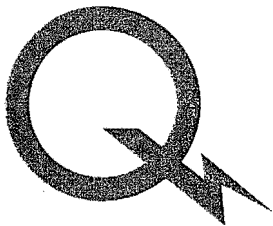

Centrale de pompage Delaney

Rapport sur les études d'avant-projet

Rapport de planification



Hydro-Québec

Novembre 1980

ND-03457

AVANT-PROPOS

Le présent rapport expose les résultats des études d'avant-projet concernant la centrale de pompage Delaney de 2110 MW et recommande la réalisation de ce projet.

Le présent volume ne comprend que le chapitre portant sur la planification du projet. Ce chapitre résume les études détaillées qui font l'objet des autres chapitres. Il fournit la justification économique du projet et en fait l'évaluation compte tenu des besoins du réseau et des autres solutions possibles.

Le rapport sur les études d'avant-projet Delaney présente, en plus du chapitre "La Planification", l'ensemble des autres chapitres. Le chapitre 2 rend compte des études d'ingénierie et le chapitre 3 des études d'environnement. Le chapitre 4 traite des activités de communication.

Un dossier de référence vient compléter ce rapport. Il comprend les cartes, les plans et les esquisses qui en illustrent certaines parties.

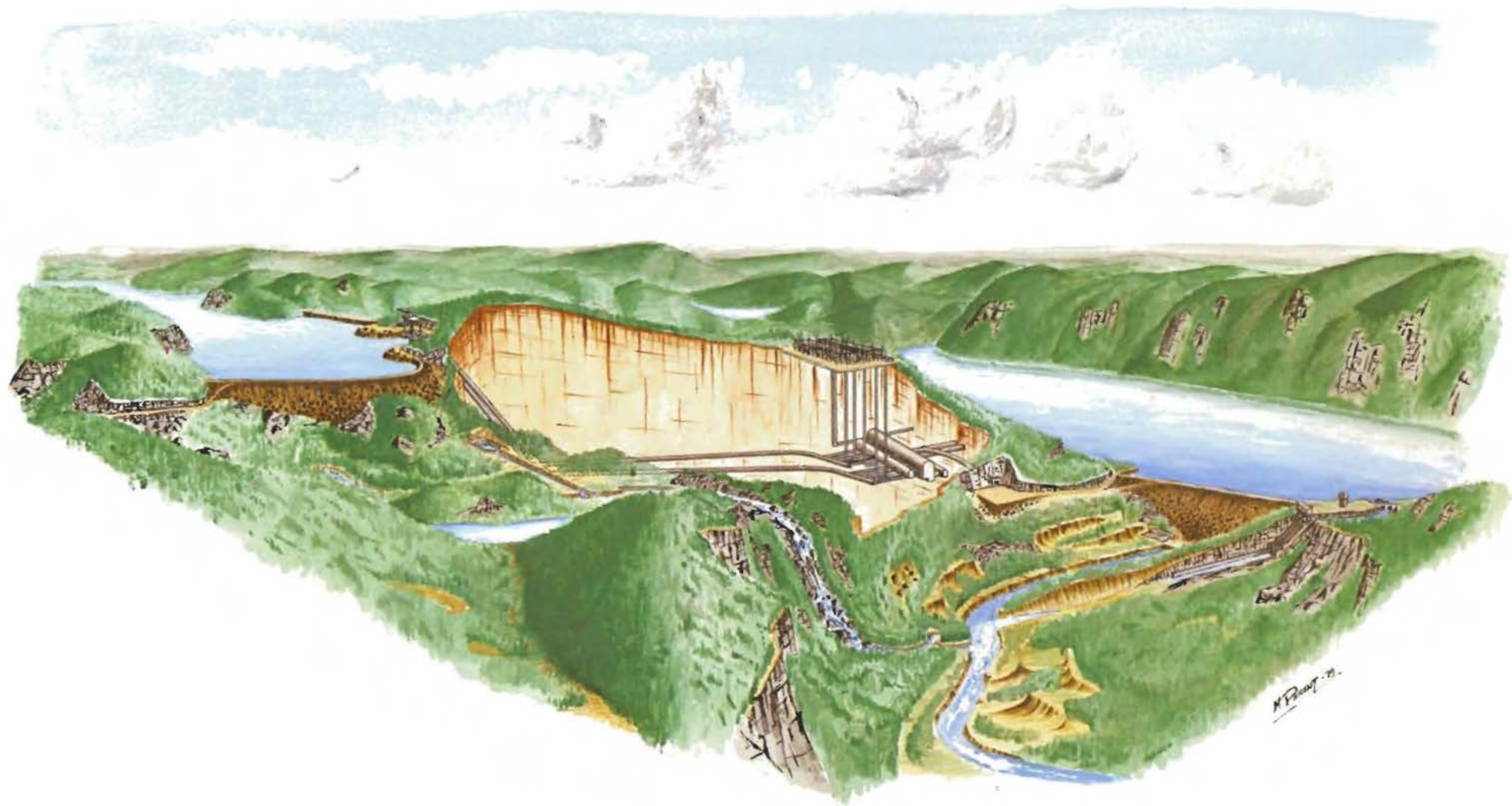


TABLE DES MATIÈRES

Chapitre 1: La planification

	<u>PAGE</u>
SOMMAIRE ET RECOMMANDATIONS	1
1.1 INTRODUCTION	3
1.2 RÔLE DE L'INSTALLATION PROJETÉE DANS LE FUTUR PARC D'ÉQUIPEMENT D'HYDRO-QUÉBEC	5
1.2.1 <u>Les caractéristiques générales de la demande d'électricité</u>	5
1.2.2 <u>Les moyens d'adapter la production aux varia- tions de la demande</u>	7
1.2.2.1 Interventions pour réduire la demande de pointe	7
1.2.2.2 Ententes avec les réseaux voisins	11
1.2.2.3 Types d'équipements de pointe envisagés	12
1.3 DESCRIPTION DU PROJET	19
1.3.1 <u>Historique</u>	22
1.3.2 <u>Ingénierie du projet</u>	23
1.3.2.1 Conception de l'aménagement	23
1.3.2.2 Ligne de transport et poste de transformation	25
1.3.2.3 Estimation du coût capitalisé	26
1.3.2.4 Programme de réalisation	30
1.3.3 <u>Exploitation</u>	31
1.3.3.1 Profil de charge	32
1.3.3.2 Mode d'exploitation de la centrale Delaney ...	33
1.3.3.3 Autres utilisations possibles de la centrale Delaney	
1.3.4 <u>Études d'environnement</u>	38
1.3.4.1 Effets sur le milieu humain	38
1.3.4.2 Effets sur le milieu naturel et mesures de mitigation	38
1.3.4.3 Mesures de mise en valeur	40

TABLE DES MATIÈRES (suite)

	<u>PAGE</u>
1.3.5 <u>Activités de communication</u>	41
1.3.5.1 Activités avant 1979	41
1.3.5.2 Activités en 1979	42
1.3.5.3 Conclusion	43
1.4 <u>JUSTIFICATION ÉCONOMIQUE DU PROJET</u>	45
1.4.1 <u>Contexte de la planification des équipements</u> .	45
1.4.1.1 Le programme d'équipement et le programme d'étude	45
1.4.1.2 Démarche relative aux équipements de pointe ..	46
1.4.2 <u>Les besoins d'équipement</u>	47
1.4.2.1 Les besoins de pointe pour la période 1986-1990	47
1.4.2.2 L'utilisation économique des équipements de pointe	48
1.4.3 <u>Études économiques</u>	50
1.4.3.1 Coûts actualisés du projet	50
1.4.3.2 Comparaison économique avec des solutions de rechange	53

LISTE DES FIGURES

	<u>PAGE</u>
Figure 1	Profil typique de la demande primaire 6
Figure 2	Profil hebdomadaire de la demande en hiver 8
Figure 3	Schéma d'une centrale de pompage 15
Figure 4	Emplacement de la centrale projetée 20
Figure 5	Agencement général des ouvrages 21
Figure 6	Évolution du profil typique de la demande primaire 34
Figure 7	Possibilité de fonctionnement maximal de la centrale de pompage 37

LISTE DES TABLEAUX

	<u>PAGE</u>
Tableau 1	Puissance interruptible prévue de 1980 à 1990 10
Tableau 2	Caractéristiques fondamentales de l'aménagement 25
Tableau 3	Taux d'inflation utilisés pour l'étude économique du projet Delaney 27
Tableau 4	Coût capitalisé des investissements 28
Tableau 5	Sommaire et répartition annuelle des coûts du projet 29
Tableau 6	Effets de l'inflation 30
Tableau 7	Répartition annuelle des besoins d'équi- pement 1986-1990 48
Tableau 8	Utilisation économique des équipements de pointe 49
Tableau 9	Coûts unitaires d'exploitation de la centrale Delaney 52
Tableau 10	Coûts unitaires du projet Delaney 53
Tableau 11	Coûts unitaires des turbines à gaz 55
Tableau 12	Coûts unitaires du suréquipement 56
Tableau 13	Récapitulation du coût des solutions 58

SOMMAIRE ET RECOMMANDATIONS

Le rapport sur les études d'avant-projet Delaney a pour but de faire connaître les résultats des études technico-économiques et environnementales, de même que les informations pertinentes issues de la communication avec les publics concernés, en vue de recommander la construction d'une centrale de pompage de 2110 MW (1) sur le site Delaney près de Saint-Raymond-de-Portneuf.

La mise en service des premiers groupes est prévue pour 1987 et celle des derniers groupes pour 1989.

Le coût capitalisé des investissements nécessaires à la construction de la centrale, des lignes et des postes est estimé à 2085 millions de dollars.

Les études entreprises en 1973 ont démontré la faisabilité technique de l'implantation et de l'exploitation d'une centrale de pompage sur le site Delaney. Elles ont également permis d'évaluer les répercussions qu'elle pourrait avoir sur l'environnement humain et naturel. Si l'on tient compte des mesures de mitigation prévues et des mesures de mise en valeur qu'Hydro-Québec est prête à réaliser, le projet Delaney s'intègre de manière satisfaisante dans le milieu. Le programme de communication qui a été réalisé a permis de connaître l'avis des différents publics concernés par le projet. D'une façon générale, ceux-ci sont favorables à sa réalisation.

La centrale Delaney fera partie des équipements destinés à répondre à la demande de pointe pendant les périodes de forte consommation d'électricité. Elle sera amenée à fournir de la puissance de pointe lorsque toutes les

-
- 1) Initialement la puissance prévue de la centrale était de 2000 MW. Les essais sur modèles des turbines ont permis de préciser cette puissance qui serait de 2110 MW. C'est cette dernière valeur qui est utilisée pour l'analyse économique alors que, dans la plupart des autres documents qui ont servi à l'élaboration du projet, on parle d'une centrale de 2000 MW.

centrales de base fonctionneront à leur puissance maximale, c'est-à-dire pendant les mois d'hiver où la demande est la plus élevée.

A la lumière des résultats des nombreuses études qui ont été effectuées, nous recommandons la réalisation du projet de la centrale Delaney. Le projet inclut les équipements de transport d'électricité souterrain et les infrastructures d'accès. Du point de vue technique, économique et environnemental, il constitue la meilleure solution pour fournir une partie importante de la puissance de pointe nécessaire à partir de 1987. Le calendrier de réalisation prévoit que les autorisations gouvernementales devront être accordées avant juillet 1981 afin que les activités de construction puissent débuter en 1983. Entretemps, les études d'ingénierie seront poursuivies.

1.1 INTRODUCTION

Le présent rapport présente la justification du projet de construire une centrale de pompage de 2110 MW près du lac Delaney et résume l'ensemble des études effectuées. Le rôle que jouera la centrale projetée dans le futur parc d'équipement d'Hydro-Québec dépend essentiellement des caractéristiques de la demande d'électricité, laquelle connaît des variations importantes tant sur une base quotidienne que sur une base saisonnière. Une partie seulement de la demande, la demande de base, demeure stable à l'année longue; l'autre partie, la demande de pointe, ne se manifeste que pendant certaines périodes. Pour s'adapter à ces variations, l'entreprise peut prendre des mesures pour réduire les besoins de pointe ou installer des équipements spécialisés.

Jusqu'à présent, il est vrai, Hydro-Québec n'avait pas besoin de recourir à beaucoup d'équipements expressément destinés à la production de pointe puisque les centrales étaient conçues pour répondre à la demande de base et à la demande de pointe. Etant donné l'éloignement des rivières non aménagées, les centrales qu'on y installerait ne pourraient plus dans tous les cas remplir économiquement ce double rôle. Les équipements de pointe seront donc appelés à jouer un rôle extrêmement important dans le parc d'équipement d'Hydro-Québec à partir du milieu des années 80.

La section 1.2 du présent chapitre traite précisément du rôle de l'installation projetée et de tous les principaux éléments qui ont servi à le définir.(1)

1) La section 1.2 et une partie de la section 1.4 de ce chapitre reprennent l'argumentation présentée antérieurement dans le rapport d'avant-projet de Manic 5 - Puissance additionnelle, vu la similitude des rôles des deux installations.

La section 1.3, pour sa part, donne, dans leurs grandes lignes, l'historique du projet, les résultats des études d'ingénierie et les caractéristiques de l'exploitation ainsi que les conclusions des études d'environnement et des activités de communication.

Après une brève description du processus de planification en vertu duquel se fait la sélection des projets, la section 1.4 de l'exposé résume les études établissant l'avantage économique de la centrale Delaney.

1.2 RÔLE DE L'INSTALLATION PROJETÉE DANS LE FUTUR PARC D'ÉQUIPEMENT D'HYDRO-QUÉBEC

Le réseau d'Hydro-Québec, comme tout autre réseau électrique, doit répondre à une demande d'électricité dont les variations ont des caractéristiques très particulières. Ce sont ces caractéristiques qui conditionnent la composition du parc d'équipement et le rôle des diverses installations qui en font partie. La construction de la centrale de pompage Delaney de 2110 MW est recommandée parce que sa réalisation constitue le moyen le plus économique pour adapter le parc d'équipement aux caractéristiques de la demande à compter de 1987, date prévue de la mise en service des premiers groupes.

