l'électricité proposée à l'exportation.

Seules Churchill Falls (Labrador) Corporation (CFLCo), qui agissait pour le compte de Newfoundland and Labrador Hydro (NLH), et Énergie Nouveau-Brunswick ont manifesté un intérêt pour l'offre d'Hydro-Québec.

Par la suite, Énergie Nouveau-Brunswick et Hydro-Québec ont négocié une entente en vue de signer un contrat d'énergie garantie, puis Énergie Nouveau-Brunswick a décliné l'offre et a appuyé la demande d'Hydro-Québec. Seule CFLCo, au nom de NLH, s'est opposée à l'exportation proposée en alléguant qu'elle n'était pas excédentaire aux besoins des Canadiens étant donné que les besoins de l'Île de Terre-Neuve (l'Île) ne seront pas satisfaits durant la période de l'exportation proposée et que, par ailleurs, une partie de l'exportation pourrait être utilisée pour remplacer la production thermique sur l'Île.

La CFLCo, au nom de NLH, a déclaré qu'elle ne désirait pas acheter l'énergie selon les modalités offertes. Elle a donc déposé en preuve des documents indiquant qu'elle avait besoin, entre autres, d'un calendrier de livraison, des quantités annuelles et des prix très différents de ceux prévus dans le contrat d'exportation.

Selon la preuve présentée à l'audience, une interconnexion entre le Labrador et l'Île coûterait environ 1,7 milliard de dollars (dollars de 1991). Aucun engagement de construire cette interconnexion n'a été pris et les conditions nécessaires pour en faire un projet économiquement réalisable n'ont pas été tracées.

La décision de janvier 1988 de l'Office

Le 26 janvier 1988, l'Office a annoncé qu'il approuvait la demande d'Hydro-Québec et que ses Motifs de décision suivraient. La licence doit être approuvée par le gouverneur en conseil.

L'Office a jugé que l'énergie proposée à l'exportation était excédentaire aux besoins raisonnablement prévisibles au Canada et que le prix exigible satisfaisait aux critères appliqués par l'Office.

L'Office a déclaré qu'il n'était pas persuadé que les besoins énergétiques de Terre-Neuve étaient des besoins auxquels Hydro-Québec était tenue de répondre avant d'être autorisée à exporter de l'électricité.

L'Office a aussi jugé que l'énergie proposée à l'exportation avait été offerte aux services d'électricité canadiens avoisinants selon les modalités de l'exportation, y compris de prix. Aucun service canadien ne s'est prévalu de cette offre. L'Office a aussi conclu que le prix à l'exportation ne serait pas inférieur au prix exigé des Canadiens pour un service comparable.

Chapitre 1

Historique

En décembre 1985, Hydro-Québec (le demandeur) a demandé à l'Office national de l'énergie (l'Office) une licence l'autorisant à exporter 70 TW.h d'énergie garantie aux New England Utilities pour une période pouvant aller jusqu'à 14 ans et commençant en 1990. Comme Hydro-Québec estimait que les besoins des services d'électricité canadiens interconnectés ne devraient pas être considérés en regard de l'alinéa 83 a) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (la Loi), elle n'a pas fait les offres habituelles aux services d'électricité canadiens interconnectés relativement à l'exportation proposée. Une audience publique portant sur la demande de décembre 1985 d'Hydro-Québec a eu lieu à Montréal et à Ottawa en mars et avril 1987. Dans ses Motifs de décision de mai 1987, l'Office a rejeté la demande parce que la preuve produite par Hydro-Québec ne permettait pas de démontrer:

- que l'électricité proposée à l'exportation était excédentaire aux besoins raisonnablement prévisibles au Canada; et
- que le prix à l'exportation n'était pas inférieur au prix exigé des Canadiens pour un service équivalent dans des régions connexes.

Un service public qui demande une licence d'exportation doit produire cette preuve aux termes de la Loi et du Règlement sur l'Office national de l'énergie (Partie VI) (le Règlement).

À l'appui de sa nouvelle demande du 7 août 1987, Hydro-Québec a fourni des renseignements additionnels, dont des copies des offres faites à des services d'électricité canadiens directement interconnectés afin de se conformer à l'exigence susmentionnée.

Chapitre 2

Le demandeur

Le demandeur, Hydro-Québec, est un service public qui produit et distribue l'électricité au Québec. Elle a été constituée en 1944 par une loi de la législature de la province de Québec et elle est présentement régie par la "*Loi sur Hydro-Québec*" (L.R.Q., chap. H-5).

Hydro-Québec possède et exploite un réseau d'électricité qui s'étend dans presque toutes les régions du Québec. La carte de l'Annexe I illustre les principales installations du réseau en 1986. Elle indique aussi les interconnexions avec les réseaux à l'extérieur de la province. À la fin de l'année 1986, le demandeur avait des centrales ayant une puissance de 24 475 MW et une capacité totale d'approvisionnement de 29 699 MW, y compris les achats de puissance garantie.

Les interconnexions entre le réseau d'Hydro-Québec et les réseaux électriques voisins au Canada comprennent, entre autres, les lignes de transport à 735 kV qui le relient à la centrale de Churchill Falls au Labrador. Il y a quelque 13 lignes entre l'Ontario et le Québec ayant une capacité totale de transfert de 1500 MW. Ces lignes servent à relier des régions électriquement isolées ou des centrales au réseau de l'une ou l'autre des deux provinces. Entre le Québec et le Nouveau-Brunswick il y a deux attaches à courant continu, chacune ayant une puissance nominale de 350 MW. Il y a aussi d'autres lignes à courant alternatif pouvant alimenter de façon radiale 300 MW de la charge du Nouveau-Brunswick; donc la capacité de transfert de puissance entre les deux provinces est d'environ 1000 MW.

Les principales interconnexions avec les États voisins sont:

- État de New York: une ligne biterne à 120 kV ayant une capacité de transfert de 186 MW, propriété de la Société de Transmission Électrique Cedars Rapids Ltée (filiale d'Hydro-Québec) et une ligne à 765 kV ayant une capacité de transfert d'environ 2500 MW;
- État du Vermont: deux lignes à 120 kV dont une ayant une capacité de transfert de 100 MW entre les postes Stanstead (Québec) et Border (Vermont) et l'autre, une capacité de transfert de 200 MW entre les postes Bedford (Québec) et Highgate (Vermont);
- États de la Nouvelle-Angleterre: une ligne à courant continu à ± 450 kV ayant une puissance utile initiale de 690 MW qui, selon le Plan de développement d'Hydro-Québec 1987-1989, serait augmentée à 2000 MW en 1990.

Il y a aussi d'autres lignes internationales de transport d'électricité alimentées par le réseau d'Hydro-Québec, mais il s'agit surtout de circuits de distribution à basse tension servant à alimenter des petites charges à titre de service frontalier.

Hydro-Québec détient 14 licences autorisant les exportations vers les marchés de la Nouvelle-Angleterre et de New York (voir Annexe II).

Chapitre 3

La demande

Dans sa demande tripartite en date du 7 août 1987, Hydro-Québec sollicitait:

- a) une licence pour une période de 10 ans (avec possibilité d'une prolongation de 4 ans), soit du 1^{er} septembre 1990 au 31 août 2000 (ou 31 août 2004), visant l'exportation d'énergie garantie aux New England Utilities selon les termes du Contrat d'énergie garantie conclu entre Hydro-Québec et les New England Utilities le 14 octobre 1985. Les quantités maximales visées sont 9 TW.h annuellement et 70 TW.h pour la durée de la licence.
- b) une modification aux modalités 4 et 5, de la licence EL-167, pour augmenter:
 - de 790 MW à 2000 MW la quantité maximale de puissance dont l'exportation est présentement autorisée,
 - de 6920 GW.h à 15 920 GW.h la quantité maximale d'énergie dont l'exportation est présentement autorisée.
- c) l'autorisation préalable prévue à la modalité 10 du certificat de commodité et de nécessité publiques EC-III-21 en vue d'ajouter de l'équipement de manoeuvre et de déplacer le point de départ de la ligne internationale visée par ledit certificat.

Note explicative de l'Office

Les parties b) et c) de la demande sont tributaires de la partie a) pour les raisons suivantes:

Partie b)

La licence EL-167 autorise déjà l'exportation de quantités de puissance et d'énergie interruptibles correspondant à la capacité de transfert maximale de deux lignes internationales de transport qui servent aux exportations vers la Nouvelle-Angleterre. La capacité maximale de la ligne ± 450 kV serait portée à 2000 MW pour permettre la nouvelle exportation de 7 TW.h par année aux New England Utilities; cependant, la demande ne contient aucun autre renseignement relié à l'augmentation des quantités de puissance et d'énergie maximales autorisées par la licence EL-167.

Partie c)

Installations de la Phase II - NEPOOL

Le certificat EC-III-21 a été accordé à Hydro-Québec pour l'autoriser à construire les installations de la Phase I de l'interconnexion avec New England Power Pool (NEPOOL) qui est en service depuis 1986. La Phase I comprend la ligne internationale de transport d'électricité à courant continu à ± 450 kV et les installations terminales au poste Des Cantons. Cette ligne a une capacité physique de 2000 MW mais présentement les installations terminales limitent les transferts à 690 MW.

Le Contrat d'énergie garantie prévoit qu'Hydro-Québec et les New England Utilities doivent construire les installations de la Phase II qui sont nécessaires pour augmenter à 2000 MW la capacité nominale de transfert de l'interconnexion qui relie leurs réseaux respectifs. Pour ce faire, Hydro-Québec doit ajouter certains équipements au poste Des Cantons, y compris des appareils de protection, de commande et de mesurage.

Chapitre 4

Le contrat

Le Contrat d'énergie garantie entre Hydro-Québec et les New England Utilities a été signé le 14 octobre 1985. Ce contrat prévoit, entre autres, les modalités qui régiront les programmes de livraison, la fixation du prix de l'énergie garantie et le mécanisme de rajustement des quantités et du prix de l'énergie en cas de défaillance des livraisons.

Ce contrat entrera en vigueur au plus tôt le 1^{er} septembre 1990 et se terminera au plus tard le 31 août 2004.

4.1 Quantité

Le Contrat d'énergie garantie vise un objectif total de 70 TW.h d'énergie, soit une quantité annuelle de 7 TW.h, qui serait exportée durant une période de 10 ans, à compter du 1^{er} septembre 1990 jusqu'au 31 août 2000. Si, au 31 août 2000, toute l'énergie contractuelle n'a pas été livrée par Hydro-Québec, la période pourrait être prolongée jusqu'au 31 août 2004.

4.2 Prix

Le prix de l'énergie (article 6.1 du contrat) serait établi selon la formule suivante:

$$\text{Prix \$ US /MW.h} = A \times \frac{B}{40,33}$$

où

A = prix de référence fixé comme suit:

Période	\$ US/MW.h
du 1 ^{er} sept. 1990 au 31 août 1995*	32,25
du 1 ^{er} sept. 1995 au 31 août 2000	38,25
du 1 ^{er} sept. 2000 au 31 août 2004	39,00

* En cas de retard de l'entrée en vigueur du contrat, cette période pourrait être prolongée jusqu'au 31 août 1996.

B = coût pondéré annuel de l'énergie fossile de NEPOOL pour la période de 12 mois qui précède l'année contractuelle en cours.

Nota:

40,33 (\$ US/MW.h) représente le coût pondéré annuel de l'énergie fossile de NEPOOL pour l'année 1983.

4.3 Programme de livraison

Le contrat prévoit les quantités mensuelles minimales et maximales d'énergie à programmer pour l'année contractuelle (article 3.1).

Au plus tard le 1^{er} août de chaque année, Hydro-Québec et New England Utilities devraient établir conjointement le programme mensuel de livraison pour l'année contractuelle commençant le 1^{er} septembre suivant, en tenant compte des limites minimales et maximales définies à l'article 3.1.

