

**RÉPONSE D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À L'ENGAGEMENT NUMÉRO 28**

| |
|-----------------------------|
| Régie de l'énergie |
| DOSSIER: <i>R-3550-2004</i> |
| DÉPOSÉE EN AUDIENCE |
| Date: <i>16 juin 2005</i> |
| Pièces n°: <i>HQD-7</i> |

Document 1.28

Engagement 28 :

Fournir le rapport 95 pour les taux de réserve en puissance. (demandé par la Régie)

Réponse à l'engagement 28 :

Le rapport en question date, en réalité, de janvier 1997.

RÉVISION DES PARAMÈTRES DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

Rapport technique

Janvier 1997

Direction Plans et Programmes d'équipement de production
Planification des projets de production

Division Planification du réseau de production

RÉVISION DES PARAMÈTRES DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

Rapport technique

Ronald Lalonde, ing.
Chef de division

par : Thong Nguyenphat, ing.

Direction Plans et Programmes d'équipement de production
Planification des projets de production

Division Planification du réseau de production

SOMMAIRE ET CONCLUSION

Pour satisfaire les besoins futurs, l'entreprise, ces dernières années, s'est engagée en priorité à améliorer le réseau existant. Un des quatre volets de l'amélioration visée est les taux d'arrêts forcés des groupes de production hydrauliques. L'engagement porte déjà ses fruits. En effet, les taux d'arrêts forcés ont diminué depuis 1991. Par ailleurs, après l'analyse de la performance des groupes hydrauliques, on constate que les taux d'entretien d'hiver, qui ont un impact sur l'offre, sont réduits.

À cela, s'ajoute le fait que le contexte des marchés a changé. En effet, aujourd'hui on peut avoir accès aux ressources dans un délai plus court. Face à un accroissement inattendu de la demande, on peut donc réagir plus rapidement.

Compte tenu de l'amélioration de la disponibilité des équipements de production et compte tenu d'un accès plus rapide à des ressources, nous avons révisé, en 1996, l'ensemble des paramètres de fiabilité en puissance¹. Il ressort de cette révision une diminution totale des besoins de la réserve requise d'environ 600 MW à l'horizon 2005, réduction qui se répartit de la façon suivante. La baisse des taux d'arrêts forcés et des taux d'entretien en hiver des groupes hydrauliques se traduit par une diminution de 350 MW environ. La révision des paramètres d'incertitude sur la prévision de la demande conduit à une réduction d'environ 230 MW.

À titre d'information, rappelons que la réserve requise en puissance correspond à la différence entre l'offre et la demande de pointe. Notons également que les moyens d'alimentation que planifie Hydro-Québec doivent dépasser en tout temps la demande prévue afin de se prémunir contre les aléas de l'offre et de la demande.

1. : Exception faite de la puissance interruptible. Cette dernière fait l'objet d'une étude conduite par un autre groupe de travail sur la puissance interruptible (voir annexe 5).

Les taux d'arrêts forcés et les taux d'entretien

La baisse des taux d'arrêts forcés et d'entretien des groupes hydrauliques est le résultat des actions qui visent la réduction de la durée des pannes et qui ont été déployées par l'entreprise au cours des dernières années. En effet, des actions, telles que le suivi des pannes, l'analyse continue des défauts et le remplacement anticipé des pièces vétustes, ont permis de réduire les taux d'arrêts forcés des groupes hydrauliques. Ces taux sont passés de 1,9% à 1,1% en hiver, ce qui correspond à un taux annuel de 2%, soit l'objectif que s'était fixé l'entreprise. Cette amélioration de la performance se traduit par une diminution d'environ 280 MW des besoins de réserve en puissance. Il est à noter que les taux d'arrêts forcés des trois mois d'hiver ont plus d'impact sur la réserve requise que les taux d'été.

Par ailleurs, grâce à une gestion soutenue des autorisations d'entretien durant les mois d'hiver, l'entreprise tente le plus possible de réduire les arrêts pour entretien qui ont un impact sur l'offre. L'analyse de la performance des groupes hydrauliques, ces dernières années, nous permet de réduire les taux d'entretien d'hiver, de 0,9% à 0,4%. La réserve requise en puissance est ainsi diminuée de 70 MW.

Réévaluation de l'horizon de l'aléa global de la demande

Pour calculer la réserve requise, nous utilisons dans le passé l'aléa à un horizon de quatre ans. Cette période correspondait au temps requis pour mettre en service de nouvelles ressources en puissance. Aujourd'hui, notamment avec l'ouverture des marchés, nous disposons de ressources auxquelles nous pouvons avoir recours plus rapidement. Nous pouvons donc réduire l'aléa de la demande utilisé pour établir la quantité de réserve requise qui correspond à un horizon de trois ans. Ce changement a pour impact de réduire celle-ci d'environ 230 MW.

Globalement, tous les changements susmentionnés nous ont permis de réduire d'environ 600 MW les besoins de réserve requis à long terme, tout en maintenant le même niveau de fiabilité pour nos clients.

Le tableau "Sommaire des résultats" ci-après résume l'impact de la révision des paramètres de fiabilité en puissance.

SOMMAIRE DES RÉSULTATS

IMPACT DE LA RÉVISION DES PARAMÈTRES

SUR LA RÉSERVE EN PUISSANCE

(PLAN 1997)

| PARAMÈTRES | IMPACT HORIZON 2006-07 (MW) |
|--|-----------------------------------|
| 1. Taux d'arrêts forcés – centrales hydrauliques | -280 |
| 2. Taux d'arrêts forcés équivalents – centrales thermiques | négl. |
| 3. Taux d'entretien – centrales hydrauliques | -70 |
| 4. Taux d'entretien – centrales thermiques | 0 |
| 5. Contraintes hydrauliques – centrales au fil de l'eau | 0 |
| 6. Réserve – Producteurs privés | 0 |
| 7. Réserve – CF(L)Co | 0 |
| 8. Réserve d'exploitation à prévoir dans la réserve de planif. | 0 |
| 9. Aléa de la demande : restriction à $2,5 \sigma$, horizon 3 ans | -230 |
| IMPACT TOTAL DES RÉVISIONS PROPOSÉES | -580 |

Table des matières

| | Page |
|--|------|
| SOMMAIRE ET CONCLUSION | I |
| INTRODUCTION | 1 |
| 1. UN APERÇU DE LA FIABILITÉ | 3 |
| 1.1. Les concepts de fiabilité | 3 |
| 1.2. La méthode utilisée par Hydro-Québec pour l'évaluation de la fiabilité | 5 |
| 1.3. Les périodes saisonnières : Hiver, Été | 8 |
| 2. L'INDISPONIBILITÉ DES ÉQUIPEMENTS | 11 |
| 2.1. Les taux d'arrêts forcés – Centrales de base | 11 |
| 2.1.1. Taux d'arrêts forcés – Centrales hydrauliques | 13 |
| 2.1.2. Taux d'arrêts forcés durant les périodes de rodage | 18 |
| 2.2. La probabilité de la non disponibilité des centrales thermiques à la pointe de la demande | 20 |
| 2.2.1. Centrale de Cadillac (3 groupes de 54 MW) | 22 |
| 2.2.2. Centrale de La Citière (4 groupes de 76 MW) | 23 |
| 2.2.3. Centrale de Tracy (4 groupes de 157,5 MW) | 24 |
| 2.2.4. Centrale de Bécancour (4 groupes de 110 MW) | 26 |
| 2.2.5. Centrale à TAG future (4 groupes de 105 MW – génériques) | 28 |
| 2.2.6. Centrale de Gentilly-2 (675 MW) | 30 |
| 2.3. Les taux d'entretien – Centrales hydrauliques | 33 |
| 2.4. Les périodes d'entretien – Centrales thermiques | 41 |