1.2.1 Les caractéristiques générales de la demande d'électricité

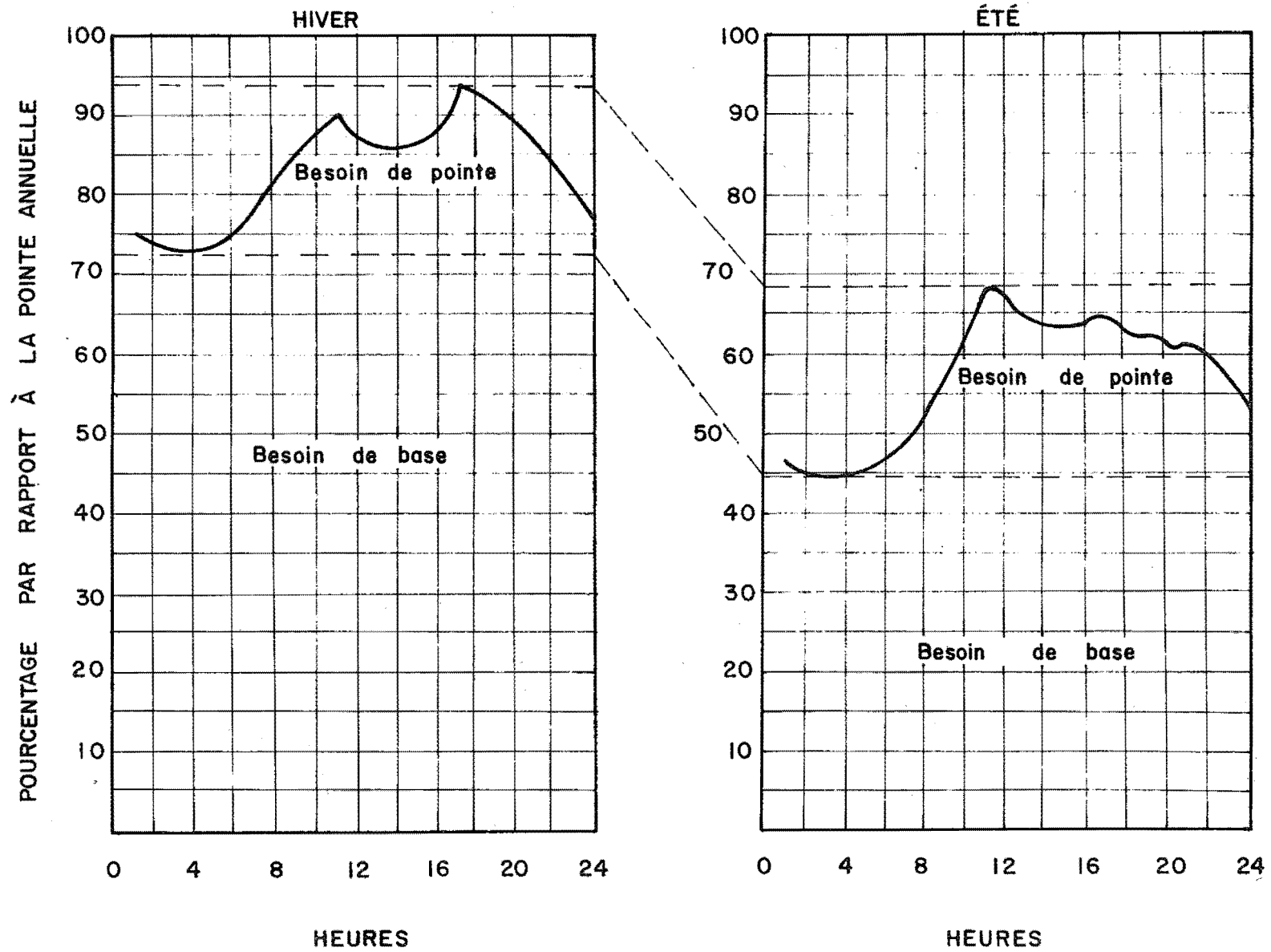
La forme des variations de la demande d'électricité est semblable d'une journée à l'autre, mais le niveau de la consommation d'électricité varie selon les jours de la semaine et les saisons.

Sur une base quotidienne, les variations de la demande suivent l'évolution de l'activité socio-économique de la province. Durant la nuit, la demande est plus faible. Dès les premières heures de la journée, elle augmente pour atteindre un maximum le midi et en fin d'après-midi, puis elle décroît graduellement au fur et à mesure que l'activité socio-économique diminue.

On peut donc diviser la journée en deux périodes distinctes: la période d'appel minimal, qui correspond à la nuit, soit de 22h à 7h, et la période d'appel maximal qui couvre le reste de la journée. La figure 1 à la page suivante illustre ces caractéristiques de la demande pour une journée d'hiver et une journée d'été.

FIGURE I

PROFIL TYPIQUE DE LA DEMANDE PRIMAIRE



On voit donc qu'Hydro-Québec doit satisfaire quotidiennement deux types de besoins. Il s'agit, d'une part, des besoins qui demeurent stables pendant toute la journée, qu'on appelle souvent "demande de base". Ils doivent être satisfaits par des équipements de production disponibles 24 heures sur 24. Il s'agit, d'autre part, des besoins dits "demande de pointe" qui surviennent pendant les périodes de forte consommation. Ils sont satisfaits par des équipements de production qui ne fonctionnent qu'une partie de la journée.

En second lieu, le niveau de la consommation, assez stable pendant les jours de semaine, diminue pendant les fins de semaine (voir figure 2 à la page suivante) et change graduellement d'un mois à l'autre. Faible en été, la demande devient élevée en hiver, notamment à cause du chauffage et de l'éclairage. Considérée sur une base annuelle, la véritable demande de pointe est celle de l'hiver.

1.2.2 Les moyens d'adapter la production aux variations de la demande

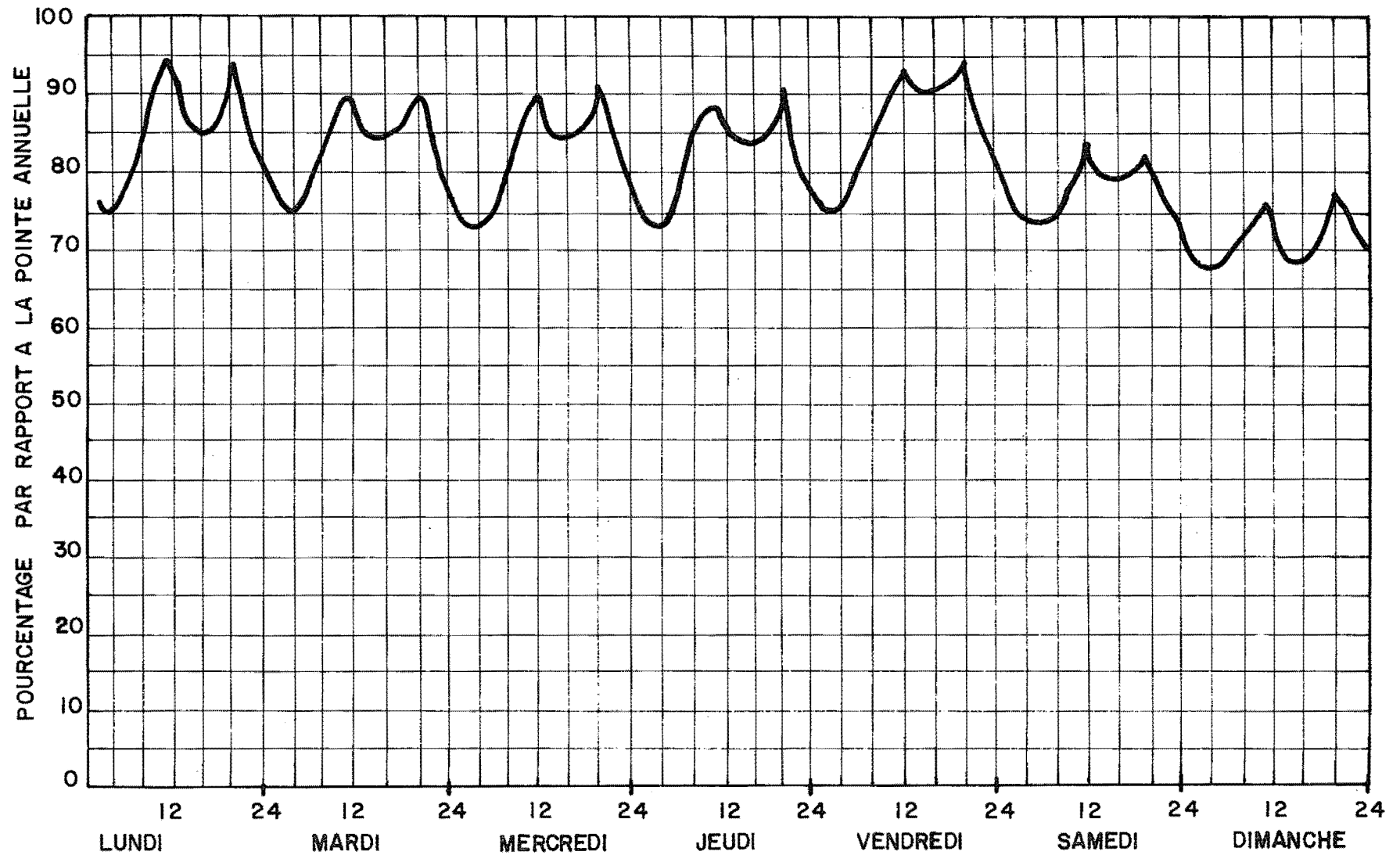
L'écart entre la demande de base et la demande de pointe et l'écart entre la demande de l'été et celle de l'hiver constituent des facteurs importants dans la planification des équipements de production d'électricité. Il s'agit de mettre en oeuvre des moyens pour réduire, dans la mesure du possible, la demande de pointe et de prévoir suffisamment d'installations pour répondre aux besoins restants, sans toutefois engager, pour des équipements qui ne doivent servir qu'une faible partie du temps, des sommes aussi considérables que pour des équipements destinés à une utilisation continue.

1.2.2.1 Interventions pour réduire la demande de pointe

Pour Hydro-Québec, le recours à la vente de puissance interruptible constitue actuellement le moyen le plus simple et le plus efficace de réduire la demande de pointe. Hydro-Québec a également examiné les possibilités qu'offre la gestion de la consommation pour réduire cette demande. Ces interventions permettraient surtout de diminuer le nombre de turbines à gaz dans les équipements de pointe à installer.

FIGURE 2

PROFIL HEBDOMADAIRE DE LA DEMANDE EN HIVER



- Puissance interruptible

La vente de puissance interruptible est une mesure basée sur le fait que certains clients du secteur industriel n'ont pas nécessairement besoin d'une continuité de service absolue. Par la signature de contrats de vente de puissance interruptible, ils acceptent qu'Hydro-Québec cesse de leur fournir de l'électricité pendant des périodes de forte consommation sur le réseau. Ces contrats spécifient la durée maximale des interruptions éventuelles que les clients sont prêts à accepter (chaque interruption ne doit jamais dépasser trois heures), ainsi que la partie de la charge visée (par exemple, l'alimentation de telle ou telle partie d'une usine). Hydro-Québec accorde à ces clients une réduction de tarif s'appliquant à l'année longue pour la partie de la charge faisant l'objet de l'entente.

Il faut établir une distinction entre la puissance interruptible nominale et la puissance interruptible effective. La première correspond au montant total des contrats conclus, tandis que la seconde est le total des charges de cette catégorie que l'on s'attend de voir présentes dans le réseau, lorsqu'on doit avoir recours à ce moyen. Il arrive en effet qu'au moment où Hydro-Québec veut réduire l'alimentation d'un client, elle ne peut le faire parce qu'à ce moment-là, les installations visées par l'entente ne fonctionnent pas pour une raison quelconque : panne, grève, entretien, etc. Sur la base de l'expérience des dernières années, on a estimé que la puissance interruptible effective représentera environ 60 % de la puissance interruptible nominale.

Ainsi que le montre le tableau 1 de la page suivante, Hydro-Québec aura de plus en plus recours à la puissance interruptible au cours des prochaines années, car ce moyen permet de réduire la demande de pointe tout en n'exigeant que des efforts relativement peu considérables, l'intervention se faisant auprès d'un nombre très restreint de clients.

TABLEAU 1
PUISSANCE INTERRUPTIBLE PRÉVUE DE 1980 A 1990

Année hydraulique	Puissance interruptible	
	Nominale (MW)	Effective (MW)
80 - 81	800	480
81 - 82	900	540
82 - 83	1000	600
83 - 84	1100	660
84 - 85	1200	720
85 - 86	1300	780
90 - 91	1500	900

Malgré le fait que de nombreux clients industriels soient disposés à signer avec Hydro-Québec des contrats de puissance interruptible, l'entreprise ne peut pas, dans les prochaines années, dépasser les quantités indiquées ci-dessus, à cause des caractéristiques de la demande et de la durée des interruptions que les clients sont prêts à accepter.

- Gestion de la consommation

La gestion de la consommation dont il est question ici comprend divers moyens visant à inciter les clients à étaler leur consommation sur l'ensemble de la journée plutôt que de la concentrer sur des périodes très courtes. Il peut s'agir de moyens tarifaires : on établit alors un tarif plus élevé pour la consommation des heures de pointe. Il peut aussi s'agir de moyens techniques en vertu desquels soit Hydro-Québec, soit le client lui-même peut débrancher certains appareils pendant les périodes de forte consommation.

Hydro-Québec a étudié les possibilités de ce mode d'intervention. Selon les résultats obtenus, il n'est pas souhaitable d'utiliser ce moyen dans les conditions actuelles. En effet, le recours à la vente de puissance interruptible permet à l'entreprise de réduire la demande de pointe dans toute la mesure du possible, ainsi qu'on l'a vu plus haut.

S'il devenait possible de réduire davantage cette demande, Hydro-Québec augmenterait la quantité de puissance interruptible avant de recourir à la gestion de la consommation. Cette dernière méthode est plus difficile à appliquer et, en outre, son efficacité risquerait d'être fort réduite, étant donné la composition de la demande. La clientèle, en effet, ne peut étaler sa consommation que dans une faible mesure: par exemple, c'est évidemment l'hiver, et non l'été, qu'il faut chauffer les locaux et les éclairer pendant de longues heures.

Hydro-Québec continue cependant de surveiller de près l'évolution de la situation (profil de la demande, répartition de la consommation, etc.). Si les conditions changeaient, Hydro-Québec pourrait réexaminer les possibilités offertes par la gestion de la consommation.

1.2.2.2 Ententes avec les réseaux voisins

Les ententes conclues avec les réseaux voisins peuvent aussi permettre d'installer moins d'équipements de pointe. Il peut y avoir deux sortes d'ententes : l'achat et l'échange.