4.4 Défaillances

L'article V du Contrat d'énergie garantie prévoit un mécanisme de rajustement des programmes de livraison et du prix en cas de défaillances causées par des interruptions ou des réductions des livraisons horaires programmées, sauf dans les cas où les interruptions ou réductions seraient faites suite à une décision du Comité d'exploitation. L'utilisation de ce mécanisme pourrait augmenter jusqu'à 9 TW.h la quantité annuelle d'énergie programmée.

4.5 Installations de la Phase II

Hydro-Québec et New England Utilities s'engagent à terminer et vérifier, au plus tard le 1^{er} septembre 1993, toutes les installations requises pour l'exécution du contrat. Si les installations ne sont pas disponibles à cette date, l'une ou l'autre partie peut mettre fin audit contrat en donnant un préavis écrit de deux mois.

Chapitre 5

La preuve du demandeur

5.1 Les charges au Québec

À la fin de l'année 1986, Hydro-Québec desservait 2 862 422 abonnés dont 2 599 403 des secteurs domestique et agricole et 13 045 du secteur industriel. Ce dernier secteur comprend des industries primaires telles que les mines et les pâtes et papiers aussi bien qu'un groupe important d'industries secondaires du secteur manufacturier.

La puissance maximale appelée par les besoins prioritaires du réseau d'Hydro-Québec pour l'hiver 1986-1987, enregistrée le 26 janvier 1987, a été 23 219 MW comparativement à une pointe de 22 895 MW l'année précédente, soit une croissance de 1 p. 100. Les ventes totales d'électricité, y compris les ventes à l'extérieur de la province, ont atteint 144,1 TW.h en 1986, une hausse de 8 p. 100 par rapport à l'année précédente.

5.2 Installations de production et de transport

La puissance totale disponible sur le réseau d'Hydro-Québec en 1986 était de 24 475 MW, soit quelque 22 726 MW de puissance hydraulique, 1064 MW de capacité thermique et 685 MW de puissance nucléaire (voir Annexe III). Le demandeur dispose également de la majeure partie de la production de la centrale de Churchill Falls d'une puissance nominale de 5225 MW.

En 1990, année prévue pour l'entrée en vigueur du Contrat d'énergie garantie de 70 TW.h avec les New England Utilities, Hydro-Québec prévoit disposer d'une puissance brute de l'ordre de 25 600 MW. Pour la période 1990 à 2004, Hydro-Québec comptera sur de nouvelles installations de production et de transport afin de satisfaire à l'accroissement de ses besoins réguliers en puissance et énergie ainsi qu'à ses engagements à l'exportation, y compris le contrat de 70 TW.h. À cette fin, elle prévoit devancer la construction de certaines installations et a modifié en conséquence le calendrier de mise en service comme l'indique le tableau 5.1.

Tableau 5-1
Installations de production et transport
Calendrier de mise en service (1990-2004)

Project	Puissance MW	Date	
		Sans le contract d'énergie	Avec le contract d'énergie
LG 2A	1900	1992-1993	*
Autres projects de pointe	1300	1997-2000	1997-2005
LG 1	1296	2001-2002	1999-2000
Brisay	385	2002	2001
LA 1	783	2002	*
Ste-Marguerite	822	2004	*
6° ligne Baie James	2000	1992	1990
7° ligne Baie James	-	2001	1999

* La date de mise en service n'est pas modifiée par le contrat d'énergie

En outre, durant la même période, le demandeur prévoit installer environ 2000 MW de puissance provenant de turbines à gaz afin de satisfaire la charge de pointe.

5.3 Charge, approvisionnement et excédent

Hydro-Québec a fourni des prévisions mensuelles des besoins prioritaires de puissance et de la capacité de production de son réseau pendant toute la période demandée pour la licence. Les prévisions de la demande d'électricité sont conformes au "Plan de développement d'Hydro-Québec 1987-1989 - Horizon 1996" qui a été déposé comme partie intégrante du dossier. Selon ce document, le scénario de référence, dit de demande moyenne, utilisé par Hydro-Québec prévoit un taux de croissance moyenne de la charge de 2,7 p. 100 pour la période 1986-2006.

Un témoin d'Hydro-Québec a expliqué que les prévisions étaient faites en fonction des besoins prioritaires, des apports hydrauliques, de l'addition de nouveaux équipements de production et des possibilités de vente aux réseaux voisins directement interconnectés selon les termes des conventions

d'interconnexion. Pour arriver à ces résultats, Hydro-Québec a retenu les hypothèses d'une hydraulité moyenne, de conditions normales d'exploitation ainsi que des possibilités de régulations intersaisonniers et multiannuelles des réservoirs. De plus, elle a tenu compte de la puissance thermique et nucléaire dont elle dispose sur le réseau, cependant le même témoin a déclaré que normalement les centrales thermiques ne seraient pas utilisées pour la production d'énergie.

Le tableau à l'Annexe IV montre les quantités annuelles relatives à la productibilité, incluant les achats contractuels, aux besoins réguliers d'énergie et à l'énergie excédentaire pour la période 1990-2004. Les besoins réguliers d'Hydro-Québec comprennent en plus des besoins prioritaires de son réseau, les livraisons selon ententes avec d'autres réseaux québécois et tous les contrats de ventes garanties à l'extérieur du Québec y compris les quantités d'énergie prévues au récent contrat garanti avec Énergie Nouveau-Brunswick. Le tableau indique qu'Hydro-Québec, après avoir satisfait ses besoins réguliers et livré les 70 TW.h aux New England Utilities, disposerait encore d'énergie excédentaire durant les années 1990 à 1995. Selon le scénario de croissance moyenne, Hydro-Québec livrerait 54 TW.h aux termes du contrat de 70 TW.h à même l'énergie excédentaire, tandis que 16 TW.h proviendraient du devancement de construction d'installations de production.

Un témoin d'Hydro-Québec a déclaré que depuis 1982, cette société a modifié sa vision de vente d'électricité hors Québec. Elle ne considère plus ses marchés externes simplement comme moyen d'écouler ses surplus temporaires ou saisonniers, mais elle tente plutôt de concrétiser un marché lui offrant la possibilité de développer les ressources renouvelables du Québec au profit de la collectivité canadienne. Actuellement, la majeure partie des revenus générés par les ventes externes d'Hydro-Québec provient de transactions au jour le jour dites "énergie d'économie ou de remplacement de combustible". Ce genre de transaction est susceptible de produire des fluctuations importantes des revenus, comme ce qui s'est produit avec la chute des prix du pétrole en 1986. Depuis 1984, Hydro-Québec a pris des mesures pour diminuer ce risque en vendant des blocs d'énergie garantie et c'est ce qui a donné lieu à la signature du Contrat d'énergie garantie avec les New England Utilities. Dans cette optique, ce contrat constitue la transition entre l'étape NEPOOL Phase I qui visait la vente d'énergie essentiellement interruptible, et l'étape à venir qui viserait la vente de puissance et d'énergie garanties pour remplacer la construction de nouvelles centrales de base en Nouvelle-Angleterre.

5.4 Marché d'exportation

Le client de ce projet d'exportation, New England Utilities, est un groupe de services publics d'électricité qui font affaire dans un ou plusieurs États de la Nouvelle-Angleterre. Ce groupe comprend, directement ou indirectement, presque tous les membres du consortium NEPOOL et dessert la plus grande partie des États de la Nouvelle-Angleterre en électricité. Outre ses interconnexions avec Hydro-Québec, le réseau de NEPOOL est interconnecté avec les réseaux d'Énergie Nouveau-Brunswick et de New York Power Authority. NEPOOL prévoit que son réseau aura une pointe d'été qui dépassera sa pointe d'hiver dès 1989. Pour l'année 1990, la charge de pointe d'hiver atteindrait 19 300 MW en janvier tandis qu'elle serait de 19 400 MW en août. Pour la même année, les besoins en énergie s'élèveraient à 109,4 TW.h. La preuve indique qu'entre les années 1990 et 2000 la structure des sources de production ne variera pas beaucoup et que près de 75 p. 100 de l'électricité proviendrait de sources thermiques, fossile ou nucléaire.

Le témoin américain a fait remarquer que dans la planification de l'utilisation des sources de production d'énergie pour la période du Contrat d'énergie garantie, la Nouvelle-Angleterre comptait utiliser les 70 TW.h d'énergie pour alimenter sa charge de base.

5.5 Offres d'électricité aux services canadiens

Afin de démontrer que l'électricité proposée à l'exportation est excédentaire aux besoins canadiens et que le prix rencontre le deuxième critère de prix, Hydro-Québec, conformément à une pratique établie, en a fait l'offre aux services canadiens.

Dans une lettre en date du 2 juillet 1987 adressée à Énergie Nouveau-Brunswick, St. Lawrence Power Company, Ontario Hydro et Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited, Hydro-Québec a offert l'électricité prévue au Contrat d'énergie garantie avec les New England Utilities. Les lettres étaient accompagnées d'une copie du contrat. L'offre était faite selon les termes prévus audit contrat. Les services canadiens avaient déjà reçu une copie de la demande d'Hydro-Québec conformément à l'ordonnance de l'Office EH-1-87 émise le 30 janvier 1987.

5.6 Prix

5.6.1 Prix à l'exportation et revenus

Le prix à l'exportation serait établi selon les dispositions de l'article 6.1 du contrat qui sont expliquées au chapitre 4 du présent rapport.

Les prix obtenus en appliquant la formule prévue à cet effet correspondent à 80 p. 100 du coût pondéré annuel de l'énergie fossile de NEPOOL pour les années 1990-1995, à 95 p. 100 du même coût pour les années 1996-2000 et à 97 p. 100 pour les années 2001-2004.

Quant aux revenus annuels qu'elle tirerait du Contrat d'énergie garantie, Hydro-Québec a fourni les prévisions suivantes préparées dans le cadre de son Plan de développement 1987-1989.

Tableau 5-2
Contract d'énergie avec les New England Utilities
Prévisions des prix et revenus

Années	Quantités TW.h	Prix ¹ \$/MW.h	Revenus ¹ Million \$
1990	2,3	26,8	61,7
1991	7,0	28,1	197,0
1992	7,0	29,0	203,2
1993	7,0	30,5	213,4
1994	7,0	32,0	224,3
1995	7,0	36,1	252,6
1996	7,0	43,4	304,0
1997	7,0	46,9	328,0
1998	7,0	50,1	350,4
1999	7,0	52,9	370,4
2000	4,7	56,0	263,2

1. Dollars canadiens courants

5.6.2 Coûts au Canada

Le demandeur a présenté les résultats d'une analyse de recouvrement des coûts et d'une analyse des coûts-avantages sociaux¹ pour démontrer que les exportations permettraient un recouvrement de ses coûts privés et des coûts sociaux.

5.6.2.1 Analyse de recouvrement des coûts

Hydro-Québec n'a pas remis à l'Office d'estimation détaillée des coûts correspondant aux coûts de devancement des installations individuelles préférant plutôt remettre une estimation annuelle du coût global de devancement de toutes les installations de production et de transport. De la même façon, elle

¹ Une analyse des coûts-avantages sociaux vise à montrer les avantages qu'un projet d'exportation procure et les coûts qu'il entraîne pour l'ensemble du pays.

n'a pas remis à l'Office une liste détaillée des hypothèses qui sous-tendent ses calculs du coût d'opportunité¹.

Hydro-Québec a soutenu que la divulgation de ce genre d'information nuirait à sa position de négociateur. Cependant, en réponse aux demandes de renseignements additionnels de l'Office, elle a fourni quelques estimations détaillées des coûts et les hypothèses qui sous-tendent les coûts de devancement; elle a expliqué, de façon générale et à l'aide de données hypothétiques, sa manière de calculer le coût d'opportunité.

