

ANNEXE 2

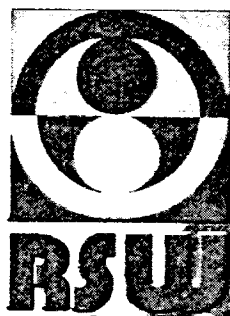
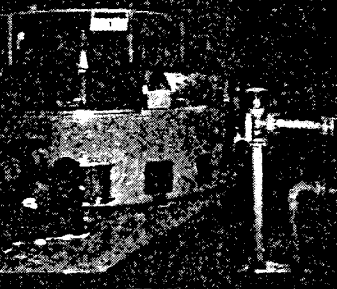
**RAPPORT PRÉLIMINAIRE – VOLET 1
PROJECTION DE LA DEMANDE
ET BILAN ÉNERGÉTIQUE**

CONSEIL DE LA NATION DES MONTAGNAIS DE SCHEFFERVILLE
(Nation Innu Matimekosh)

LE CONSEIL DES NASKAPIS DU QUÉBEC
(Naskapi Nation of Kawawachichamach)

**ÉTUDE SUR LA CENTRALE DE MENIHEK ET SES
RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DISTRIBUTION**

RAPPORT PRÉLIMINAIRE - VOLET 1
PROJECTION DE LA DEMANDE ET BILAN ÉNERGÉTIQUE
P(44)0086E-032



**LE CONSEIL DE LA NATION DES MONTAGNAIS
DE SCHEFFERVILLE
(Nation Innu Matimekosh)**

**LE CONSEIL DES NASKAPIS DU QUÉBEC
(Naskapi Nation of Kawawachikamach)**

**ÉTUDE SUR LA CENTRALE DE MENIHEK ET
SES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DISTRIBUTION**

**PROJECTION DE LA DEMANDE
ET BILAN ÉNERGÉTIQUE**

**RAPPORT PRÉLIMINAIRE
VOLET 1**

RSW inc.
800, boul. René-Lévesque Ouest
Bureau 2600
Montréal, Québec, H3B 1Z1

P(44)0086-E-032

*Novembre 2001
Preliminaire*

Téléphone : (514) 878-2621

Télécopieur : (514) 397-0085

Courriel : rsw@rswinc.com

TABLE DES MATIÈRES

	Page
SOMMAIRE EXÉCUTIF	II
LISTE DES DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE	IV
1 INTRODUCTION	1
1.1 MANDAT 1	
1.2 CONTENU DU RAPPORT	1
2 MÉTHODOLOGIE	3
2.1 PRÉVISION DE LA DEMANDE	3
2.2 ÉVALUATION DU POTENTIEL ÉNERGÉTIQUE DE LA CENTRALE DE MENIHEK	4
2.2.1 Description du modèle	4
2.2.2 Données du modèle	5
3 PROJECTION DE LA DEMANDE	13
3.1 HISTORIQUE DE LA PRODUCTION	13
3.2 HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION	14
3.3 PRÉVISIONS DE L'ACCROISSEMENT DE LA DEMANDE	17
3.3.1 Données de base	17
3.3.2 Hypothèses retenues pour la prévision de la demande.....	19
3.3.3 Demande prévue selon les hypothèses retenues	21
3.3.4 Répartition mensuelle de la demande.....	23
4 ÉVALUATION DU POTENTIEL ÉNERGÉTIQUE DE LA CENTRALE DE MENIHEK	24
4.1 DONNÉES DE BASE.....	24
4.1.1.1 Aménagement et réservoir.....	24
4.1.1.2 Hydrologie	27
4.2 CALCULS ET RÉSULTATS.....	32
5 CONCLUSIONS	38
5.1 PRÉVISION DE LA DEMANDE	38
5.2 POTENTIEL ÉNERGÉTIQUE DE LA CENTRALE DE MENIHEK	38
5.3 SCÉNARIOS D'EXPLOITATION	39

ANNEXE A : Génération et distribution de l'électricité à Schefferville de 1998 à 2000

ANNEXE B : Évaluation des pertes sur le réseau de Menihek

SOMMAIRE EXÉCUTIF

DONNÉES HISTORIQUES

Selon les historiques de production et de consommation disponibles, il y a eu peu de variation de la demande depuis 1990. La production annuelle moyenne a été de 38,3 GWh et la demande de pointe de 9,1 MW.

PRÉVISION DE LA DEMANDE

Selon les catégories d'usagers, les besoins futurs en électricité qui ont été identifiés lors de cette étude sont les suivants :

- Secteur domestique

Un accroissement de la demande basé sur l'évolution démographique des communautés de Matinechosh-Lac John et Kawawachikamach est à prévoir. Cet accroissement est principalement relié aux besoins de chauffage des nouvelles unités de logement.

- Secteur commercial-institutionnel

Un accroissement de la demande relié à l'évolution démographique est à prévoir.

- Secteur industriel

Certains projets d'investissement ont été identifiés. Ils sont tous à un stade très préliminaire et leur chance de se concrétiser reste à démontrer. Aucun n'a été retenu pour la prévision d'accroissement de la demande.

- La consommation actuelle non mesurée a été intégrée dans les besoins énergétiques futurs.

- Trois scénarios d'accroissement de la demande ont été évalués, sur un horizon de 25 années (de 2001 à 2026).

- un scénario à faible croissance où sept (7) unités de logement s'ajoutent annuellement. La demande annuelle prévue en 2026 est de 45 GWh avec une pointe de 10,7 MW.

- un scénario de forte croissance où quinze (15) unités de logements s'ajoutent annuellement. La demande annuelle prévue est de 52 GWh avec une pointe de 12,4 MW.

POTENTIEL ÉNERGÉTIQUE DE LA CENTRALE DE MENIHEK

Le potentiel énergétique de la centrale de Menihek a été évalué grâce à un modèle de simulation des opérations de gestion. Les simulations ont été réalisées pour les sept cas suivants :

- Cas 1 : Aménagement existant - demande (2001) actuelle;
- Cas 2 : Aménagement existant - demande future (2026) selon le scénario à faible croissance;
- Cas 3 : Aménagement existant - demande future (2026) selon le scénario à forte croissance;
- Cas 4 : Aménagement rehaussé à 451,10 m (1480 pi) - demande future (2026) selon le scénario à faible croissance;
- Cas 5 : Aménagement rehaussé à 451,10 m (1480 pi) - demande future (2026) selon le scénario à forte croissance;
- Cas 6 : Aménagement rehaussé à 451,10 m (1480 pi), ajout d'un 4^e groupe - demande future (2026) selon le scénario à faible croissance;
- Cas 7 : Aménagement rehaussé à 451,10 m (1480 pi), ajout d'un 4^e groupe - demande future (2026) selon le scénario à forte croissance.

Les résultats relatifs à l'énergie sont présentés au tableau 1.1. La comparaison entre le potentiel du site, tant en puissance qu'en énergie, avec la demande permet d'établir les surplus disponibles.

LE CONSEIL DE LA NATION DES MONTAGNAIS DE SCHEFFERVILLE
LE CONSEIL DES NASKAPIS DU QUÉBEC

Projection de la demande et bilan énergétique
Rapport volet 1

Sommaire exécutif

CAS	POTENTIEL ÉNERGÉTIQUE (GWh)	DEMANDE ÉNERGÉTIQUE (GWh)	SURPLUS ÉNERGÉTIQUE (GWh)
1	132,6	38,0	94,6
2	132,6	44,9	87,7
3	132,6	52,1	80,5
4	159,4	44,9	114,5
5	159,4	52,1	107,3
6	206,3	44,9	161,4
7	206,3	52,1	154,2

Les résultats relatifs à la puissance sont présentés au tableau 1.2.

CAS	POINTE DISPONIBLE (MW)	POINTE DE LA DEMANDE (MW)	SURPLUS DE PUISSANCE EN POINTE (MW)
1	17,20	9,03	8,17
2	17,20	10,68	6,52
3	17,20	12,40	4,80
4	18,20	10,68	7,52
5	18,20	12,40	5,80
6	26,90	10,68	16,22
7	26,90	12,40	14,50

La centrale de Menihék est en mesure de répondre à la demande énergétique pour les 25 prochaines années, en supposant que l'accroissement de la demande énergétique se fera selon les scénarios considérés. Même dans l'optique que l'accroissement de la demande énergétique se fera selon un scénario fort et qu'aucune modification ne sera apportée à l'aménagement (cas 3), la centrale de Menihék a les capacités pour satisfaire les besoins énergétiques pour les 25 prochaines années.

LE CONSEIL DE LA NATION DES MONTAGNAIS DE SCHEFFERVILLE

LE CONSEIL DES NASKAPIS DU QUÉBEC

Projection de la demande et bilan énergétique

Rapport volet 1

Sommaire exécutif

La demande actuelle et les prévisions quant à la demande future laissent présager des risques importants advenant le bris prolongé du groupe le plus important, le groupe 3. En effet, la perte prolongée de ce groupe, dont la pointe énergétique disponible est évaluée à 8,4 MW (à 10,4 m de chute nette), entraînerait de sérieuses contraintes face à la satisfaction des besoins énergétiques, en période hivernale (novembre à mars). À l'heure actuelle, le groupe 1 et le groupe 2 dont la pointe énergétique totale est de 8,8 MW (à 10,4 m de chute nette), ne pourraient satisfaire la demande énergétique du mois de janvier advenant un bris du groupe 3 durant cette période de l'année. L'accroissement de la demande énergétique ne fera qu'étendre les risques à des périodes de plus en plus prolongées. (L'entretien du groupe 3 est donc primordial à la satisfaction de la demande énergétique tout au long de l'année.)

LISTE DES DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE

1. Base de données relatives à la centrale Menihek compilées par BBA.
2. Banque de données – Statistiques Menihek 1998-2001, fournies par Schefferville Power.
3. Conseil Montagnais de Matimekosh-Lac-John – Énoncé préliminaire d'immobilisation 1998-2003.
4. Menihek Generating Station – Needs Evaluation : Community Description 10 October 2001, Paul Renzoni, Atmacinta.
5. Menihek Generating Station – Energy Projections October 12, 2001, P.F.F Wilkinson.
6. IOOC – Menihek Energy Study, Preliminary Report # SMR-17-89 Shawmont Newfoundland Limited, August 7, 1989.
7. Base de données Hydat : débits soutirés 1990-2000 – Environnement Canada.

1 INTRODUCTION

1.1 MANDAT

Suite à une offre de service présentée le 8 août 2001, la firme RSW inc. s'est vue confier, le 16 août suivant, un mandat pour réaliser une étude sur la centrale de Menihék et ses réseaux de transport et de distribution. Le mandat a été attribué par Gestion Conseil RSF, représenté en la personne de M. Ricky Fontaine agissant au nom du Conseil de la Nation des Montagnais de Shefferville (Nation Innu Matimekosk) et du Conseil des Naskapis du Québec (Naskapi Nation Kawawachikamach) pour effectuer l'étude relative à la remise en état de la centrale hydroélectrique de Menihék et de ses réseaux de transport et de distribution.

Le mandat est subdivisé en trois volets comme suit :

1. Évaluation des besoins et projections de la demande en énergie électrique.
2. Établissement de la mise à niveau des installations et mise à jour de l'étude réalisée par RSW en 1992-1993.
3. Élaboration d'un programme d'intervention.

L'objectif du présent document est la présentation des résultats de l'étude du volet 1 du mandat.

Selon les termes de référence, l'objectif visé par ce rapport est la présentation du bilan énergétique de la communauté cliente et des projections de la demande sur 25 ans.

1.2 CONTENU DU RAPPORT

Le présent rapport est divisé en quatre parties principales :

- La méthodologie utilisée pour la prévision de la demande et l'évaluation du potentiel énergétique de la centrale de Menihék est exposée au chapitre 2.
- Les données historiques de production et de consommation, les données utilisées pour la prévision de la demande ainsi que les résultats des prévisions sont exposés au chapitre 3.

**LE CONSEIL DE LA NATION DES MONTAGNAIS DE SCHEFFERVILLE
LE CONSEIL DES NASKAPIS DU QUÉBEC**

*Projection de la demande et bilan énergétique
Rapport volet 1*

1. Introduction

- Le potentiel énergétique de la centrale de Menihek et sa capacité à répondre à la demande future sont analysés au chapitre 4.
- Les conclusions de l'étude sont regroupées au chapitre 5.

2 MÉTHODOLOGIE

2.1 PRÉVISION DE LA DEMANDE

Pour établir les prévisions de consommation en électricité, les données historiques de production et de consommation sont utilisées selon les diverses catégories d'usagers.

Un profil de consommation type est ainsi établi et définit le point de départ pour évaluer la demande et la consommation futures.

Pour établir les prévisions de charge, les usagers sont regroupés en trois secteurs principaux, soit :

- le secteur domestique ou résidentiel qui englobe l'ensemble des résidences unifamiliales et à logements multiples;
- le secteur commercial et institutionnel comprend les usagers suivants :
 - les municipalités,
 - les commerces,
 - les édifices communautaires, les hôpitaux, cliniques, écoles, églises, loisirs, etc.
- le secteur industriel.

À ces charges, les pertes de génération, transport et distribution ainsi que la consommation non facturée sont ajoutées pour obtenir les besoins globaux de production.

L'augmentation des besoins en électricité a été établie à partir des données fournies par les représentants des communautés Naskapi et Innu ainsi que par la municipalité de Schefferville.

Pour établir les besoins futurs en énergie et en puissance, trois scénarios d'accroissement sont proposés (faible, moyen et fort).

2.2 ÉVALUATION DU POTENTIEL ÉNERGÉTIQUE DE LA CENTRALE DE MENIHEK

2.2.1 Description du modèle

Le potentiel énergétique de la centrale de Menihek a été évalué grâce à un modèle de simulation des opérations de gestion à la centrale de Menihek. Le modèle tient compte des contraintes d'exploitation rencontrées dans la réalité, c'est-à-dire qu'il établit la production énergétique en tenant compte des contraintes suivantes : la nécessité de répondre à la demande énergétique tout en suivant le patron de gestion du réservoir régi par les contraintes d'exploitation caractéristiques des deux périodes distinctes suivantes :

- période de vidange (1er décembre au 30 avril), où le niveau visé à la fin d'avril se situe à la cote d'exploitation minimale de 448,06 m (1 470 pi);
- période de remplissage (1er mai au 30 novembre), où le niveau visé se situe à la cote d'exploitation maximale de 449,58 m ou 451,10 m selon le scénario (1 475 pi ou 1 480 pi).

Le modèle fonctionne en établissant, sur une base journalière ou mensuelle, un bilan hydrique entre les apports naturels, les débits turbinés et les débits évacués. Les débits turbinés et évacués sont calculés à chaque pas de temps en fonction du volume du réservoir, des apports naturels et de la pointe de la demande énergétique.

Pour ce faire, le volume d'eau disponible à la fin du pas de temps précédent est d'abord comparé à la valeur cible située sur la courbe représentant le patron de gestion du réservoir en fonction du temps. Celle-ci a été établie en suivant le patron de gestion décrit précédemment.