En vertu des contrats d'achat, un réseau achète d'un réseau voisin une quantité donnée d'électricité qui doit être livrée selon les conditions spécifiées dans le contrat. Il y a déjà plusieurs années, Hydro-Québec a conclu avec l'Alcan et la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick des contrats de ce genre. Certains d'entre eux sont toujours en vigueur.

Quant aux échanges, ils permettent la mise sur pied de programmes d'aide en cas de pannes, d'insuffisance de production pendant les périodes d'entretien, etc. De plus, si les échanges se font entre deux réseaux qui ne doivent pas répondre en même temps à une forte demande de pointe, d'autres avantages résultent de l'entente.

Tant Hydro-Québec que les entreprises d'électricité des territoires voisins (notamment l'Ontario Hydro, la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick et la Power Authority of the State of New York) poursuivent leurs études sur le sujet en vue d'en arriver à des ententes qui pourraient permettre de réduire le nombre des équipements de pointe à installer, principalement des turbines à gaz.

Déjà une entente existe entre Hydro-Québec et la Power Authority of the State of New-York. Cette entente va permettre, entre autre, de réduire le besoin d'équipement de pointe d'Hydro-Québec de 500 MW et ce, dès que les équipements de conversion seront mis en service au poste Châteauguay, soit en 1984.

1.2.2.3 Types d'équipements de pointe envisagés

Le recours à la vente de puissance interruptible et les ententes avec les réseaux voisins, permettront donc à Hydro-Québec de réduire dans une certaine mesure ses besoins en équipements de pointe. Ces deux moyens ne peuvent cependant les éliminer complètement. Par conséquent, il faut prévoir des installations supplémentaires pour combler les besoins futurs. Plusieurs types d'équipements de pointe peuvent être envisagés. Toutefois, on ne peut avoir recours à l'un ou à l'autre indifféremment, le choix étant déterminé par les caractéristiques des besoins à satisfaire et la composition du parc d'équipement.

Qu'il s'agisse de choisir entre des équipements de base ou des équipements de pointe, ou encore entre divers types d'équipements de pointe, la règle économique de base demeure la même. Il s'agit de réduire le plus possible le coût total du parc d'équipement, c'est-à-dire les frais d'investissement et les frais d'exploitation. Le rôle et le coût de chaque installation projetée sont analysés dans cette optique. En s'assurant ainsi que le coût total de la production d'électricité soit minimal, l'entreprise peut fournir à ses clients l'énergie électrique au tarif le plus bas possible.

Si une centrale doit répondre à une demande stable, c'est-à-dire fonctionner à pleine capacité la majeure partie du temps, il faut construire une centrale de base, ce qui exige

généralement des frais d'investissement assez considérables. Les frais d'exploitation étant alors relativement faibles, le coût total de production demeure avantageux.

Par contre, si une installation ne doit fonctionner que pendant des périodes plus courtes, on construit une centrale de pointe, qui exige des investissements moins importants que les centrales de base, si on tient compte des coûts du transport. Par conséquent, même si certains équipements de pointe entraînent des frais d'exploitation assez élevés, le coût total de production est aussi avantageux.

Le choix des types d'équipements de pointe à installer est fait en fonction des mêmes critères, compte tenu du rôle et du coût des installations possibles. Certaines d'entre elles doivent fonctionner pendant de courtes périodes et d'autres pendant des périodes plus longues. Le coût de production est établi en conséquence, ce qui détermine le choix de tel ou tel type d'équipement de pointe. Les équipements de pointe envisagés peuvent être thermiques ou hydroélectriques.

Pour Hydro-Québec, la solution la plus intéressante, à moyen et à long termes, consiste en une combinaison de divers types d'équipement, compte tenu des variations de la demande.

- Équipements thermiques

Depuis l'augmentation des prix du pétrole, la plupart des entreprises d'électricité ont affecté à la production de pointe des centrales thermiques destinées, à l'origine, à répondre à la demande de base. Le coût d'exploitation de ces centrales s'est, en effet, accru considérablement et il est souvent devenu préférable de ne les utiliser que pendant des périodes restreintes.

La vocation de la seule centrale thermique de base d'Hydro-Québec - celle de Tracy - a été changée de cette façon. Cette installation sert maintenant de centrale de pointe, en plus de pouvoir prendre la relève en cas d'indisponibilité de centrales de base.

Les autres équipements thermiques choisis par Hydro-Québec pour la production de pointe sont les turbines à gaz, qui comptent plusieurs avantages.

Elles peuvent être installées rapidement (environ 3 ans après l'obtention des permis gouvernementaux) et leur coût d'installation est relativement faible. En outre, on peut les installer près des centres de consommation ou des lignes de transport existantes, ce qui contribue, dans une large mesure, à rendre leur utilisation avantageuse puisqu'on évite ainsi des frais importants de transport d'électricité.

Cet avantage ajouté aux faits que les frais d'investissements sont relativement bas et que les périodes de fonctionnement prévues sont courtes, permet de garder un coût de production raisonnable, et ce, même si le coût d'exploitation et le coût d'entretien des turbines à gaz sont élevés, en particulier à cause du prix du pétrole qui est utilisé comme combustible. Les turbines à gaz sont donc destinées à assurer la production de puissance pendant de très courtes périodes.

- Équipements hydroélectriques

Il s'agit ici des centrales de pompage et du suréquipement de sites hydroélectriques.

. Les centrales de pompage

L'aménagement d'une centrale de pompage comprend un réservoir inférieur, un réservoir supérieur et une usine hydroélectrique. La figure 3 à la page suivante en montre le schéma. Durant les heures de faible demande, l'énergie disponible dans le réseau est utilisée pour pomper l'eau du réservoir inférieur et l'accumuler dans le réservoir supérieur. Durant les heures de pointe, cette eau sert à actionner les turbines et à produire de l'électricité. Une centrale de pompage utilise donc de l'énergie en période de faible demande pour en produire pendant les périodes où les besoins sont le plus aigus.

SCHÉMA D'UNE CENTRALE DE POMPAGE

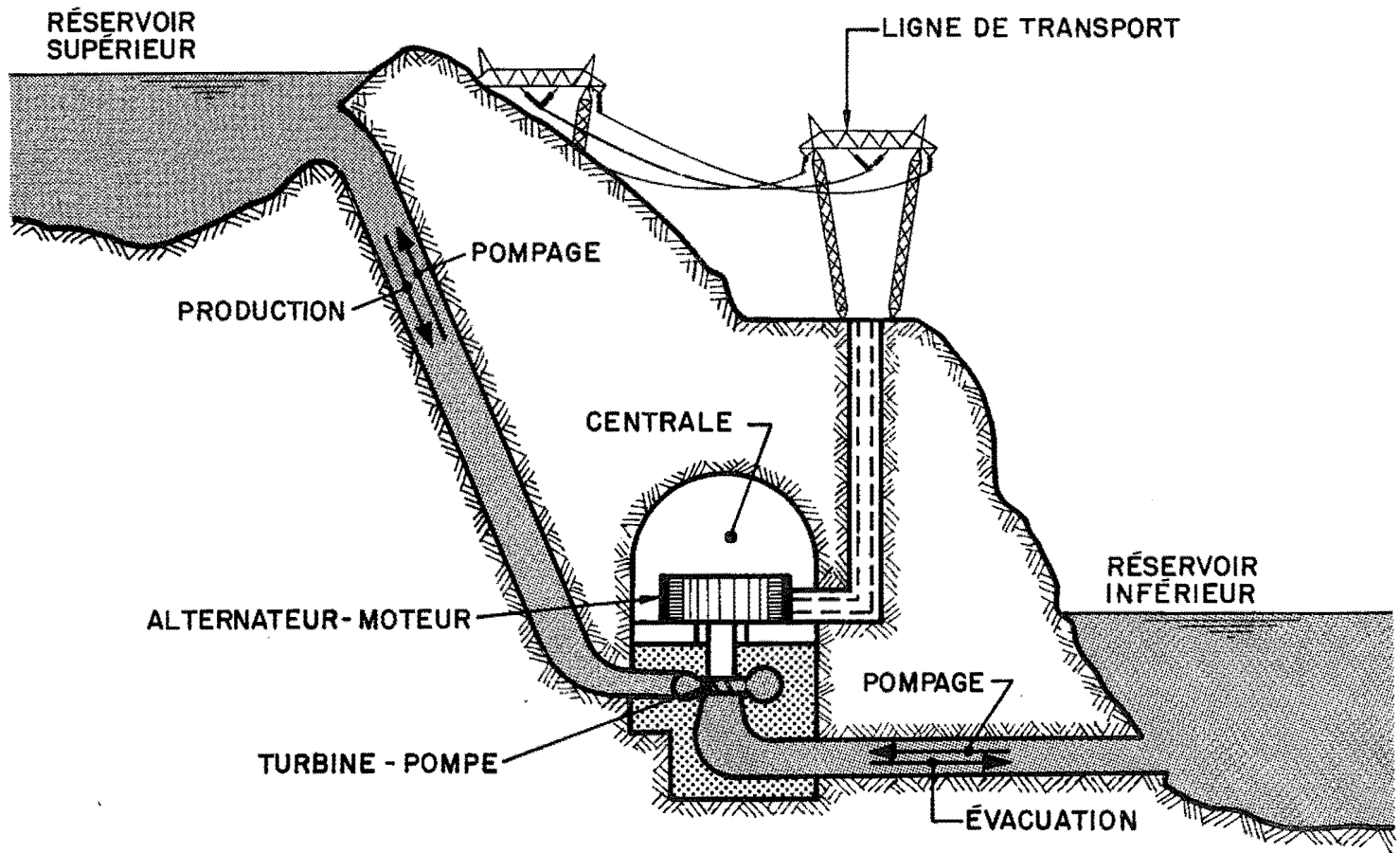


FIGURE 3

Il y a cependant perte globale d'énergie au cours de l'opération. Pour retrouver un kilowattheure à la sortie de la centrale, on devra lui avoir fourni 1,33 kilowattheure environ. Ces pertes énergétiques doivent être prises en compte dans l'évaluation économique du projet.

Le coût d'installation des centrales de pompage est beaucoup plus élevé que celui des turbines à gaz. Il faut toutefois noter à leur crédit que leur vie utile est plus longue. Quant au coût du transport de l'électricité, il est relativement faible, les sites envisagés étant assez proches des centres de consommation. Par contre, malgré le coût du pompage et celui des pertes d'électricité occasionnées par le cycle pompage-turbinage, leur coût d'exploitation est plus faible que celui des turbines à gaz.

Ce ne sont cependant pas seulement ces facteurs d'ordre économique qui limitent l'utilisation des centrales de pompage. Les principaux facteurs limitatifs sont d'ordre technique : d'une part, la disponibilité d'énergie dans le réseau pour le pompage; d'autre part, le temps requis pour le pompage. Or, la popularité croissante du chauffage à l'électricité a contribué, depuis quelques années, à réduire notablement la quantité d'énergie disponible pour le pompage. De plus, on ne peut pas, sur une base hebdomadaire, turbiner davantage qu'on ne pompe.

Compte tenu des facteurs techniques et économiques, les centrales de pompage peuvent fournir une contribution pendant des périodes plus longues que les turbines à gaz, mais plus courtes que le suréquipement, comme on le verra ci-après.

En plus du projet Delaney, Hydro-Québec a presque terminé ses études d'avant-projet sur deux autres sites propices à l'installation de centrales de pompage, ceux des lacs Proulx et Louis respectivement dans les régions de Hull et de Québec.

. Le suréquipement

Le suréquipement de sites hydroélectriques consiste à ajouter de nouveaux groupes turbo-alternateurs dans une centrale existante ou dans une nouvelle centrale sur le même site, sans modifier le réservoir d'eau.

Ce moyen permet non pas d'augmenter la production énergétique totale du site, mais de mieux la répartir en fonction des besoins. En effet, comme la production énergétique d'une centrale dépend essentiellement de la quantité d'eau disponible et de la hauteur de chute, le fait d'ajouter des groupes turbo-alternateurs ne change en rien la production totale. Cette addition permet cependant d'augmenter la production pendant les périodes où les besoins sont le plus aigus pourvu qu'on la diminue à d'autres moments.

Les centrales hydroélectriques suréquipées, destinées à répondre à la demande de pointe, constituent des équipements techniquement de même nature que les centrales hydroélectriques de base.

Le coût d'installation des suréquipements eux-mêmes est généralement plus faible que celui des centrales de pompage. Cependant, le coût du transport de l'électricité est beaucoup plus élevé, car les sites sont éloignés des centres de consommation. En conséquence, au point de vue des investissements globaux, l'avantage se trouve souvent renversé au profit des centrales de pompage.

Quant aux coûts d'exploitation des suréquipements, ils sont plus faibles que ceux des centrales de pompage, qui comprennent, rappelons-le, des pertes de rendement à cause du cycle additionnel de pompage. En outre, à l'inverse des centrales de pompage, les contraintes d'exploitation sont minimales et la taille des réservoirs autorise des durées de fonctionnement bien supérieures à celles des centrales de pompage et des turbines à gaz.

1.3 DESCRIPTION DU PROJET

La centrale Delaney sera la première centrale de pompage au Québec. Elle sera implantée à 20 km de Saint-Raymond-de-Portneuf et à 50 km de Québec dans le bassin de la rivière Sainte-Anne. La figure 4 à la page suivante indique l'emplacement de la centrale projetée. La mise en service graduelle de ses groupes s'étalera de 1987 à 1989.

Cette centrale, d'une puissance garantie de 2110 MW (1) comporte dix groupes turbine-pompe. Deux réservoirs artificiels situés à des niveaux différents emmagasinent l'eau nécessaire au fonctionnement de la centrale. Celle-ci produit de l'énergie électrique quand elle turbine l'eau du réservoir supérieur; elle en consomme quand elle pompe l'eau emmagasinée dans le réservoir inférieur pour la refouler dans le bassin supérieur. La figure 5 montre l'agencement des ouvrages.

Les pages suivantes retracent l'historique du projet et résumement les résultats des études techniques, économiques et d'environnement et des activités de communication. Les autres chapitres du rapport décrivent ces études de façon plus détaillée.