Lors de l'audience, les témoins du demandeur ont mentionné les coûts additionnels qu'entraînerait le mode de traversée sous le fleuve Saint-Laurent plutôt que le mode de traversée aérienne prévu dans les estimations des coûts. Une telle traversée sous-fluviale, dont le coût devrait s'élever à 120 millions de dollars, doit maintenant être construite conformément au Décret 1807-87 du Gouvernement du Québec (pièce B-40). Le coût de devancement de 4 millions de dollars pour la traversée aérienne, compris dans l'analyse de recouvrement des coûts, passerait à 13 millions de dollars dans le cas d'une traversée sous-fluviale. Ces frais réduiraient de 9 millions de dollars les bénéfices nets d'Hydro-Québec. Un témoin a déclaré qu'une ligne aérienne temporaire pourrait être nécessaire pour respecter la date d'entrée en vigueur du contrat d'énergie avec les New England Utilities, soit 1990. Cette ligne pourrait aussi être nécessaire après 1992 comme ligne auxiliaire pour répondre aux besoins du Québec jusqu'à ce que la fiabilité de la traversée sous-fluviale soit établie. Dans ce cas, la ligne temporaire pourrait permettre de répondre tant aux besoins intérieurs qu'aux besoins d'exportation après 1992 et seule une partie de son coût serait imputable à l'exportation proposée. Le demandeur n'a pu indiquer quand la décision finale relative à une traversée aérienne temporaire serait prise étant donné que les études ne sont pas encore achevées et que la décision finale appartient au Gouvernement du Québec. Le demandeur a évalué à 32 millions de dollars le coût d'un traversée aérienne temporaire qui lui permettrait de respecter son échéance de mise en service de 1990; le coût de démantèlement s'élèverait à 16 millions de dollars.

D'après la preuve fournie, les prix de combustible utilisés par Hydro-Québec dans le calcul des revenus tirés du contrat étaient généralement inférieurs aux prix utilisés par les organismes publics et privés qui publient de telles prévisions. C'est pour cette raison que le demandeur a inclus, dans son analyse de sensibilité, les revenus et coûts qui ont été calculés à partir des prévisions de prix de combustible de Data Resources Inc., société d'experts-conseils qui a des connaissances spécialisées en prévisions énergétiques et qui fournit des services de prévisions aux New England Utilities.

Les résultats de l'analyse de recouvrement des coûts d'Hydro-Québec, qui reposent sur ses propres hypothèses des prix de combustible et sur les hypothèses des prix de combustible de Data Resources Inc., sont présentés au Tableau 5-3.

¹ Le coût d'opportunité, d'après la définition fournie par Hydro-Québec à l'onglet 2 de la pièce B-4, reflète la valeur qu'Hydro-Québec estime pouvoir obtenir de.a marchés existants pour ses excédents d'énergie interruptible si elle n'exportait pas l'énergie garantie prévue dans son contrat avec les New England Utilities.

Tableau 5-3
Exportations aux New England Utilites
Analyse de recouvrement des coûts
(millions de dollars actualisés en septembre 1990)

	Hypothèses Hydro-Québec	Hypothèses de prix de combustible Data Resources Inc.
Revenus bruts du contract	1561	1930
Coûts:		
(i) Frais d'immobilisations additionnels ¹	632	632
(ii) Coûts d'opportunité	754	793
(iii) Ajustement en fonction du mode de traversée ²	9	9
BÉNÉFICES PRIVÉS NETS	166	496

1. C'est ce qu'il en coûterait au total pour devancer la construction des installations de production et de transport indiquées au Tableau 5-1.
2. Cet ajustement représente l'utilisation du mode de traversée sous le fleuve Saint-Laurent plutôt que d'un mode de traversée aérienne.

Aux questions qui lui étaient posées, lors de l'audience, sur la période de récupération, Hydro-Québec a indiqué qu'elle prévoyait en général recouvrer ses coûts vers la fin de la période contractuelle.

Pour obtenir un résumé des hypothèses qui sous-tendent l'analyse de recouvrement des coûts, le lecteur est prié de consulter l'annexe V.

5.6.2.2 Analyse des coûts-avantages sociaux

Pour effectuer son analyse des coûts-avantages sociaux, le demandeur a pris comme point de départ les revenus annuels et les catégories de coûts mentionnées dans l'analyse de recouvrement des coûts décrite ci-dessus. Il a ensuite apporté des ajustements à sa première analyse toutes les fois qu'il pouvait observer et quantifier une différence entre les coûts privés et sociaux. Les résultats sont résumés dans le Tableau 5-4. Avec un taux social d'actualisation de 6 p. 100, le demandeur en est arrivé à la conclusion que les exportations proposées devraient rapporter au Canada des bénéfices de l'ordre de 406 millions de dollars, actualisés en septembre 1990.

Comme on peut le constater dans le Tableau 5-4, les ajustements apportés ont tenu compte des différences entre les coûts privés et sociaux de la main-d'oeuvre, des devises étrangères et des taxes.

En outre, comme il a été mentionné dans la section précédente, le demandeur a prévu, dans son analyse des coûts-avantages, une traversée aérienne du Saint-Laurent dans les environs de Grondines. Le demandeur a témoigné que, pour évaluer l'impact social d'une ligne sous-fluviale, il fallait réduire de 20 p. 100 ses coûts privés supplémentaires de 9 millions de dollars (en dollars de 1990).

Tableau 5-4
Exportations aux New England Utilities
Analyse des coûts-avantage sociaux
(millions de dollars actualisés en septembre 1990)

Taux social d'actualisation (réel)	6%	8%	10%
Bénéfices nets privés	166,0	(69,6)	(294,9)
Ajustements économiques:			
(i) externalité de main-d'oeuvre	110,4	129,5	147,2
(ii) valeur sociale des devises étrangers	75,4	68,4	62,5
(iii) taxes indirectes	17,3	21,1	24,5
(iv) taxes sur le capital	34,9	39,3	43,3
(v) ajustement en fonction du mode de traversée*	2	2	2
BÉNÉFICES SOCIAUX NETS POUR LE CANADA	406,0	190,7*	(15,4)*

* On a calculé que l'impact social de la traversée sous le fleuve Saint-Laurent équivalait à un bénéfice de 20 p. 100 du coût privé. Le demandeur a ajusté le coût privé à un taux d'actualisation de 6 p. 100 seulement (9 millions de dollars). Ainsi, les bénéfices nets fournis aux taux de 8 p. 100 et 10 p. 100 sont légèrement sous-estimés.

Dans son analyse, Hydro-Québec a supposé que le Contrat d'énergie garantie avec les New England Utilities n'aurait pas d'effet sur les exportations des autres services d'électricité canadiens sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre. Ces services n'ont pas contredit Hydro-Québec. En se fondant sur les conclusions d'études effectuées jusqu'à maintenant, le demandeur a également avancé que ce Contrat d'énergie garantie n'aurait pas d'impact technique sur les réseaux canadiens interconnectés.

À cause des incertitudes entourant le coût social du capital, l'analyse a été effectuée à des taux d'actualisation de 6, 8 et 10 p. 100. Le demandeur a effectué d'autres analyses de sensibilité à cause des problèmes d'incertitude qui entouraient aussi certaines des autres hypothèses. Il a établi que dans la majorité des cas, la conclusion selon laquelle le contrat engendrerait des bénéfices nets demeurerait inchangée. Le demandeur a signalé, en particulier, que même si aucun ajustement n'était fait pour la

valeur sociale des devises étrangères, l'exportation rapporterait encore au Canada des bénéfices nets de 129 millions de dollars¹ à un taux d'actualisation de 8 p. 100 en septembre 1990.

Hydro-Québec a expliqué que le contrat pourra susciter d'autres bénéfices non quantifiables, dont le développement durable d'un nouveau marché américain. Le témoin des New England Utilities a ajouté qu'en plus des bénéfices susmentionnés, l'interconnexion présenterait plusieurs avantages opérationnels comme le partage des réserves et l'entraide en période de pénurie d'électricité tant à Hydro-Québec qu'à la Nouvelle-Angleterre et faciliterait les transactions effectuées en vertu de leur convention actuelle de stockage d'énergie. Cependant, comme on ne peut pas encore profiter de ces avantages, on ne peut justifier la construction de la ligne Comerford-Sandy Pond qu'en supposant que l'exportation proposée ait lieu.

5.6.3 Coût d'un service équivalent au Canada

Hydro-Québec, afin de démontrer que le prix d'exportation ne serait pas inférieur au prix exigé des Canadiens pour un service équivalent dans des régions connexes, a offert aux services canadiens directement interconnectés l'électricité prévue au contrat d'énergie avec les New England Utilities suivant les mêmes termes et sous réserve d'ajustements possibles pour tenir compte des paramètres techniques et économiques pertinents.

Aucun service d'électricité canadien interconnecté n'a accepté l'offre du 2 juillet 1987 selon les termes du contrat avec les New England Utilities, incluant le prix.

La preuve a révélé que suite à l'offre, il y avait eu négociations entre le demandeur et deux des réseaux interconnectés, à savoir Énergie Nouveau-Brunswick et CFLCo qui agissait pour le compte de Newfoundland and Labrador Hydro (NLH).

Énergie Nouveau-Brunswick, dans une lettre datée du 31 juillet 1987, a indiqué qu'elle était intéressée à acheter une partie de l'énergie offerte, soit 35 TW.h, durant la période de livraison prévue au contrat avec les New England Utilities aux termes qu'elle croyait être équivalents à ceux dudit contrat. En plus d'échanger de la correspondance, les parties se sont rencontrées à quelques reprises et elles ont finalement négocié une entente en vue de signer un nouveau contrat (une copie de l'annexe B de ce projet de contrat a été déposée comme pièce au dossier sous la cote B-38). Finalement, dans une lettre datée du 19 novembre 1987, Énergie Nouveau-Brunswick a indiqué à Hydro-Québec qu'elle n'était plus intéressée à l'énergie prévue au contrat avec les New England Utilities.

CFLCo, dans une lettre datée du 30 juillet 1987, a manifesté son intérêt à acquérir de la puissance et de l'énergie d'Hydro-Québec en vue d'aider sa société-mère, la Newfoundland and Labrador Hydro. Puis, dans une deuxième lettre à Hydro-Québec en date du 14 août 1987, elle a indiqué clairement que les besoins en électricité de Terre-Neuve différaient nettement des besoins des New England Utilities. Hydro-Québec de son côté a tenté de répondre aux "besoins différents" de Terre-Neuve en proposant une rencontre pour discuter d'un produit qui satisferait les exigences de cette province; mais CFLCo a répondu que le but d'une rencontre serait de discuter l'offre du 2 juillet 1987. Suite à l'échange de

¹ Cette valeur serait d'environ 122 millions de dollars si l'on effectuait les ajustements voulus pour la traversée sous le fleuve Saint-Laurent.

correspondance, aux conversations téléphoniques et à une rencontre entre les deux parties, CFLCo, dans une lettre datée du 30 octobre 1987, a indiqué à Hydro-Québec qu'elle n'était pas intéressée à acheter l'énergie offerte aux termes et conditions proposés dans la lettre d'offre du 2 juillet 1987.

5.6.4 Coûts d'opportunité sur le marché américain

Un témoin des New England Utilities a déclaré que, bien que l'énergie achetée en vertu du Contrat d'énergie garantie remplacerait l'utilisation de combustibles fossiles en Nouvelle-Angleterre, la solution à long terme la moins coûteuse pour les New England Utilities serait vraisemblablement de construire de nouvelles centrales d'électricité de base. Et, comme le temps manque pour construire des centrales thermiques au charbon, même avant 1995, une solution plus souple serait de construire des centrales à cycle combiné alimentées au gaz. Ces centrales, a-t-il déclaré, pourraient produire de l'électricité à un coût bien inférieur au coût de production marginal de la Nouvelle-Angleterre.