| | |
|---|-----------|
| 3. LES PARAMÈTRES AUTRES QUE LES INDICATEURS DE PERFORMANCE | 43 |
| 3.1. Contraintes hydrauliques des centrales au fil de l'eau | 43 |
| 3.2. Réserve – producteurs privés | 46 |
| 3.3. Réserve – CF(L)Co | 48 |
| 3.4. Réserve additionnelle d'exploitation à prévoir dans la réserve de planification | 50 |
| 3.4.1. Critères de réserve d'exploitation d'Hydro-Québec | 51 |
| 3.4.2. Critères de réserve d'exploitation du NPCC | 52 |
| 3.4.3. Interprétation du plus gros élément du réseau | 53 |
| 4. ALÉA DE LA DEMANDE : CHOIX DU NOMBRE D'ÉCARTS TYPES | 54 |
| 4.1. Constitution de l'aléa global de la demande | 56 |
| 4.2. Simulation Monte Carlo de l'aléa global | 57 |
| 4.3. Résultats | 63 |

Liste des annexes

- 1-A ☞ Mandat de l'étude
- 1-B ☞ Plan annuel d'utilisation des ressources (oct.94)

- 2-A ☞ Bilan en puissance du plan 97 (préliminaire)
 - ☞ Statistiques des taux d'arrêts forcés
 - ☞ Plan opérationnel
- 2-B ☞ Calcul UFOP de Tracy
- 2-C ☞ Processus d'affaire Gentilly
- 2-D ☞ Statistiques des taux d'entretien

- 3-A ☞ Partage de réserve avec CF(L)Co
- 3-B ☞ Réserve d'exploitation

- 4 ☞ Simulation Monte Carlo et impact sur la réserve requise

- 5 ☞ Réserve — Puissance interruptible

Introduction

Dans son processus de planification des équipements de production, Hydro-Québec élabore un programme d'équipement en déterminant comment l'entreprise répondra à une demande donnée au meilleur coût possible, tout en respectant les critères de fiabilité en énergie et en puissance retenus. À cette fin, elle utilise deux critères de planification : le critère de fiabilité en puissance, qui sert à identifier les besoins de capacité nécessaire pour répondre à la demande de puissance de pointe, et le critère de fiabilité énergétique, qui vise à assurer un approvisionnement suffisant permettant de satisfaire les besoins énergétiques d'année en année.

De façon générale, l'application de ces deux critères a pour effet de maintenir des réserves de production en puissance et en énergie. La réserve qui nous intéresse en particulier dans notre propos est la réserve requise en puissance. Elle permet de faire face à plusieurs types d'aléas.

Le plus important de ces aléas concerne la demande; celle-ci peut être plus forte que prévue et ce, à cause de conditions climatiques extrêmes ou d'activités économiques exceptionnelles. Par ailleurs, nous avons utilisé dans le passé l'aléa de la demande à un horizon de quatre ans avec une distribution de probabilité jusqu'à $\pm 5\sigma$.

L'autre aléa d'importance a trait à l'offre. Comme la demande, la disponibilité de l'offre est assujettie à un certain nombre d'aléas, notamment les pannes, l'entretien des équipements, le niveau des réservoirs (qui a un impact sur la hauteur de chute et donc sur la puissance maximale des groupes turbines-alternateurs), les incertitudes de service des producteurs indépendants et les contraintes hydrauliques de certaines centrales au fil de l'eau.

Ces aléas, identifiés et quantifiés, sont appelés paramètres de fiabilité en puissance.

Compte tenu de l'amélioration de la disponibilité des équipements de production qu'a connue Hydro-Québec ces dernières années, amélioration dont témoignent l'historique des données et les objectifs de l'entreprise en matière de performance, et compte tenu d'un accès plus rapide à des ressources en puissance, nous avons révisé, en 1996, les paramètres de fiabilité en puissance sous-tendant le calcul de la réserve requise en puissance.

Le présent rapport consigne les résultats des études et des analyses, réalisées en 1996, et qui ont été présentés au Comité Équilibre énergétique. On trouvera au chapitre 1 un survol des concepts de la fiabilité, la méthode d'évaluation de la fiabilité utilisée par l'entreprise et les périodes saisonnières retenues dans la simulation par le modèle FEP. Le chapitre 2 examine l'indisponibilité des équipements représentée par les taux d'arrêts forcés et les taux d'entretien. Le chapitre 3 traite des paramètres autre que les indicateurs de performance des groupes. Ils portent sur les contraintes hydrauliques des centrales au fil de l'eau, les réserves liées aux producteurs privés et à la centrale des Churchill Falls, et la réserve tournante. Enfin, le chapitre 4 aborde un sujet tout à fait nouveau, relatif au critère probabiliste de perte de charge LOLE, c'est à dire le choix du nombre d'écart types de l'aléa de la demande. Également, on y effleure l'horizon correspondant au temps requis pour mettre en service de nouvelles ressources en puissance dans le nouveau contexte d'ouverture des marchés.

À titre d'information, les résultats de la réserve relative à la puissance interruptible, autrement dit le « service rendu », sont présentés à l'annexe 5. Le dossier a été conduit par une autre équipe de travail.

1. UN APERÇU DE LA FIABILITÉ

La fonction d'un réseau électrique est de fournir de l'électricité à toute catégorie de clients, le plus économiquement possible avec un degré acceptable de continuité, de qualité et de fiabilité. La fiabilité est une grandeur² caractérisant la sécurité de fonctionnement d'un système, d'un réseau ou d'un appareillage selon les normes prescrites. Le présent chapitre aborde d'une façon succincte les concepts de la fiabilité, la méthode d'évaluation de la fiabilité utilisée par Hydro-Québec ainsi que les périodes saisonnières retenues pour tenir compte de la variation de la demande au cours de l'année.

1.1. Les concepts de fiabilité

La fiabilité est couramment décomposée, conceptuellement, en deux aspects différents : sécurité et adéquation.

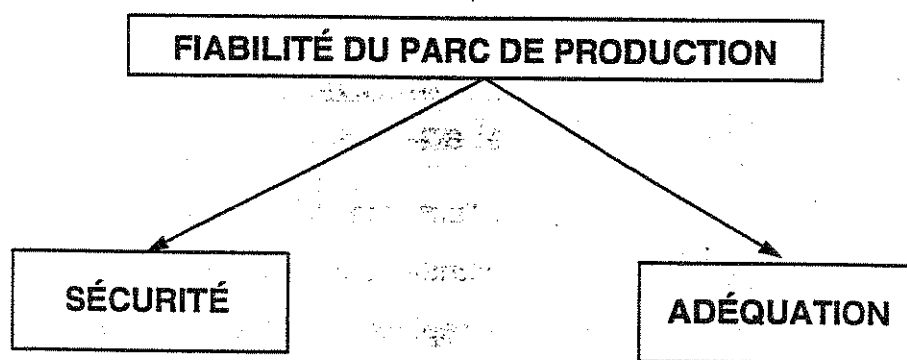
La sécurité est définie comme l'aptitude du réseau à résister aux perturbations brusques telle la fluctuation de la demande ou la défaillance soudaine d'un équipement. Quant à l'adéquation, elle caractérise l'aptitude du réseau à satisfaire à la demande de puissance et d'énergie en tenant compte des incertitudes liées à la prévision de la demande (climatiques et prévisionnelles), et en prenant en considération des indisponibilités programmées et fortuites des équipements de production.