-
- 1) En réalité la puissance produite par un groupe turbine-pompe d'une centrale de pompage varie selon la hauteur de chute, c'est-à-dire selon la différence existant entre les niveaux des réservoirs supérieur et inférieur. La puissance garantie de 2110 MW correspond à la dénivellation minimale. C'est cette puissance qui a été utilisée pour les études économiques.

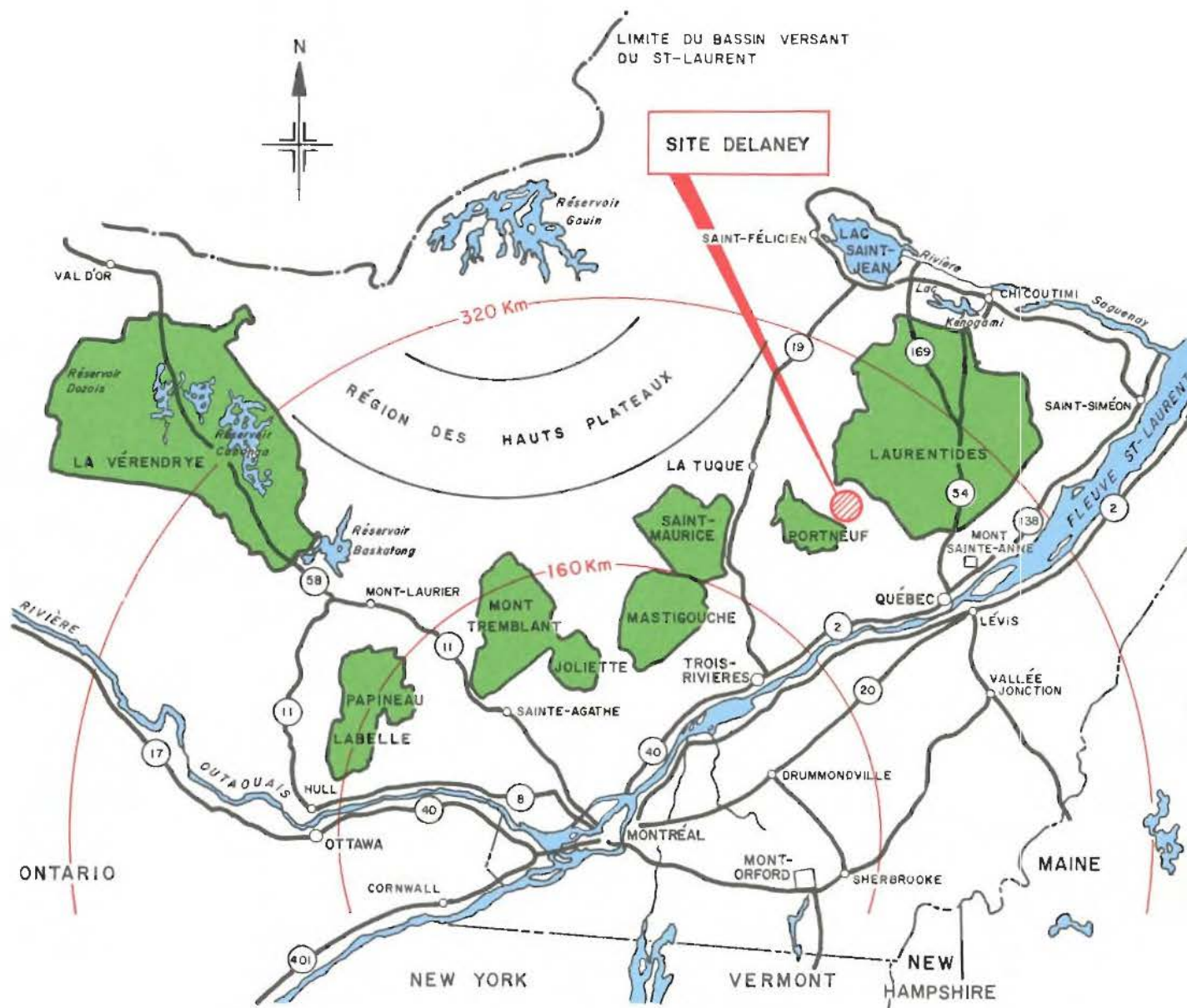


FIGURE 4

0 50 100 Km

ÉCHELLE

1 cm = 38 Km (APPROX)

1 POUCE = 60 MILES (APPROX)

EMPLACEMENT DE LA CENTRALE PROJETÉE

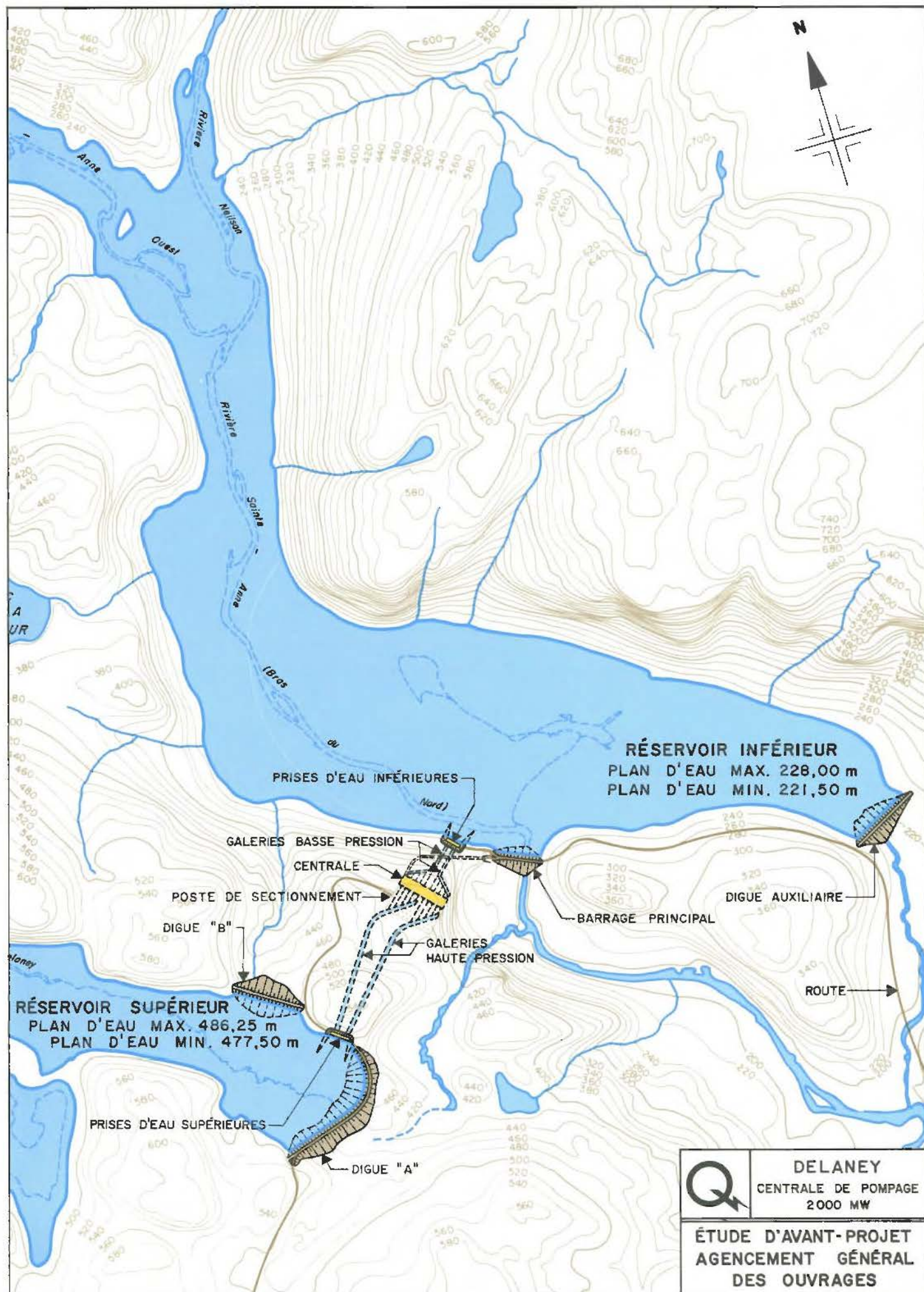


FIGURE 5

1.3.1 Historique

Engagée dans un programme d'études des centrales de pompage, Hydro-Québec a d'abord fait un inventaire des sites qui présentaient deux caractéristiques essentielles : d'une part, se trouver près des centres de consommation, afin de réduire le coût du transport de l'électricité; d'autre part, se situer dans une région de plateaux et de vallées encaissées, pour pouvoir créer deux réservoirs ayant, entre eux, une dénivellation importante. La région de la chaîne des Laurentides s'est avérée la plus propice à l'aménagement de centrales de pompage.

Dès 1973, Hydro-Québec a entrepris des études préliminaires sur les sites Sirois et Delaney sur la rivière Sainte-Anne et sur les sites Davey et Louis sur la rivière Sainte-Anne-du-Nord. Les études d'avant-projet préliminaire des centrales qui pourraient être construites sur les sites les plus intéressants - les sites Delaney et Louis - furent entamées en 1974. Parallèlement, on commençait les études préliminaires sur le site Proulx près de Hull et l'année suivante, on y abordait les études d'avant-projet préliminaire. Il en est ressorti que les sites Delaney, Proulx et Louis convenaient le mieux.

Cependant, au moment des premières études, on entrevoyait plusieurs difficultés pour l'aménagement du site Proulx. L'exploitation semblait plus complexe parce qu'elle avait des répercussions sur l'exploitation d'autres centrales, notamment celle de Paugan. De plus, l'intégration au réseau du projet Proulx dépendait de décisions ultérieures concernant la réalisation du projet Nottaway-Broadback-Rupert. Quant au projet Louis, il était écarté provisoirement parce qu'il était le plus cher des trois.

C'est donc le site Delaney qui a paru le plus propice à l'aménagement de la première centrale de pompage. La décision d'accorder la priorité à ce site était suivie par la reprise d'investigations géologiques et hydrologiques et d'études d'environnement approfondies. Parallèlement, Hydro-Québec amorçait un programme de communication avec le public et les organismes locaux, régionaux et provinciaux concernés par le projet.

A l'heure actuelle, des études d'avant-projet concernant l'intégration de la centrale au réseau se poursuivent et devraient se conclure au cours de l'année 1981.

Toutes ces recherches, ces études, ces démarches menées depuis plus de 7 ans par le personnel d'Hydro-Québec, avec l'aide, dans certains cas, d'experts-conseils auront coûté près de 15 millions de dollars à la fin de 1980. Elles ont permis de s'assurer que la réalisation de la centrale Delaney est techniquement possible, acceptable du point de vue de la protection de l'environnement, avantageuse par rapport aux autres options et conforme aux orientations de l'entreprise en matière d'équipement.

1.3.2 Ingénierie du projet

1.3.2.1 Conception de l'aménagement

Les résultats des études d'avant-projet confirment la faisabilité technique de l'aménagement d'une centrale de pompage dans le bassin versant de la rivière Bras du Nord, principal affluent de la rivière Sainte-Anne, à une cinquantaine de kilomètres au nord-ouest de la ville de Québec.

Le site choisi est particulièrement propice à l'aménagement de ce genre de centrale. Un haut plateau englobant les lacs Delaney et Petit Delaney domine une vallée dans laquelle s'écoule la rivière Bras du Nord. Bien que ce site puisse se prêter à un aménagement d'une puissance de 4000 MW, Hydro-Québec a conçu le projet pour une capacité de 2000 MW tout en veillant à ne pas rendre impossible une éventuelle extension. Il va sans dire que toute addition au projet actuel nécessiterait de nouvelles études et requerrait l'obtention d'autres autorisations gouvernementales.

Pour disposer d'un réservoir supérieur d'une capacité de stockage adéquate, on construira en bordure de la falaise deux digues importantes de près de 50 m de hauteur et de 1300 m de longueur totale, ainsi que deux petites digues supplémentaires fermant les dépressions du terrain. L'une des digues principales fermera le ruisseau Delaney. Le plan d'eau ainsi constitué aura une superficie de 5,4 km².

A la hauteur de la future centrale, le bassin versant de la rivière Bras du Nord se rétrécit en deux vallées dans l'une desquelles s'engage la rivière. Le réservoir inférieur sera constitué en barrant ces deux vallées. La longueur totale des deux ouvrages requis sera de près de 700 m, pour une superficie maximale inondée de 7,4 km² et leur hauteur ne dépassera pas une quarantaine de mètres.

Pour réduire au minimum le coût de construction de ces ouvrages, on utilisera les matériaux disponibles sur le site ou à proximité. Les ouvrages du réservoir inférieur seront du type à remblai d'enrochement avec noyau de till. Quant à ceux du réservoir supérieur, ils seront construits en enrochement avec parement amont de béton. Une partie des matériaux nécessaires à ces ouvrages sera extraite de bancs d'emprunt et d'une carrière situés dans les zones de submersion des réservoirs. L'autre partie proviendra d'autres bancs d'emprunt, des travaux d'excavation des prises d'eau, des conduites ou de la centrale même.

Des contraintes techniques obligent à placer les turbines-pompes en dessous du niveau minimal du plan d'eau inférieur et excluent toutes les solutions autres que l'aménagement de la centrale et des adductions sous terre, ce que permettent la nature et la qualité du roc. Les équipements de production, bien que logés dans une caverne commune, se divisent en deux modules autonomes pourvus chacun de leur propre conduite d'amenée et de fuite. Chaque module représente une puissance garantie de 1055 MW et est constitué de 5 groupes turbine-pompe de 211 MW. Le choix de la puissance unitaire est lié à la hauteur de la chute; pour une dénivellation de près de 260 m entre les deux réservoirs, la puissance d'environ 200 MW a semblé la plus adaptée et la plus fiable. Le tableau 2 à la page suivante donne les principales caractéristiques de l'aménagement.

Les études d'ingénierie et les travaux de construction coûteront 2050 millions de dollars. Durant la période de construction, qui s'échelonnara de 1983 à 1989, près de 1050 personnes en moyenne seront employées sur le chantier avec un maximum d'environ 2100 personnes en 1985.