Le témoin des New England Utilities a déclaré que l'interconnexion avec Hydro-Québec, que le Contrat d'énergie garantie justifiait, permettait essentiellement le transport de l'équivalent de 900 MW. Dans le bilan final de l'impact environnemental du projet d'interconnexion préparé par le département américain de l'Énergie (pièce A-7), les bénéfices reliés à la puissance ont été évalués à 407 millions de dollars (dollars U.S. de 1990). L'analyse effectuée par les New England Utilities (pièce B-4) a indiqué que le contrat pourrait permettre à la Nouvelle-Angleterre de faire des économies globales d'énergie d'environ 28 p. 100 comparativement à la solution la moins coûteuse. On supposait qu'aucune nouvelle centrale de base ne serait ajoutée au réseau de la Nouvelle-Angleterre.

5.7 Fiabilité des réseaux

Un témoin d'Hydro-Québec a expliqué qu'étant donné sa nature (grands centres de production très éloignés des centres de consommation), le réseau d'électricité d'Hydro-Québec ne peut être interconnecté en synchronisme avec les réseaux avoisinants. Pour cette raison, les exportations aux réseaux avoisinants sont faites à partir de centrales isolées qui sont raccordées directement aux réseaux clients ou nécessitent l'utilisation de liens synchrones à courant continu qui permettent de surmonter le problème des interconnexions asynchrones. La capacité des liens à courant continu, qui totalise actuellement 2590 MW, atteindrait 3900 MW si l'on ajoute la capacité reliée à l'exportation proposée. Cependant, les études réalisées par les régions membres du North American Electric Reliability Council (NERC) ont limité à 2200 MW la quantité maximale de puissance qu'Hydro-Québec peut acheminer vers la région du Northeast Power Coordinating Council (NPCC) au moyen des liens déjà mentionnés et que les réseaux avoisinants pourraient remplacer dans l'éventualité d'une panne générale du réseau d'Hydro-Québec.

Lorsque la demande a été déposée pour la première fois devant l'Office, Hydro-Québec et les New England Utilities s'étaient entendus sur un mode d'exploitation de l'interconnexion de 2000 MW à courant continu qui éliminerait la limite de 2200 MW susmentionnée. Ce mode, dit d'isolation dynamique, prévoyait la connexion de 2000 MW de LG 2 à une barre omnibus au poste Radisson qui pourrait être isolée automatiquement dans l'éventualité d'une panne générale du réseau d'Hydro-Québec et qui continuerait, durant ces moments-là, d'approvisionner sans interruption les New England Utilities par la ligne à courant continu.

Un témoin d'Hydro-Québec a expliqué que le mode d'isolation dynamique avait été remplacé par un autre mode d'isolation. Selon la nouvelle solution, des groupes générateurs de la centrale LG 2 seraient

isolés du réseau d'Hydro-Québec et l'exportation serait acheminée directement vers Sandy Pond en Nouvelle-Angleterre.¹ Puisqu'au moyen de cette solution, l'exportation de 2000 MW se ferait en réseau isolé, Hydro-Québec pourrait utiliser la capacité totale de tous les liens à courant continu pour faire les exportations, soit 3900 MW.

Cette formule d'isolation serait la formule normale d'exploitation lorsque l'électricité serait exportée. Toutefois, après 1992 quand Hydro-Québec, en période de pointe, aurait besoin de la puissance de LG 2 pour répondre à la demande du Québec, tous les générateurs isolés de LG 2 seraient réintégrés au réseau d'Hydro-Québec. Cette opération nécessiterait une interruption des livraisons aux New England Utilities d'une durée de deux à quatre heures. Dans ce mode d'exploitation, les livraisons à la Nouvelle-Angleterre se feraient à partir du réseau intégré d'Hydro-Québec et seraient limitées à environ 690 MW, par le poste Des Cantons.

Le même témoin a confirmé que ce mode d'isolation entraînera une plus grande fiabilité globale mais aussi une perte de flexibilité tant pour Hydro-Québec que pour les New England Utilities. Toutefois, il n'empêcherait pas Hydro-Québec de fournir toute l'énergie prévue aux termes de son Contrat d'énergie garantie avec les New England Utilities.

Un témoin des New England Utilities a confirmé que ce mécanisme permettrait de simplifier et de rendre plus fiables les opérations et serait par conséquent plus acceptable pour le NPCC. Grâce à ce mécanisme, il ne serait pas nécessaire d'installer du matériel auxiliaire coûtant environ 20 millions de dollars, pour protéger le réseau de la Nouvelle-Angleterre contre toute panne du système d'isolement dynamique.

Ces deux témoins ont décrit un programme de huit études, importantes réalisées non seulement par les membres canadiens et américains de NPCC, mais aussi par deux conseils du NERC avoisinants, soit le East Central Area Reliability Coordination Agreement et le Mid Atlantic Area Council. D'après le témoin d'Hydro-Québec, les résultats de ces études, qui devraient être achevées au début de 1988, n'entraîneraient pas des investissements importants en sus des investissements déjà connus. Le témoin des New England Utilities partageait cette opinion.

Le programme d'études réalisé jusqu'à maintenant a incité les New England Utilities à prendre la décision d'installer un compensateur statique VAR sur la ligne de transport de 345 kV qui relie Énergie Nouveau-Brunswick à NEPOOL.

Le témoin des New England Utilities a aussi déclaré que l'installation du compensateur VAR statique améliorerait le fonctionnement dynamique du réseau et réglerait le problème de rejet d'importation au poste convertisseur d'Eel River (Eel River run back).

¹ Ce mode d'exploitation serait requis pendant environ 60 p. 100 du temps au taux de livraison mensuel maximal prévu en vertu du Contrat d'énergie garantie.

Il a ajouté que cette solution¹ a été acceptée par Énergie Nouveau-Brunswick. Cette déclaration a été confirmée dans une lettre en date du 19 novembre 1987 dans laquelle Énergie Nouveau-Brunswick expliquait à Hydro-Québec qu'elle retirait son intervention parce que ses problèmes techniques avaient été réglés de façon satisfaisante.

Hydro-Québec s'est opposée catégoriquement à ce que l'Office lui octroie une licence d'exportation assortie d'une modalité voulant qu'elle soit tenue de se conformer aux directives du NPCC ou que les services d'électricité canadiens interconnectés, qui peuvent être défavorablement affectés par l'exportation proposée, puissent demander réparation devant l'Office. Hydro-Québec a déclaré qu'elle s'était déjà engagée à prendre des décisions en collaboration avec NPCC et que l'imposition d'une telle condition compromettrait l'équilibre au sein du NPCC et la mettrait en position désavantageuse par rapport à d'autres membres. Le témoin des New England Utilities estimait que l'imposition d'une telle modalité pourrait empêcher les New England Utilities d'obtenir un financement pour le projet et menacer la viabilité du projet. En dernier lieu, Hydro-Québec a soutenu que tout problème d'effet indésirable pour les services publics interconnectés pourrait être réglé en vertu de l'article 17 de la Loi qui permet à l'Office de changer ou de modifier les modalités d'une licence.

5.8 Effets environnementaux

D'après Hydro-Québec, l'exportation ne devrait avoir aucun effet direct sur l'environnement. Pour l'exportation, le demandeur a proposé de devancer la construction de certaines installations de production et de transport; cette construction aurait dû être quand même entreprise pour répondre aux besoins canadiens.

Le demandeur a ajouté qu'un certain pourcentage des coûts en capital des nouveaux projets est consacré à la protection de l'environnement. Ce pourcentage est de un pour cent pour les lignes de transport et de deux pour cent pour les installations de production. Hydro-Québec prévoyait que le devancement des installations n'augmenterait pas vraiment l'impact environnemental. C'est pour cette raison qu'elle n'a pas prévu de coûts environnementaux supplémentaires pour l'exportation.

Le demandeur a signalé qu'il n'utiliserait pas ses centrales thermiques pour produire de l'énergie à des fins d'exportation. De plus, la centrale nucléaire Gentilly 2 fonctionnera essentiellement comme une centrale de base et son fonctionnement ne sera pas affecté par l'exportation.

Il appert qu'Hydro-Québec utilise un programme d'optimisation dynamique pour gérer son réseau hydraulique de façon à maximiser ses revenus. Lorsqu'elle réalisera son projet d'exportation, Hydro-Québec prévoit utiliser son réseau de façon à respecter les critères environnementaux établis dans son programme actuel d'optimisation.

Le demandeur a aussi proposé de modifier certaines installations du poste Des Cantons, modifications qui se traduiraient par le déplacement du point de départ de la ligne internationale de ± 450 kV Des

¹ Le Eel River Runback est un système de protection installé par Énergie Nouveau-Brunswick pour conserver son interconnexion de 700 MW avec NEPOOL dans l'éventualité d'une perturbation à la grandeur du réseau de NEPOOL (l'utilisation de ce système de protection entraîne une réduction de 200 MW des transferts d'énergie d'Hydro-Québec à Énergie Nouveau-Brunswick). Le problème réside dans le fait que ce système pourrait se mettre à fonctionner inopinément si une panne survenait dans l'interconnexion de 2000 MW en courant continu entre Hydro-Québec et les New England Utilities (une telle panne ne causerait pas de perturbations à la grandeur du réseau NEPOOL). L'installation du compensateur VAR statique empêcherait le système de protection de se mettre en marche inopinément.

Cantons - NEPOOL. Le demandeur a déclaré qu'il présenterait de nouveaux plans, profils et livres de renvoi au sujet de ces modifications.

Chapitre 6

Interventions

Onze organismes ont fait des interventions en ce qui concerne la demande, un brève résumé de chaque présentation suit:

6.1 Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited

CFLCo possède et exploite la centrale hydroélectrique de Churchill Falls qui est interconnectée au réseau d'Hydro-Québec de même qu'au réseau de NLH. La plus grande partie de l'électricité produite par la centrale est vendue à Hydro-Québec en vertu d'un contrat à long terme.

En réponse à l'offre que lui a faite Hydro-Québec relativement à l'exportation proposée, CFLCo a déclaré qu'elle n'était pas intéressée à l'énergie offerte en vertu des termes proposés aux New England Utilities dans le Contrat d'énergie garantie. CFLCo était représentée à l'audience et a appuyé l'intervention de NLH.

6.2 Manitoba Hydro

Manitoba Hydro a déclaré que le mécanisme d'offre constituait un moyen efficace de déterminer si l'exportation proposée était excédentaire. À son avis, la modification des conditions de l'offre n'était pas une question sur laquelle l'Office devait se prononcer. Manitoba Hydro a aussi déclaré que l'Office ne devrait pas se demander si des discussions significatives avaient eu lieu quant à l'approvisionnement éventuel en électricité, par Hydro-Québec, des services canadiens interconnectés. Finalement, elle estimait que la modalité qu'Ontario Hydro proposait d'ajouter à la licence pour régler les problèmes de fiabilité des réseaux n'était pas justifiée.

6.3 Maritime Electric Company, Limited

La Maritime Electric Company, Limited a décidé de retirer son intervention pendant l'audience. Maritime Electric a présenté une lettre de commentaires dans laquelle elle se disait favorable à la demande d'exportation d'Hydro-Québec et décrivait les principes qui, selon elle, doivent sous-tendre la réglementation des exportations. Elle s'y disait inquiète des restrictions dont pourraient faire l'objet les ventes interprovinciales à cause des préoccupations américaines en matière de fiabilité.

6.4 Newfoundland and Labrador Hydro

Dans son intervention, NLH a déclaré que l'Île de Terre-Neuve (l'Île) avait aménagé presque toutes les ressources énergétiques situées sur son territoire et risquait de dépendre de plus en plus de la production thermique pour répondre à ses besoins énergétiques.