La sécurité couvre les régimes transitoires (dynamiques) liés aux exigences du court terme et relève de « l'exploitation » qui gère le parc existant. La sécurité du réseau est menacée quand l'exploitant fait face à une situation de perte de charge imprévisible. L'adéquation, quant à elle, s'intéresse aux régimes permanents (statiques), touchant la planification à long terme des équipements à être installés.

2. : Définition donnée par l'Académie des sciences au néologisme « *reliability* », le 9 avril 1962.

L'adéquation et la sécurité ne peuvent pas être considérés comme deux concepts indépendants ; on peut, par exemple, améliorer la sécurité en prenant de plus grandes marges, pouvant impliquer une dégradation de l'adéquation. En effet, l'exploitant, face aux situations particulièrement anormales, pourrait être contraint de sacrifier l'adéquation (délestage préventif) pour assurer la sécurité.

LES CONCEPTS DE FIABILITÉ



La réserve d'exploitation, établie par l'exploitant, est requise pour assurer la sécurité du réseau. La réserve de planification de l'équipement à long terme, établie par la « planification » est nécessaire pour assurer l'adéquation entre les ressources et la demande prévue. Dans le présent rapport, nous traitons principalement d'adéquation, c'est à dire de paramètres qui ont un impact sur la réserve de planification.

1.2. La méthode utilisée par Hydro-Québec pour l'évaluation de la fiabilité

Hydro-Québec utilise le critère probabiliste d'espérance de perte de charge (LOLE), avec la norme « ne pas délester la charge garantie plus de 2,4 heures par année ».

Les critères d'adéquation, utilisés lors de la planification de la production pour évaluer les besoins de puissance, se classent en deux grandes catégories : critères déterministes et critères probabilistes. Les premiers étaient largement utilisés lorsqu'ont commencé à se développer les activités de fourniture d'électricité, avant l'apparition de l'ordinateur. Certaines entreprises les utilisent toujours. Les critères les plus couramment utilisés sont : (1) le critère du pourcentage standard de marge de production installée; (2) le critère de marge de production installée, mieux connu sous le nom du critère de la plus sévère contingence; (3) le critère combiné des deux critères précédents.

Les critères probabilistes sont plus complexes que les critères déterministes. Ils permettent de tenir compte de toute variable pertinente et de mesurer la sensibilité de divers paramètres.

Parmi les principaux critères, on retrouve : (1) l'espérance de perte de charge ou de défaillance (*Loss of Load Expectation* LOLE) ; (2) l'espérance d'énergie non livrée (*Loss of energy expectation* LOEE, *Expected unsupplied energy* EUE) ; (3) la méthode fréquence-durée.

L'espérance de défaillance(LOLE) se mesure par le nombre moyen de jours (ou d'heures) dans l'année, où l'on prévoit que la charge dépassera la puissance disponible du parc de production. Ce critère est le plus connu et est largement adopté par la

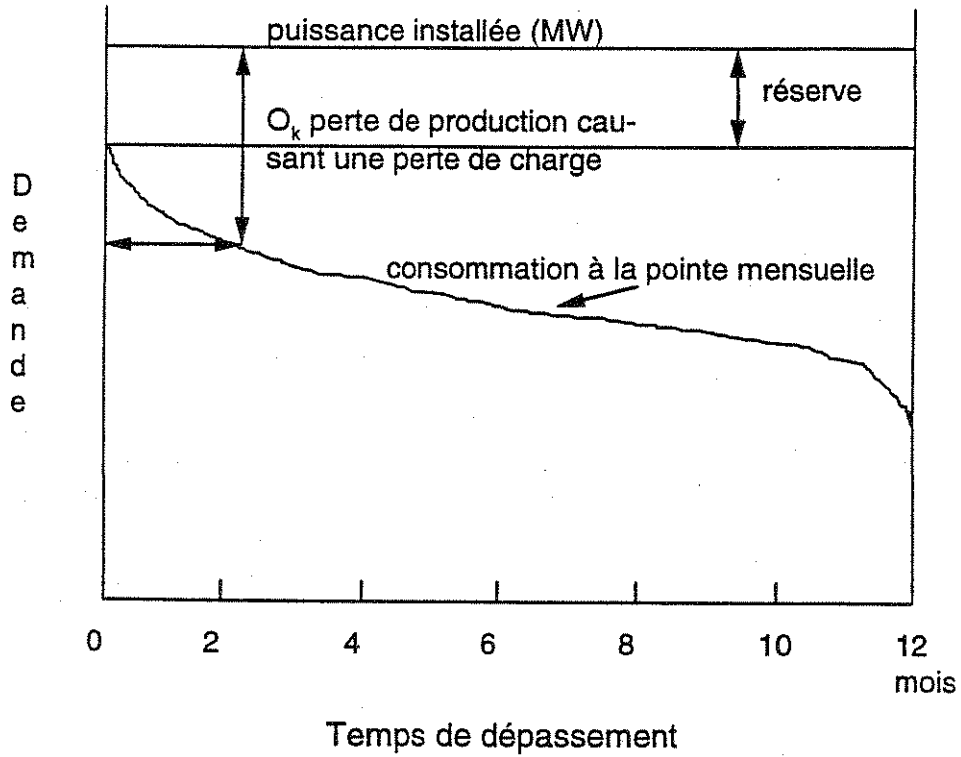
plupart des entreprises productrices d'électricité nord-américaines et européennes pour la planification de la production³.

En ce qui concerne le réseau d'Hydro-Québec, on gère l'incertitude liée à la prévision de la demande et la performance du réseau de production (l'offre) en observant la norme de continuité de service du NPCC. Ainsi, Hydro-Québec utilise le critère probabiliste d'espérance de perte de charge (LOLE) avec la norme « ne pas déléster la charge garantie plus de 2,4 heures par année ».

La figure 1.2.1 donne un aperçu de la relation entre la charge, la puissance et la réserve.

3. : Canada: BC Hydro, Manitoba Hydro, NB Elect. Power Commission; Brésil, France, Rép. Irlande, Japon, Jordan, Roumanie, Afrique du sud, Espagne, Suisse, UK — source comité d'Étude 37 Électra —.

Figure 1.2.1
Relation entre la charge, la puissance et la réserve



O_k : perte de production au temps t_k

t_k : unité de temps dans l'intervalle étudiée

p_k : probabilité associée à la déficience O_k

$$LOLE = \sum_{k=1}^n p_k t_k$$

$$LOLE = \sum_{k=1}^n (t_k - t_{k-1}) P_k$$

P_k : probabilité cumulative

1.3. Les périodes saisonnières : Hiver, Été

Les indicateurs de performance des équipements de production — panne, entretien — pour les mois de décembre, janvier et février sont très différents de ceux des autres mois. Pour ces raisons, deux saisons ont été retenues afin de simuler les risques dans le modèle de fiabilité.