Le débit soutiré à la centrale (évacué et turbiné) pendant le pas de temps choisi est le débit nécessaire, en tenant compte des apports, pour répondre à la pointe de la demande énergétique tout en suivant le mieux possible le patron de gestion du réservoir. Le débit maximal pouvant être turbiné est ensuite réparti entre les différents groupes afin de maximiser la production énergétique en optimisant l'opération de chacun des groupes. Le débit évacué est le débit non utilisé pour les fins de la production.

La production énergétique résultant du débit turbiné et le nouveau volume, produit du bilan hydrique entre les apports naturels et les débits soutirés (évacué et turbiné), sont ensuite calculés à la fin du pas de temps courant.

2.2.2 Données du modèle

Les données requises dans le modèle sont les suivantes :

- données des apports naturels (journalières ou mensuelles);
- données représentant les caractéristiques du réservoir et de l'aménagement;
- données représentant les paramètres de contrôle de la simulation : pointes de demande énergétique (journalières ou mensuelles), courbe représentant le patron de gestion du réservoir.

a) Hydrologie

Deux séries de données hydrologiques sont disponibles :

- la première série fournit les apports naturels mensuels pour la période de 1974 à 1988. Elle provient du rapport préliminaire d'étude du potentiel énergétique de la centrale Menihek réalisé en 1989 (Réf. 6);
- la seconde série fournit, sur une base journalière, les données d'exploitation de la centrale Menihek pour la période 1990-1999 sous la forme des niveaux d'eau du réservoir (Réf. 1) et les débits soutirés, turbinés et évacués (Réf. 7).

Tel qu'indiqué au chapitre 4, la seconde série a permis de reconstituer, par bilan hydrique, les apports naturels au réservoir pour la période 1990-1999.

Afin d'obtenir une série de données d'apports naturels mensuels couvrant une période de 25 années consécutives, l'année 1989 manquante a été obtenue en calculant la moyenne des valeurs reconstituées mensuellement des deux autres séries disponibles (1974 à 1988 et 1990 à 1999).

La série de données d'apports naturels journaliers ne couvrant seulement que 10 années (1990 à 1999), la série d'apports naturels mensuels couvrant 25 années (1974 à 1999) a plutôt été utilisée afin de simuler le potentiel énergétique sur la plus longue période de temps possible. Les simulations ont donc été réalisées avec un pas de temps mensuel. Un volume initial de réservoir plein a été considéré au début de la simulation. Les simulations tiennent également compte d'une période de maintenance d'une semaine par groupe durant l'été.

b) Influence du pas de temps

Afin de quantifier l'impact sur les résultats du choix d'un pas de temps mensuel plutôt que journalier, les résultats des simulations réalisées selon les deux types de pas de temps avec la série couvrant les années 1990 à 1999 ont été comparés. Ils montrent que, sur une base annuelle, la simulation mensuelle surestime la production de 2 %, dont 1 % pour la période d'hiver (décembre à avril) et 2,7 % pour le reste de l'année. En conséquence, les facteurs de correction suivants ont été appliqués aux valeurs de potentiel énergétique calculées par les simulations mensuelles :

- mai à novembre : 0,973
- décembre à avril : 0,99

c) Rendement des groupes

Les relations entre le débit turbiné et la puissance pour les groupes 1 et 2 ainsi que pour le groupe 3 (Réf. 1) sont illustrées aux figures 2.1 et 2.2 respectivement.

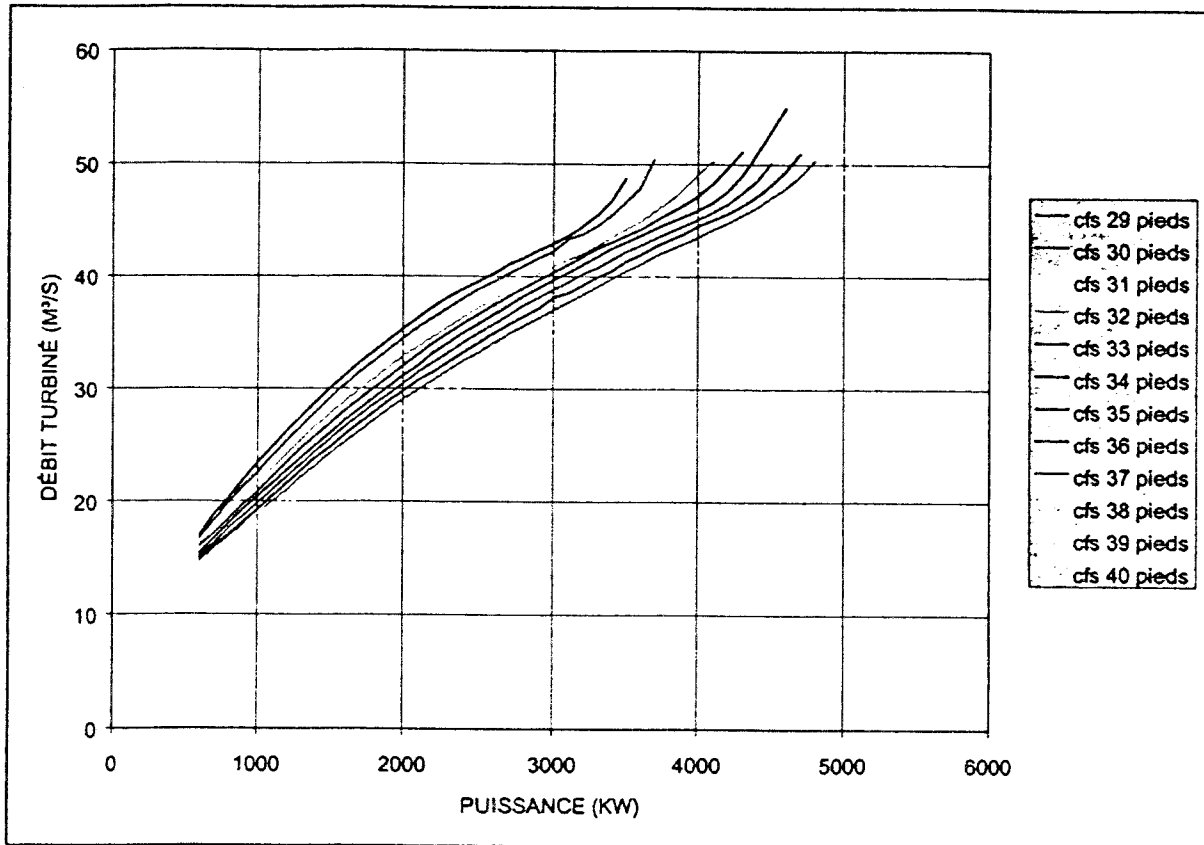


Figure 2.1 – Relation débit turbiné-puissance des groupes 1 et 2 en fonction de la chute nette

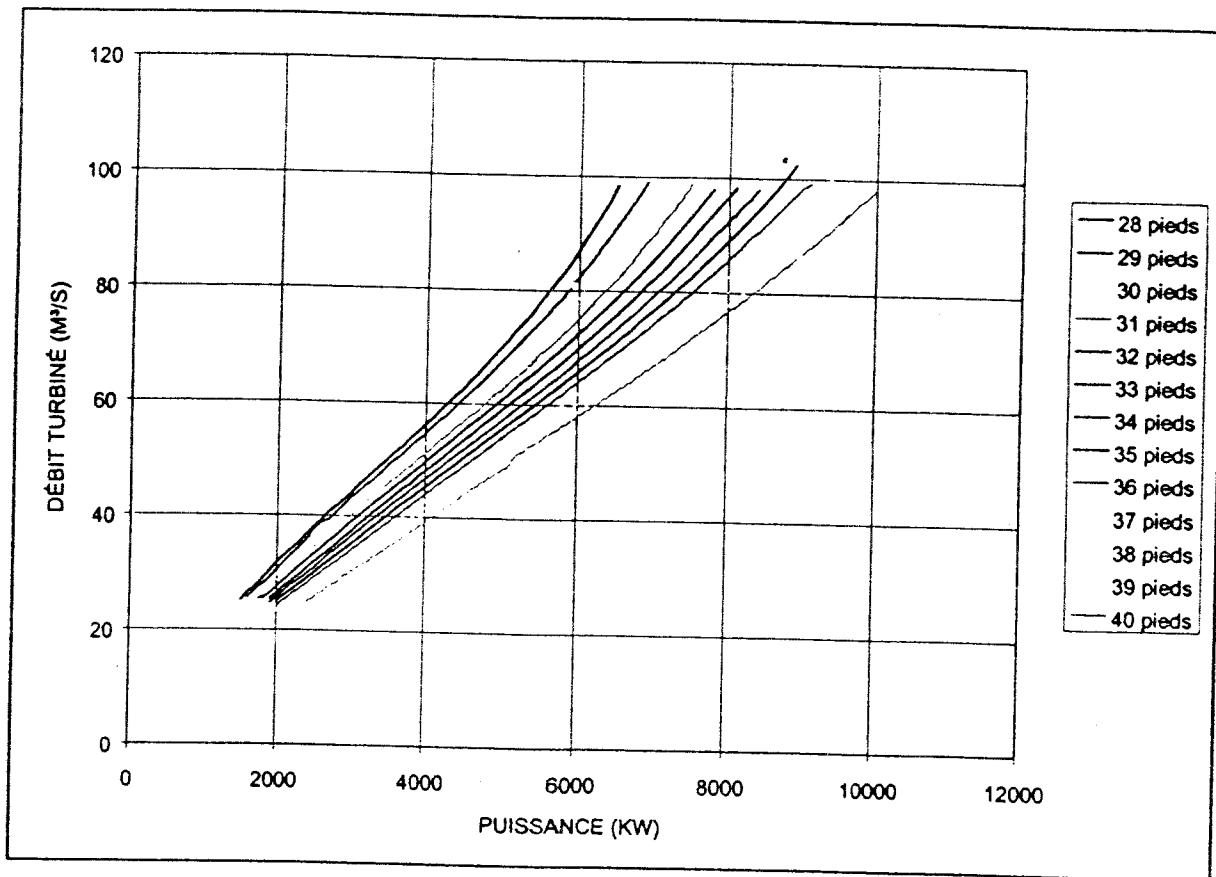


Figure 2.2 – Relation débit turbiné-puissance du groupe 3 en fonction de la chute nette

Les relations entre le débit turbiné et la puissance des groupes 1 et 2 et du groupe 3 (figure 2.1 et figure 2.2) ont permis d'établir les courbes de rendement illustrées aux figures 2.3 et 2.4 respectivement.

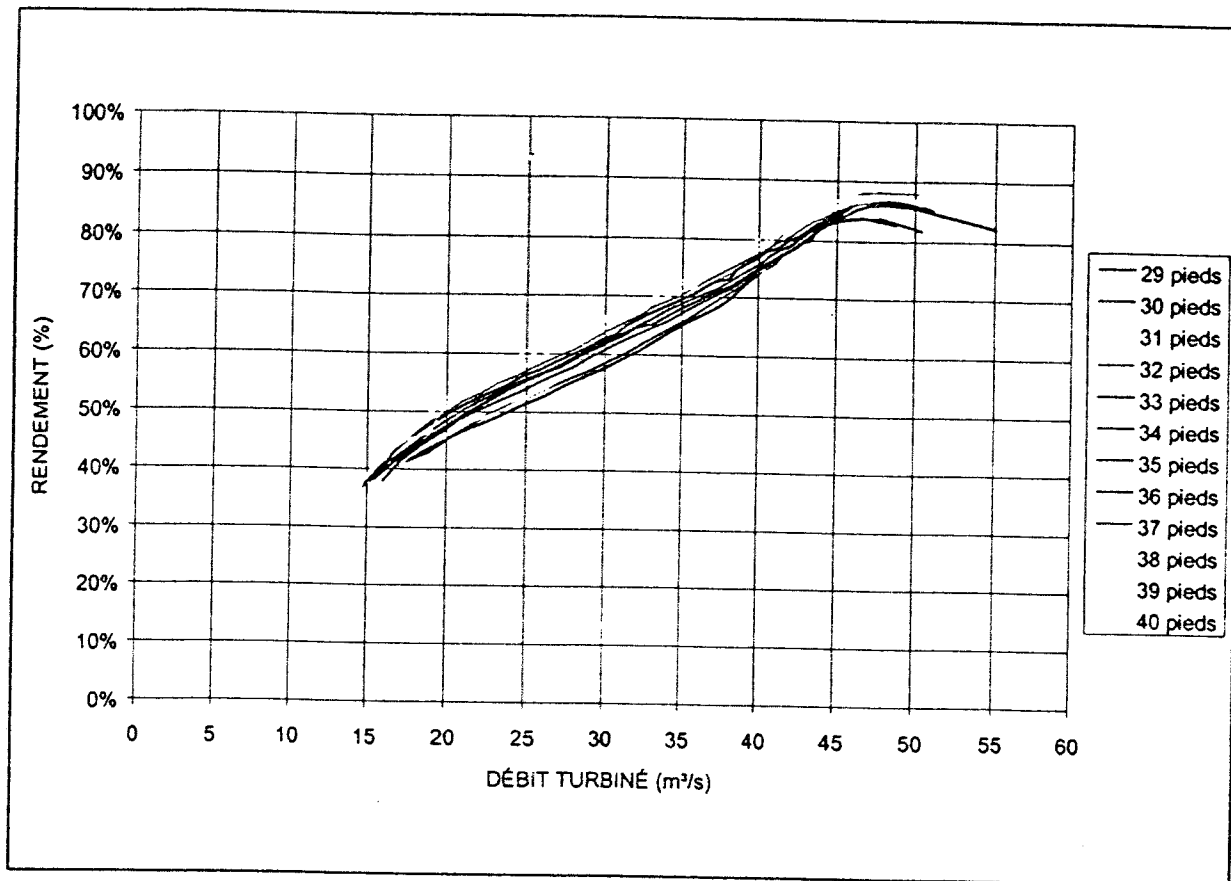


Figure 2.3 – Courbe de rendement des groupes 1 et 2 en fonction de la chute nette