TABLEAU 2
CARACTÉRISTIQUES FONDAMENTALES DE L'AMÉNAGEMENT

Volume utile des réservoirs	44,05 x 10 ⁶ m ³
Chute brute maximale	264,7 m
Chute brute minimale	249,5 m
Puissance totale garantie	2110 MW
Nombre de groupes	10
Puissance unitaire garantie	211 MW
Puissance unitaire maximum	236 MW
Vitesse synchrone	300 tr/mn
Capacité énergétique de la réserve active (1)	26 820 MWh
Temps de production à pleine charge	12 heures
Temps d'accumulation à plein débit	14 heures
Rendement moyen escompté du cycle	75 %
Débit moyen en turbinage	1010 m ³ /s
Débit moyen en pompage	855 m ³ /s
Puissance apparente de l'alternateur	268 MVA
Facteur de puissance	0,90
Transformateur de puissance	270 MVA - 13,8/315 kV

1.3.2.2 Ligne de transport et poste de transformation

L'intégration de la centrale Delaney au réseau de transport n'exigera pas d'additions importantes d'équipement malgré l'ampleur du projet.

Les études d'avant-projet s'y rapportant se poursuivent, mais il est déjà établi que les équipements additionnels consisteraient en :

-
- 1) Cette capacité énergétique est calculée à partir de la moyenne arithmétique de la puissance unitaire garantie et de la puissance unitaire maximale.

- un poste de transformation souterrain qui élèvera de 13,8 kV à 315 kV la tension de l'électricité produite;
- un poste de manoeuvre situé en surface à proximité de la centrale;
- une nouvelle ligne biterne à 315 kV, d'environ 40 km, reliant la centrale au poste Jacques-Cartier, près de Québec. Le couloir qu'elle empruntera n'a pas été précisé;
- des modifications au poste Jacques-Cartier, principalement une addition d'équipement de transformation 315/735 kV.

Le coût des deux premières additions est inclus dans les estimations du coût de la centrale. Quant aux deux autres, leur coût est estimé à 35 millions de dollars. Les travaux d'intégration de la centrale au réseau s'échelonneront sur une période de 4 ans.

1.3.2.3 Estimation du coût capitalisé

Le coût capitalisé représente la valeur, au moment de la mise en service, des montants qu'aura exigé la réalisation d'un projet; il inclut l'intérêt durant la construction et les augmentations dues à l'inflation. Les taux d'inflation utilisés sont ceux qui sont officiellement acceptés par Hydro-Québec pour la période considérée (voir tableau 3).

L'estimation présentée ci-après constitue la synthèse des estimations détaillées des coûts qu'entraînera la réalisation du projet et tient compte de l'évolution possible des coûts d'ici quelques années.

- Estimation de base

Le coût capitalisé de réalisation de la centrale Delaney comprend les frais de construction de la centrale, des lignes et des postes. La répartition est présentée au tableau 4.

TABLEAU 3

TAUX D'INFLATION UTILISÉS POUR L'ÉTUDE ÉCONOMIQUE DU PROJET DELANEY

	1979	1980	1981	1982	1983	1984 à 1988	1989-....
Centrales hydrauliques	10,4	9,5	10,8	11,3	11,1	7,4	5,8
Centrales de pompage	10,1	9,8	10,9	11,3	11,1	7,3	5,8
Turbines à gaz	10,2	9,4	10,7	10,8	10,3	7,7	5,9
Lignes de transport	12,5	12,4	10,9	12,1	10,3	7,2	5,7
Postes de transformation	5,8	2,6	1,5	9,9	10,2	7,0	5,4
Entretien et exploitation	14,7	10,1	11,4	12,0	11,9	7,1	5,4

TABLEAU 4

COÛT CAPITALISÉ DES INVESTISSEMENTS

Poste d'investissement	Coût capitalisé en millions de dollars
Centrale	2050
Ligne et poste	35
Total	2085

Le coût total du projet capitalisé jusqu'en 1989, année prévue pour la mise en service du dernier groupe, s'élève donc à 2085 millions de dollars. Le tableau 5 présente la répartition annuelle des investissements. Pour la centrale même, ces investissements comportent des coûts directs, des coûts indirects et d'autres frais. Les coûts directs englobent essentiellement les dépenses relatives aux ouvrages de génie civil, aux équipements de production - principalement les turbines-pompes et les alternateurs - et aux postes de transformation et de manoeuvre de la centrale. Le coût des équipements de production est supérieur à celui qu'entraînent habituellement les centrales hydroélectriques classiques (près de 40 % de plus que celui de la centrale Manic 5 - P.A. sur la même base de puissance) du fait de la complexité de la technologie des groupes turbine-pompe.

Les coûts indirects englobent le coût de l'installation et de l'exploitation du chantier et les frais d'ingénierie, de surveillance et de contrôle. Les autres frais comprennent les frais généraux de construction, les réserves pour imprévus et les frais du siège social.

TABLEAU 5

SOMMAIRE ET RÉPARTITION ANNUELLE DES COÛTS DU PROJET
(en milliers de dollars)
(Mise en service des groupes en 1987 - 88 - 89)

DESCRIPTION	TOTAL	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
<u>CENTRALE DE POMPAGE</u>												
COÛTS DIRECTS (Ouvrages permanents et équipements divers, équipement de production, poste de transformation et de manoeuvre à la centrale)	505047	----	----	210	3291	49642	131568	112657	111399	60616	30913	4751
COÛTS INDIRECTS (Frais et administration de chantier, frais d'étude, surveillance et contrôle)	192514	----	3935	6569	7841	41799	35687	31158	27067	18119	11732	8607
AUTRES FRAIS (Frais généraux de construction, réserve pour imprévus, frais du siège social)	139834	----	648	1949	3733	20004	36063	28715	25574	13667	7060	2421
COÛTS EN DOLLARS CONSTANTS DE 1979	837395	----	4583	8728	14865	111445	203318	172530	164040	92402	49705	15779
-Dépenses au 31/12/79	9446	9446	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----
COÛTS EN DOLLARS COURANTS	1470228	9446	5031	10617	19994	167054	333275	298861	302058	182813	105790	35289
-Intérêts durant les travaux	579139	----	----	1231	3964	14586	44063	84099	126194	158140	124758	22104
COÛT TOTAL DE LA CENTRALE	2049367	9446	5031	11848	23958	181640	377338	382960	428252	340953	230548	57393
<u>INTÉGRATION AU RÉSEAU</u>												
-Coûts en dollars constants de 1979	17600	----	----	----	----	----	352	4290	6888	6070	----	----
-Coûts en dollars courants	30397	----	----	----	----	----	526	6541	11678	11652	----	----
-Intérêts durant les travaux	4833	----	----	----	----	----	29	421	1469	2913	----	----
COÛT DE L'INTÉGRATION AU RÉSEAU	35229	----	----	----	----	----	555	6962	13147	14565	----	----
COÛT GLOBAL	2084596	9446	5031	11848	23958	181640	377893	389922	441399	355518	230548	57393

- Effets de l'inflation

Il est certain que la construction d'une centrale dont les travaux se répartissent sur plusieurs années subira les conséquences de l'inflation. Ainsi que l'indique le tableau 6, les augmentations dues à l'inflation représentent près de 42 % du coût de réalisation du projet en dollars courants. Ces résultats proviennent de l'analyse de l'influence des taux d'inflation prévus sur les diverses catégories d'investissements.

Si l'évolution réelle de l'inflation diffère de la prévision, le coût de réalisation du projet sera évidemment modifié. Cependant, cela ne remettra pas en cause les résultats des comparaisons économiques puisque le coût des autres projets changera dans la même proportion.

TABLEAU 6

EFFETS DE L'INFLATION

Poste d'investissement	Coûts en dollars courants (en millions de dollars)	Part de l'inflation (en millions de dollars)	%
Centrale	1470	623	42
Ligne et poste	30	13	43
Total	1500	636	42

1.3.2.4 Programme de réalisation

La réalisation du projet Delaney s'échelonnera sur une période de neuf ans à partir de la date de la prise de décision du Conseil d'administration à ce sujet.

L'ouverture du chantier est prévue pour le début de l'année 1983. On commencera par la mise en place des installations temporaires, la construction des routes d'accès et l'excavation de la galerie de dérivation. Les travaux de génie civil s'étendront sur une période de près de cinq ans, au cours de laquelle seront réalisés le barrage, les digues et les autres ouvrages.

Il faudra quatre ans et demi pour installer et mettre en service les dix groupes de la centrale. Les deux premiers groupes totalisant une puissance de 422 MW seront disponibles dès la fin de 1987. Cinq autres groupes seront mis en service durant l'année suivante. Les trois derniers groupes porteront la puissance totale de la centrale à 2110 MW dès le début du mois de juillet 1989.

Le programme de réalisation qui a été établi repose sur l'hypothèse qu'Hydro-Québec obtiendra le certificat d'autorisation du ministère de l'Environnement et le décret avant le 1er juillet 1981.

1.3.3 Exploitation

Le rôle d'une centrale de pompage diffère de celui des équipements hydroélectriques ordinairement installés par Hydro-Québec. L'exploitation de ce type de centrale, comme nous l'avons vu précédemment, est étroitement liée aux variations de la consommation d'électricité et à la disponibilité d'énergie dans le réseau. Compte tenu de ces particularités, Hydro-Québec a procédé à une étude approfondie du rôle de la centrale Delaney dans le futur parc d'équipement. Cette étude a permis de nous assurer que la contribution de la centrale à la puissance de pointe, particulièrement aux périodes les plus critiques de l'année, et que sa durée de fonctionnement par année seront suffisantes pour garantir sa rentabilité.

Pour réaliser ce genre d'étude, Hydro-Québec dispose d'un modèle informatisé de simulation du fonctionnement des équipements de pointe. Ce modèle intègre les différentes caractéristiques de la demande et du parc de production, et détermine le mode de fonctionnement correspondant pour la centrale.

Bien entendu, il est difficile de prévoir avec certitude un mode d'exploitation pour toute la durée de vie de la centrale. Cependant, à partir d'hypothèses probables sur l'évolution de la courbe de charge, on peut déterminer un mode de fonctionnement type qui servira de base aux évaluations économiques.

Nous examinerons en premier lieu les caractéristiques et l'évolution du profil de charge. Ensuite nous définirons le mode de fonctionnement de la centrale qui s'y adaptera. Finalement, nous mentionnerons d'autres utilisations possibles de la centrale Delaney.

1.3.3.1 Profil de charge

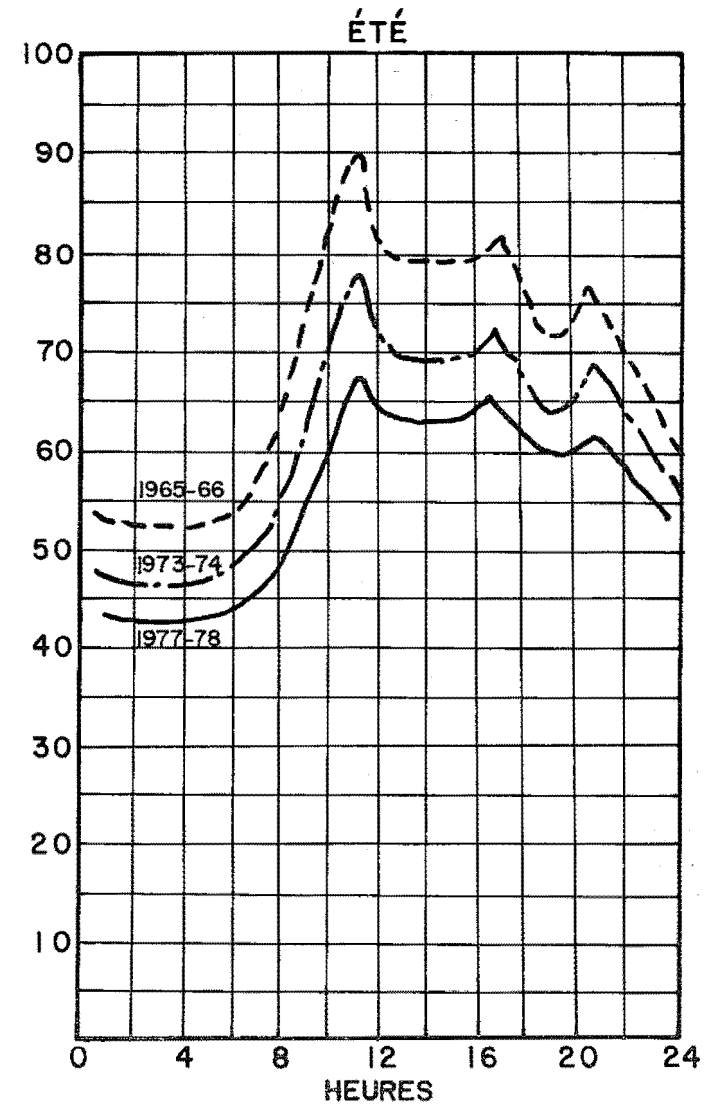
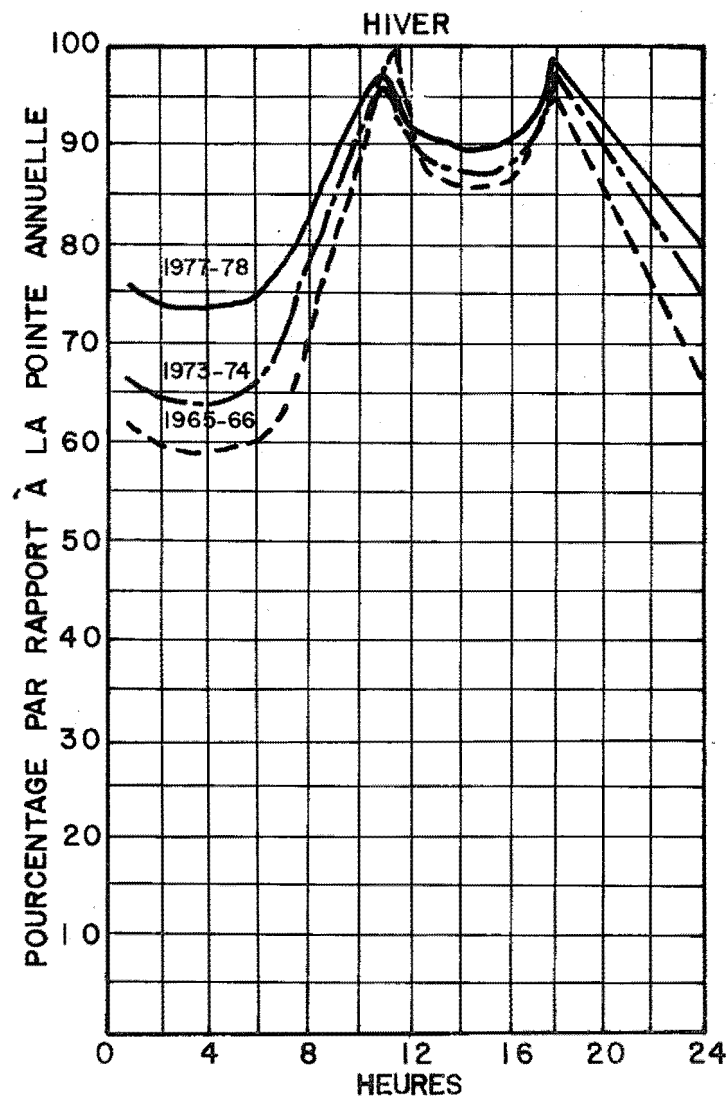
Il y a plus de dix ans, l'examen du profil de charge montrait un écart moins prononcé qu'aujourd'hui entre la demande d'été et la demande d'hiver. En 1966, la pointe d'été représentait encore près de 90 % de la pointe annuelle, et la partie stable de la demande évoluait peu au cours de l'année. Par contre, les variations journalières restaient fortes, avec des périodes d'appel maximal le midi et en fin d'après-midi et des périodes d'appel faible la nuit. La charge nocturne, les jours de forte demande, représentait 60 % de l'appel annuel maximum.