Période d'hiver : décembre, janvier et février

Période d'été : les autres mois

La demande est constituée de l'ensemble des besoins en électricité pour lesquels Hydro-Québec a des engagements au Québec ou envers les réseaux voisins.

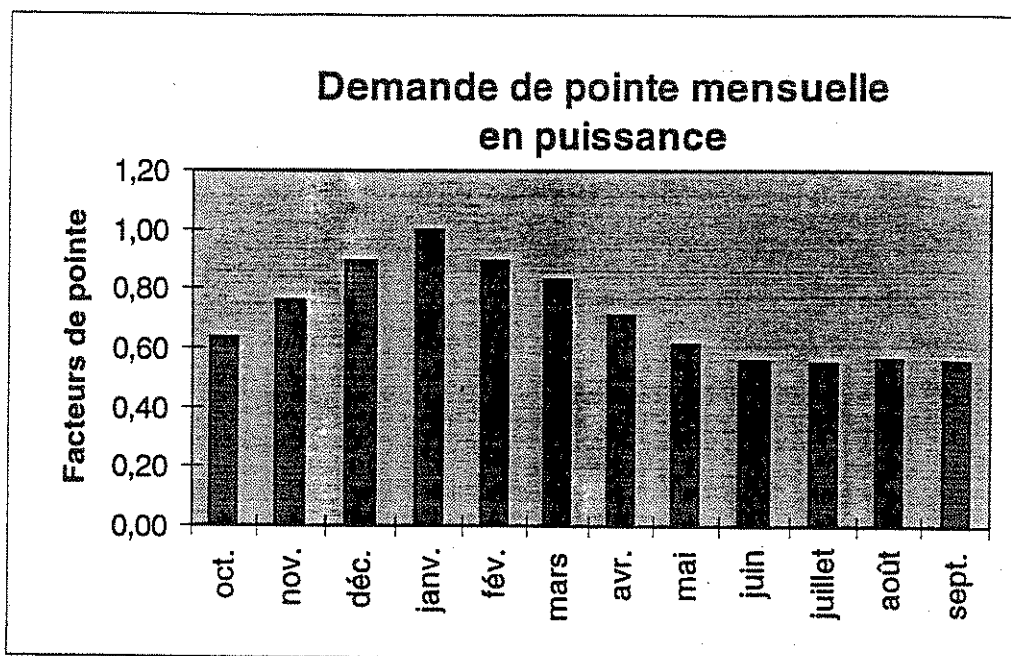
Les besoins en électricité du Québec se répartissent essentiellement suivant les secteurs domestique, institutionnel, industriel et commercial. À ces besoins s'ajoutent les ventes d'électricité aux réseaux américains ou canadiens et à d'autres producteurs québécois, comme Alcan.

Cette demande varie au cours de l'année, comme le montre la figure 1.3.1. Elle est plus forte en décembre, janvier et février et atteint un minimum de juin à septembre. Plus de 98% du risque de perte de charge se trouve concentré aux mois de décembre, janvier et février (voir annexe 1-B). Par ailleurs, les indicateurs de performance des équipements de production — panne, entretien — pour les mois de décembre, janvier et février sont très différents de ceux des autres mois. Pour ces raisons, deux saisons ont été retenues afin de simuler les risques dans le modèle de fiabilité.

Période d'hiver : décembre, janvier et février

Période d'été : les autres mois

Figure 1.3.1



Par ailleurs, à court terme, du point de vue gestion de la puissance à la pointe du réseau, les stratégies prévues aux plans annuels d'utilisation des ressources énergétiques⁴ considèrent également que les trois mois mentionnés sont les mois les plus critiques de l'année. En effet, un examen des plans 1992-93 à 1995-96 révèle que:

- de fin novembre à la mi-mars, les coupures de marchés et les moyens de gestion seraient nécessaires. Ces trois mois accaparent plus de 80% du potentiel de gestion du déficit de puissance (voir annexe 1-B) comme le montre le tableau 1.3.1. Notons que, par coupures de marchés, on entend les contrats

4. : Service Planification de l'exploitation du parc.

selon ententes, l'exportation, la biénergie télécommandée etc., et par moyens de gestion, la mise en marche de Tracy, les achats, la puissance interruptible, etc.

Tableau 1.3.1
Utilisation des moyens de gestion de la puissance
(% du potentiel de gestion)

| | Nov. | Déc. | Janv. | Févr. | Mars |
|---------------------------------|------|-------|-------|-------|-------|
| Moyenne pondérée 1992-96 | 5,1% | 20,4% | 35,6% | 24,5% | 13,0% |

- l'indisponibilité des groupes turbines-alternateurs est gérée de manière à la maintenir à son plus bas niveau de décembre à février. Comme le témoigne le tableau 1.3.2 ci-dessous (voir annexe 1-B), elle représente à peine 1% de la puissance maximale du parc en janvier. Ce niveau commence à progresser à partir de mars, dès que la pression des besoins de la charge diminue.

Tableau 1.3.2
Indisponibilité des groupes hydrauliques
(% de la puissance maximale de janvier)

| | Nov. | Déc. | Janv. | Févr. | Mars |
|---------------------------------|------|------|-------|-------|------|
| Moyenne pondérée 1992-96 | 7,0% | 1,0% | 1,0% | 1,0% | 2,0% |

- selon le plan de réfection et de maintenance, le retrait des équipements de production s'étend du début mars aux premières semaines de décembre.

2. L'INDISPONIBILITÉ DES ÉQUIPEMENTS

À l'instar de la demande qui est sujette à des aléas climatiques et prévisionnels, les équipements de production sont soumis à certaines incertitudes, telles les pannes et les entretiens non planifiés. Cette indisponibilité fortuite a un impact sur la fiabilité du réseau et pourrait entraîner une perte de charge, quand la demande dépasse la capacité des équipements disponibles. Rappelons que la demande la plus forte se trouve concentrée durant les mois de décembre, janvier et février. Le risque de ne pas pouvoir répondre aux besoins de puissance est donc beaucoup plus fort pendant ces trois mois d'hiver qu'à toute autre période de l'année alors que 98% du risque de perte de charge y est concentré. Pour comprendre comment la fiabilité se comporte selon différentes périodes de l'année, le présent chapitre porte sur les paramètres de fiabilité en puissance les plus importants de l'offre, soit les taux d'arrêts forcés et les taux d'entretien des centrales hydrauliques, thermiques et nucléaire du parc d'Hydro-Québec.

2.1. Les taux d'arrêts forcés – Centrales de base

Le taux d'arrêts forcés reflète la probabilité qu'une entité soit défaillante quand elle est requise durant une période spécifiée.

L'indisponibilité fortuite (*forced outage*) qui correspond aux pannes est appelée, dans notre propos, « taux d'arrêts forcés ». Le taux d'arrêts forcés reflète la probabilité qu'une entité soit défaillante quand elle est requise durant une période spécifiée. Mathématiquement, il est représenté par la formule ci-dessous, formule reconnue qu'utilisent les associations ou les organismes tels que l'ACE, l'IEEE, le NERC :

$$\text{taux d'arrêts forcés} = \frac{\text{temps de panne}}{(\text{temps de panne} + \text{temps d'opération})}$$

Relevons en passant, que le terme « taux de panne », couramment utilisé, ne serait pas approprié, car une défaillance est un passage d'un état à un autre, par opposition à une panne, qui est un état⁵. De plus, à titre d'information, le terme « taux d'arrêts forcés » est utilisé par la direction Planification de la production, la direction Maintenance et sécurité des barrages (MESB) ainsi que dans les documents officiels de l'entreprise.