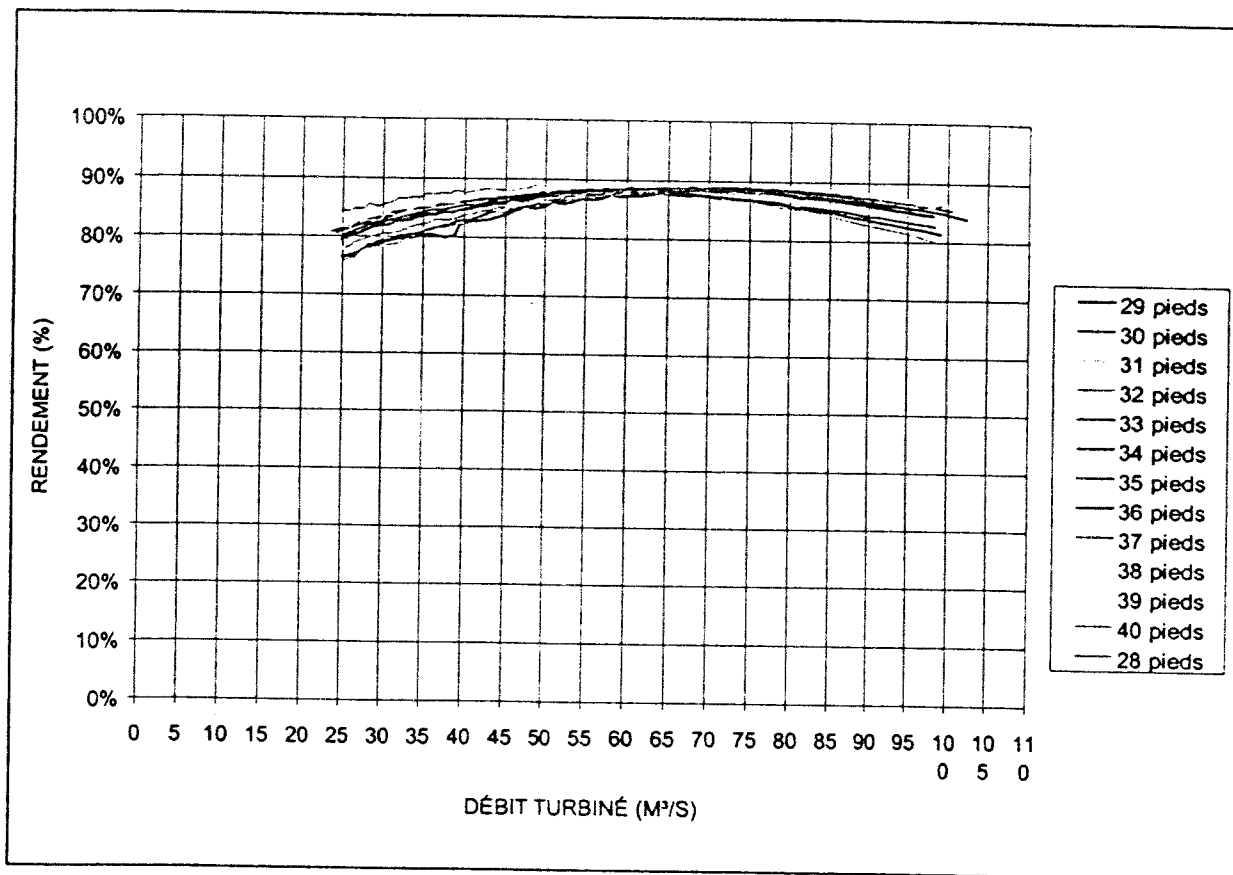


Figure 2.4 – Courbe de rendement du groupe 3 en fonction de la chute nette

La relation entre la puissance et le débit turbiné dans le cas de l'utilisation des trois groupes a été tirée des courbes de rendement illustrées aux figures 2.3 et 2.4. Elle a permis, lors des simulations, de maximiser la puissance en optimisant le débit dans chaque groupe. Cette relation est présentée à la figure 2.5.

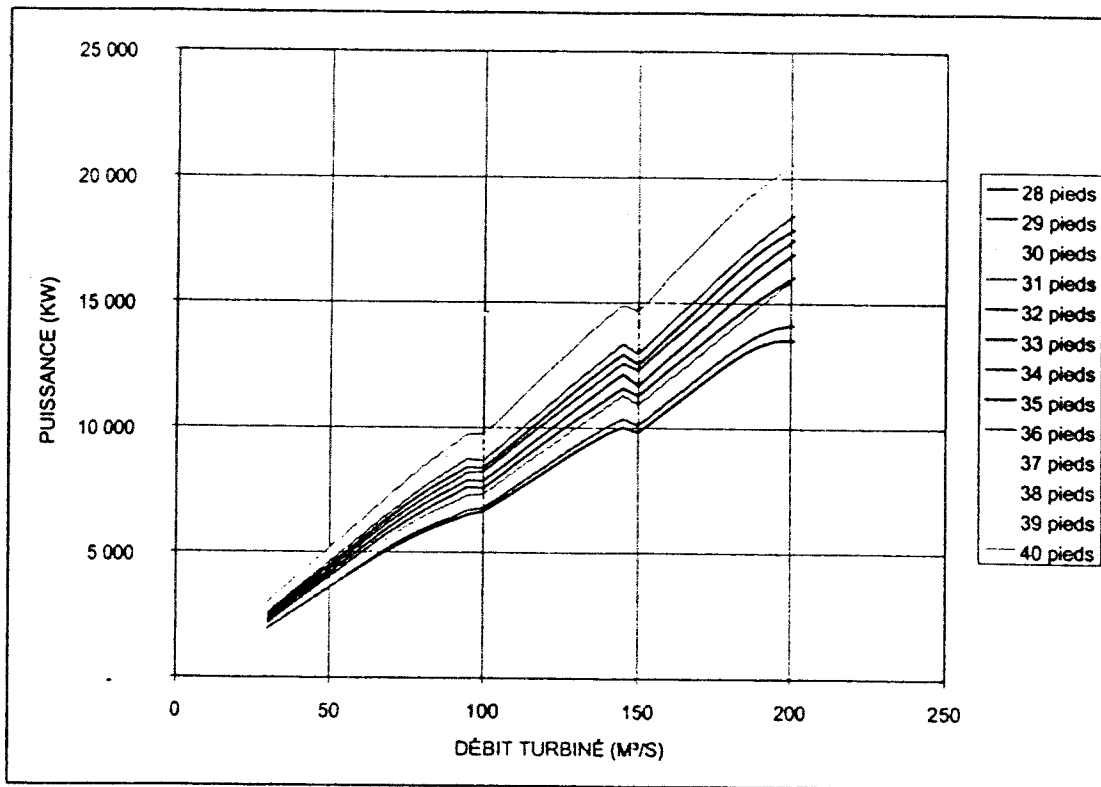


Figure 2.5 – Relation entre la puissance et le débit turbiné pour 3 groupes en fonction de la chute nette

Advenant l'installation d'un quatrième groupe, on a considéré que celui-ci aurait les mêmes caractéristiques que le groupe 3. La figure 2.6 présente les conditions d'exploitation optimale de la centrale équipée de 4 groupes.

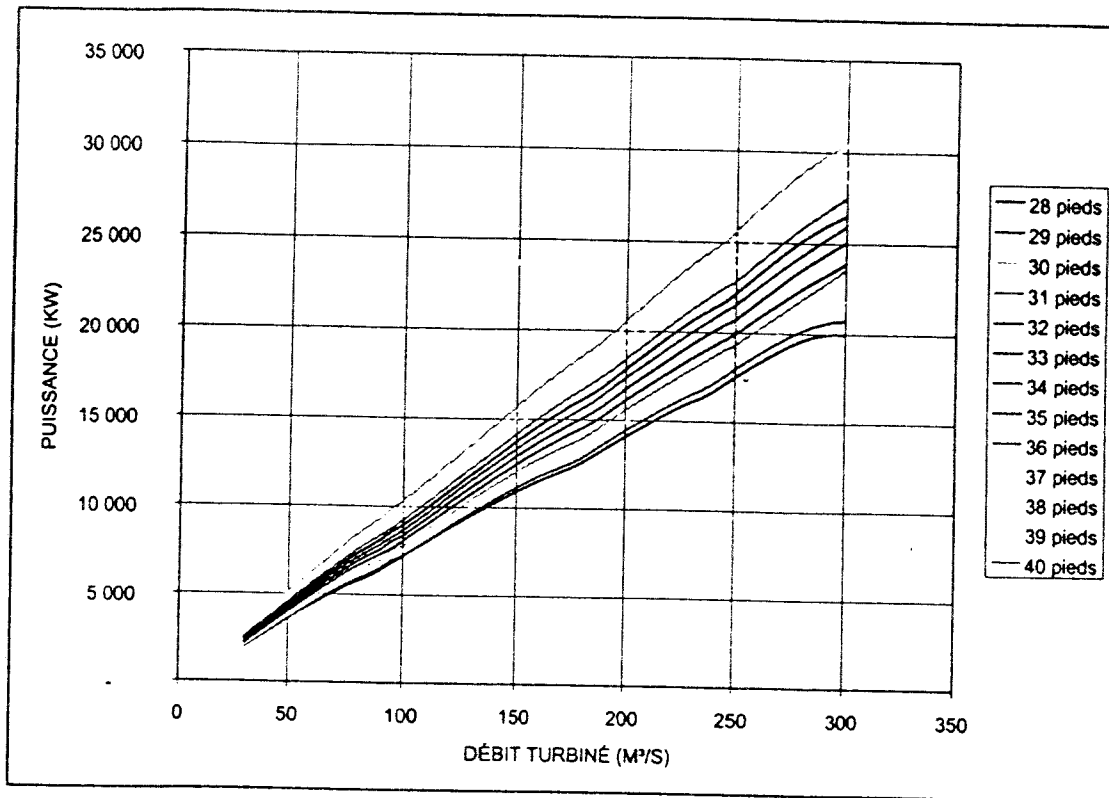


Figure 2.6 – Relation entre la puissance et le débit turbiné pour 4 groupes en fonction de la chute nette

3 PROJECTION DE LA DEMANDE

3.1 HISTORIQUE DE LA PRODUCTION

Les données historiques de production couvrent la période de 1990 à 2000 et ont été obtenues des relevés faits à la centrale de Menihék. Elles sont illustrées sur la figure 3.1

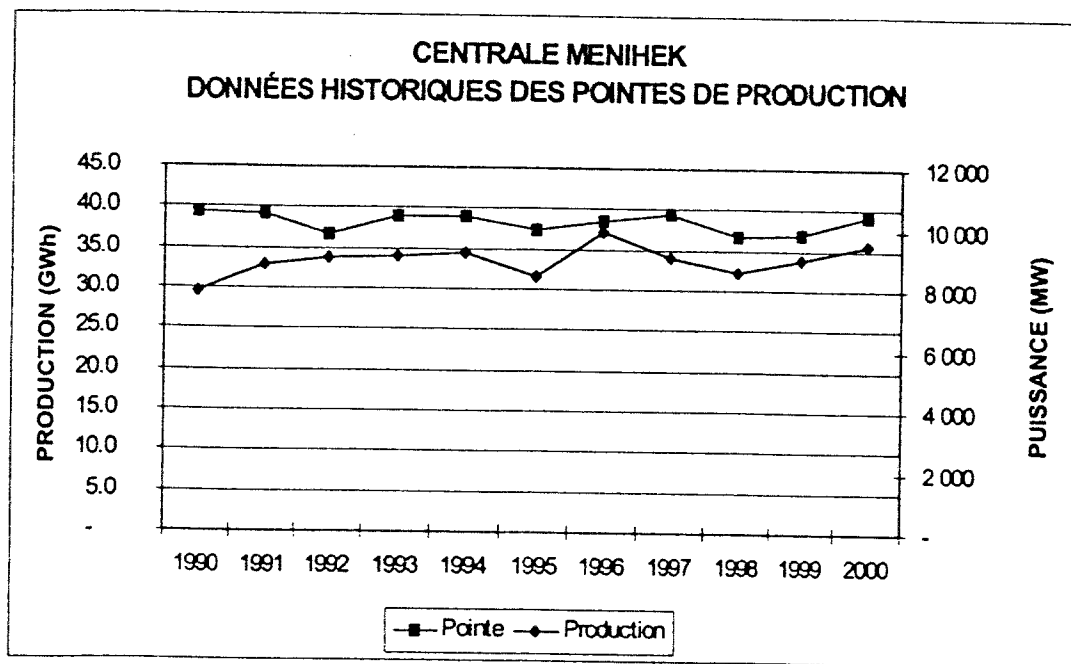


Figure 3.1

La demande de pointe annuelle a varié de 8,6 à 9,9 MW avec une moyenne de 9,06 MW et un écart type de 0,4 MW, soit 4,7 %.

La production totale annuelle a varié de 36,68 GWh à 39,41 GWh, avec une moyenne de 38,32 GWh et un écart type de 1,10 GWh, soit 2,8 %.

Cette figure nous permet de constater que la demande de pointe et la production annuelle ont été relativement stables durant cette période.

Aucun enregistrement n'a été fait de la demande sur une base horaire permettant de déterminer l'allure de la courbe de la demande journalière.

3.2 HISTORIQUE DE LA CONSOMMATION

Les données historiques de consommation ont été obtenues de Schefferville Power (Réf. 2). Celles antérieures à 1998 n'étant plus disponibles, l'analyse de la consommation a été faite à partir des données de 1998 à 2000 fournissant le sommaire des achats et ventes d'électricité de 1998 à 2001 ainsi que la lecture mensuelle des différents compteurs (voir annexe A).

Le tableau 3.1 résume la consommation facturée selon les catégories d'usagers tirée des registres de ventes de Schefferville Power.

Tableau 3.1 Consommation facturée (GWh)				
Catégorie	Année			Moyenne
	1998	1999	2000	
Domestique	10,94	10,96	11,81	11,24
Commercial	6,13	6,20	5,76	6,03
Industriel	2,01	2,36	2,66	2,34
Naskapi	3,55	3,66	3,75	3,65
Municipal	1,98	1,73	1,75	1,82
TOTAL (consommation facturée)	24,61	24,91	25,73	25,08
Production brute	36,45	37,31	39,65	37,80
Écart	11,84	12,40	13,92	12,72

L'écart entre la production brute et la consommation facturée est constitué des pertes reliées à la production, la transmission, la distribution (pertes techniques) et la consommation non facturée (autres).

LE CONSEIL DE LA NATION DES MONTAGNAIS DE SCHEFFERVILLE
CONSEIL DES NASKAPIS DU QUÉBEC

Projection de la demande et bilan énergétique
 Rapport volet 1

3. Projection de la demande

Les pertes de production sont constituées des charges des services auxiliaires de la centrale, du circuit de communication QNS & L et de l'artère locale de la centrale de Menihek. Ces pertes apparaissent aux registres de Schefferville Power.

Les pertes de transport sont constituées des pertes de transformation à la centrale de Menihek, à Schefferville ainsi que les pertes ohmiques de la ligne de transport. RSW les a évaluées à 5 % (voir annexe B). Ce facteur (5%) est appliqué au résultat de la production brute amputée des pertes de production.

Les pertes de distribution sont constituées des pertes ohmiques des circuits de distribution, de transformation au poste de répartition de Schefferville et des transformateurs de distribution. RSW les a évaluées à 5 % (voir annexe B). Ce facteur (5%) est appliqué au résultat de la production brute amputée des pertes de production et de transport.

Le tableau 3.2 illustre l'ensemble des pertes du réseau de Menihek, de la sortie de l'alternateur jusqu'au compteur de l'utilisateur.

Tableau 3.2				
Pertes du réseau (GWh)				
Catégorie	Année			Moyenne
	1998	1999	2000	
Services auxiliaires de Menihek	1,18	1,08	0,97	1,08
Artère QNS & L	0,13	0,10	0,07	0,10
Artère Menihek	0,68	0,67	0,66	0,67
Pertes de transport (5 %)	1,72	1,77	1,90	1,80
Pertes de Distribution (5 %)	1,64	1,68	1,80	1,71
Autres	6,49	7,10	8,52	7,37
TOTAL	11,84	12,40	13,92	12,72

3.65
 9.65%

L'ensemble des pertes techniques représente en moyenne 15 % de la production brute et les autres pertes 19 %.