Or, les habitudes de consommation d'énergie ont beaucoup évolué ces deux dernières décennies. De plus en plus massivement, les ménages ont adopté le chauffage à l'électricité. La part des ménages se chauffant à l'électricité est ainsi passée de 2 % en 1966 à 30 % en 1979, ce qui correspond à une évolution de 12 % à 80 % de la part de ce mode de chauffage dans les nouveaux logements. De ce fait, le chauffage à l'électricité est devenu une composante de plus en plus importante de la demande globale. En 1979, il représentait près de 14 % des ventes régulières totales en énergie.

L'écart entre la demande d'électricité d'hiver et la demande d'électricité d'été s'est donc graduellement creusé (voir figure 6 à la page suivante), à tel point qu'en 1979 la pointe de consommation en été ne représentait plus qu'environ 70 % de la pointe annuelle. La présence quasi permanente, dans le réseau, du chauffage domestique a accentué la partie stable de la demande durant l'hiver, d'où la réduction de l'écart entre la demande de jour et celle de nuit.

FIGURE 6

ÉVOLUTION DU PROFIL TYPIQUE DE LA DEMANDE PRIMAIRE



Ces variations de la consommation d'électricité d'une saison à l'autre sont devenues ainsi plus importantes que les variations de la demande au cours d'une même journée.

Dans les années à venir, on prévoit que le chauffage à l'électricité continuera de pénétrer le marché du chauffage domestique principalement pour des motifs de commodité d'utilisation et de sécurité de l'approvisionnement. Cependant, la concurrence du gaz naturel sur ce marché tendra à stabiliser le taux de pénétration du chauffage à l'électricité à environ 85 %. La part de ce dernier dans la demande totale continuera à augmenter mais à un rythme plus lent. Au-delà de la prochaine décennie, on estime que, même pour la période la plus froide de l'année, la demande nocturne ne devrait pas dépasser 80 % de la pointe annuelle, alors que la pointe d'été ne devrait pas dépasser 60 % de la pointe annuelle. Ce sont ces hypothèses qui ont été retenues pour examiner le mode d'exploitation de la centrale de pompage Delaney.

1.3.3.2 Mode d'exploitation de la centrale Delaney

À partir de ces hypothèses sur l'évolution attendue de la demande annuelle, on a simulé le fonctionnement de la centrale Delaney. Le comportement de cette centrale dans des conditions exceptionnelles de charge pour les mois les plus froids a aussi été examiné. Cependant, le mode d'exploitation décrit dans les paragraphes suivants correspond aux conditions climatiques moyennes qui prévaudront au cours de la vie utile de la centrale.

Les groupes de la centrale Delaney seront appelés à fournir de la puissance de pointe lorsque toutes les centrales de base du parc d'équipement fonctionneront à leur puissance maximale disponible. Ceci se produira à certaines périodes de la journée pendant les 6 mois de l'année où la charge est la plus élevée, soit de novembre à avril.

L'ensemble des dix groupes de la centrale Delaney sera donc exploité de façon intermittente. Le remplissage du réservoir supérieur s'effectuera non seulement durant les nuits de semaine mais aussi pendant les fins de semaine, alors que

la demande est plus faible. Le mode d'exploitation dépendra de l'évolution de la demande d'une saison à l'autre. On distinguera trois périodes :

- Hiver. Au cours des mois de décembre, janvier, février et mars, on prévoit que tous les groupes de Delaney fourniront de la puissance de pointe en moyenne pendant 4,2 heures par jour. Les journées de forte demande, le nombre d'heures de turbinage journalier pourra aller jusqu'à 10 heures. En contrepartie, il sera plus faible les journées où la demande sera moins élevée. Généralement, la centrale Delaney sera appelée en production entre 9 heures et 12 heures et entre 16 heures et 20 heures mais pas nécessairement à pleine charge.

La durée du pompage nocturne est limitée par les contraintes d'exploitation du réseau à 9 heures - de 22 heures à 7 heures du matin - avec un minimum de 7 heures pour les jours les plus chargés. Ceci ne sera pas toujours suffisant pour permettre la reconstitution immédiate de la réserve d'eau amont. Elle sera rétablie sur une base hebdomadaire au moyen de l'énergie disponible sur le réseau durant la fin de semaine.

- Printemps - automne. La demande d'électricité des mois d'avril et de novembre est plus faible que celle des mois d'hiver. Les besoins de puissance de pointe sont donc nettement moins importants. Durant ces mois, la centrale Delaney sera peu sollicitée. Les jours où la centrale de pompage sera appelée sur le réseau, elle fonctionnera au maximum de 2 à 3 heures par jour, et ce au moment de l'appel maximal en fin d'après-midi. Le pompage nocturne suffira pour reconstituer la réserve d'eau amont.
- Été. Tous les autres mois de l'année, les centrales de base pourront répondre aux besoins du réseau. La centrale Delaney fonctionnera peu.

La durée d'utilisation annuelle correspondante est estimée à environ 350 heures. C'est cette durée qui sera utilisée aux fins de la justification économique.

Pour exploiter la centrale Delaney selon ce schéma, Hydro-Québec s'est assurée de la disponibilité d'énergie dans le réseau durant les heures de faible demande. Les groupes des centrale de base, en fonctionnant un peu plus longtemps, produiront l'énergie nécessaire au pompage. Ce supplément d'énergie représentera un accroissement minime de la production de ces centrales : moins de 1 % pour le mois de janvier et toute la période de l'hiver. Sur un horizon annuel, l'équilibre sera rétabli moyennant une adaptation du parc des centrales de base aux nouvelles caractéristiques de la demande.

Dans les conditions exceptionnelles de charge, malgré le niveau élevé de la demande durant la nuit et la fin de semaine, la puissance des équipements fonctionnant en base sera suffisante pour produire l'énergie de pompage.

1.3.3.3 Autres utilisations possibles de la centrale Delaney

Les résultats présentés ci-dessus proviennent d'une simulation du fonctionnement de la centrale Delaney selon des hypothèses probables, et ce pour combler les besoins de pointe seulement.

Cette simulation a montré que la centrale est disponible à certaines périodes de l'année pour d'autres utilisations. Pendant les mois d'hiver, la disponibilité est faible car la centrale fonctionne déjà près de son maximum pour répondre à la forte demande de pointe. Par contre, en été, la disponibilité de la centrale offre, en plus d'une opportunité d'échange avec les réseaux voisins, un moyen d'améliorer la gestion des équipements de production. Ainsi, les possibilités de fonctionnement maximal (voir figure 7 à la page suivante) qui ont été envisagées et qui correspondent, dans le cas type, au fonctionnement en hiver pourraient également se présenter en été. Dans cette éventualité, l'utilisation moyenne annuelle serait plus importante que l'utilisation simulée.

Ces deux dernières sections nous permettent de conclure que la centrale Delaney sera exploitable sur le réseau d'Hydro-Québec et qu'elle aura un rôle important à y jouer.

ÉLÉVATION DES PLANS D'EAU
DES RÉSERVOIRS EN MÈTRES

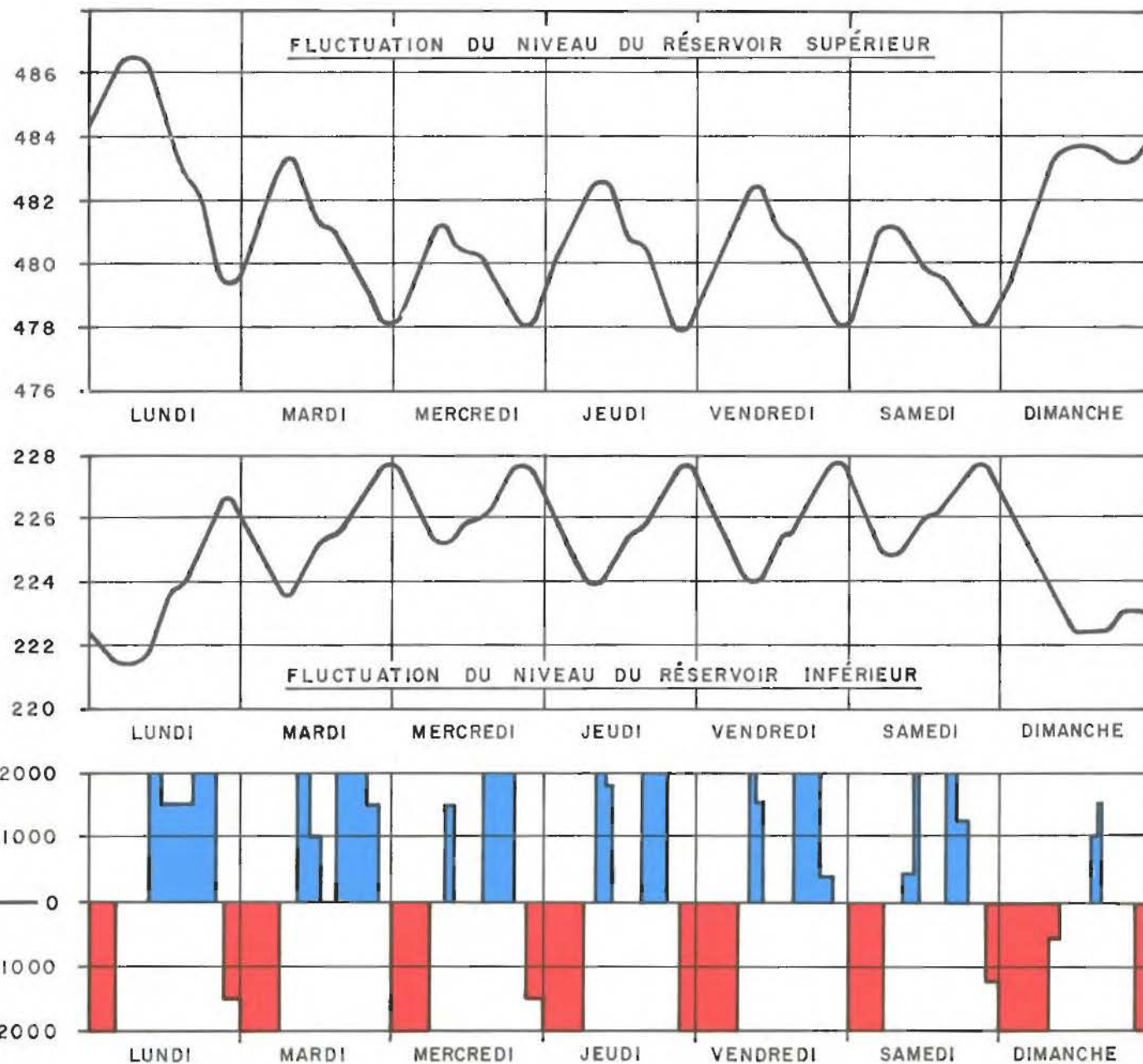


FIGURE 7 : POSSIBILITÉ DE FONCTIONNEMENT MAXIMAL DE LA CENTRALE DE POMPAGE

1.3.4 Études d'environnement

La réalisation de la centrale de pompage Delaney aura évidemment des répercussions sur l'environnement récepteur. Afin de prévoir quelles seraient ces répercussions, on a procédé aux recherches et aux analyses qui ont permis d'acquérir une profonde connaissance des milieux naturels et humains, d'évaluer leur capacité à recevoir ce projet, de recommander des mesures de mitigation en vue d'en atténuer les effets négatifs et de proposer des mesures de mise en valeur du territoire touché.

1.3.4.1 Effets sur le milieu humain

Les activités de construction auront des retombées globalement favorables à l'économie de la région, notamment en ce qui a trait à l'emploi et au commerce. A titre d'exemple, on estime que, sur une masse salariale d'environ 480 millions de dollars courants (275 millions de dollars de 1979), 180 millions seront versés aux résidents du comté de Portneuf. Par ailleurs, ces activités créeront de fortes pressions sur le réseau routier et les autres infrastructures d'accueil de Saint-Raymond, petite agglomération industrielle et commerciale. La proximité de Québec diminuera les pressions sur le logement et l'emploi. En ce qui a trait aux problèmes de circulation, les modifications qu'Hydro-Québec prévoit apporter au réseau routier les atténueront. Ces répercussions feront l'objet d'un contrôle permanent durant la construction, et des mesures de correction seront prises s'il y a lieu.

Ce projet, qui comprend la construction d'ouvrages de génie d'envergure et la création d'importants plans d'eau et de nouvelles routes d'accès, augmentera le potentiel touristique de cette région située à proximité de l'autoroute 40. Divers aménagements permettront de mettre en valeur ce potentiel.

1.3.4.2 Effets sur le milieu naturel et mesures de mitigation

Les effets biophysiques de la réalisation de la centrale Delaney ne se manifesteront que dans un territoire très restreint. La création des réservoirs, d'une superficie totale

d'environ 13 km² et les variations régulières du niveau de ceux-ci, dues au mode d'exploitation de la centrale, transformeront un milieu diversifié en un milieu aquatique uniforme et peu productif. Néanmoins, aucun élément exceptionnel ne sera détruit.

L'inondation d'environ 11 km² de boisés d'assez bonne qualité aurait pu non seulement créer des problèmes pour l'exploitation de la centrale mais aussi détériorer la qualité de l'eau par suite de la décomposition de la matière ligneuse et constituer un danger pour les activités de loisirs. Les territoires inondés seront donc déboisés, ce qui coûtera 2,1 millions de dollars pour les deux réservoirs.