NLH cherche à conclure une entente à long terme pour obtenir l'électricité d'Hydro-Québec et l'aménagement des ressources hydro-électriques du Labrador. Ainsi, CFLCo, au nom de NLH, a manifesté initialement de l'intérêt quant à l'offre d'Hydro-Québec relative à l'exportation proposée aux New England Utilities. NLH estimait cependant qu'aucune négociation significative ne s'était déroulée parce qu'Hydro-Québec ne s'était pas montrée disposée à modifier les termes de l'offre. Elle

considérerait donc qu'Hydro-Québec n'avait pas prouvé que l'exportation proposée était excédentaire et, par conséquent, recommandait que la demande soit rejetée à ce moment-ci.

La preuve soumise par NLH comprenait les prévisions des besoins de l'Île et du Labrador et des achats auprès d'Hydro-Québec pour répondre à ces besoins pendant la période couverte par la licence demandée.

6.5 Nova Scotia Power Corporation

Dans son intervention, la Nova Scotia Power Corporation s'est réservée le droit de contre-interroger le demandeur et de présenter une plaidoirie finale. La Corporation a été représentée à l'audience, mais elle n'y a pas participé.

6.6 Ontario Hydro

Ontario Hydro a appuyé la demande mais elle s'inquiétait du fait que l'exportation proposée pourrait affecter l'exploitation des réseaux avoisinants. En l'absence de preuve suffisante, Ontario Hydro a suggéré à l'Office d'assortir la licence d'une modalité accordant aux services voisins un délai pour étudier les conséquences techniques et économiques négatives de l'exportation proposée. Ontario Hydro a admis n'avoir aucune preuve que l'exportation proposée affecterait les services d'électricité voisins. Elle a toutefois expliqué qu'elle soulevait cette question pour le principe et parce que l'Office avait déjà dit, dans son Précis d'information relatif à l'audience, que cette question serait prise en considération.

6.7 Procureur général de Terre-Neuve

Le procureur général de Terre-Neuve, par l'intermédiaire de son représentant à l'audience, a appuyé la position et la plaidoirie de NLH.

6.8 Ministre de l'Énergie de l'Ontario

Dans son intervention, le ministre de l'Énergie de l'Ontario a répété que le mécanisme de première offre de l'Office était, selon lui, nécessaire pour assurer la protection des intérêts canadiens. Le Ministre n'a pas produit de preuve lors de l'audience.

6.9 Procureur général du Québec

Dans son intervention, le procureur général a déclaré que le Québec était en faveur des exportations d'électricité jugées profitables pour son économie. L'approbation de la demande d'Hydro-Québec profiterait, selon lui, tant au Québec qu'au Canada. Il a déclaré qu'Hydro-Québec s'était conformée aux exigences de l'Office en démontrant que l'énergie à exporter était excédentaire aux besoins des Canadiens et que le prix exigé était juste et raisonnable.

Pour ce qui est de la modalité suggérée par Ontario Hydro, le procureur général estime qu'elle ne doit pas être imposée parce qu'elle est superflue et qu'elle nuirait au financement du projet.

6.10 Grand conseil des Cris (du Québec) et les bandes Chisasibi, Eastmain, Great Whale River, Mistassini, Nemaska, Waskaganish, Waswanipi et Wemindji

Dans leur intervention, le Grand conseil des Cris et les autres bandes crie du Québec se sont réservés le droit de s'opposer, en tout ou en partie, à la demande. Ils ont, par ailleurs, fait part de leur intention de participer à toute audience future portant sur la demande d'exportation d'Hydro-Québec.

Le Grand conseil a décrit ses inquiétudes face aux vastes projets de mise en valeur des ressources naturelles dans son territoire, lesquels pourraient affecter le milieu naturel et le mode de vie des Cris.

Le Conseil a terminé en demandant à l'Office de tenir compte de sa position à l'égard du développement hydro-électrique et de la question des droits aborigènes chaque fois qu'il délibère sur toute demande de mise en valeur des ressources hydro-électriques du Québec.

6.11 New England Power Pool

NEPOOL a déclaré qu'il intervenait pour faire connaître ses préoccupations face à un éventuel report de la date de mise en oeuvre du projet Phase II d'Hydro-Québec dans l'éventualité où la licence serait assortie de modalités concernant la fiabilité des réseaux. Selon NEPOOL, ces modalités étaient superflues étant donné que le NPCC est résolu à trouver des solutions flexibles et efficaces à des problèmes communs et qu'il a déjà prouvé qu'il pouvait le faire. NEPOOL a ajouté que l'imposition de telles modalités retarderait presque certainement le financement de la partie américaine de l'interconnexion et pourrait menacer la viabilité du projet.

Chapitre 7

Décision

L'Office a soigneusement examiné toute la preuve et les témoignages présentés et a tiré les conclusions suivantes.

Demande d'exportation (partie a) de la demande)

L'article 83 de la Loi exige qu'à l'étude d'une demande de licence d'exportation, l'Office tienne compte de toutes les considérations qui lui semblent pertinentes. Sans restreindre la généralité de ce qui précède, l'Office doit s'assurer que l'électricité à exporter est excédentaire aux besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada et que le prix devant être exigé par le demandeur est juste et raisonnable en fonction de l'intérêt public.

7.1 Excédent

7.1.1 Offres aux services canadiens

Pour s'assurer que l'énergie proposée à l'exportation est excédentaire aux besoins des Canadiens, l'Office a recours au mécanisme d'offre. Seules CFLCo qui agissait pour le compte de NLH et Énergie Nouveau-Brunswick ont manifesté un intérêt pour l'offre d'Hydro-Québec. Énergie Nouveau-Brunswick et Hydro-Québec ont négocié une entente en vue de signer un nouveau Contrat d'énergie garantie incorporant des modalités mutuellement acceptables. Par la suite, Énergie Nouveau-Brunswick a refusé l'offre et appuyé la demande d'Hydro-Québec. Seule CFLCo, qui agissait pour le compte de NLH, s'est opposée à l'exportation proposée en soutenant qu'elle n'était pas excédentaire aux besoins des Canadiens puisque les besoins de l'Île ne seraient pas comblés pendant la période visée par l'exportation proposée et qu'une partie des exportations pourrait remplacer la production thermique d'énergie sur l'Île.

Par le passé, l'Office s'est servi du mécanisme d'offre pour s'assurer que les besoins raisonnablement prévisibles au Canada avaient été pris en considération et pour donner aux services d'électricité la possibilité d'acheter la puissance et l'énergie qui seraient autrement exportées. Antérieurement, bien que la preuve de l'excédent établie par le mécanisme d'offre fut insuffisante, l'Office a admis qu'une partie de la charge de NLH pouvait, en temps opportun, constituer un besoin raisonnablement prévisible au Canada qu'Hydro-Québec aurait pu satisfaire pendant la durée de l'exportation proposée. Dans le cas présent, l'exportation proposée a été offerte à CFLCo qui, au nom de NLH, a déclaré qu'elle ne désirait pas acheter l'énergie offerte selon les termes du Contrat d'énergie garantie. Elle a déposé en preuve des documents indiquant qu'elle avait besoin, entre autres, d'un calendrier de livraison, de quantités annuelles et de prix très différents de ceux prévus dans le contrat d'exportation.

L'Office constate qu'il n'existe aucune interconnexion entre le Labrador et l'Île, qu'aucun engagement n'a été pris d'en construire une et que les conditions qui rendraient cette interconnexion économiquement réalisable n'ont pas été tracées. La preuve soumise indiquait que le coût en capital d'une telle interconnexion serait de 1,7 milliard de dollars (dollars de 1991), ce qui équivaut à environ 40 mills par kW.h en supposant que l'interconnexion permettrait de transporter quelques 6 000 GW.h chaque année et que le coût serait amorti sur une période de 20 à 30 ans. La preuve déposée indiquait

aussi qu'une telle interconnexion ne serait pas économiquement réalisable si Hydro-Québec fournissait de l'énergie à l'Île seulement pendant la période visée par son projet d'exportation.

C'est pour ces motifs que l'Office n'est pas persuadé qu'il doit prendre en considération la charge de NLH dans son étude des excédents avant d'autoriser l'exportation proposée. Il considère en outre qu'il serait peu raisonnable de continuer de retarder l'exportation proposée seulement pour que NLH ait plus de temps pour examiner comment les termes du Contrat d'énergie garantie pourraient être modifiées de façon à répondre à ses besoins quand ceux-ci ne peuvent manifestement pas être satisfaits en vertu de termes comparables à ceux prévus dans ledit contrat d'exportation. L'Office n'a donc pas tenu compte des besoins de NLH dans les besoins raisonnablement prévisibles au Canada auxquels Hydro-Québec doit satisfaire avant d'effectuer l'exportation proposée.

Dans son intervention, NLH a aussi suggéré que l'Office détermine, avant d'approuver la demande, si des "discussions significatives" ont eu lieu entre Hydro-Québec et les services canadiens connus comme ayant des besoins prévisibles de puissance et d'énergie auxquels le demandeur pourrait répondre grâce à ses excédents.

L'Office reconnaît qu'Hydro-Québec s'est dite disposée à discuter de la façon dont elle pourrait répondre aux futurs besoins d'électricité de NLH et qu'elle l'a fait dans un contexte sans rapport avec le Contrat d'énergie garantie avec les New England Utilities, mais il croit qu'il serait extrêmement difficile de déterminer si des discussions significatives ont eu lieu entre un service exportateur canadien et un autre service canadien interconnecté. Une intervention de l'Office pourrait nuire à la position de négociation de l'une ou des deux parties et compromettre une exportation susceptible d'être bénéfique pour le Canada. L'Office considère que son rôle est de veiller à ce que tous les services canadiens interconnectés, qui peuvent avoir des besoins raisonnablement prévisibles d'utilisation de l'électricité proposée à l'exportation, puissent acheter cette électricité selon des modalités et à un prix comparables aux conditions offertes au client américain. L'Office est d'avis que le mécanisme d'offre demeure, pour lui, un bon moyen de mener à bien cette responsabilité.

7.1.2 Énergie excédentaire disponible

L'Office constate que les chiffres sur l'énergie excédentaire soumis par Hydro-Québec (annexe IV) découlent de son plan de développement qui suppose une hydraulité moyenne, des conditions normales d'exploitation et un taux de croissance moyenne de 2,7 p. 100 par année. Il note aussi que, vers le milieu des années 1990, l'énergie excédentaire produite par les équipements installés dans le passé pour satisfaire à la charge de la province de Québec, sera épuisée. Par conséquent, l'énergie nécessaire à la réalisation de l'exportation proposée proviendra d'installations de production dont les dates de mise en service auront été devancées par rapport aux dates où elles devraient autrement commencer à fonctionner pour répondre à la charge future de la province.

7.1.3 Exportations en vertu du Contrat d'énergie garantie

Hydro-Québec a demandé une licence l'autorisant à exporter jusqu'à 70 TW.h d'énergie garantie sur une période pouvant aller jusqu'à 14 ans commençant en 1990, dans le cadre d'un Contrat d'énergie garantie conclu avec les New England Utilities. La quantité annuelle maximale d'énergie qui pourrait être livrée en vertu de la licence demandée serait de 9 TW.h. Comme l'indique l'annexe IV, après avoir répondu à ses propres besoins et à tous les autres engagements fermes, dont les engagements récents envers Énergie Nouveau-Brunswick, Hydro-Québec possède suffisamment d'énergie

excédentaire pour livrer jusqu'à 9 TW.h par année jusqu'en 1996 et jusqu'à 7 TW.h par année jusqu'en 1999. En outre, il appert qu'Hydro-Québec pourrait modifier légèrement son programme de gestion des réservoirs pour livrer les quantités programmées, entre les années 1996 et 2000, qui pourraient dépasser les objectifs annuels indiqués à l'annexe IV.