Les données disponibles ne permettent pas de discriminer la part de consommation des installations communautaires de Schefferville des autres catégories. La consommation de la communauté Naskapi n'est pas non plus identifiée par catégorie. Comme les augmentations se feront surtout dans les catégories résidentielle, communautaire et commerciale, les catégories suivantes qui sont couramment utilisées par les services publics seront employées pour l'analyse des besoins futurs :

- domestique, Schefferville et Kawawachikamach;
- industriel;
- commercial et institutionnel : cette catégorie comprend toutes les installations communautaires, municipales et commerciales de Schefferville et Kawawachikamach;
- autres (consommation non facturée);
- pertes techniques reliées à la production, la transmission et la distribution.

La figure 3.2 qui suit illustre la répartition historique de l'énergie produite à la centrale de Menihek par catégorie d'utilisateurs jusqu'en 2001 :

- | | |
|--------------------------------|--------|
| • domestique | 36 % |
| • Commercial et institutionnel | 24 % |
| • Industriel | 6,5 % |
| • Autres | 18,5 % |
| • Pertes | 15 % |

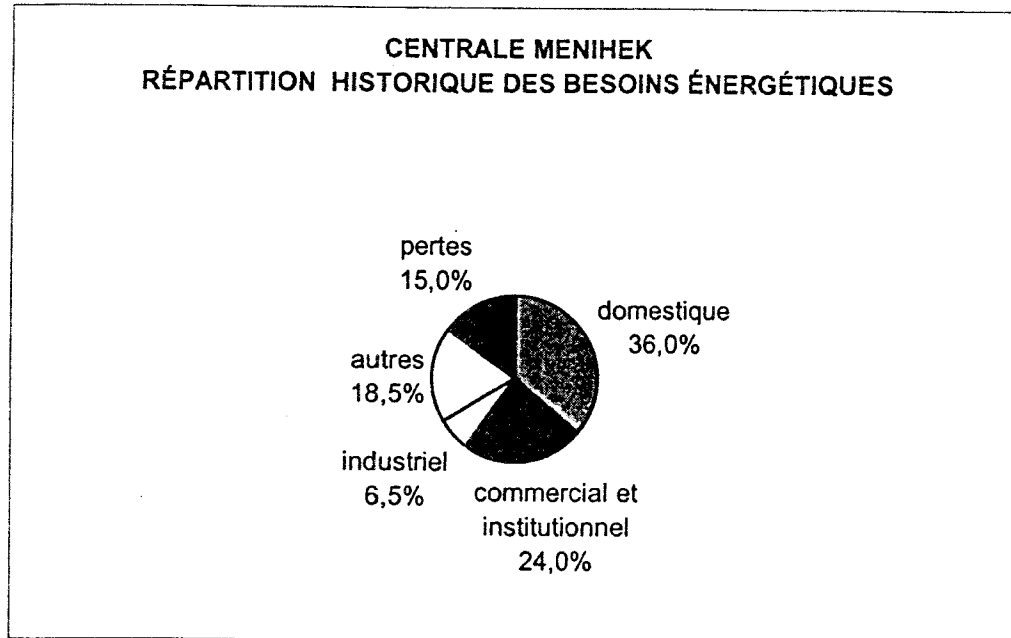


Figure 3.2

3.3 PRÉVISIONS DE L'ACCROISSEMENT DE LA DEMANDE

3.3.1 Données de base

Les informations nécessaires pour déterminer l'accroissement de la demande sur un horizon de 25 ans (2001 à 2026) ont été obtenues de différentes sources dont principalement la Nation Naskapi de Kawawachikamach, Les Affaires Indiennes et du Nord (Canada) pour les communautés de Matimekosh et Lac John, et la ville de Schefferville.

Les données relatives aux secteurs domestiques et communautaires pour 2001 sont présentées au tableau 3.3. La synthèse des besoins identifiés est résumée au tableau 3.4.

**LE CONSEIL DE LA NATION DES MONTAGNAIS DE SCHEFFERVILLE
CONSEIL DES NASKAPIS DU QUÉBEC**

Projection de la demande et bilan énergétique
Rapport volet 1

3. Projection de la demande

Tableau 3.3		
Description	Kawawachikamach	Schefferville et Matimekosh Lac-John
• Population	790	820
• Taux d'accroissement de la population	3,9 % ⁽²⁾	2,75 % ⁽¹⁾
• Nombre total de logements (maisons et appartements)	123	347 ⁽³⁾
• Surface totale des logements	9 648 m ²	27 441 m ² ⁽⁵⁾
• Édifices publics (commercial, municipal et communautaire)	8 220 m ²	27 636 m ² ⁽⁵⁾

Tableau 3.4		
Catégories	Kawawachikamach ⁽²⁾	Schefferville et Matimekosh Lac-John ⁽¹⁾
Domestique		
Nombre d'unités de logements en 2001	123	347
Accroissement prévu		
• jusqu'en 2004	3 à 4 unités par an	6 à 7 unités par an
• 2005	inconnu	6 à 7 unités par an
• de 2006 et après	inconnu	4 à 5 unités par an
Commercial et institutionnel		
2003/2004	inconnu	Centre commercial 6 x 50 m ²
Municipal / Communautaire		
2002		Centre administratif 1 250 m ²
2003	Centre communautaire	Réouverture de l'aréna
2005		Centre d'accueil pour personnes âgées 6 à 8 unités Église pour 200 personnes

Catégories	Kawawachikamach ⁽²⁾	Schefferville et Matimekosh Lac-John ⁽¹⁾
Industriel⁽⁴⁾		
À l'étude	- Usine de rechappage 1000 kW	
À l'étude	- Usine d'hydrogène	
À l'étude	- Usine d'alliage de fer	
À l'étude	- Interconnexion avec le Nunavit	

(1) Selon le scénario faible (Réf. 3)

(2) Estimation fournie par Atmacinta (Réf. 4)

(3) Dont 171 résidences sur le territoire de la communauté Matimekosh Lac John (Réf. 3)

(4) Informations fournies par M. Paul F. Wilkinson (Réf. 5)

(5) Valeurs estimées

3.3.2 Hypothèses retenues pour la prévision de la demande

L'accroissement de la demande ne peut être basé sur les données historiques puisqu'aucune augmentation de la consommation dans les dix dernières années n'a été observée, quoiqu'une légère tendance semble se dessiner depuis 1998.

Un accroissement de la demande du secteur domestique relié à la croissance démographique est prévu.

Les quatre projets identifiés dans le secteur industriel sont tous au stade très préliminaire et aucune donnée sur leurs besoins énergétiques n'a été identifiée.

Dans le secteur commercial communautaire, les besoins jusqu'en 2005 ont été identifiés. L'accroissement de la consommation dans cette catégorie peut cependant être relié à l'évolution démographique.

La consommation totale annuelle d'un logement moyen (unifamilial et appartement) alimenté entièrement à l'électricité a été évaluée à environ 25 000 kWh. C'est cette valeur qui est utilisée pour les prévisions de la demande. Selon les données historiques, la part du secteur commercial et institutionnel sur la consommation totale des secteurs domestiques, commercial et institutionnel et autres est de 44 %. Les prévisions de la demande du secteur public seront donc calculées en fonction de ce taux de répartition.

L'accroissement de la consommation du secteur public est évalué à 200 kWh par m² ajouté.

Trois scénarios du taux d'accroissement ont été analysés, soit un scénario faible, moyen et fort :

- **taux faible :** on considère l'ajout de sept (7) nouveaux logements/an pour l'ensemble des communautés desservies
- **taux moyen :** on considère l'ajout de dix (10) nouveaux logements/an pour l'ensemble des communautés desservies
- **taux fort :** on considère l'ajout de quinze (15) nouveaux logements/an pour l'ensemble des communautés desservies

La demande de pointe et les besoins énergétiques pour une année particulière sont sujet à des variations aléatoires surtout reliées aux conditions climatiques. Les écarts types ont été établis à $\pm 4,7\%$ pour la demande de pointe et à $\pm 2,8\%$ pour la consommation totale (voir article 3.1).

Le tableau 3.5 fournit les augmentations de la consommation prévue selon les différents scénarios.

Tableau 3.5			
Augmentation de la consommation (GWh/an)			
Années	Faible	Moyen	Fort
2002 ⁽¹⁾	0,50	0,61	0,79
2003 ⁽²⁾	0,65	0,75	0,94
2004 à 2006	0,25	0,36	0,54

(1) Installation du centre administratif de Schefferville (1 250 m²)

(2) Installation du centre commercial de 6 x 50 m² et réouverture de l'aréna de Schefferville et centre communautaire à Kawawachikamach.

3.3.3 Demande prévue selon les hypothèses retenues

Selon les trois scénarios prévus, l'évolution de la demande de pointe et de la consommation annuelle est illustrée sur la figure 3.3 pour les 25 prochaines années.

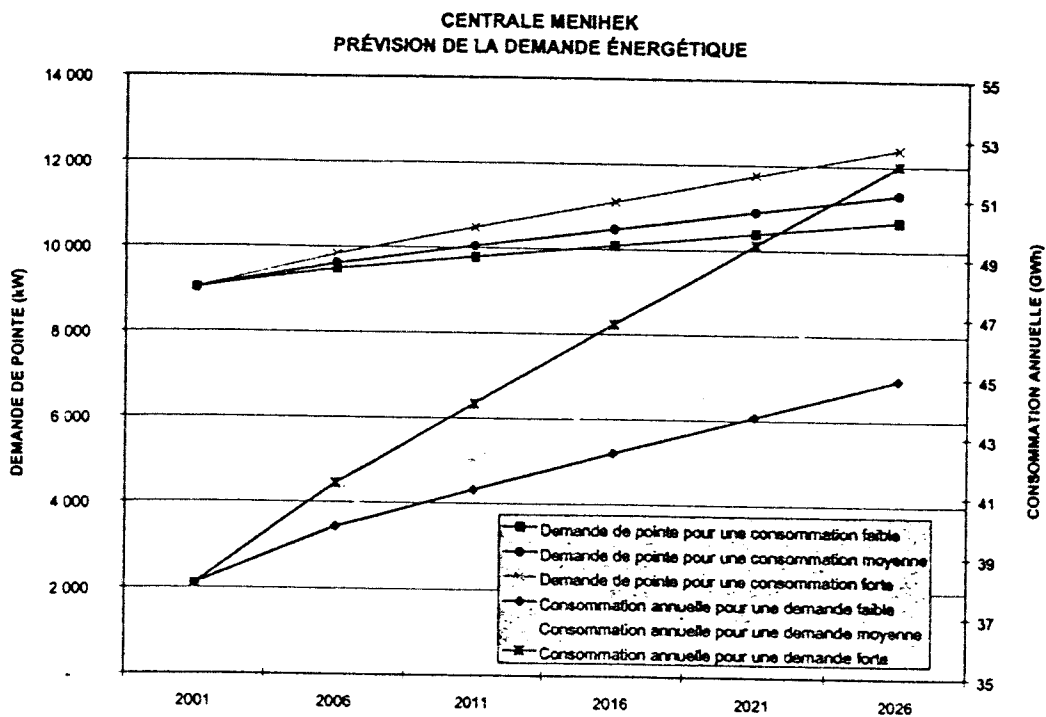


Figure 3.3

Les figures 3.4 à 3.6 suivantes illustrent la répartition des besoins énergétiques en l'an 2026 selon les trois scénarios.

Figure 3.4 - CENTRALE MENIHEK
RÉPARTITION DES BESOINS ÉNERGÉTIQUES EN 2026
POUR UNE DEMANDE FAIBLE

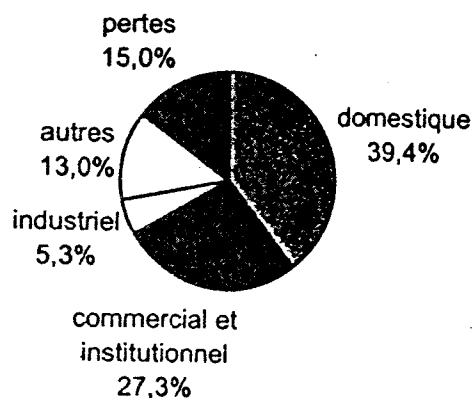


Figure 3.5 - CENTRALE MENIHEK
RÉPARTITION DES BESOINS ÉNERGÉTIQUES EN 2026
POUR UNE DEMANDE MOYENNE

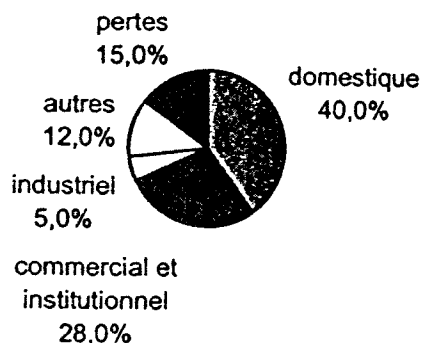
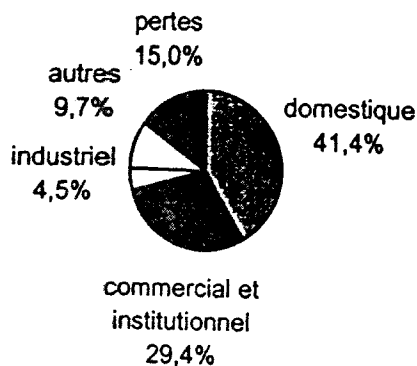


Figure 3.6 - CENTRALE MENIHEK
 RÉPARTITION DES BESOINS ÉNERGÉTIQUES EN 2026
 POUR UNE DEMANDE FORTE



3.3.4 Répartition mensuelle de la demande

Les données disponibles de production et de consommation ont permis de dresser le tableau 3.5 qui donne, pour chacun des mois de l'année, le rapport entre la puissance requise et la puissance annuelle de pointe, ainsi que le rapport entre la production mensuelle et la production annuelle. Ce patron de demande a été retenu pour les calculs de simulation.

Tableau 3.5

Mois	Puissance P/P_{max}	Énergie $E/E_{annuelle}$
Janvier	1,00	13,6%
Février	0,92	11,6%
Mars	0,81	11,0%
Avril	0,71	8,5%
Mai	0,58	6,9%
Juin	0,47	4,9%
Juillet	0,36	4,1%
Août	0,40	4,3%
Septembre	0,48	5,6%
Octobre	0,61	8,0%
Novembre	0,74	9,6%
Décembre	0,90	11,9%
Total	N/A	100,0%

4 ÉVALUATION DU POTENTIEL ÉNERGÉTIQUE DE LA CENTRALE DE MENIHEK

4.1 DONNÉES DE BASE

4.1.1.1 Aménagement et réservoir

La centrale de Menihek est une centrale au fil de l'eau située sur la rivière Ashuanipi à la sortie du Lac Menihek au Labrador. Elle a été construite entre les années 1951 et 1954 afin de pouvoir répondre à la demande énergétique de l'Iron Ore Company of Canada (IOCC) et de la municipalité de Schefferville (Québec).

L'aménagement est constitué d'un barrage en béton de 228,6 m de longueur, comprenant la centrale, la prise d'eau, de même que l'évacuateur constitué de quatre passes munies de vannes et dix-sept passes munies de poutrelles en béton. La crête de cet ouvrage s'établit à la cote 451,10 m (1480 pi) et sa largeur en crête est d'environ 6 mètres (20 pi). Un barrage en enrochement d'environ 6,4 km de longueur ferme la retenue.