5. : Ref. Banque de terminologie d'hydro-Québec.

2.1.1. Taux d'arrêts forcés – Centrales hydrauliques

Les taux d'arrêts forcés recommandés passent de 1,9% à 1,1% en hiver, et de 2,5% à 2,4% en été, ce qui correspond à un taux annuel de 2%, soit l'objectif que s'était fixé l'entreprise. Cette amélioration de la performance se traduit par une diminution d'environ 280 MW des besoins de réserve en puissance à l'horizon 2006-07.

L'étude des taux d'arrêts forcés doit tenir compte des aspects suivants :

- la tendance des taux des dernières années ;
- la prévision du taux annuel de 2%, taux énoncé dans le plan d'affaires de 1996 pour les années à venir (voir tableau 2.1.2) ;
- du facteur d'utilisation (FU) mensuel.

Les taux d'arrêts forcés qui correspondent aux pannes des groupes se sont nettement améliorés depuis 1991, comme en fait état l'historique présenté au tableau 2.1.1. En effet, la moyenne des années 1991 à 1995 des trois mois d'hiver avoisine 1%. Cette performance est le résultat des actions que déploie l'entreprise depuis quelques années. Des actions, telles le suivi des pannes, l'analyse continue des défauts et le remplacement anticipé des pièces vétustes, ont permis de réduire les taux d'arrêts forcés des groupes hydrauliques.

Les taux recommandés par rapport aux taux actuels sont présentés au tableau 2.1.3. Ainsi, les taux d'arrêts forcés recommandés passent de 1,9% à 1,1% en hiver, et de 2,5% à 2,4% en été, ce qui correspond à un taux annuel de 2%, soit l'objectif que s'était fixé l'entreprise. Cette amélioration de la performance se traduit par une diminution d'environ 280 MW des besoins de réserve en puissance à l'horizon 2006-07.

Notons que les taux moyens, montrés au tableau 2.1.3, pour l'hiver, l'été et pour l'année, ne sont pas des moyennes arithmétiques des taux mensuels. On doit tenir compte des facteurs d'utilisation mensuels pour établir ces moyennes, comme on le verra ci-après.

Méthodologie

On a par définition :

$$\% AF_i = TP_i / (TP_i + TO_i)$$

où $\% AF_i$: taux d'arrêts forcés à la période i

TP_i : temps en panne à la période i

TO_i : temps de fonctionnement à la période i

$$\Rightarrow \% AF_{\text{annuel}} = TP_{\text{annuel}} / (TP_{\text{annuel}} + TO_{\text{annuel}})$$

Pour les groupes fonctionnant en base : $TP_i \lll TO_i$, alors

$$\% AF_i \cong TP_i / TO_i$$

$$\cong TP_i / (FU_i \times 8760/12) \quad FU_i : \text{le fact. d'utilisation à la période i}$$

$$\Rightarrow TP_i \cong \% AF_i \times (FU_i \times 8760/12)$$

$$\Rightarrow \% AF_{\text{annuel}} \cong TP_{\text{annuel}} / TO_{\text{annuel}}$$

$$\% AF_{\text{annuel}} \cong \sum (\% AF_i \times FU_i) / \sum (FU_i) \quad (a)$$

L'équation (a) démontre que le taux annuel n'est pas une simple moyenne arithmétique des taux mensuels : $\Rightarrow \% AF_{\text{annuel}} \neq \sum TP_i / 12$

Tableau 2.1.1
HISTORIQUE DES TAUX D'ARRÊTS FORCÉS

(%)

| Année | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | Moy. 91-95 |
|-----------|------|------|------|---------------|------|---------------|
| janvier | 0,72 | 1,31 | 0,78 | 0,25 | 1,15 | 0,84 |
| février | 0,73 | 1,59 | 0,59 | 0,70 | 1,84 | 1,07 |
| mars | 1,69 | 0,54 | 1,03 | 0,55 | 2,29 | 1,22 |
| avril | 2,25 | 1,25 | 1,63 | 1,36 | 2,29 | 1,76 |
| mai | 3,33 | 0,82 | 1,82 | 2,03 | 3,40 | 2,28 |
| juin | 2,61 | 1,58 | 1,67 | 2,04 | 2,73 | 2,13 |
| juillet | 2,35 | 2,22 | 2,10 | 2,99 | 2,06 | 2,34 |
| août | 2,62 | 4,01 | 1,11 | 2,86 | 1,95 | 2,50 |
| septembre | 1,73 | 5,08 | 1,52 | 3,14 | 2,39 | 2,87 |
| octobre | 2,55 | 2,33 | 1,60 | 2,16 | 2,61 | 2,16 |
| novembre | 2,88 | 2,68 | 2,27 | 3,74 | 2,09 | 2,89 |
| décembre | 1,49 | 0,88 | 1,13 | 1,59 | 2,51 | 1,27 |
| | | | | Annuel | | 1,88 |
| | | | | Hiver | | 1,06 |
| | | | | Été | | 2,22 |

Tableau 2.1.2
TAUX D'ARRÊTS FORCÉS DES CENTRALES HYDRAULIQUES
PLAN D'AFFAIRES 1996

| | Historique | | | Estimé | Objectif | Prévision | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 1992 | 1993 | 1994 | | | 1995 | 1996 | 1997 |
| Taux annuel d'arrêts forcés | 1,67% | 1,83% | 1,99% | 2,27% | 2,11% | 2,03% | 2,01% | 2,00% |

Tableau 2.1.3

TAUX D'ARRÊTS FORCÉS RECOMMANDÉS

| Mois | Taux actuel (plan 1995 et 1996) | Statistiques (moyenne 1991-95) | | Recommandé |
|-----------|------------------------------------|-----------------------------------|-----------------|------------|
| | | FU | % arrêts forcés | |
| Janvier | 1,9% | 84% | 0,84% | 1,1% |
| Février | 1,9% | 86% | 1,07% | 1,1% |
| Mars | 2,5% | 77% | 1,22% | 2,4% |
| Avril | 2,5% | 74% | 1,76% | 2,4% |
| Mai | 2,5% | 70% | 2,28% | 2,4% |
| Juin | 2,5% | 63% | 2,13% | 2,4% |
| Juillet | 2,5% | 63% | 2,34% | 2,4% |
| Août | 2,5% | 62% | 2,50% | 2,4% |
| Septembre | 2,5% | 62% | 2,87% | 2,4% |
| Octobre | 2,5% | 66% | 2,16% | 2,4% |
| Novembre | 2,5% | 72% | 2,89% | 2,4% |
| Décembre | 1,9% | 79% | 1,27% | 1,1% |
| Annuel | 2,3% | 72% | Pondéré : 1,88 | 2,0% |
| | | | Hiver : 1,06 | 1,1% |
| | | | Été : 2,22 | 2,4% |

Tableau 2.1.4

IMPACT DES TAUX D'ARRÊTS FORCÉS
SUR LA RÉSERVE REQUISE (MW)

| | 2000-01 | 2001-02 | 2002-03 | 2003-04 | 2004-05 | 2005-06 | 2006-07 |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Plan 95 | 235 | 250 | 260 | 278 | 281 | 284 | 279 |
| Plan 97 | 238 | 252 | 266 | 262 | 265 | 271 | 279 |

Les taux d'arrêts forcés des centrales hydrauliques reflètent-ils la tendance à long terme ?