L'annexe IV montre aussi qu'Hydro-Québec prévoit livrer la quantité totale de 70 TW.h d'énergie garantie aux New England Utilities d'ici l'an 2000. Si cela ne se réalise pas, elle pourrait être tenue de livrer le reste pendant les années de prolongation du contrat, soit entre les années 2000 et 2004. Puisque l'annexe IV indique qu'aucune énergie excédentaire n'est disponible pendant cette période, Hydro-Québec devrait peut-être modifier légèrement ses plans de développement pour fournir l'énergie requise. Par conséquent, l'Office exigerait au moyen d'une modalité rattachée à la licence délivrée le 22 janvier 1988, qu'Hydro-Québec fasse approuver, avant le 1^{er} septembre 1999, son plan de livraison du solde de la quantité d'énergie à livrer pendant la période de prolongation conformément au contrat.

Compte tenu des offres qui, dans le présent cas, ont été faites et n'ont pas été acceptées et sous réserve de la modalité de la licence susmentionnée, l'Office est persuadé que l'énergie garantie à exporter aux New England Utilities est excédentaire aux besoins raisonnablement prévisibles au Canada.

7.2 Prix à l'exportation

Pour évaluer le bien-fondé d'un prix à l'exportation, l'Office a établi trois critères: le prix doit permettre de recouvrer les coûts applicables engagés au Canada, il ne doit pas être inférieur au prix exigé des Canadiens pour un service équivalent et il ne doit pas être sensiblement inférieur au coût d'opportunité sur les marchés proposés.

7.2.1 Coûts applicables au Canada

Dans son calcul des revenus, Hydro-Québec a supposé que les prix des combustibles fossiles en Nouvelle-Angleterre sont inférieurs aux prix prévus par Data Resources Inc. À cet égard, l'Office constate que les revenus bruts et les bénéfices privés nets qui découlent des hypothèses de prix de Data Resources Inc. sont beaucoup plus élevés que ceux fondés sur les hypothèses d'Hydro-Québec. Conscient du risque d'erreur que comportent les prévisions à long terme des prix internationaux en matière d'énergie, l'Office juge peu probable que les revenus soient inférieurs aux revenus évalués par le demandeur et beaucoup plus probable qu'ils leur soient, en fait, supérieurs.

L'Office note qu'Hydro-Québec ne lui a pas remis de preuve indiquant les coûts détaillés de construction des installations individuelles, mais qu'elle a présenté plutôt des coûts globaux. L'Office n'a pu ainsi étudier en détail l'analyse effectuée par le demandeur, mais l'évaluation qu'il a faite de la preuve fournie par le demandeur sur le calcul des coûts de devancement annuels lui a permis de conclure que les estimations des coûts de devancement sont raisonnables.

L'Office n'a pu non plus obtenir toutes les hypothèses détaillées utilisées par Hydro-Québec pour calculer le coût d'opportunité. Toutefois, l'examen du coût d'opportunité qu'il a effectué, fondé sur l'explication des hypothèses générales fournies par le demandeur, et l'absence de toute preuve à l'effet du contraire, l'ont incité à conclure que les estimations fournies sont raisonnables.

Au chapitre de l'analyse des coûts-avantages sociaux, l'Office n'est pas d'accord avec le taux social d'actualisation de base de 6 p. 100 choisi par le demandeur. Un coût de 8 p. 100 lui semble plus

indiqué. Il constate cependant que les bénéfices nets réalisés au Canada ont été analysés selon les deux taux. En outre, l'Office n'est pas persuadé que les problèmes théoriques et empiriques relatifs à la valeur sociale des devises étrangères ont été résolus au point de rendre nécessairement justifié l'ajustement des gains de change effectué pour refléter la prime sociale.

Pour ce qui est de l'incidence sur les autres services canadiens, l'Office constate que seule Ontario Hydro a soulevé la question lors de l'audience. En fait, Énergie Nouveau-Brunswick, qui avait abordé la question lors de l'audience tenue en mars 1987, a déclaré plus tard, dans une lettre datée du 19 novembre 1987 adressée à Hydro-Québec, que ses problèmes techniques étaient résolus de façon satisfaisante. Ontario Hydro a noté que, même si elle n'avait pas d'information pour réfuter les données fournies par le demandeur sur les coûts pour les tiers et même si le fait d'avoir modifié le mode d'exploitation¹ avait réduit les possibilités d'incidence, elle considérait que la preuve soumise était incomplète. Ce service a aussi fait valoir que certaines études sur la fiabilité des réseaux n'étaient pas terminées et que, par conséquent, elles n'avaient pas été prises en considération par les services avoisinants. L'Office a répondu ailleurs dans le présent chapitre (section 7.3) à la demande d'Ontario Hydro voulant que la licence accordée soit assortie de modalités. Il se bornera donc ici à noter que, si l'exportation devait affecter les services canadiens interconnectés, ces incidences ne représenteraient qu'un autre coût social du contrat avec les New England Utilities. Toutefois, l'Office croit que, si conséquences néfastes il y a, la réduction des bénéfices ne serait que minimale.

L'Office constate aussi que l'analyse des bénéfices découlant du contrat indique des bénéfices nets de 122 millions de dollars actualisés à un taux de 8 p. 100 en 1990 en ne tenant pas compte du crédit sur l'opération de change étranger. L'Office note aussi qu'en vertu de la majorité des analyses de sensibilité, les bénéfices sociaux nets sont positifs et devraient le demeurer, même si le coût total de construction et de démantèlement d'une éventuelle traversée aérienne temporaire du fleuve Saint-Laurent était imputable à l'exportation proposée.

En plus des bénéfices directs qui découleront des revenus de l'exportation proposée, Hydro-Québec a mentionné que des bénéfices pourraient résulter des futures transactions grâce à l'accroissement de la capacité de l'interconnexion. Cette allégation est peut-être fondée, mais les bénéfices en question n'ont pas été quantifiés par le demandeur et l'Office ne croit pas qu'il faille y accorder trop de poids dans le cadre de la présente demande. L'Office reconnaît néanmoins que le Contrat d'énergie garantie entre Hydro-Québec et le New England Utilities devrait rapporter des bénéfices indirects.

L'Office est persuadé que le prix à l'exportation permettra le recouvrement d'une bonne proportion des coûts engagés au Canada.

7.2.2 Prix du service équivalent fourni aux Canadiens

La preuve indique qu'Hydro-Québec a offert l'énergie garantie proposée à l'exportation à tous les services canadiens directement interconnectés, mais que ceux-ci ont refusé l'offre. L'Office note que les offres ont été faites exactement aux mêmes termes que ceux prévus dans le contrat d'exportation, à l'exception du prix qui devait être rajusté pour tenir compte du coût des installations nécessaires pour livrer l'énergie à la frontière entre le Québec et les provinces canadiennes adjacentes.

¹ Voir la discussion à la section 5.7

Dans sa décision de mai 1987, l'Office a déclaré que, pour que le sous-alinéa 6(2)z(ii) du Règlement revête quelque sens que ce soit, le service équivalent doit être interprété non pas comme voulant dire un service égal ou identique, mais plutôt que les deux services doivent être considérés comme étant de qualité comparable ou correspondante du point de vue physique et technique et qu'il ne doit pas y avoir de différences importantes entre les coûts nets de l'exportateur éventuel compte tenu des différences de coûts pour fournir les deux services. L'Office demeure de cet avis et continue d'être en désaccord avec la position d'Hydro-Québec selon laquelle l'offre doit être faite exactement aux mêmes termes que ceux prévus dans le contrat d'exportation.

Bien que NLH ait manifesté de l'intérêt à discuter avec Hydro-Québec des façons de modifier les termes du Contrat d'énergie garantie afin de répondre aux besoins futurs en électricité de Terre-neuve, aucun n'a démontré un intérêt immédiat pour l'énergie garantie offerte aux termes prévus dans le contrat d'exportation (Énergie Nouveau-Brunswick a manifesté un intérêt initial mais elle est revenue sur sa décision).

D'après la preuve soumise, NLH avait besoin d'un contrat dont les modalités portaient, entre autres, sur des prix, des périodes de livraison et des quantités annuelles très éloignés des modalités prévues dans le contrat d'exportation. La preuve déposée suggère également que le prix que NLH serait prête à payer pour acheter de l'énergie à Hydro-Québec serait différent du prix à l'exportation étant donné que NLH devrait engager des coûts supplémentaires pour la construction d'une interconnexion entre le Labrador et l'Île. Pour ces raisons, l'Office est d'avis que les besoins en électricité de NLH ne satisfont pas au critère susmentionné de service équivalent, c'est-à-dire que les besoins en électricité de NLH ne sont pas comparables aux services fournis dans le cadre de l'exportation proposée.

Par ailleurs, l'Office estime aussi que, si un service canadien interconnecté avait déclaré avoir besoin d'une partie ou de la totalité de l'énergie proposée à l'exportation, selon des modalités semblables ou comparables, mais pas identiques aux modalités du contrat d'exportation, ce besoin aurait constitué un service équivalent. Dans un tel cas, il aurait fallu prouver que le besoin avait été satisfait.

Comme dans le présent cas, des offres ont été faites et rejetées, l'Office est persuadé que le prix à l'exportation ne sera pas inférieur au prix exigé des Canadiens pour un service équivalent.

7.2.3 Coût d'opportunité de l'acheteur

Bien que l'énergie achetée par les New England Utilities remplacera vraisemblablement l'utilisation de combustibles fossiles, l'Office constate que, comme solution de rechange, les New England Utilities auraient, comme le font habituellement les services d'électricité, construit de nouvelles installations dans le but de remplacer les combustibles coûteux par des sources énergétiques moins coûteuses.

L'Office note aussi que, dans les clauses de tarification du Contrat d'énergie garantie, Hydro-Québec fonde son prix sur les coûts indexés des combustibles fossiles en Nouvelle-Angleterre de façon à suivre les fluctuations de ces coûts.

L'achat d'énergie garantie représente une quantité substantielle de puissance pour les New England Utilities. Cela peut sembler apporter un avantage supplémentaire considérable à l'acheteur. L'Office note cependant qu'en choisissant l'option exigeant l'établissement d'une interconnexion plus puissante, les New England Utilities renoncent à la possibilité de construire leurs propres centrales et investissent

à la place dans une interconnexion qui, à la longue, procurera des bénéfices supplémentaires à Hydro-Québec.

En fin de compte, l'Office est convaincu que le prix à l'exportation négocié dans ce contrat ne sera pas sensiblement inférieur à celui de l'autre source la plus économique d'alimentation sur les marchés.

7.3 Fiabilité du réseau et modalités rattachées à la licence

L'Office note que le choix d'un mode d'isolation, dans lequel les groupes générateurs alimentant la Nouvelle-Angleterre sont normalement isolés du réseau d'Hydro-Québec, plutôt que d'un mode d'isolation dynamique, aboutira à une plus grande fiabilité générale, mais entraînera également une perte de flexibilité. L'Office constate aussi que les parties sont convenues d'une solution au problème relié au rejet d'importation au poste convertisseur d'Eel River, il s'agit de l'installation d'un compensateur statique VAR par les New England Utilities. L'Office croit que les modifications apportées aux opérations et aux installations amélioreront la fiabilité globale du réseau et contribueront à réduire les conséquences négatives que l'exportation proposée pourrait avoir sur les réseaux avoisinants.

Comme les études ne sont pas toutes achevées, Ontario Hydro estimait que l'Office doit assortir la licence éventuelle d'une modalité accordant aux services avoisinants un délai pour l'étude des incidences techniques et économiques de l'exportation proposée. Une période de trois à six mois a été recommandée à cet égard.

Bien que les études techniques ne soient pas toutes achevées, les problèmes soulevés dans les études maintenant achevées ont été résolus et aucune preuve supplémentaire n'a été produite dans cette instance pour indiquer que l'exportation proposée affecterait les services d'électricité interconnectés. L'Office note l'absence à la présente instance d'Énergie Nouveau-Brunswick, le seul service à avoir indiqué au cours de l'audience précédente qu'il pourrait être affecté du point de vue technique. Il note également que, dans une lettre adressée à Hydro-Québec, Énergie Nouveau-Brunswick a déclaré que, suite à leurs discussions, ses problèmes techniques avaient été résolus de façon satisfaisante. En outre, l'Office constate que, selon les témoins d'Hydro-Québec et des New England Utilities, les études inachevées ne suggéreraient pas d'investissements importants en sus des investissements déjà mentionnés.