La centrale est munie de deux turbines de 4,4 MW (6 000 HP) sous 10,4 m (34 pi) de chute nette couplées à deux alternateurs de 5 000 kVA qui ont été installés en 1954. Deux espaces supplémentaires ont été prévus lors de la construction en prévision de l'ajout de 2 groupes supplémentaires de même taille. En 1960, une troisième turbine de 9,9 MW (13 500 HP) sous 12,2 m (40 pi) de chute nette avec un alternateur de 12 000 kVA a été ajoutée, laissant la place pour un dernier groupe.

Les caractéristiques principales du réservoir Menihek sont les suivantes (Réf. 6) :

- superficie : 277 km²
- niveau minimal d'exploitation : 448,06 m (1470 pi)
- niveau maximal d'exploitation : 449,58 m (1475 pi)
- niveau maximal critique : 450,49 m (1478 pi)
- réserve utile : 423,8 hm³

La réserve utile ne représente que 3,4 % de l'apport moyen annuel et ne permet qu'une régularisation limitée des apports. Quant à la centrale, ses caractéristiques principales sont les suivantes (Réf. 6) :

- chute nette moyenne : 10,4 m
- débit turbiné : 200 m³/s
- puissance installée : 17,2 MW⁽¹⁾
- capacité d'évacuation (au niveau maximal critique) : 4 248 m³/s

(1) à 10,4 m (34 pi) de chute nette.

La courbe d'emmagasinement du réservoir Menihek (Réf. 1) et la relation entre le débit soutiré à la centrale (turbiné et évacué) et le niveau à l'aval de la centrale (Réf. 6), qui ont été utilisées lors des simulations, sont illustrées aux figures 4.1 et 4.2.

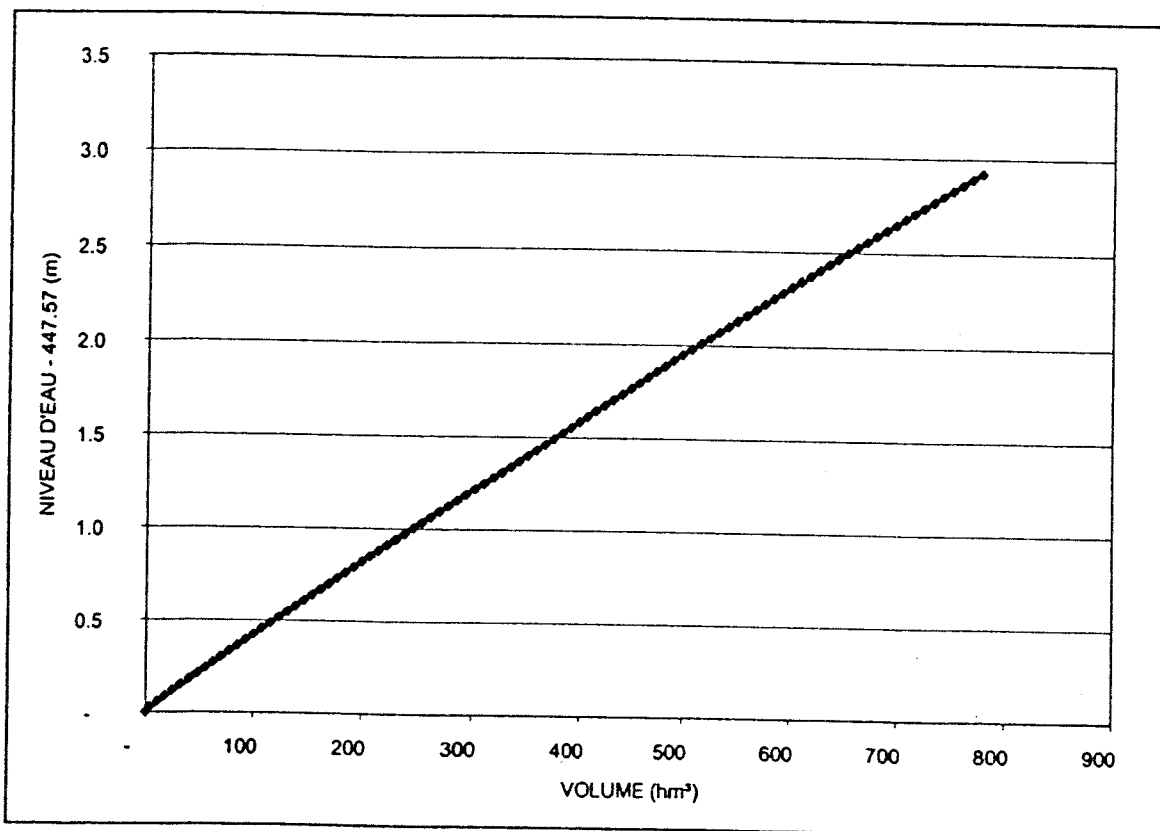


Figure 4.1 – Courbe d'emmagasinement
du réservoir Menihek

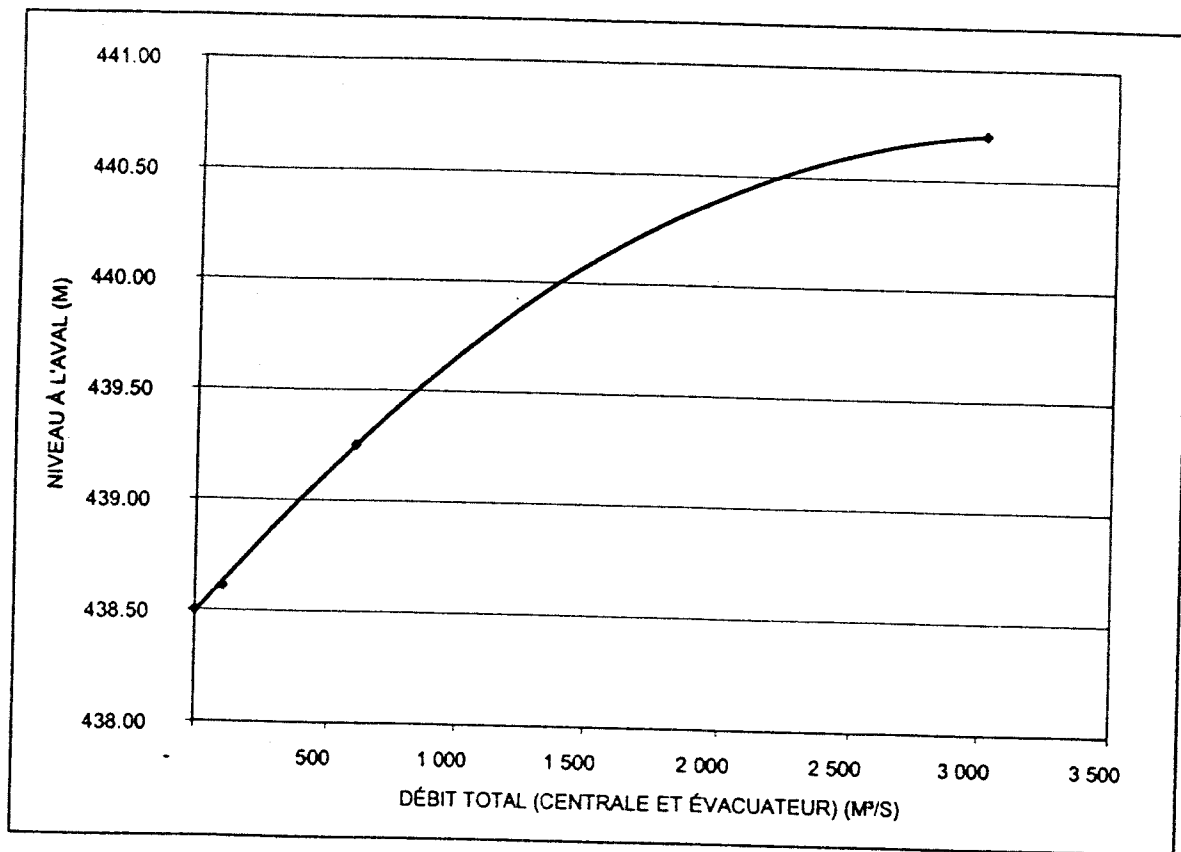


Figure 4.2 – Relation niveau – débit soutiré
à l'aval de la centrale Menihek

4.1.1.2 Hydrologie

Le bassin versant du réservoir Menihek au site de l'aménagement Menihek représente une superficie de 19 166 km². Le débit module de la rivière à cet endroit est de 395 m³/s.

Tel qu'indiqué au chapitre 2, la gestion du réservoir a été simulée pour la période 1974-1999 en utilisant un pas de temps mensuel. La série hydrologique des apports naturels a été établie de la façon suivante :

a) Période 1974-1988

Utilisation des données mensuelles fournies dans la référence 6. Les débits d'apport correspondants sont illustrés à la figure 4.3;

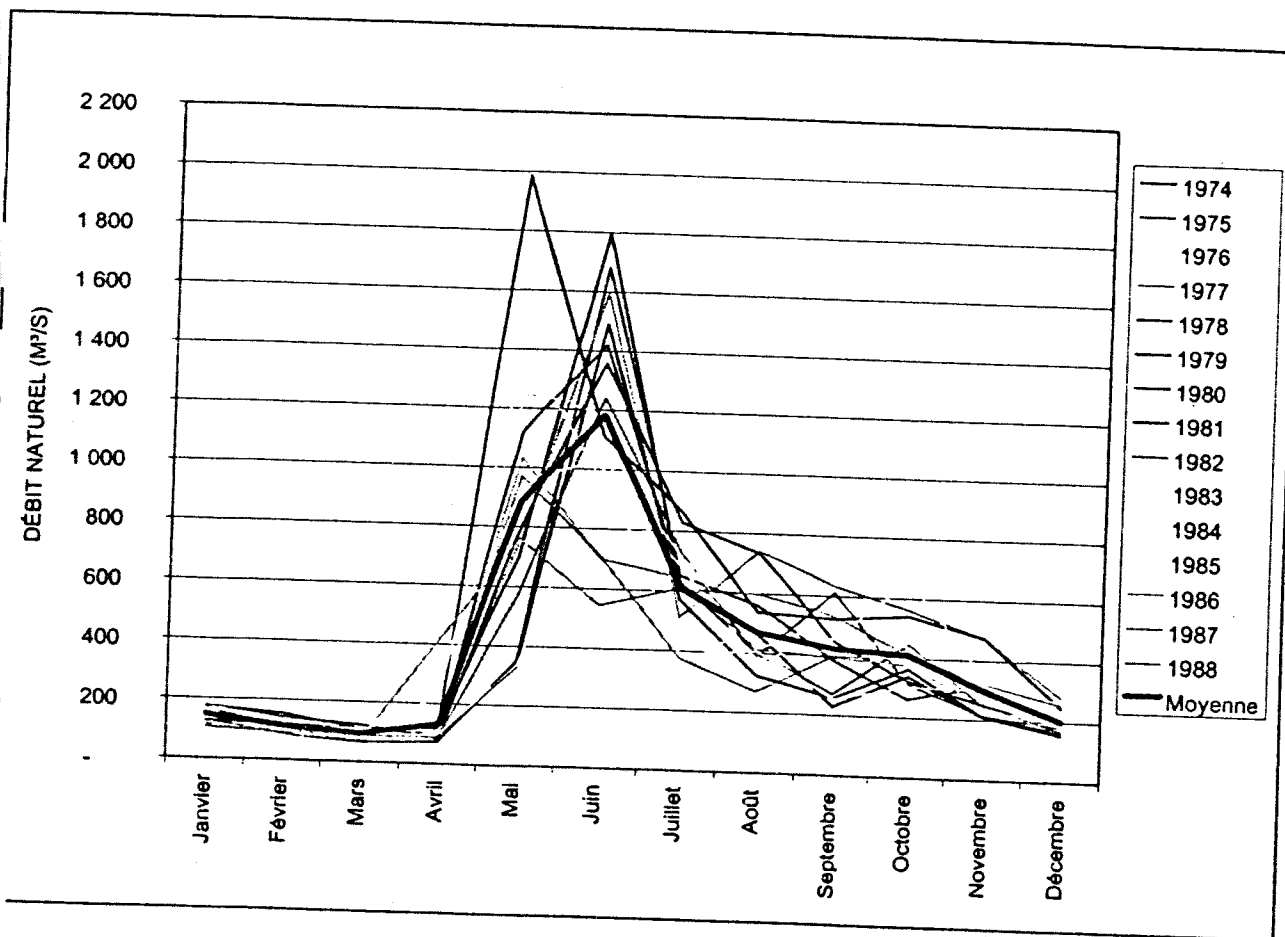


Figure 4.3 – Apports naturels mensuels reconstitués du réservoir Menihek (1974-1988)

b) Période 1990-1999

Les données journalières disponibles comprennent les niveaux du réservoir (figure 4.4) et les débits soutirés (figure 4.5). Les apports journaliers du réservoir ont été reconstitués par bilan hydrique, en utilisant la méthode de laminage inverse qui permet de calculer le débit qui doit entrer dans le réservoir pour respecter le débit soutiré et la variation de niveau du réservoir. Les apports journaliers reconstitués sont illustrés à la figure 4.6, et ont permis de calculer les valeurs mensuelles de la période 1990-1999;