La chute Delaney qui confère un cachet pittoresque à la vallée sera préservée. En effet, malgré la fermeture du ruisseau Delaney par une des digues, la chute sera alimentée pendant la journée, en été.

A l'aval du réservoir inférieur, les débits naturels de la rivière ne seront pas modifiés, sauf en période de crues où ils pourront être étalés. La réduction sensible des débits des crues au confluent des rivières Bras du Nord et Sainte-Anne, due à l'aménagement du réservoir inférieur, améliorera la sécurité et le bien-être de la population de Saint-Raymond et réduira les dommages annuels occasionnés par les inondations. En ce qui concerne le remplissage du réservoir, il s'effectuera de manière à ce qu'il y ait en tout temps un débit correspondant au débit naturel de la rivière, jusqu'à concurrence de 10 m³/s.

Les autres répercussions, à l'aval, pourraient provenir de la modification de la température de l'eau et du bilan sédimentaire. Ces modifications s'atténueront à la confluence du Bras du Nord et de la Sainte-Anne, située à 20 km du site et à 45 km de l'embouchure à Saint-Anne-de-la-Pérade. C'est à l'embouchure que se trouve une importante frayère à poulamons de l'Atlantique. A ce niveau, ces modifications devraient être peu perceptibles. Des études complémentaires permettront de préciser les répercussions éventuelles de ces modifications. Hydro-Québec est consciente de l'importance de la frayère à poulamons à Sainte-Anne-de-la-Pérade et verra à ce que tout soit mis en oeuvre pour que des conditions favorables à la mise en valeur du poulamon soient maintenues à la suite de la réalisation du projet.

Quant aux activités de construction, leurs effets négatifs sur le milieu naturel seront diminués par l'application des normes d'environnement sur le traitement des eaux usées, l'élimination des déchets solides, la préservation de certaines zones à caractère sensible, la remise en état des dépôts, des bancs d'emprunt et des secteurs touchés par les installations temporaires, et la surveillance écologique du chantier.

1.3.4.3 Mesures de mise en valeur

Les mesures de mise en valeur qu'Hydro-Québec est prête à réaliser au site Delaney, ont pour but de favoriser son insertion harmonieuse dans une région dont la vocation touristique est reconnue.

Dans la conception du réseau routier nécessaire à la réalisation du projet Delaney, Hydro-Québec a tenu compte des avis reçus lors des rencontres de consultation. Ce réseau contribuera au développement touristique en permettant une circulation efficace et en facilitant l'accès à de nouveaux territoires.

Par ailleurs, Hydro-Québec est prête à réaliser à ses frais des aménagements récréatifs et fauniques au site du projet, à certaines conditions. Celles-ci ont été présentées aux divers publics consultés durant l'été de 1979. Ces conditions sont les suivantes :

- les ministères concernés du gouvernement du Québec ou un organisme mandaté devront s'engager officiellement à prendre la responsabilité de l'exploitation des aménagements;
- les aménagements retenus devront être choisis à même les possibilités inventoriées par Hydro-Québec dans le cadre de l'étude d'impact sur l'environnement;
- les coûts de construction des aménagements retenus ne devront pas dépasser les estimations établies par Hydro-Québec lors des études d'avant-projet. Ces coûts seront majorés en fonction des taux d'inflation annuels.

En ce qui concerne la gestion des aménagements, le milieu a manifesté la volonté de l'assumer. Le ministère du Loisir, de la Chasse et de la Pêche s'est également prononcé pour une gestion locale ou régionale des aménagements. Les discussions devront se poursuivre sur cette question afin qu'on parvienne à une entente qui respecte la position d'Hydro-Québec.

On peut donc conclure que, globalement, le bilan environnemental est acceptable. La réalisation de la centrale Delaney favorisera l'économie régionale et le développement touristique. Compte tenu des mesures de protection et des mesures de mise en valeur qu'Hydro-Québec s'engage à prendre, les effets négatifs sur les milieux humain et naturel seront réduits.

1.3.5 Activités de communication

À chaque étape des études, Hydro-Québec a informé les publics concernés par la réalisation de la centrale Delaney sur l'évolution du projet et les a invités à faire part de leurs préoccupations.

1.3.5.1 Activités avant 1979

Lors de rencontres d'information tenues en 1974, 1975 et 1976, avec les représentants du comté de Portneuf et le public intéressé, les questions ont porté principalement sur les possibilités de régulariser les crues grâce aux ouvrages de retenue, le remplacement des routes submergées, le nombre de propriétaires risquant d'être expropriés, le tracé des lignes de transport, la conservation de la chute Delaney, l'aménagement des abords du site pour les loisirs et le problème de la circulation pendant la construction.

En 1976, une autre série de réunions avec les représentants des organismes gouvernementaux, régionaux et locaux intéressés visait à mieux connaître le milieu socio-économique et à étudier les interactions possibles entre leurs projets et le projet Delaney. Ces rencontres ont permis de mieux percevoir la situation du logement, la situation économique et la vocation touristique de la région et de les relier au projet.

Les discussions qui se sont poursuivies au cours de l'année 1977 et principalement à la fin de 1978 ont porté surtout sur le réseau routier.

Toutes ces réunions ont donné aux intéressés l'occasion de se familiariser avec le projet, de suivre les études et d'entrevoir les effets que pourrait entraîner la construction de la centrale. Les données recueillies au cours de ces rencontres ont été intégrées à l'étude des répercussions sur l'environnement.

1.3.5.2 Activités en 1979

À la fin de juin 1979, Hydro-Québec a mené une campagne intensive d'information et de consultation sur le projet Delaney. Lors de cette campagne, Hydro-Québec a rencontré les conseils municipaux de la ville de Saint-Raymond et de la paroisse de Saint-Raymond, les différents ministères intéressés par le dossier, des organismes locaux et régionaux, les propriétaires pouvant être expropriés ainsi que le public intéressé et elle a mis à leur disposition un dossier d'information. Durant cette période, Hydro-Québec a également installé un kiosque d'information au centre commercial de Saint-Raymond.

Les différentes rencontres ont permis de mettre à jour les informations que les différents publics possédaient déjà sur le dossier et de les consulter plus particulièrement sur les sujets suivants :

1. le réseau routier;
2. les répercussions socio-économiques pendant la construction;
3. l'opportunité de l'implantation d'aménagements récréatifs et fauniques;
4. la participation des organismes à la gestion de ces aménagements.

1.3.5.3 Conclusion

L'intérêt de la population de la région pour le projet Delaney est certain. Il s'est manifesté par une participation importante lors des rencontres d'information et par la formulation de nombreuses suggestions.

D'une façon générale, les différents publics ont exprimé leur satisfaction en ce qui a trait à la qualité et à la quantité de l'information reçue tout au long du processus d'étude.

On peut affirmer que le projet est globalement bien accepté par la population. Les gens sont généralement satisfaits du réseau routier proposé et sont favorables à l'implantation d'aménagements récréatifs et fauniques. Les conseils municipaux ainsi que les différents organismes sont conscients des répercussions socio-économiques du projet et soulignent l'importance d'une collaboration d'Hydro-Québec en vue de les réduire pendant la période de construction.

Quant à la gestion des aménagements récréatifs et fauniques, nombreux sont ceux qui ont exprimé le désir qu'elle soit décentralisée. Cependant, aucun organisme n'a voulu s'engager immédiatement à la prendre en main. Cette question pourra être négociée au cours de la période de construction de la centrale puisque les aménagements ne seraient réalisés qu'à la fin des travaux.

Enfin, Hydro-Québec envisage de poursuivre le dialogue avec les différents publics pendant et après la construction. Ceci se concrétisera en particulier par la mise sur pied d'un centre d'accueil et d'information temporaire pendant les premières années de la construction. Par la suite, un centre d'accueil et d'information permanent est également prévu.

1.4 JUSTIFICATION ÉCONOMIQUE DU PROJET

L'évaluation d'un projet se fait en plusieurs étapes qui font partie intégrante de la planification des équipements de production d'électricité. Cette section décrit donc en premier lieu le processus de planification pour ensuite rendre compte des études économiques portant spécifiquement sur le projet de réalisation de la centrale de pompage Delaney.

1.4.1 Contexte de la planification des équipements

L'aboutissement des activités de planification est la mise au point du programme d'équipement. Celui-ci est un ensemble de projets, approuvés, proposés ou envisagés, dont la réalisation s'échelonnera sur un certain nombre d'années.

Avant de figurer au programme d'équipement, les projets font partie du programme d'études. Ils sont soumis à plusieurs évaluations et comparés entre eux tout au long du processus de planification. Ceux qui sont le plus avantageux par rapport aux besoins prévus font l'objet d'une recommandation de réalisation.

1.4.1.1 Le programme d'équipement et le programme d'étude

Compte tenu des besoins prévus à moyen et à long terme, une série de projets est d'abord sélectionnée et fait l'objet d'études préliminaires sur les plans technique et économique. Les projets les moins intéressants sont alors abandonnés et d'autres sont retenus pour des études ultérieures; parmi ces derniers, certains ne présentent pas un intérêt immédiat, mais sont quand même gardés pour plus tard; les autres, qui semblent particulièrement prometteurs, passent à l'étape des études d'avant-projet préliminaire. Une autre élimination se fait en fonction de critères techniques, économiques et environnementaux, et c'est ensuite l'étape des études d'avant-projet définitif, suivie éventuellement par une recommandation de réalisation.

Il s'ensuit donc que les projets ne sont pas uniquement évalués en soi, mais par rapport à un ensemble de besoins prévus et de ressources disponibles. Il s'ensuit également que les projets faisant l'objet d'une recommandation ont été inclus dans le programme d'études plusieurs années auparavant. Entre le moment où sont entreprises les premières études sur un projet d'équipement de production et le moment où sa réalisation est recommandée, il peut s'écouler de huit à dix ans, ou même davantage parfois.

1.4.1.2 Démarche relative aux équipements de pointe

Avant de retracer brièvement les principales décisions concernant directement ou indirectement le projet Delaney, examinons pourquoi la demande de pointe exige à présent la mise en place d'équipements spécialisés comme celui-ci, contrairement à ce qui semble s'être produit autrefois.

Pendant longtemps, les centrales hydroélectriques d'Hydro-Québec étaient suréquipées afin de répondre tant à la demande de base qu'à la demande de pointe. Il était alors économique d'agir ainsi, car les centrales étaient assez près des centres de consommation, et les coûts de transport, relativement peu élevés. Au fur et à mesure qu'il a fallu aménager des centrales très éloignées des centres de consommation, le suréquipement a cessé d'être une solution systématique, car il ne permet plus de répondre de façon économique à tous les besoins de pointe. Il demeure cependant un moyen avantageux de répondre à certaines catégories de ces besoins.

Au moment où a été prise la décision d'aménager le complexe La Grande, destiné à répondre à la demande de base, il était établi qu'Hydro-Québec devrait installer une quantité importante d'équipements de pointe pour rétablir l'équilibre entre la production de base et la production de pointe, de façon à satisfaire tous les besoins.

Deux options étaient alors possibles : étaler l'aménagement du complexe La Grande et installer simultanément des équipements de pointe, ou aménager plus rapidement le complexe La Grande et installer ensuite des équipements de pointe.

C'est cette dernière option qui a été retenue. Dès ce moment, des études sur de nombreux projets d'équipements de pointe ont été entreprises et l'échancier d'aménagement du complexe La Grande a été établi en conséquence. Les dates de mise en service des centrales de LG 2, LG 3 et LG 4 s'échelonnent jusqu'en 1985. La production énergétique de ces centrales, qui s'ajoutera à celle des centrales de base en exploitation, suffira aux besoins de base prévus jusqu'en 1988 inclusivement.

A la suite d'études économiques menées près de huit ans après la décision initiale, il a été décidé que les centrales de LG 3 et de LG 4 seraient suréquipées et qu'elles contribueraient donc aussi à répondre à une partie de la demande de pointe. Cette décision résulte du fait que, au cours des dernières années, le coût du transport de l'électricité a augmenté moins rapidement que le coût de certains équipements de pointe pouvant être installés plus près des centres de consommation. Il peut donc, dans certains cas, devenir avantageux de suréquiper des centrales hydroélectriques éloignées. Malgré cet apport et celui du suréquipement de Manic 5 dont la réalisation est prévue pour 1985, il restera en 1985 et aux cours des années subséquentes d'importants besoins de pointe à satisfaire.

1.4.2 Les besoins d'équipements

1.4.2.1 Les besoins de pointe pour la période 1986-1990

Pour planifier son programme d'équipement, Hydro-Québec établit sa prévision des besoins d'électricité en puissance et en énergie. Afin de répondre à l'augmentation de la demande et compte tenu du parc d'équipement installé une fois achevés la phase I du complexe La Grande et le suréquipement de Manic 5, on devra installer jusqu'en 1990 près de 7900 MW additionnels.

Les besoins d'équipement de base représentent 2700 MW de ce total, alors que les besoins d'équipement de pointe sont estimés à près du double, soit 5200 MW. Cette différence s'explique par le fait qu'une fois achevée la phase I du complexe La Grande en 1985, le parc d'équipement comportera suffisamment de centrales de base pour les trois années qui

suivront. Des efforts particuliers devront alors être consacrés à la satisfaction des besoins en équipement de pointe de la période 1986-1990.

Le tableau suivant montre la répartition annuelle des besoins d'équipement pour cette période. On remarque que les besoins d'équipement de pointe sont particulièrement importants en 1987, 1988 et 1989.

TABLEAU 7

RÉPARTITION ANNUELLE DES BESOINS D'ÉQUIPEMENT 1986-1990
(MW)

Année	Base	Pointe	Total
1986	-	100	100
1987	-	1900	1900
1988	-	1900	1900
1989	900	1100	2000
1990	1800	200	2000
Total	2700	5200	7900

1.4.2.2 L'utilisation économique des équipements de pointe

Nous avons, jusqu'à présent, parlé des besoins de pointe comme s'il s'agissait d'un tout homogène. La réalité est cependant plus complexe. En effet, il importe, de connaître la durée de la période où ces besoins existent pour pouvoir choisir les équipements appropriés. Or, cette durée est extrêmement variable. Certains des besoins de pointe se manifestent pendant de longues périodes pouvant dépasser 1000 heures par année, alors qu'à l'autre extrême d'autres ne se présentent que pendant quelques heures.