L'Office estime donc qu'il est peu probable que les études en cours signalent des effets indésirables importants sur les services canadiens interconnectés.

Même si, d'après la preuve, les huit principales études indiquées par le demandeur devraient couvrir tous les effets sur la fiabilité de l'exploitation de l'interconnexion de 2000 MW en courant continu, l'Office sait que des études techniques sont effectuées en permanence et que de futures études pourraient révéler des conséquences imprévues. L'Office sait également qu'il doit fonder ses décisions sur la preuve produite à une date donnée. Dans le présent cas, l'Office estime qu'il ne peut pas retarder sa décision simplement parce que toutes les études ne sont pas encore achevées.

En dernière analyse, l'Office est persuadé qu'Hydro-Québec et les New England Utilities se sont montrés disposés à travailler ensemble dans le cadre du NPCC à l'établissement d'une interconnexion et d'un réseau d'exploitation qui tiendront compte des préoccupations de tous les membres du NPCC, dont tous les services canadiens interconnectés. Au cas, très improbable, où les problèmes d'un service

interconnecté ne pourraient être résolus à l'échelon du Reliability Council, ledit service pourrait trouver un recours en demandant une révision de la décision conformément à l'article 17 de la Loi. Par conséquent, l'Office juge inutile de rattacher à la licence une condition comme l'a suggéré Ontario Hydro.

L'Office, cependant, joindra à la licence émise une modalité exigeant que les études en cours mentionnées par le demandeur soient déposées auprès de l'Office une fois achevées. L'Office serait ainsi informé de toute conséquence imprévue relativement à la fiabilité du réseau.

7.4 Impact environnemental

D'après la preuve soumise, les seules incidences environnementales seraient celles associées aux installations de production et de transport au Canada. Que l'exportation ait lieu ou non, ces incidences se produiraient et leurs coûts ont été inclus dans l'estimation du coût en capital des installations. Le devancement de la construction des installations n'entraînerait aucune incidence importante. Toujours selon la preuve produite, l'énergie à exporter proviendrait de centrales hydro-électriques déjà installées ou à installer pour répondre à la charge du Québec et l'exploitation du réseau s'effectuerait conformément aux critères environnementaux établis.

L'Office est donc persuadé que l'exportation d'énergie prévue dans la demande ne devrait avoir aucune incidence environnementale importante.

Demande de modification de la licence et approbation de modifications à la ligne internationale de transport d'électricité (parties b) et c) de la demande)

En ce qui concerne la partie b) de la demande, l'Office modifierait la licence d'exportation d'énergie interruptible EL-167 de façon que l'octroi d'une licence pour l'exportation proposée ne touche pas la quantité autorisée en vertu de ladite licence. Pour ce qui est de la partie c) de la demande, les modifications du poste Des Cantons exigent le dépôt et l'étude de nouveaux plans, profils et livres de renvoi. À l'exception des questions de tracé qui feront l'objet de l'étude, l'Office est convaincu que le projet de modifications des installations du poste Des Cantons ne devrait pas avoir d'incidences environnementales importantes.

7.5 Conclusions de l'Office

L'Office, s'étant assuré que l'énergie à exporter est excédentaire aux besoins raisonnablement prévisibles au Canada et que le prix exigible est juste et raisonnable en fonction de l'intérêt public, et ayant pris en considération toutes les autres questions jugées pertinentes, sous réserve de l'approbation du gouverneur en conseil,¹ a délivré à Hydro-Québec, le 22 janvier 1988, la licence EL-176 l'autorisant à exporter jusqu'à 70 TW.h d'énergie garantie aux New England Utilities du 1^{er} septembre 1990 au 31 août 2004. Les modalités applicables sont énoncées à l'annexe VI.

En plus de la licence susmentionnée, l'Office est disposé à autoriser la modification de la licence EL-167 actuelle de façon que l'augmentation des exportations d'énergie à NEPOOL, résultant de

¹ Approuvé par le décret en conseil C.P. 1988-244 en date du 11 février 1988.

l'exportation d'énergie garantie aux New England Utilities, ne modifie pas la quantité autorisée en vertu de la licence EL-167. Les modalités applicables sont énoncées dans l'annexe VII.

Finalement, conformément à la modalité 10 du certificat de commodité et de nécessité publiques EC-III-21, l'Office approuve, par les présentes, la modification des installations du poste Des Cantons qui permettra de faire passer de 690 à 2000 MW la capacité de la ligne internationale de transport d'électricité.

Les chapitres qui précèdent constituent nos Motifs de décision et notre décision à l'égard de la présente demande d'Hydro-Québec en application de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

J. Farmer
Membre président

A.B. Gilmour
Membre

C. Senneville
Membre

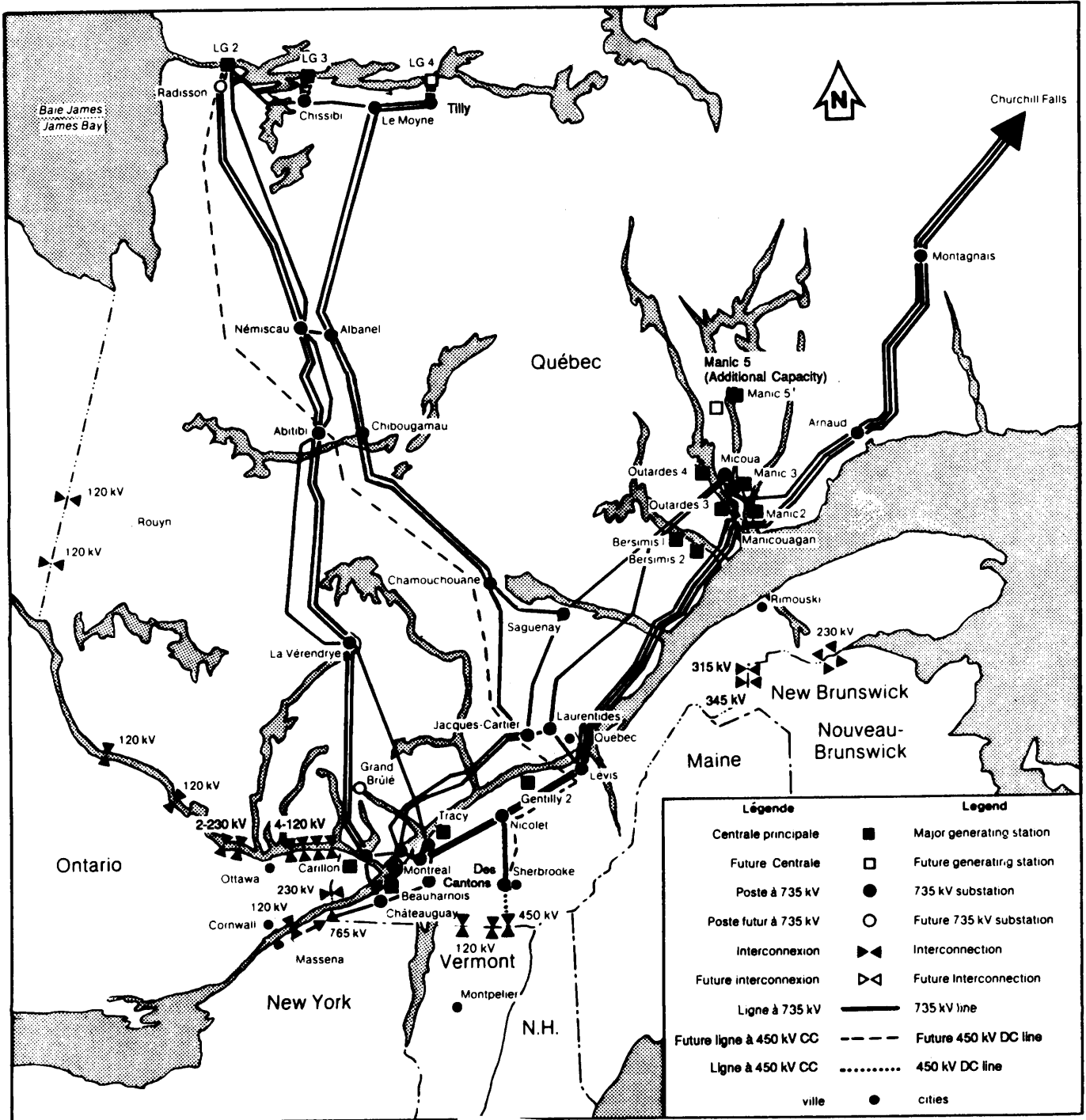
Ottawa Canada
Février 1988

Annexe I

Figure a1-1
Hydro-Québec
Les principales Installations en 1986

Hydro-Québec
Les principales Installations en 1986

Hydro-Québec
Systems Main Features In 1986



Légende	Legend
Centrale principale	Major generating station
Future Centrale	Future generating station
Poste à 735 kV	735 kV substation
Poste futur à 735 kV	Future 735 kV substation
Interconnexion	Interconnection
Future interconnexion	Future Interconnection
Ligne à 735 kV	735 kV line
Future ligne à 450 kV CC	Future 450 kV DC line
Ligne à 450 kV CC	450 kV DC line
ville	cities

Annexe II

Licences détenues par Hydro-Québec

États de la Nouvelle-Angleterre

Hydro-Québec détient trois licences autorisant les exportations vers le marché de la Nouvelle-Angleterre au moyen de la ligne à ± 450 kV avec NEPOOL et des lignes avec l'État du Vermont. Ces trois licences sont en vigueur depuis le 1er septembre 1986.

La licence EL-165 autorise l'exportation d'énergie de stockage à NEPOOL, jusqu'à 3000 GW.h par période de 12 mois consécutifs, du 1^{er} septembre 1986 au 1^{er} novembre 2004.

La licence EL-166 autorise l'exportation d'énergie interruptible en vertu du Contrat d'énergie conclu entre Hydro-Québec et NEPOOL. Cette licence se terminera à la plus rapprochée des dates suivantes: le 31 août 2002 ou la date à laquelle l'objectif global d'énergie contractuelle, soit 33 TW.h, aura été offert et exporté à NEPOOL, ou rejeté par celui-ci conformément aux termes du Contrat d'énergie.

La licence EL-167 autorise l'exportation interruptible à NEPOOL. La quantité d'énergie qui peut être exportée durant toute période de 12 mois consécutifs est de 6920 GW.h, moins toute quantité d'énergie exportée conformément à toute autre licence autorisant l'exportation au moyen des lignes internationales de transport d'électricité reliant les réseaux d'Hydro-Québec et de NEPOOL. Cette licence se terminera le 31 août 1995.

États du Vermont, de New York et de la Nouvelle-Angleterre

Hydro-Québec détient aussi onze autres licences qui l'autorisent à faire des exportations aux services d'électricité des États du Vermont, de New York et de la Nouvelle-Angleterre.

Trois licences autorisent des exportations de puissance et d'énergie garanties et une licence autorise des exportations interruptibles au Vermont.

Cinq licences autorisent des exportations garanties ou interruptibles à la Power Authority of the State of New York et à Niagara Mohawk Power Corporation.

Deux licences autorisent l'exportation de puissance et d'énergie garanties à court terme aux services d'électricité situés dans les régions de New York et de la Nouvelle-Angleterre.