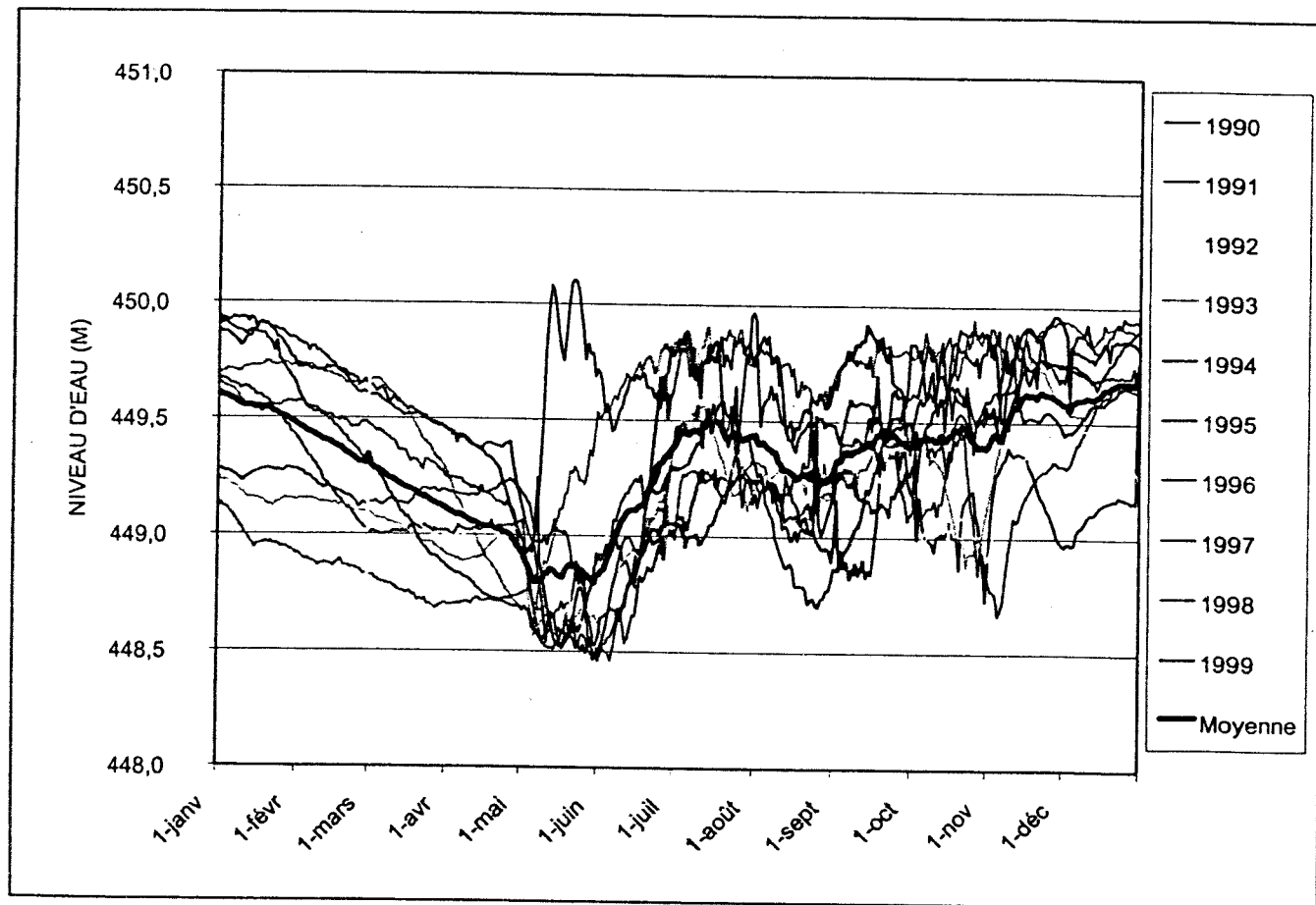


Figure 4.4 – Niveaux journaliers historiques
du réservoir de Menihék 1990-1999

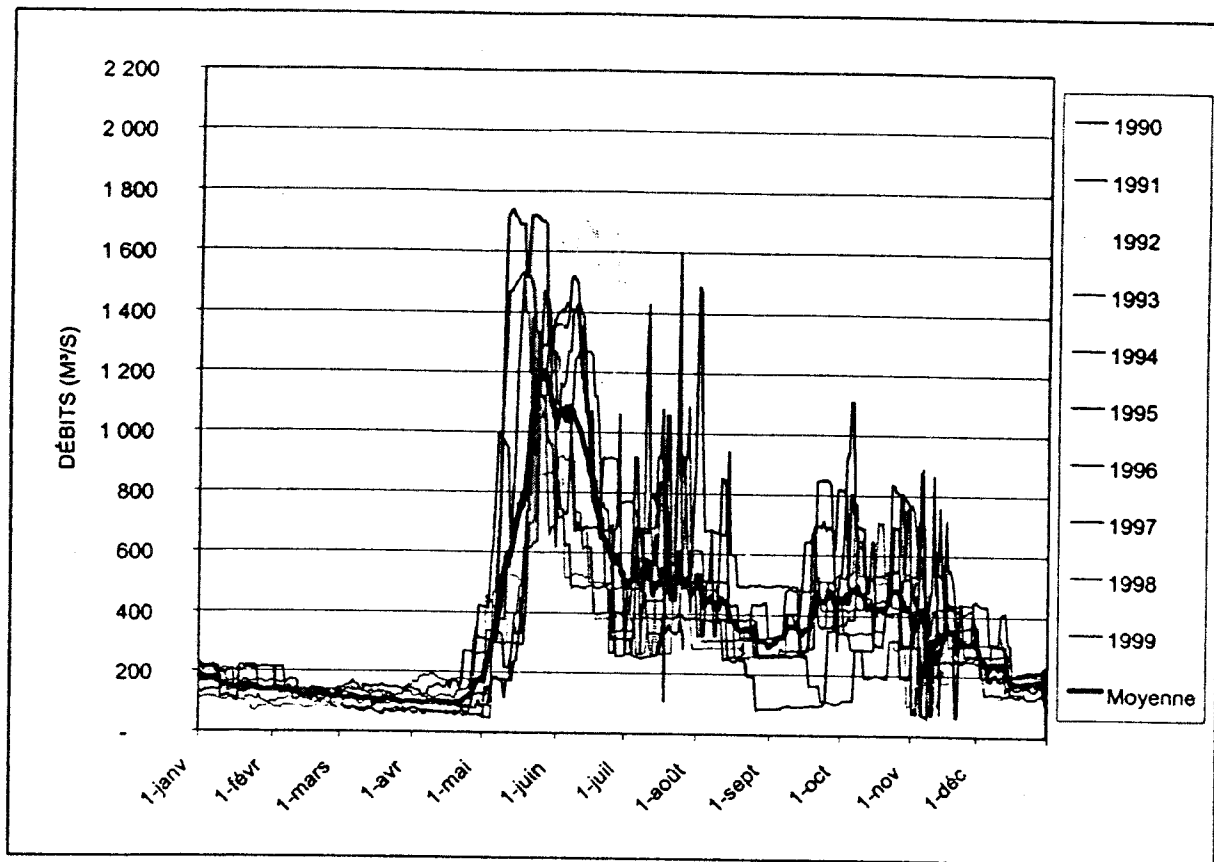


Figure 4.5 – Débits soutirés journaliers historiques
à la centrale de Menihék 1990-1999

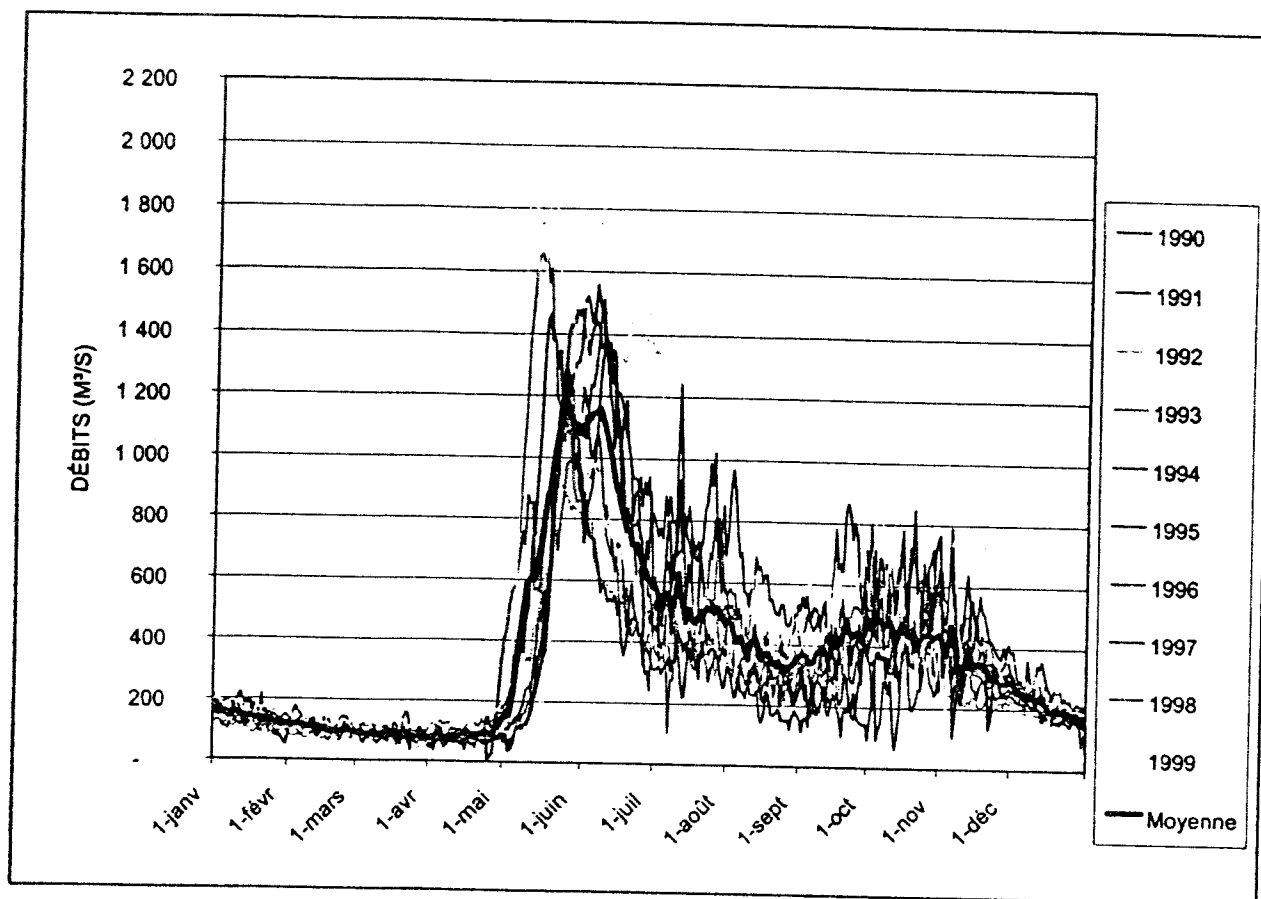


Figure 4.6 – Apports naturels journaliers reconstitués pour 1990-1999

c) Année 1989

Pour combler les données manquantes et disposer d'une série hydrologique complète de 25 ans, on a considéré que les apports naturels pour l'année 1989 correspondaient à des valeurs moyennes.

Le tableau 4.1 fournit la série des apports mensuels utilisée pour les simulations, couvrant la période 1974 à 1999. On notera que le module de la période 1974-1999 est de 414 m³/s, et celui de la période 1990-1999, de 364 m³/s. Par ailleurs, l'examen de la figure 4.4 montre que l'aménagement est souvent exploité au-dessus du niveau maximal d'exploitation, sans toutefois dépasser le niveau critique.

**LE CONSEIL DE LA NATION DES MONTAGNAIS DE SCHEFFERVILLE
CONSEIL DES NASKAPIS DU QUÉBEC**

Projection de la demande et bilan énergétique
Rapport volet 1

4. Évaluation du potentiel énergétique
de la centrale de Menihek

**Tableau 4.1
SÉRIE DES APPORT (m³/s) MENSUELS**

Année	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Moyenne
1974	159	119	88	93	331	1492	571	325	258	363	211	156	347
1975	127	85	65	73	349	1682	651	559	385	264	312	194	396
1976	131	106	91	139	1250	1187	434	431	507	418	280	181	429
1977	165	137	120	101	748	1595	512	740	633	560	474	281	506
1978	178	143	123	83	793	1357	829	734	450	321	253	165	453
1979	127	116	92	130	1986	1111	865	537	524	539	475	247	562
1980	173	154	110	103	1120	1420	629	400	272	445	250	196	439
1981	150	120	109	117	701	1795	603	463	230	338	210	163	417
1982	105	91	96	86	573	1241	730	393	612	315	215	182	386
1983	137	113	101	225	1397	954	684	376	457	660	345	262	476
1984	180	115	108	108	955	1034	720	424	458	438	260	187	416
1985	157	113	92	96	334	1000	392	405	255	303	301	184	303
1986	115	92	71	104	1032	701	644	413	393	370	253	101	303
1987	116	86	71	421	761	545	609	598	533	411	322	257	394
1988	179	104	83	88	970	708	377	272	399	398	312	195	340
1989	146	111	93	117	830	1073	586	438	411	421	316	206	396
1990	151	110	77	67	637	990	427	286	488	588	382	230	369
1991	150	107	83	66	526	690	401	285	335	454	371	193	300
1992	163	112	94	86	471	1572	665	441	572	404	240	162	415
1993	106	77	60	89	553	561	428	277	342	408	226	182	276
1994	140	97	77	78	515	1044	677	420	454	482	341	211	378
1995	130	109	86	88	836	534	329	206	223	415	432	219	301
1996	160	125	108	122	824	1006	659	379	205	239	406	275	376
1997	164	121	82	74	549	1132	775	593	443	444	283	187	404
1998	113	94	103	118	1034	649	403	398	413	580	413	247	380
1999	172	130	128	132	1304	747	471	435	504	520	394	267	434
Moyenne	146	111	93	116	822	1070	580	432	414	427	318	207	395

4.2 CALCULS ET RÉSULTATS

Le potentiel énergétique de la centrale Menihek a été évalué pour les différents cas suivants :

- Cas 1 : Aménagement existant - demande (2001) actuelle;
- Cas 2 : Aménagement existant - demande future (2026) selon le scénario à faible croissance;
- Cas 3 : Aménagement existant - demande future (2026) selon le scénario à forte croissance;
- Cas 4 : Aménagement rehaussé à 451,10 m (1480 pi) - demande future (2026) selon le scénario à faible croissance;
- Cas 5 : Aménagement rehaussé à 451,10 m (1480 pi) - demande future (2026) selon le scénario à forte croissance;
- Cas 6 : Aménagement rehaussé à 451,10 m (1480 pi), ajout d'un 4^e groupe - demande future (2026) selon le scénario à faible croissance;
- Scénario 7 Aménagement rehaussé à 451,10 m (1480 pi), ajout d'un 4^e groupe - demande future (2026) selon le scénario à forte croissance.

Pour les cas 4 à 7, le rehaussement de 1,5 m (5 pieds) du niveau maximal d'exploitation se traduit par une augmentation de 100 % de la réserve utile, qui s'établit à 844 hm³. Il en résulte une capacité accrue de régularisation des apports, qui permet un soutien plus important des débits turbinés pendant l'hiver, alors que la demande est plus forte.

Les simulations ont été réalisées pour chacun des cas sur une base mensuelle en établissant la puissance disponible selon le patron de gestion du réservoir et la pointe de la demande énergétique, puis en calculant la production énergétique moyenne annuelle pour la période couvrant les 25 années (1974-1999). Les valeurs ont ensuite été réduites afin de tenir compte de la surestimation de production énergétique due au choix du pas de temps mensuel pour les simulations. Les facteurs de correction ont été évalués au chapitre 2.

Les résultats des simulations sont résumés aux tableaux 4.2 et 4.5 :

- le tableau 4.2 présente le potentiel énergétique du site, c'est-à-dire la production de la centrale qui, tout en respectant la demande et le patron de gestion du réservoir, limite les déversements. On notera que l'augmentation de la réserve avec la centrale existante (cas 4 et 5) entraîne une augmentation de la production annuelle de 20 %, dont une portion significative survient pendant l'hiver (décembre à avril). Pendant le reste de l'année, l'augmentation de production est principalement attribuable à l'augmentation de la chute. L'introduction d'un quatrième groupe (cas 6 et 7) a peu d'influence sur la production d'hiver, mais se traduit par une augmentation appréciable sur la production pendant le reste de l'année, grâce à la réduction des déversements improductifs qui peut être appréciée par l'augmentation du facteur d'utilisation de l'eau;
- le tableau 4.3 résume la demande énergétique de chacun des cas, telle qu'elle résulte des analyses de prévision de la demande présentées au chapitre 3;
- le tableau 4.4 fournit les surplus énergétiques disponibles, obtenus comme la différence entre les valeurs des tableaux 4.2 et 4.3. Pour le cas le plus critique (soit le cas 3, correspondant à l'aménagement existant et à la demande prévue en 2026 selon le scénario de forte croissance), les surplus en hiver représentent environ 67 % de la demande anticipée et les surplus d'été, 2,6 fois la demande. L'aménagement existant dispose donc d'une marge de manœuvre appréciable pour faire face à l'augmentation de la demande;
- le tableau 4.5 présente, pour chacun des cas, la puissance disponible à la pointe, la pointe de la demande et, par différence, le surplus disponible de puissance à la pointe. La puissance disponible à la pointe a été évaluée en considérant le niveau moyen du réservoir pendant l'hiver et la centrale opérant à débit maximal. L'augmentation de la réserve utile (cas 4 et 5) ne se traduit pas par une augmentation substantielle du surplus, contrairement à l'addition du 4^e groupe (cas 6 et 7).