Les taux d'arrêts forcés, de 1,1% en hiver et de 2,4% en été, correspondent à un taux annuel de 2%. Ces taux s'inscrivent dans la démarche « Qualité » de l'entreprise qui cherche à accroître l'efficacité de chacune de ses fonctions de production. On n'a qu'à citer, entre autres, l'accessibilité des outils plus performants tels le système intégré de gestion par imagerie (SIGI) et le robot SCOMPI. SIGI permet d'inspecter avec précision l'état des structures immergées, comme les vannes et les turbines. Il est muni d'un système capable de prendre des photos à trois dimensions et un logiciel pouvant numériser les données photographiques. Quant au robot-soudeur SCOMPI, il permet de réparer les dommages causés par la cavitation sur les aubes des turbines hydrauliques en un temps plus court qu'avec un soudeur.

À long terme, avec le programme SUPER de surveillance permanente des groupes de grande puissance, l'exploitant croit pouvoir maintenir les taux d'arrêts forcés mentionnés dans le plan d'affaires. Il est à rappeler que le programme SUPER permet de prévoir les interventions appropriées pour éviter les bris et les indisponibilités des groupes.

Par ailleurs, durant les périodes critiques, l'exploitant optimise la disponibilité du parc de production et est prêt à injecter de l'argent quand le besoin se fait sentir.

2.1.2. Taux d'arrêts forcés durant les périodes de rodage

Le taux de défaillance durant les trois premières années de rodage est le double du taux en période normale.

La courbe de défaillance, illustrée à la figure 2.1.1, montre l'allure caractéristique du taux de défaillance en fonction de l'âge pour la plupart des composantes physiques ou des équipements. Cette allure est souvent appelée la courbe en « baignoire » pour la raison évidente qu'elle peut être divisée en trois zones distinctes.

La zone 1, appelée période de rodage ou phase de mortalité infantile, correspond à l'apparition de défaillances dues aux défauts de fabrication, à des contrôles de qualité insuffisants ou aux erreurs de conception.

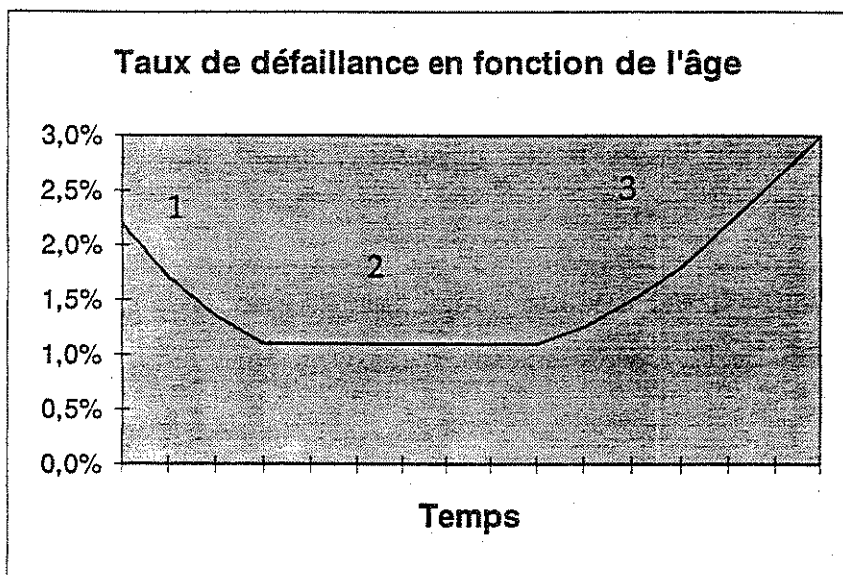
La zone 2, connue comme la phase normale d'opération, est caractérisée par l'apparition de défaillances qui surviennent sans cause systématique, de façon aléatoire, avec un taux d'apparition sensiblement constant. Cette période peut être très longue (cas des semi-conducteurs) ou très réduite (cas des dispositifs électromécaniques). Le taux de défaillance de cette période est en somme, pour une fabrication donnée, une mesure de son écart par rapport à la perfection.

La zone 3 correspond à la phase de vieillissement et d'usure de l'équipement et est caractérisée par une remontée rapide du taux de défaillance avec le temps. Les défaillances qui surviennent en cette fin de vie sont des défaillances par dégradation.

Les études, basées sur l'historique des centrales LG-2, LG-3 et LG-4, démontrent que le taux de défaillance durant les **trois premières années de rodage est le double du taux en période normale.**

Nous utilisons actuellement cette hypothèse aux fins des études de planification, hypothèse que nous proposons de maintenir.

Figure 2.1.1



2.2. La probabilité de la non disponibilité des centrales thermiques à la pointe de la demande

Pour bien mesurer la performance des centrales d'appoint, on doit les représenter par un modèle à quatre états, soit deux de plus que celui des équipements de base.

Tel que mentionné plus haut, on définit le taux d'arrêts forcés des équipements de base comme étant le rapport entre la durée de la panne et la durée du besoin de l'équipement. Ce concept, pour les équipements de base, a trait à une situation simple à deux états. L'un représente l'état en opération et l'autre, l'état hors service. Pour un cycle d'opération relativement long, le taux d'arrêts forcés est une estimation adéquate de la probabilité ou du risque qu'un équipement, sous des conditions similaires, sera défaillant dans le futur.

Cependant, ce concept n'est pas valable quand le cycle de sollicitation est relativement court, tel le cas du fonctionnement à la pointe ou du fonctionnement intermittent des équipements d'appoint. Le moment le plus critique pour l'utilisation de ces équipements est celui du démarrage. En effet, contrairement aux équipements de base, les équipements d'appoint ont très peu d'heures de fonctionnement et ont, par contre, une fréquence beaucoup plus élevée de démarrages et de périodes d'inactivité. Pour bien mesurer la performance des centrales d'appoint, on doit les représenter par un modèle à quatre états, soit deux de plus que les équipements de base, comme le montre la figure 2.2.1. Ce modèle a été développé, pour ce genre d'équipement, aux fins de l'application des critères probabilistes.