Annexe III

Table a3-1
Hydro-Québec
Centrales en service au 31 décembre 1986
Centrales hydrauliques

	MW
1. LG 2	5 328
2. LG 3	2 304
3. LG 4	2 650
4. Beauharnois	1 639
5. Manic 5	1 292
6. Manic 3	1 183
7. Manic 2	1 015
8. Bersimis 1	912
9. Outardes 3	756
10. Bersimis 2	655
11. Carillon	654
12. Outardes 4	632
Autres (moins de 500 MW)	3 706
Total hydraulique	22 726

Centrales thermiques

1. Gentilly 2 (nucléaire)	685
2. Tracy (pétrole)	600
3. La Citière (gaz)	201
4. Cadilla (gaz)	162
5. Combustion interne/Internal Combustion	10

Total thermique **1 749**

Total des centrales en service au 31 décembre 1986/ **24 475**

Annexe IV

HYDRO-QUÉBEC Productibilité, charge et énergie excédentaire (TW.h)

	1990*	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
1. Productibilité totale**	59.80	174.20	173.60	175.40	175.90	173.80	178.50	176.40	180.00	183.60	184.30	182.80	185.70	189.00	192.00
2. Charges - Besoins réguliers***	49.00	146.60	152.10	155.20	158.60	161.40	165.70	169.40	173.00	176.60	179.50	182.80	185.70	189.00	192.00
3. Énergie excédentaire (avant contrat)	10.80	27.60	21.50	20.20	17.30	12.40	12.80	7.00	7.00	7.00	4.80	.00	.00	.00	.00
4. Contrat d'énergie garantie - 70 TW.h	2.20	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	7.00	4.80	.00	.00	.00	.00
5. Énergie excédentaire (après contrat)	8.60	20.60	14.50	13.20	10.30	5.40	5.80	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00

* La quantité indiquée est pour les mois de septembre à décembre.

** Productibilité totale d'énergie requise pour reconstruire la demande normale et pour profiter des marchés d'exportation disponible en tenant compte:

- a) d'une hydraulité moyenne et des conditions normales d'exploitation.
- b) de la production nucléaire de base équivalent à 80% de facteur de charge.
- c) de la production thermique de base pour les régions isolées, et
- d) du devancement des installations de production nécessaires à l'exécution du contrat d'énergie garantie.

*** Besoins réguliers comprennent la demande normale basée sur un scénario de croissance moyenne de 2,7% par année et les besoins prioritaires du réseau et hors réseau.

Annexe V

Analyse du recouvrement des coûts - hypothèses

L'analyse de recouvrement des coûts d'Hydro-Québec était fondée sur une série d'hypothèses concernant l'inflation, le taux de change et les taux d'actualisation et deux prévisions de prix des combustibles fossiles: l'une préparée par Hydro-Québec et l'autre par Data Resources Inc. (DRI).

Voici un résumé des hypothèses utilisées dans l'analyse.

1. Hypothèses économiques:

Taux d'inflation	5,2 % annuellement
Taux de change	1,39 \$ à 1,30 \$ canadiens = 1,00 \$ US
Taux d'actualisation	11,5% annuellement

2. Prix du combustible en Nouvelle-Angleterre prévisions

(\$ U.S. courant/10⁶ BTU):

	1990		2000	
	<i>Hydro-Québec</i>	<i>DRI</i>	<i>Hydro-Québec</i>	<i>DRI</i>
Charbon	1,34	3,04	3,09	3,42
Mazout no. 6	2,77	1,95	5,29	9,57

Annexe VI

LICENCE NO. EL-176

RELATIVE À une demande présentée par Hydro-Québec (ci-après aussi appelée "détentriche de licence"), conformément aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (ci-après appelée "la Loi") en vue de l'obtention, en vertu de la Partie VI de celle-ci, d'une licence pour l'exportation d'électricité, demande déposée auprès de l'Office national de l'énergie sous le numéro de référence 1923-Q1-15.

VU la demande datée du 7 août 1987 présentée à l'Office national de l'énergie (ci-après appelé "l'Office"), en vertu de la Partie VI de la Loi par la détentriche de licence en vue de l'obtention, entre autres, d'une licence d'exportation d'énergie garantie à des points situés sur la frontière internationale entre le Canada et les États-Unis d'Amérique;

ET VU qu'une audience publique a eu lieu à compter du 1^{er} décembre 1987, au cours de laquelle la détentriche de licence et toutes les parties intéressées ont été entendues;

ET VU que l'Office, après avoir tenu compte des questions qui lui semblent pertinentes, est convaincu que la quantité d'énergie garantie à exporter ne dépasse pas l'excédent après déduction voulue pour répondre aux besoins d'utilisation raisonnablement prévisibles au Canada et que le prix devant être exigé par la détentriche de licence pour l'énergie garantie à exporter est juste et raisonnable par rapport à l'intérêt public;

EN CONSÉQUENCE, l'Office, conformément à l'article 82 de la Loi et sous réserve des modalités de la présente, délivre la présente licence d'exportation à Hydro-Québec pour le transfert en vue de la vente d'énergie garantie à des points situés sur la frontière internationale entre le Canada et les États-unis d'Amérique.

CETTE LICENCE est subordonnée aux modalités suivantes:

1. La présente licence

- a) entrera en vigueur à la plus éloignée des dates suivantes:
 - i) le 1^{er} septembre 1990, ou
 - ii) le jour de mise en service de la Phase II de la ligne internationale de transport d'électricité à courant continu à ± 450 kV autorisée conformément au certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-21; et
- b) se terminera à la plus rapprochée des dates suivantes:
 - i) le 31 août 2004, ou
 - ii) la date d'expiration du Contrat d'énergie garantie mentionné à la modalité 3 ci-après.

2. La classe de transfert entre services publics autorisée par la présente est le transfert en vue de la vente d'énergie garantie.

3. L'exportation de l'énergie en vertu de la présente doit se faire conformément aux dispositions du Contrat d'énergie garantie entre la détentriche de licence et les New England Utilities daté du 14 octobre 1985, ci-après appelé "le Contrat d'énergie garantie".

4. Toute modification, conclusion ou tout remplacement du Contrat d'énergie garantie ou tout ajout à celui-ci, ne doit pas entrer en vigueur sans l'autorisation de l'Office.

5. L'énergie qui sera exportée en vertu de la présente doit être acheminée par la ligne internationale de transport d'électricité pour laquelle l'Office a délivré le certificat de commodité et de nécessité publiques no. EC-III-21 et par toute autre ligne internationale de transport d'électricité autorisée par l'Office.

6. La quantité d'énergie qui peut être exportée en vertu de la présente durant le terme de la licence ne doit pas dépasser 70 TW.h sous réserve des dispositions du Contrat d'énergie garantie.
7. La quantité d'énergie qui peut être exportée en vertu de la présente durant toute Année contractuelle, c'est-à-dire du 1^{er} septembre au 31 août, ne doit pas dépasser 9 TW.h.
8. Le prix à être exigé par la détentrice de licence pour l'exportation faite en vertu de la présente ne doit pas être inférieur aux prix décrits à l'article 6.1 du Contrat d'énergie garantie.
9. Avant le 1^{er} septembre de chaque année, la détentrice de licence doit informer l'Office du programme de livraisons mensuelles établi pour l'année contractuelle commençant à cette même date.
10. Au plus tard le 1^{er} septembre 1999, la détentrice de licence doit
 - a) indiquer à l'Office si elle prévoit que la durée de la présente sera prolongée au-delà du 31 août 2000; et
 - b) dans le cas de prolongation de la présente au-delà du 31 août 2000,
 - i) indiquer à l'Office les quantités annuelles d'énergie qui seront livrées durant la période de prolongation,
 - ii) soumettre à l'approbation de l'Office un plan démontrant comment elle rencontrera les obligations du Contrat d'énergie garantie durant cette même période, y compris un état des données mensuelles relativement à la production, la demande et les excédents de puissance et d'énergie sur son réseau, et
 - iii) indiquer à l'Office si le plan mentionné à la sous-modalité ii) nécessitera le devancement de nouvelles installations et, le cas échéant, les coûts de devancement desdites installations.
11. La détentrice de licence devra déposer auprès de l'Office, une copie du rapport de chaque étude de fiabilité reliée à l'exploitation de l'interconnexion NEPOOL Phase II énumérée à l'Annexe I de la présente, dès que toutes ces études seront complétées.
12. La détentrice de la licence devra, dans les 15 jours qui suivent la fin de chaque mois compris dans la période couverte par cette licence, déposer auprès de l'Office un rapport, selon toute modalité et forme que l'Office peut préciser, comprenant, pour le mois en question, les renseignements se rapportant aux transactions couvertes par la licence.

DÉLIVRÉE en la ville d'Ottawa, dans la province d'Ontario, ce 22^e jour de janvier 1988.

Office national de l'énergie

Le Secrétaire

J.S. Klenavic

ÉTUDES DE FIABILITÉ RELIÉES À L'EXPLOITATION DE L'INTERCONNEXION NEPOOL PHASE II

Titre

1. Analysis of the Interaction of Hydro-Québec HVDC Interconnections (1990 System).
2. MEN Future Study (Rapport de la partie 2 seulement).
3. Overall Reliability Review of Final Plan.
4. NEPOOL/NBEPC Stability Study.

Source:

Preuve écrite d'Hydro-Québec déposée comme pièce B-31-C de l'ordonnance EH-3-87.

Annexe VII

ORDONNANCE NO. AO-2-EL-167

RELATIVE À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application; et

RELATIVE À une demande, présentée par Hydro-Québec, conformément aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* en vue de l'obtention, en vertu de la Partie VI de celle-ci, d'une licence pour l'exportation d'électricité, déposée sous le numéro de référence 1923-Q1-15.

ATTENDUE QUE l'Office national de l'énergie a délivré à Hydro-Québec le 10 août 1984, la licence n° EL-167 pour l'exportation de puissance et d'énergie interruptibles à des points situés sur la frontière internationale entre le Canada et les États-unis d'Amérique;

ET ATTENDU QUE dans sa demande en date du 7 août 1987, Hydro-Québec a demandé, entre autres, une modification à la licence n° EL-167 aux fins de tenir compte des nouvelles exportations d'électricité qui seront faites au moyen de la ligne internationale de transport d'électricité autorisée par le certificat de commodité et de nécessité publiques n° EC-III-21;

ET ATTENDU QU'une audience publique, terminée le 4 décembre 1987, a été tenue pour examiner la demande du 7 août 1987;

ET ATTENDU QUE la modification proposée n'entraînera pas une augmentation des quantités totales de puissance et d'énergie autorisées pour exportation en vertu de la licence n° EL-167;

ET ATTENDU QU'aucune partie à l'audience sur la demande du 7 août 1987 ne s'est opposée à la modification de la licence n° EL-167;

ET ATTENDU QUE l'Office national de l'énergie est convaincu qu'il serait dans l'intérêt public d'accorder cette demande;

ET ATTENDU QUE l'Office national de l'énergie a révisé les modalités 4 et 5 de la licence n° EL-167 en vue de mieux définir les quantités de puissance et d'énergie qui peuvent être exportées en vertu de ladite licence;

IL EST ORDONNÉ QUE la licence n° EL-167 soit modifiée en abrogeant les modalités 4 et 5 de celle-ci et en les remplaçant par ce qui suit:

- “4. La quantité de puissance qui peut être exportée en vertu de la présente ne doit pas dépasser 790 MW moins toute quantité de puissance exportée conformément à toute autre licence, à l'exception de la licence n° EL-176, autorisant l'exportation au moyen des lignes internationales de transport d'électricité mentionnées à la modalité 3,
5. La quantité d'énergie qui peut être exportée en vertu de la présente, durant toute période de 12 mois consécutifs durant toute la durée de la licence, ne doit pas dépasser 6 920 GW.h moins toute quantité d'énergie exportée conformément à toute autre licence, à l'exception de la licence n° EL-176, autorisant l'exportation au moyen des lignes internationales de transport d'énergie mentionnées à la modalité 3.”

Office national de l'énergie

Le Secrétaire
J.S. Klenavic