CAS	POTENTIEL ÉNERGÉTIQUE (GWh)			UTILISATION DE L'EAU (%)
	DÉCEMBRE - AVRIL	MAI - NOVEMBRE	ANNUEL	
1	49,4	83,2	132,6	0,46
2	49,4	83,2	132,6	0,46
3	49,4	83,2	132,6	0,46
4	63,7	95,7	159,4	0,50
5	63,7	95,7	159,4	0,50
6	67,4	138,9	206,2	0,64
7	67,4	138,9	206,3	0,64

CAS	DEMANDE ÉNERGÉTIQUE (GWh)		
	DÉCEMBRE -AVRIL	MAI -NOVEMBRE	ANNUEL
1	21,4	16,5	38,0
2	25,4	19,5	44,9
3	29,5	22,6	52,1
4	25,4	19,5	44,9
5	29,5	22,6	52,1
6	25,4	19,5	44,9
7	29,5	22,6	52,1

CAS	SURPLUS ÉNERGÉTIQUE (GWh)		
	DÉCEMBRE -AVRIL	MAI -NOVEMBRE	ANNUEL
1	27,9	66,7	94,6
2	24,0	63,7	87,7
3	19,9	60,6	80,5
4	38,3	76,2	114,5
5	34,2	73,1	107,3
6	42,0	119,4	161,4
7	37,9	116,3	154,2

Tableau 4.5
Pointes énergétiques annuelles

CAS	PUISSANCE DISPONIBLE (MW)	POINTE DE LA DEMANDE (MW)	PUISSANCE DE POINTE DISPONIBLE (MW)
1	17,20	9,03	8,17
2	17,20	10,68	6,52
3	17,20	12,40	4,80
4	18,20	10,68	7,52
5	18,20	12,40	5,80
6	26,90	10,68	16,22
7	26,90	12,40	14,50

Toujours selon les sept cas décrits précédemment, la capacité de la centrale de Menihek de répondre à la demande a été évaluée grâce à des simulations réalisées avec la série de données mensuelles couvrant 25 années. La centrale de Menihek a été en mesure de répondre à la demande énergétique pour les 25 années de simulation et ce, quel que soit le cas considéré.

Les impacts du bris d'un groupe sur la capacité de la centrale de Menihek de répondre à la demande ont également été évalués. Le bris du groupe 1 ou du groupe 2 ne représente actuellement pas une menace à la capacité de la centrale. Effectivement, advenant le bris d'un de ces groupes, la puissance générée par le groupe 3 et le groupe restant, évaluée à 12,8 MW (sous 10,4 m de chute nette), sera suffisante pour combler les besoins énergétiques au moins pour les 25 prochaines années.

Les figures 4.6 et 4.7 illustrent l'évolution de la pointe énergétique pour une évolution de la demande faible et une évolution de la demande forte. La problématique causée par le bris du groupe 3 peut être observée en comparant l'évolution des pointes de la demande énergétique à la pointe maximale disponible advenant un bris du groupe 3.

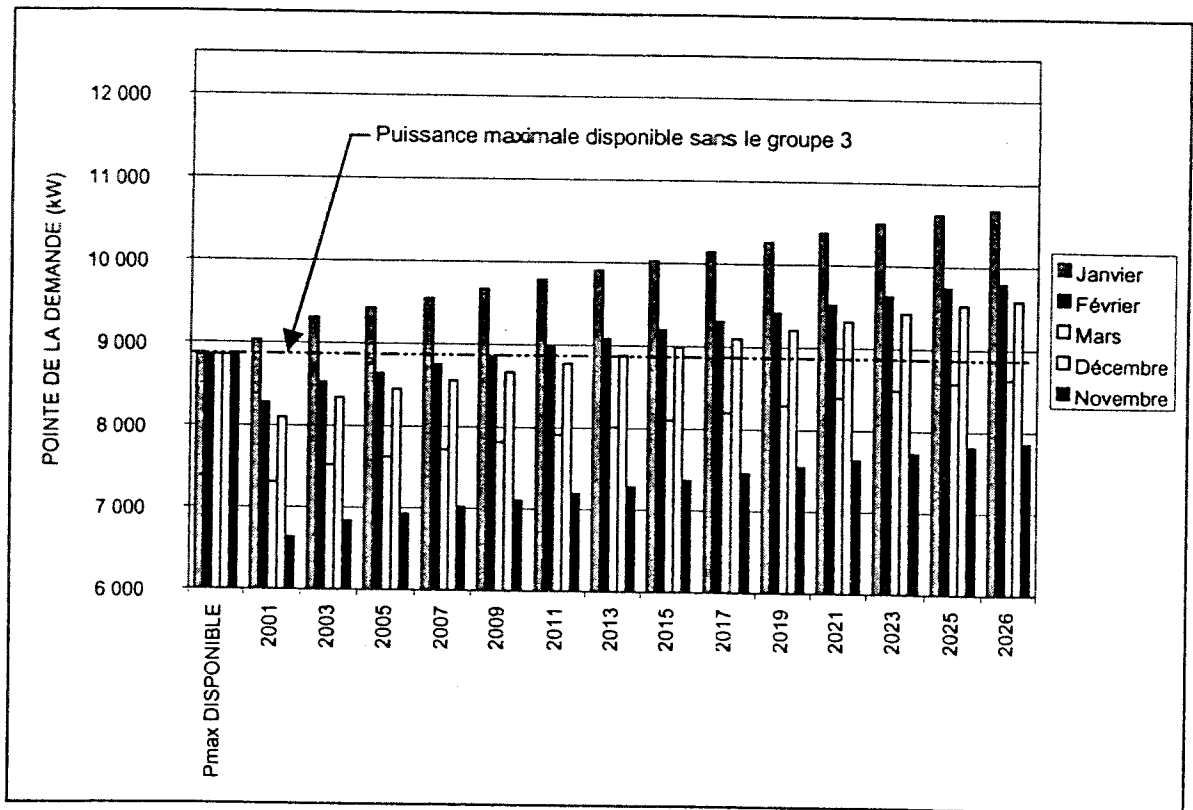


Figure 4.6 – Évolution de la pointe énergétique pour une demande faible

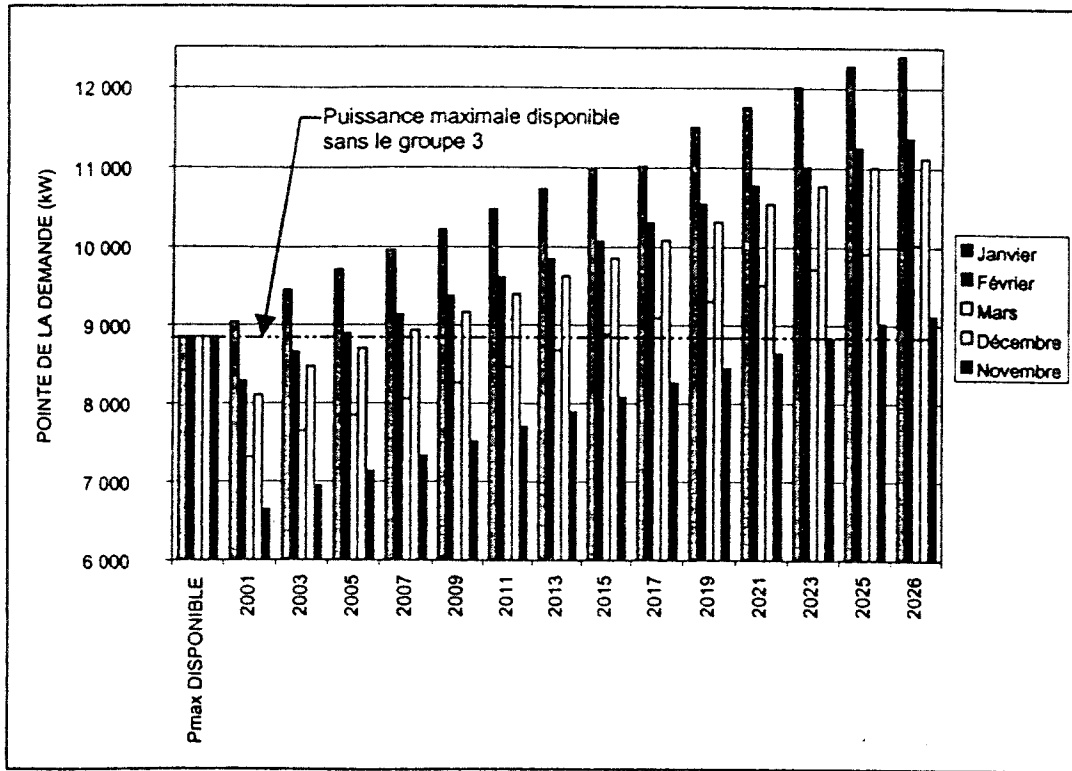


Figure 4.7 - Évolution de la pointe énergétique pour une demande forte

En observant les figures ci-dessus, on peut conclure que le bris du groupe 3 entraînerait l'impossibilité de répondre à la demande énergétique en hiver à partir de :

- 2001 pour le mois de janvier, quel que soit le scénario de demande considéré;
- 2005 (demande forte) ou 2009 (demande faible) pour le mois de février, selon le scénario de demande considéré;
- 2015 (demande forte) pour le mois de mars, en considérant un scénario de demande forte;
- 2024 (demande forte) pour le mois de novembre, en considérant un scénario de demande forte;
- 2007 (demande forte) ou 2013 (demande faible) pour le mois de décembre, selon le scénario de demande considéré.

5 CONCLUSIONS

5.1 PRÉVISION DE LA DEMANDE

L'accroissement de la demande est essentiellement relié à l'accroissement démographique des communautés Naskapi (3,9%) et Innu (2,75%).

Quelques projets industriels ont été identifiés. Ils sont tous à un stade préliminaire et leur chance de se concrétiser reste à démontrer. Le raccordement au Nunavit semble le plus prometteur.

La consommation d'énergie est principalement reliée aux besoins de chauffage.

La consommation non mesurée a été intégrée à la demande énergétique, sans accroissement. Il est fort probable que cette demande diminuera, mais ceci ne peut être quantifié pour le moment puisque cela dépendra de l'orientation que prendront les nouveaux exploitants à ce sujet.

Les tarifs actuels sont très bas; une augmentation aura un effet négatif sur la consommation, qui ne peut cependant être évalué en l'absence d'un programme de redressement des tarifs.

5.2 POTENTIEL ÉNERGÉTIQUE DE LA CENTRALE DE MENIHEK

Relativement au potentiel énergétique de la centrale de Menihek, les conclusions suivantes ont été dégagées :

- le facteur actuel d'utilisation de l'eau est bas puisque seulement 46% de l'eau peut être utilisée avec le volume de réservoir et les contraintes de gestion et la demande actuelles;
- le surplus énergétique de la centrale de Menihek est actuellement de 94,6 GWh;
- en considérant qu'aucune modification ne soit apportée à la centrale de Menihek, le surplus énergétique en 2026 sera de 87,7 GWh avec l'hypothèse d'une faible évolution de la demande future et de 80,5 GWh avec l'hypothèse d'une forte évolution de la demande future;

- en considérant un rehaussement futur de l'aménagement Menihek qui entraînera une augmentation du volume d'eau disponible pour la centrale, le surplus énergétique en 2026 sera de 114,5 GWh avec l'hypothèse d'une faible évolution de la demande future et de 107,3 GWh avec l'hypothèse d'une forte évolution de la demande future;
- en considérant un rehaussement futur de l'aménagement Menihek qui entraînera une augmentation du volume d'eau disponible pour la centrale, et l'ajout d'un 4^e groupe, le surplus énergétique en 2026 sera de 161,4 GWh avec l'hypothèse d'une faible évolution de la demande future et de 154,2 GWh avec l'hypothèse d'une forte évolution de la demande future;
- la centrale de Menihek a la capacité de répondre à la demande énergétique pour les 25 prochaines années avec l'hypothèse d'un accroissement de la demande selon les scénarios considérés.

5.3 SCÉNARIOS D'EXPLOITATION

Les scénarios considèrent le retrait successif de chacun des groupes pour entretien durant une semaine de la période estivale. Les pointes de la demande énergétique sont, pendant cette période, peu importantes de sorte que même le retrait pour entretien du groupe 3 n'entraînerait pas de difficulté à combler la demande.

Cependant, il a été démontré que la perte d'un groupe important pour une plus longue durée est plus problématique. En effet, l'arrêt prolongé du groupe 3 durant les mois d'hiver où la pointe énergétique est plus importante (de novembre à mars) occasionnerait de sérieuses contraintes à satisfaire la demande énergétique, et ce même à l'heure actuelle. Avec l'accroissement de la demande, quels que soient les scénarios considérés, les risques de voir la centrale de Menihek dans l'impossibilité de pouvoir répondre à la demande énergétique durant une période prolongée ne feront qu'empirer. Les résultats sont donc concluants quant à l'importance stratégique du groupe 3 et au fait qu'il est primordial de minimiser les risques d'un bris prolongé de ce dernier.