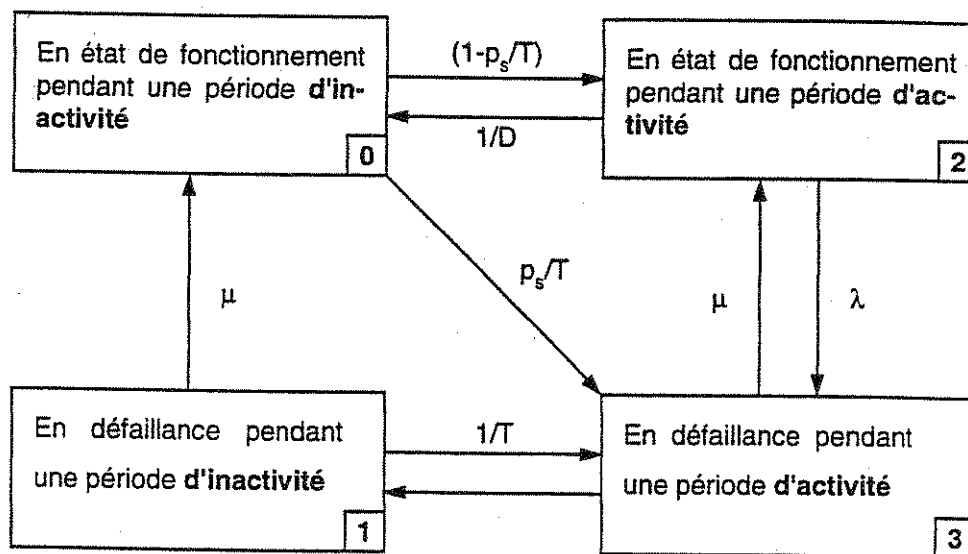
Ainsi, on trouve, aux étapes 2 et 3, les deux états que l'on utilise pour l'analyse des équipements de base, c'est à dire les états « en opération » et « hors service ». On rajoute à ceux-ci les états de « fonctionnement » et de « défaillance » lorsque l'équipement est inactif (états 0 et 1). La défaillance au démarrage est représentée par les étapes 0 et 3. Ce modèle à quatre états pourrait être représenté et solutionné par

le processus de Markov. La solution passe par le traitement des matrices de probabilité de transition (voir annexe 2-B).

La probabilité de ne pas être disponible à l'occasion d'une pointe de consommation des centrales de Cadillac, de La Citière, de Tracy, de Bécancour et les futures centrales à turbines à gaz (TAG) a été établie avec ce modèle à quatre états et ce, avec l'historique des années 1991 à 1994. Cette probabilité, dans notre propos, est appelée le **taux d'arrêts forcés équivalent** ou **taux indisponibilité à chaque appel**. Elle est identifiée par l'acronyme UFOP, donné par l'Association Canadienne de l'Électricité(ACE), pour *Utilisation Factor Outage Probability*.

Figure 2.2.1

**Modèle à quatre états
pour établir le taux d'arrêts forcés équivalents**



- T : temps moyen en état de fonctionnement par période d'inactivité
- D : temps moyen de service par sollicitation
- λ : taux de défaillance (1/MTTF)
- μ : taux de réparation (1/MTTR)
- p_s : probabilité de défaut de démarrage

2.2.1. Centrale de Cadillac (3 groupes de 54 MW)

Nous proposons de modifier le taux d'arrêts forcés équivalent de la centrale de Cadillac pour le faire passer de 9,5% à 21%. Ce changement entraîne une augmentation de la réserve requise de 19 MW.

La centrale de Cadillac, mise en service en 1976-77, compte déjà plus de 18 ans de service. Son retrait est prévu pour 2007, après 30 ans de service. Les statistiques des dernières années de cette centrale sont montrées au tableau 2.2.1 .

Tableau 2.2.1

Cadillac

| | Moyenne 1989-93 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 |
|---|--------------------|--------|--------|-------|--------|
| UFOP¹ | 25,5% | 20,8% | 23,5% | 9,8% | 21,3% |
| FU | 3,5% | 1,3% | 0,9% | 0,1% | 0,3% |
| Hrs de fonct. | 307 | 114 | 79 | 4 | 26 |
| Durée pannes (FOT hrs) | 397/an | 184/an | 125/an | 10/an | 192/an |
| 1. : Statistiques comparables à celles de l'ACE | | | | | |

On observe que :

- UFOP actuel (valeur d'avant 1984) : 9,5%⁶
- Le taux moyen de 1989 à 1993 : 25,5%
- De 1991 à 1994, l'indisponibilité moyenne de la centrale à chaque sollicitation se situe aux alentours de 21% (moyenne pondérée par FOT).

Ainsi, nous proposons de modifier le taux d'arrêts forcés équivalent de la centrale de Cadillac pour le faire passer de 9,5% à 21%. Ce changement entraîne une augmentation de la réserve requise de 19 MW.

6. : 9,5% est un taux générique, basé sur les données du manufacturier, selon les hypothèses de fonctionnement moyen de 2 à 3 hrs/jr à raison de 20 jrs/mois.

2.2.2. Centrale de La Citière (4 groupes de 76 MW)

Nous proposons de modifier le taux d'arrêts forcés équivalent de la centrale de La Citière pour le faire passer de 9,5% à 11%. Ce changement entraîne une augmentation de la réserve requise de 5 MW.

La centrale, mise en service en 1979-80, compte déjà plus de 15 ans de service; son retrait après 30 ans de service est prévu pour 2010. Elle est utilisée en compensateur synchrone durant la période hivernale. L'historique des dernières années de cette centrale est relaté au tableau 2.2.2.

Tableau 2.2.2

La Citière

| | Moyenne 1989-93 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 |
|---|--------------------|--------|--------|-------|-------|
| UFOP¹ | 16,0% | 11,7% | 12,7% | 3,5% | 5,9% |
| FU | 1,0% | 0,4% | 0,1% | 0,1% | 0,5% |
| Hres de fonct. | 88 | 31 | 8 | 5 | 44 |
| Durée pannes (FOT hres) | 620/an | 193/an | 304/an | 14/an | 53/an |
| 1. : Statistiques comparables à celles de l'ACE | | | | | |

On observe que :

- UFOP actuel (valeur d'avant 1984) : 9,5%⁷
- Le taux moyen de 1989 à 1993 : 16%
- De 1991 à 1994, l'indisponibilité moyenne de la centrale à chaque sollicitation se situe aux alentours de 11%(moyenne pondérée par FOT).

Ainsi, nous proposons de modifier le taux d'arrêts forcés équivalent de la centrale de La Citière pour le faire passer de 9,5% à 11%. Ce changement entraîne une augmentation de la réserve requise de 5 MW.

7. : 9,5% est un taux générique, basé sur les données du manufacturier, selon les hypothèses de fonctionnement moyen de 2 à 3 hres/jr à raison de 20 jrs/mois.

2.2.3. Centrale de Tracy (4 groupes de 157,5 MW)

Nous proposons de modifier le taux d'arrêts forcés équivalent de la centrale de Tracy pour le faire passer de 6,0% à 7,5%. Ce taux tient compte de la réfection visant une disponibilité de 85%. Cette révision entraîne une augmentation de la réserve requise de 10 MW.

La centrale de Tracy a été mise en service en 1964-68. Elle compte déjà plus de 27 ans de service. Sa disponibilité de 1990 à 1992 était de 59%, disponibilité très faible pour ce type de centrale. Pour cette raison, des travaux de réfection ont été entrepris en 1995. On assume que ces travaux de réfection, prévus en deux phases, se poursuivront jusqu'en 2000. Le retrait de la centrale est alors prévu pour 2022.

Cette centrale se démarque des autres centrales d'appoint par le fait que sa durée de fonctionnement par année est plus grande. En effet, Tracy a une vocation multiple : elle doit servir d'équipement de pointe, fournir de l'énergie de base en période de faible hydraulité et être disponible en cas d'urgence. Comme en témoigne tableau 2.2.3, Tracy est en opération en moyenne plus de 300 heures par année.