Comme nous le verrons plus loin, chaque type d'équipement de pointe est avantageux par rapport aux autres sur le plan économique, pour autant qu'il fonctionne pendant des périodes dont les limites lui sont propres.

La simulation du fonctionnement du parc d'équipement des années futures a permis de déterminer des plages de fonctionnement économique pour les divers équipements de pointe, compte tenu de l'éventail des besoins à satisfaire et du coût global des installations envisagées. Le tableau suivant résume les résultats de cette étude de simulation.

TABEAU 8

UTILISATION ÉCONOMIQUE DES ÉQUIPEMENTS DE POINTE

Types d'équipements	Durée de fonctionnement (heures/an)
Turbines à gaz	jusqu'à environ 100 heures
Centrale de pompage	de 100 heures à 500 heures
Suréquipement hydraulique	plus de 500 heures

Les deux points d'équilibre indiqués au tableau, soit 100 et 500 heures, peuvent toutefois être modifiés par divers paramètres.

Par exemple, une hausse du prix du pétrole plus élevée que la hausse actuellement prévue aurait pour effet d'abaisser la limite des 100 heures et de réduire ainsi la durée pendant laquelle l'utilisation des turbines à gaz est économique.

Dans le cas de la comparaison entre les centrales de pompage et le suréquipement, le point d'équilibre pourrait se déplacer selon les caractéristiques techniques et économiques des projets considérés. Sur le plan exclusivement économique, le suréquipement est avantageux quand la durée de fonctionnement se situe au-delà de 1000 heures par année. Cependant, si l'on tient compte également des contraintes d'exploitation du réseau, qui limitent la durée de fonctionnement des centrales de pompage, le suréquipement commence à devenir intéressant dès que la durée de fonctionnement par année atteint 500 heures.

En somme, les turbines à gaz sont économiques pour un fonctionnement annuel pouvant aller jusqu'à 100 heures, d'après les estimations actuelles. Entre cette limite et 500 heures de fonctionnement annuel, les centrales de pompage sont nettement privilégiées. Plus la durée dépasse les 500 heures, plus le suréquipement est avantageux.

Pour la période 1986-1990, les besoins de pointe ont été estimés à 5200 MW. Grosso modo, un peu moins de la moitié de ces besoins se manifeste pendant de très courtes périodes pour lesquelles les turbines à gaz sont les plus appropriées. Le reste se présente pendant des périodes pouvant aller jusqu'à 500 heures environ.

Par conséquent, les équipements à installer devraient se répartir à peu près également entre les turbines à gaz et les centrales de pompage. La quantité de puissance de suréquipement à installer durant la période 1986-1990 est peu importante puisqu'au cours des années précédentes 2000 MW de suréquipement auront été installés à LG 3, LG 4 et Manic 5.

Dans la section qui suit, on examine l'avantage économique du projet Delaney par rapport à d'autres équipements de pointe.

1.4.3 Études économiques

Pour établir s'il est avantageux, sur le plan économique, d'installer la centrale de pompage Delaney, on comparera le coût de cet équipement au coût d'autres projets pouvant fournir une production équivalente. Rappelons que les études de simulation ont montré que la centrale de pompage Delaney permettrait de répondre aux besoins de puissance d'une durée comprise entre 100 et 500 heures par année pour un fonctionnement moyen de 350 heures.

1.4.3.1 Coûts actualisés du projet

En actualisant les frais d'investissement relatifs à la centrale et aux équipements de transport et les frais d'exploitation, on peut établir, à des fins d'évaluation économique, le coût total du projet.

- Frais d'investissement

Au seul chapitre des investissements requis pour la centrale, la ligne et les postes, le coût de ce projet de 2110 MW, actualisé en 1989, s'établit à 2309 millions de dollars (1), soit un coût unitaire de 1094 dollars par kW.

- Coût du pompage et coûts d'exploitation

Les coûts du pompage et de l'exploitation correspondent à toutes les dépenses reliées au fonctionnement de la centrale pendant sa vie utile.

Outre les frais fixes d'entretien et d'exploitation qui sont indépendants de l'utilisation de la centrale et qu'on a estimés à 94 dollars par kW actualisés en 1989, on a évalué les frais variables pour différents niveaux d'utilisation de la centrale.

Il faut souligner que les frais variables d'exploitation d'une centrale de pompage diffèrent légèrement de ceux d'une centrale hydroélectrique classique. Pour celle-ci, l'eau provient des apports naturels du bassin en amont de la centrale. Par contre, dans le cas d'une centrale de pompage, le réservoir supérieur est rempli artificiellement, en pompant l'eau du réservoir inférieur dans le réservoir supérieur.

Le coût de revient de l'eau disponible dans le réservoir supérieur doit donc être évalué à partir du coût de l'électricité consommée durant les périodes de pompage. Ces périodes correspondent aux heures de faible demande, alors que seules les centrales de base sont en exploitation. Le coût de l'électricité produite durant ces périodes équivaut

1) Ce montant est supérieur au coût capitalisé, car la capitalisation s'effectue au fur et à mesure des mises en service des groupes qui s'échelonnent entre 1987 et 1989.

donc au coût des centrales de base qui seront installées durant la vie utile de la centrale Delaney. On les évalue à l'aide des coûts marginaux de l'électricité.

Actualisé à l'année 1989, le coût marginal de l'énergie hors pointe est estimé à 493 \$/MWh pour 50 ans, durée de vie utilisée pour l'évaluation économique de la centrale. Soulignons que, pour le calcul du coût du pompage, il faudra tenir compte du fait que, pour chaque MWh turbiné, on devra soutirer 1,33 MWh sur le réseau pour le pompage.

Le tableau suivant présente les coûts unitaires d'exploitation de cette centrale pour différents degrés d'utilisation.

TABLEAU 9

COÛTS UNITAIRES D'EXPLOITATION DE LA CENTRALE DELANEY

(en dollars de 1989 par kW)

Nombre d'heures d'utilisation annuelle	Coût du pompage	Frais fixes	Coûts unitaires d'exploitation
0	-	94	94
100	66	94	160
200	131	94	225
300	197	94	291
350	230	94	324
400	263	94	357
500	328	94	422

- Coût total

Les coûts unitaires d'investissements et d'exploitation correspondant à différentes durées annuelles d'utilisation, sont indiqués au tableau suivant.

TABLEAU 10
COÛTS UNITAIRES DU PROJET DELANEY
(en dollars de 1989 par kW)

Nombre d'heures d'utilisation annuelle	Investissement	Exploitation	Total
0	1094	94	1188
100	1094	160	1254
200	1094	225	1319
300	1094	291	1385
350	1094	324	1418
400	1094	357	1451
500	1094	422	1516

Une fois parvenue aux principaux centres de consommation, l'électricité produite par la nouvelle centrale Delaney a un coût évalué à 1418 dollars de 1989 par kW, pour un fonctionnement moyen de 350 heures par année. Étant donné que la puissance garantie de la centrale est de 2110 MW, le montant total d'investissement et d'exploitation est estimé à 2992 millions de dollars. On notera que les coûts d'exploitation correspondants représentent près de 23 % de ce montant.

1.4.3.2 Comparaison économique avec des solutions de rechange

Dans un premier temps, nous allons évaluer l'intérêt d'autres projets ou de combinaisons de projets réalisables pendant la même période et pouvant fournir une production équivalente à celle de la centrale Delaney. Dans un second temps, nous déterminerons le coût de substituer à Delaney ces solutions de rechange.

Pour pouvoir comparer les divers équipements de pointe, on établira pour chacun le coût de la production annuelle d'un kW additionnel pendant un même nombre d'heures. Ce coût est

calculé à partir des investissements requis et des coûts de production qui comprennent des frais fixes d'entretien et d'exploitation et des coûts variables. Dans le cas des turbines à gaz, ces coûts variables correspondent aux coûts du combustible. Pour les centrales de pompage, il s'agit du coût du pompage. Pour le suréquipement, il s'agit du coût de remplacement de l'eau turbinée en pointe.

Nous avons également tenu compte des différences de durées de vie, des coûts de réserves en puissance et des coûts du transport de l'énergie.

Rappelons que divers projets de centrales de pompage avaient été envisagés pour la période 1986-1990. Les sites qui semblaient particulièrement propices à l'aménagement de ce type d'équipement étaient les sites Delaney, Proulx et Louis. Le projet Delaney étant le plus intéressant, c'est le seul qui a été retenu pour réalisation avant 1990, compte tenu des besoins de pointe à satisfaire.

Dans les paragraphes suivants, nous examinerons d'abord l'intérêt de remplacer le projet de centrale de pompage Delaney par des turbines à gaz, ensuite par du suréquipement, puis enfin par une combinaison de ces deux types d'équipement.

- Remplacement par des turbines à gaz

Au premier abord, on pourrait penser à installer davantage de turbines à gaz et à les exploiter plus longtemps. Cependant, rappelons-le, la tranche des besoins à laquelle il faut répondre se manifestera pendant des durées comprises entre 100 heures et 500 heures; ces durées se situent bien au-delà de la limite à partir de laquelle les turbines à gaz cessent d'être rentables.

Les coûts unitaires d'investissement et d'exploitation des turbines à gaz, correspondant à différentes durées annuelles d'utilisation, sont indiqués au tableau suivant.

TABLEAU 11
COÛTS UNITAIRES DES TURBINES A GAZ
(en dollars de 1989 par kW)

Nombre d'heures d'utilisation annuelle	Investissement	Exploitation	Total
0	982	62	1044
100	982	344	1326
200	982	626	1608
300	982	908	1890
350	982	1049	2031
400	982	1190	2172
500	982	1472	2454

Pour des installations équivalentes à Delaney, c'est-à-dire pouvant être utilisées en moyenne pendant 350 heures par année, le coût unitaire correspondant serait de 2031 dollars par kW à installer; pour 2110 MW, on obtient donc un montant de 4285 millions de dollars de 1989.

- Remplacement par du suréquipement

Parmi les projets à l'étude, seul le suréquipement des centrales de LG 2 et de LG 1 pouvait servir à la comparaison. Il présente à la fois une puissance comparable à Delaney et pourrait être réalisé dans les délais voulus. Quant au projet de suréquipement du complexe NBR, il ne pourrait sans doute être réalisé à temps. De toute façon, son coût unitaire dépasserait d'environ 30 % celui de LG 1 et LG 2.

Précisons tout d'abord que le suréquipement de la centrale de LG 2 et celui de la centrale de LG 1 doivent être considérés simultanément, car ils sont indissociables. En effet, le bief amont de la centrale de LG 1, en aval de LG 2, a une très faible capacité d'emmagasinement. Par conséquent, la centrale de LG 1 doit pouvoir utiliser immédiatement toute augmentation du débit de LG 2. Sinon, il faudrait déverser, ce qui entraînerait des pertes coûteuses d'énergie.

Le tableau suivant présente les coûts unitaires pour différents niveaux d'utilisation annuelle du suréquipement.

Le coût total est composé des investissements et des coûts d'exploitation, ceux-ci se subdivisant en frais fixes et en coût de remplacement de l'eau turbinée. Ce dernier coût est estimé à l'aide des coûts marginaux de l'électricité.

TABLEAU 12

COÛTS UNITAIRES DU SURÉQUIPEMENT

(en dollars de 1989 par kw)

Nombre d'heures d'utilisation annuelle	Investissement	Exploitation	Total
0	1541	172	1713
100	1541	221	1762
200	1541	270	1811
300	1541	319	1860
350	1541	344	1885
400	1541	368	1909
500	1541	417	1958

En conséquence, pour une utilisation annuelle moyenne de 350 heures, le coût unitaire total serait de 1885 dollars par kW à installer. Etant donné une puissance garantie de 2110 MW, le montant total d'investissement et d'exploitation est estimé à 3977 millions de dollars de 1989.

- Remplacement par une combinaison de turbines à gaz et de suréquipement

En comparant les tableaux 11 et 12, on remarque que pour 200 heures et moins, le recours aux turbines à gaz est toujours plus économique que le recours aux suréquipements.

Par contre, pour 300 heures et plus, la situation est inversée. Il existe donc un point d'équilibre compris entre 200 heures et 300 heures où le coût de l'électricité produite par le suréquipement est identique à celui de l'électricité produite par les turbines à gaz.

De ce fait, on pourrait penser à installer une combinaison de ces deux types d'équipements pour remplacer la centrale Delaney. Cette solution combine l'intérêt économique des turbines à gaz pour les durées d'utilisation les plus courtes avec celui du suréquipement pour les durées d'appel plus longues, d'où son coût inférieur aux autres solutions.

La combinaison la plus économique correspond approximativement à une solution moitié turbines à gaz, moitié suréquipement. Le temps moyen de fonctionnement des turbines à gaz serait de 225 heures et celui du suréquipement de 475 heures environ. Le coût total des turbines à gaz serait de 1771 millions de dollars pour 1055 MW. De façon analogue, le coût total du suréquipement serait de 2054 millions de dollars. Le coût de la combinaison serait donc de 3825 millions de dollars pour 2110 MW.

- Comparaison économique du projet Delaney avec les solutions de rechange

Le tableau suivant regroupe les coûts de chacune des solutions examinées.

TABLEAU 13

RÉCAPITULATION DES SOLUTIONS

<u>Solutions</u>	<u>Delaney</u>	<u>Turbines à gaz</u>	<u>Suréquipement</u>	<u>Turbines à gaz + Suréquipement</u>
Coût actualisé (en millions de dollars)	2992	4285	3977	3825
Écart par rapport à Delaney	-	+43 %	+33 %	+28 %

On constate que le projet Delaney apparaît comme la solution la plus économique. La meilleure solution de rechange, c'est-à-dire moitié turbines à gaz, moitié suréquipement, coûterait environ 28 % de plus, tandis que les solutions de rechange constituées en totalité de turbines à gaz ou de suréquipement s'en écarteraient respectivement de 43 % et de 33 %.

La centrale Delaney constitue donc le projet le plus approprié pour répondre à la tranche des besoins considérés.

Les unités administratives qui ont contribué au présent rapport sont les suivantes:

Vice-présidence Programme d'équipement

Direction Planification
Direction Projets de centrales
Direction Environnement

Avec la collaboration des directions Programmation et Contrôle, Projets électrotechniques et Construction de centrales

Vice-présidence Information

Communications/Programme d'équipement

Avec la collaboration du service Relations publiques de la région Montmorency.