ANNEXE A

**Génération et distribution de l'électricité
à Schefferville de 1998 à 2001**

LECTURE MENSUELLE DES DIFFÉRENTS COMPTEURS
RE: GÉNÉRATION ET DISTRIBUTION DE L'ÉLECTRICITÉ À SCHEFFERVILLE
ANNÉE 1998

1997	1 9 9 8											
274 802,00	254 110,00	201 728,00	208 041,00	208 882,00	318 462,00	217 091,00	318 124,00	318 882,00	318 998,00	338 873,00	335 850,00	372 698,00
281 017,00	287 808,00	287 808,00	287 807,00	288 131,00	225 742,00	240 733,00	263 970,00	288 874,00	288 238,00	301 330,00	307 787,00	307 787,00
242 827,00	278 224,00	289 018,00	322 427,00	340 107,00	340 107,00	340 107,00	340 107,00	340 107,00	340 107,00	340 107,00	332 787,00	379 807,00
213 887,00	229 823,00	234 250,00	247 690,00	258 241,00	268 484,00	278 712,00	284 008,00	288 880,00	291 708,00	311 417,00	321 347,00	331 800,00
8 181,80	8 176,40	8 168,70	8 204,00	8 218,80	8 223,20	8 229,00	8 238,00	8 247,00	8 254,00	8 263,00	8 274,00	8 274,00
87 870,00	88 802,00	88 332,00	79 181,00	70 108,00	71 103,00	71 414,00	71 484,00	71 888,00	72 888,00	73 888,00	74 426,00	74 426,00
9 278,00	9 200,00	10 488,00	11 813,00	11 009,00	11 709,00	11 808,00	12 078,00	12 687,00	13 461,00	13 461,00	13 461,00	14 112,00
9 823,00	9 934,00	4 092,00	4 118,00	4 184,00	4 248,00	4 283,00	4 323,00	4 364,00	4 411,00	4 478,00	4 548,00	4 642,00
9 081,00	9 082,00	9 082,00	9 087,00	9 088,00	9 081,00	9 083,00	9 087,00	9 089,00	9 091,00	9 071,00	9 073,00	9 076,00
9 323 789,00	9 820 832,00	4 181 280,00	8 988 842,00	8 218 280,00	8 144 848,00	8 148 283,00	8 228 279,00	8 318 211,00	8 404 632,00	8 278 737,00	8 103 844,00	8 984 847,00

GÉNÉRATION (MENSUELLE DAM)
 Générateurs # 1 (1600 KVA)
 Générateurs # 2 (1600 KVA)
 Générateurs # 3 (1600 KVA)

DISTRIBUTION
 Stations Service (Monthly)
 Communication Feeder (Monthly)
 Local Feeder (Monthly)
 K.L. Incoming #2 (Main Sub)
 K.L. Incoming #1 (Term Sub)
 Réserve Nishapi
 French Feeder (Monthly)
 Total KVA autorisé par KL Power

GÉNÉRATION ET DISTRIBUTION EN KVA

1997	1 9 9 8											
520 800	1 781 800	633 200	180 100	840 000	182 800	108 300	18 808	18 808	18 808	2 028 700	1 727 700	1 834 800
849 100	1 009 800	1 032 200	1 781 100	1 498 100	1 823 700	1 890 400	2 008 100	2 008 100	2 008 100	1 108 600	648 700	12 878 000
9 289 700	8 289 200	2 261 100	1 748 000	1 748 000	1 748 000	1 748 000	1 748 000	1 748 000	1 748 000	1 748 000	1 748 000	1 748 000
4 849 800	4 031 000	4 004 300	2 890 500	2 241 100	1 862 000	1 427 000	1 800 800	2 048 800	3 138 200	3 642 400	4 628 800	28 648 100
122 240	104 480	115 400	107 810	101 580	82 190	78 880	88 420	88 420	87 080	89 800	102 330	1 180 830
4 827 240	8 928 810	3 880 800	2 833 290	2 238 670	1 878 820	1 348 040	1 828 780	1 828 780	2 041 120	3 842 800	4 804 270	38 268 370

Total Générateurs Bruts
 (Moins) Station Service
 Total Générateurs Nettes

DISTRIBUTION

17 400	15 800	17 180	11 860	11 160	8 980	7 200	4 800	8 400	8 400	10 800	13 200	134 270
80 200	78 800	78 800	87 700	38 540	21 100	24 000	23 200	23 200	23 200	21 700	21 700	878 800
8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	118 800
3 897 800	3 897 800	3 897 800	3 897 800	3 897 800	3 897 800	3 897 800	3 897 800	3 897 800	3 897 800	3 897 800	3 897 800	3 897 800
832 800	441 800	441 800	238 000	238 000	201 800	182 400	188 800	228 800	312 000	312 000	340 400	3 831 800
880 800	884 800	728 840	637 810	678 310	870 880	308 840	282 760	278 810	710 820	648 800	878 170	6 922 180
4 827 240	3 828 810	3 890 800	2 833 290	2 238 670	1 878 820	1 348 040	1 828 780	1 828 780	2 041 120	3 842 800	4 804 270	38 268 370

pour ce compte

Communication Feeder (Monthly)
 Local Feeder (Monthly)
 Ruth & Old Feeder (Monthly)
 French Feeder (Monthly)
 K.L. Incoming (Main Sub)
 K.L. Incoming (Term Sub)
 Réserve Nishapi
 Différence entre Générateurs et Distribution

Distribution Totale

M.B. La communication de French Feeder n'est pas incluse dans la lecture de Term-Sub estimée d'être la case pour le Main-Sub. (M. Perrier 6 mai 1998)

18,24%	17,44%	19,48%	18,83%	21,22%	23,48%	22,81%	19,25%	19,14%	23,35%	18,39%	19,28%	19,43%
--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

SOMMAIRE DES ACHATS ET DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ POUR 1988

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		11	12	13	14	15	16	17	18	19			
ACHATS	4 848 800	609 800	643 200	462 600	433 600	342 400	242 600	170 400	244 800	384 000	364 000	448 600	528 000	4 821 200									
1	10 797 800	1 389 200	1 478 800	1 017 600	938 400	734 400	511 200	309 000	578 800	468 200	784 400	843 200	1 012 800	8 928 800									
2	8 942 000	1 008 000	1 032 000	781 200	688 400	547 200	381 200	288 400	874 400	381 600	876 400	710 400	780 000	7 804 800									
3	867 800	142 400	271 200	184 800	168 800	100 800	68 200	40 000	48 200	24 000	118 400	124 800	148 000	1 804 000									
4	4 195 200	808 800	847 200	588 000	432 000	292 800	254 400	178 800	811 200	201 800	287 800	348 600	840 800	3 840 800									
5	30 481 200	8 629 800	4 087 200	2 782 000	2 878 400	2 027 800	1 468 000	849 800	1 230 400	1 334 400	2 184 800	2 870 400	2 897 200	27 708 800									
6	1 804 800	191 000	214 000	144 642	140 888	107 242	77 800	49 878	68 811	70 232	118 217	148 284	147 747	1 488 000									
7	88 098 000	9 670 880	4 281 883	8 898 848	8 818 848	8 114 848	1 848 888	989 278	1 818 811	1 904 888	8 878 287	8 708 884	8 884 847	88 188 000									
8	28 878 884	3 400 888	3 810 888	2 878 824	2 809 841	1 908 231	1 378 816	888 778	1 171 828	1 250 233	2 028 418	2 408 448	2 830 248	23 882 888									
9																							
10																							

	11	12	13	14	15	16	17	18	19					
VENTES	10 822 807	1 468 800	1 524 828	1 094 889	1 181 884	724 187	878 887	884 820	382 417	600 182	748 216	870 810	1 245 200	10 840 184
11	8 624 878	880 883	849 442	472 243	627 240	408 387	418 744	281 068	888 888	830 154	400 878	804 247	878 888	8 128 888
12	2 884 120	381 480	272 720	242 320	228 480	211 880	118 120	88 400	87 400	71 000	88 880	218 220	197 280	2 818 180
13	4 182 200	808 800	847 200	808 000	422 000	282 800	284 400	172 800	211 200	201 800	142 200	147 188	207 200	2 851 407
14	1 888 784	140 880	140 880	140 880	140 880	140 880	140 880	140 880	130 880	140 188	287 800	287 800	141 888	1 882 237
15	28 482 708	8 187 200	3 480 888	2 883 888	2 814 832	1 777 872	1 488 720	888 788	1 188 822	1 283 888	1 818 881	2 138 178	2 710 284	24 817 884
16	8 888 848	878 827	880 880	882 884	(104 871)	181 888	(124 284)	(88 888)	(88 887)	(18 732)	412 427	270 288	(88 036)	1 848 291
17	10,80%	8,05%	9,80%	11,20%	-4,18%	8,68%	-8,03%	-7,41%	-8,20%	-1,08%	20,23%	11,22%	-8,04%	8,18%
18														
19														

SOMMAIRE DES ACHATS ET DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ POUR 2001

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		11	12	13	14	15	16	17	18	19	
ACHATS																					
1	6 798 000	1 066 000	690 000	727 200	640 000	640 000	710 000	227 000	207 200	460 200	306 000	8 000 000	3 770 200	5 000 000	3 770 200	5 000 000	3 770 200	5 000 000	3 770 200	5 000 000	3 770 200
2	9 002 200	871 200	862 000	854 000	820 000	820 000	499 200	119 200	151 200	194 000	163 200	9 871 200	4 641 200	10 512 200	4 641 200	10 512 200	4 641 200	10 512 200	4 641 200	10 512 200	4 641 200
3	11 042 000	1 744 000	1 454 000	1 181 000	1 318 000	1 044 000	504 000	408 000	408 000	584 000	468 000	12 786 000	5 389 000	14 170 000	5 389 000	14 170 000	5 389 000	14 170 000	5 389 000	14 170 000	5 389 000
4	1 721 000	240 000	190 000	172 000	200 000	171 000	92 000	87 000	87 000	120 000	87 000	1 961 000	870 000	2 048 000	870 000	2 048 000	870 000	2 048 000	870 000	2 048 000	870 000
5	3 470 000	100 000	100 000	137 000	822 000	822 000	800 000	254 000	252 200	400 000	260 200	3 570 000	1 282 200	3 792 000	1 282 200	3 792 000	1 282 200	3 792 000	1 282 200	3 792 000	1 282 200
6	29 710 200	4 972 000	3 000 000	3 000 000	3 712 000	3 220 000	980 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	30 702 200	13 000 000	31 702 200	13 000 000	31 702 200	13 000 000	31 702 200	13 000 000	31 702 200	13 000 000
7	1 600 000	214 000	170 200	141 200	100 000	100 000	50 000	40 000	40 000	50 000	40 000	1 714 200	50 000	1 764 200	50 000	1 764 200	50 000	1 764 200	50 000	1 764 200	50 000
8	31 270 100	4 200 000	3 474 200	2 820 200	3 000 200	2 820 200	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000	32 270 100	4 200 000	34 470 100	4 200 000	36 670 100	4 200 000	38 870 100	4 200 000	41 070 100	4 200 000
9	27 040 140	3 810 000	3 092 000	2 620 000	2 470 000	2 470 000	820 000	820 000	820 000	820 000	820 000	27 860 140	3 810 000	31 670 140	3 810 000	35 480 140	3 810 000	39 290 140	3 810 000	43 100 140	3 810 000
10	Total des RVM à Venale (83,7% du No.7)											27 860 140	3 810 000	31 670 140	3 810 000	35 480 140	3 810 000	39 290 140	3 810 000	43 100 140	3 810 000

	11	12	13	14	15	16	17	18	19
VENTES									
11	11 007 700	1 040 000	1 402 244	1 140 700	1 101 441	791 102	460 000	201 000	947 700
12	8 750 000	220 000	800 000	1 000 000	437 270	300 200	220 000	100 000	520 200
13	2 000 000	500 000	700 000	800 000	220 000	100 000	100 000	100 000	200 000
14	3 750 000	400 000	500 000	500 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000
15	1 750 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000
16	20 700 000	3 000 000	3 000 000	3 000 000	3 000 000	3 000 000	3 000 000	3 000 000	3 000 000
17	2 100 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000
18	2 100 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000
19	7,87%	8,34%	22,15%	-7,19%	30,00%	40,31%	22,09%	-20,15%	-10,10%

ANNEXE B

**Évaluation des pertes
sur le réseau de Menihek**

A) Identification des pertes

À partir de la production brute de la centrale de Menihek, les pertes de toutes catégories sont les suivantes :

- d) Consommation des services auxiliaires à la centrale;
- e) Utilisation locale de l'énergie pour les résidences des opérateurs;
- f) Consommation du circuit QNS & L
- g) Pertes ohmiques des barres 6,9 kV – négligeable;
- h) Pertes de transformation 6,9/69 kV;
- i) Pertes ohmiques sur les lignes 69 kV;
- j) Pertes de transformation du poste principal de Schefferville;
- k) Pertes sur les circuits secondaires 25 et 13,8 kV;
- l) Pertes de transformation 13,8/4,16 kV au poste de la ville de Schefferville;
- m) Pertes ohmiques sur les artères des distribution 4,16 kV
- n) Pertes de transformation 2400/120/240 Volts

Les pertes a), b) et c) sont mesurées à la centrale de Menihek et les relevés des années 1998 à 2001 sont à l'annexe « A » du présent rapport.

La moyenne annuelle de ces pertes est de 1,85 GWh et représente environ 5 % de la production brute.

Les pertes des services auxiliaires sont dépendantes du niveau de production de la centrale, mais les pertes b) et c) sont indépendantes et à peu près constantes.

B) Pertes techniques

Les pertes énumérées de d) à k) sont des pertes techniques et ne sont pas mesurées. Elles peuvent cependant être calculées et généralement varient en fonction de la charge.

a) Pertes ohmiques

Les pertes en d), f), j) et k) sont essentiellement occasionnées par l'échauffement des conducteurs au passage du courant. Elles sont appelées pertes ohmiques et peuvent être calculées par la relation $P = RI^2$ où P = pertes en watts, R = résistance ohmique du conducteur, I = le courant en ampère porté par le conducteur.

Les pertes ont été évaluées à partir de la production horaire moyenne annuelle de la centrale évaluée à 4 290 kW, et d'un conducteur de calibre 4/0 AWG pour la ligne 69 kV, et les circuits secondaires également. La résistance ohmique de ce conducteur est de 0,35 Ohm/km.

En supposant que toute l'énergie est transitée par la ligne 2 seulement, les pertes ohmiques calculées sont égales à :

- pertes d = négligeables (<0,1%)
- pertes f = 1,5 %
- pertes h = 0,5 %
- pertes j = 2,0 %

Total des pertes ohmiques = 4,0 %

C) Les pertes de transformation

Les pertes e), g), i) et k) sont des pertes de transformation qui sont constituées de deux composantes principales, soit les pertes à vide qui sont aussi appelées pertes dans le fer et les pertes de charge qui sont aussi appelées pertes dans le cuivre.

Les pertes dans le fer ont une valeur constante et les pertes de cuivre varient en fonction du carré du courant de charge. Normalement, les pertes sont établies lors

des essais en usine des transformateurs. Comme les données ne sont pas disponibles, le calcul a été fait à partir du Westinghouse T & D Reference Book, qui est une référence reconnue dans ce domaine (Réf. 1).

Le calcul a été fait pour un transformateur de 10 000 kVA ONAN 69 kV, 3 phases.

Selon la table 4, page 103, de cette référence, le rendement est de 99,2 % sur la base de la puissance assignée ONAN.

La valeur du rapport pertes dans le cuivre sur pertes dans le fer a été fixée à 2 selon la table 3, page 103.

Les pertes à pleine charge sont donc de 0,53 % dans le cuivre et 0,27 % dans le fer.

Les pertes à d'autres valeurs de charge ont été établies selon l'abaque de la figure 6, page 102.

On a donc les rendements suivants :

100 % charge P = 99,2

75 % charge P = 99,3

50 % charge P = 99,2

25 % charge P = 98,8

10 % charge P = 97,3

Les pertes de transformation sont calculées avec tous les transformateurs sous tension pour transiter la charge annuelle moyenne. Ceci donne un facteur de charge d'environ 23 % d'où un rendement de 98,5 %. Ce rendement est attribué à tous les transformateurs incluant ceux de distribution (Réf. 2).

On a donc les pertes $e = g = i = k = 1,5 \%$ et les pertes totales de transformation = 6,0 %.

Les pertes techniques totales sont donc la somme de toutes les pertes ohmiques et de transformation, soit $4,0 + 6,0 = 10,0 \%$.

En associant les pertes aux réseaux de transport et de distribution on obtient :

Pertes de transport = $d + e + f + g + h = 5 \%$

Pertes de distribution = $i + j + k = 5 \%$.

Réf. 1 : Westinghouse T & D Reference Book

Réf. 2 : Croft-American Electrician Handbook, McGraw Hill, 1991