Tableau 2.2.3

Tracy

| | Moyenne 1989-93 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 |
|---|--------------------|--------|-------|------|--------|
| UFOP ¹ | 25,0% | 14,1% | 2,6% | 1,7% | 21,1% |
| FU | 19,5% | 11,3% | 21,0% | 2,3% | 3,9% |
| Hres de fonct. | 1708 | 990 | 1840 | 201 | 342 |
| Durée pannes (FOT hres) | 175/an | 246/an | 51/an | 4/an | 220/an |
| 1. : Calcul à l'aide du processus de Markov avec les données statistiques | | | | | |

On observe que :

- UFOP de 1991 à 1994 pondéré par FOT : 16,0% (sans réfection)
- UFOP actuel (valeur d'avant 1984) : 6,0%

Des analyses et des études ont été élaborées en se basant sur les hypothèses comparables à celles des études et recommandations de réfection de la centrale de Tracy en avril 1994, à savoir :

- 10 démarrages par année
- 1700 heures de fonctionnement par année
- durée moyenne de l'entretien : 7 semaines/groupe + 2 semaines par pair de groupe. On retient la tendance de 6 semaines par groupe; l'entretien s'effectue entre le 15 mars et le 1 novembre de chaque année.
- durée moyenne d'une panne : 50 heures. Cette durée reflète la moyenne nord-américaine pour ce genre de centrale. Par ailleurs, pour restaurer une disponibilité de 85%, avec 7 semaines d'entretien, il faut que la durée de la panne soit de 50 heures.

La moyenne entre 3 et 4 pannes par année donne un UFOP égal à 7,5%. Elle tient compte de la réfection visant une disponibilité de 85%. Ce taux est comparable à la moyenne nord-américaine (ref. NERC 89).

En conclusion, nous proposons de modifier le taux d'arrêts forcés équivalent de la centrale de Tracy pour le faire passer de 6,0% à 7,5%. Ce taux tient compte de la réfection visant une disponibilité de 85%. Ce changement entraîne une augmentation de la réserve requise de 10 MW.

2.2.4. Centrale de Bécancour (4 groupes de 110 MW)

Pour les groupes de la centrale de Bécancour, nous recommandons, par rapport au taux optimiste de 5% du manufacturier, de réviser le taux d'arrêts forcés équivalent à 9,5%. Cette révision engendre une hausse de la réserve requise de 22 MW.

La centrale de Bécancour, mise en service en 1993, a pour mission d'alimenter le réseau HQ en période de pointe, de faciliter l'exploitation de la centrale nucléaire de Gentilly-2 et d'améliorer sa sécurité. La centrale est en période de rodage avec les premiers groupes depuis 1993 et affiche un taux aux alentours de 12%. (voir tableau 2.2.4).

Tableau 2.2.4

Bécancour

| | Moyenne 1989-93 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 |
|---|--------------------|------|------|-------|-------|
| UFOP ¹ | n/a | n/a | n/a | 12,5% | 12,4% |
| FU | n/a | n/a | n/a | 0,1% | 0,2% |
| Hres de fonct. | n/a | n/a | n/a | 5 | 16 |
| Durée pannes (FOT hres) | n/a | n/a | n/a | 25/an | 21/an |
| 1. : Statistiques comparables à celles de l'ACE | | | | | |

On observe que :

- UFOP de 1991 à 1994 pondéré par FOT : 12,0%
- UFOP actuel : 5,0%⁸

8. : Taux du manufacturier.

Les calculs, avec le processus de Markov, sont basés sur 500 heures de fonctionnement par année (ref. étude de Bécancour G2-RT-89-22), 4 pannes/an, une fréquence de démarrage 2 fois/24 heures, donnent un taux de 9,5% (voir aussi TAG future).

– UFOP obtenu par calcul sur TAG générique : 9,5%

Les taux recommandés ci-après sont les mêmes que ceux des TAG futures.

| année 1 | année 2 | année 3 | année 4 | année 5 et + |
|---------|---------|---------|---------|--------------|
| 12% | 11% | 10% | 9,5% | 9,5% |

Il est à noter en passant, que les exigences de la réalimentation de Gentilly-2 n'ont aucun lien avec la fiabilité de la centrale en matière d'alimentation de la demande de puissance du réseau. L'exigence qui consiste à réalimenter les auxiliaires de Gentilly-2 en 30 minutes, après la panne du réseau, ne s'applique pas dans le cas d'un besoin supplémentaire en puissance à la pointe, car l'exploitant prévoit la demande plusieurs heures d'avance pour le démarrage de la turbine. Par ailleurs, la probabilité que les quatre groupes de Bécancour ne puissent fournir de la puissance au réseau est assez faible, de l'ordre de 0,008% ($9,5\%^4 = 0,008\%$).

Par conséquent, pour les groupes de la centrale de Bécancour, nous recommandons, par rapport au taux optimiste de 5% du manufacturier, de réviser le taux d'arrêts forcés équivalent à 9,5%. Cette révision engendre une hausse de la réserve requise de 22 MW.

2.2.5. Centrale à TAG future (4 groupes de 105 MW – génériques)

Nous recommandons de maintenir le taux d'arrêts forcés équivalent actuellement utilisé, soit 9,5%.

On opte pour les turbines à gaz de type fonctionnant au mazout léger n°2 avec de l'injection d'eau déminéralisée pour réduire les émissions d'oxyde d'azote. Les turbines installées à la centrale de Bécancour sont de ce type.

La puissance installée serait de 430 MW à raison de 4 modules de 107,5 MW. La puissance disponible à la pointe dépend de la température ambiante. Pour une température ambiante entre -10°C et $+35^{\circ}\text{C}$, la puissance nette disponible à la pointe est de 420 MW.

Le taux d'arrêts forcés actuellement utilisé est de 9,5%. C'est un taux générique basé sur les données du manufacturier pour un fonctionnement moyen de 2 à 3 heures/jour à raison de 20 jours/mois. Par ailleurs, les statistiques publiées par le NERC (*North America Electricity Reliability Council*) donnaient un taux moyen de 9%, pour l'année 1992.

Une révision a été entreprise en se référant au modèle à quatre états décrit antérieurement, et en utilisant le processus de Markov. Les hypothèses sont, en partie, basées sur celles de l'étude de la « fiabilité de la réalimentation de Gentilly-2 par la centrale de Bécancour »⁹:

- 500 heures de fonctionnement par année (FU= 6%)
- temps moyen de réparation 72 heures
- 4 pannes/année
- démarrage 2 fois/24 heures (2 pointes/jour)
- entretien préventif 720 heures

9. : Rapport G2-RT-89-22.

On obtient un taux comparable au taux d'arrêts forcés équivalent actuellement utilisé, soit 9,5%, comme en fait foi le tableau 2.2.5 ci-dessous. Les taux durant les périodes de rodage sont basés sur les données de la centrale de Bécancour et de l'allure de la courbe « en baignoire » caractéristique de la plupart des équipements. Il est à noter que, pour une fréquence de démarrage de 4 fois/24 heures, le taux serait de 11,6% (voir annexe 2-B).

Tableau 2.2.5
Taux d'arrêts forcés recommandés — TAG

| année 1 | année 2 | année 3 | année 4 | année 5 et + |
|---------|---------|---------|---------|--------------|
| 12% | 11% | 10% | 9,5% | 9,5% |

Nous recommandons alors de maintenir le taux d'arrêts forcés équivalent actuellement utilisé, soit 9,5%.

2.2.6. Centrale de Gentilly-2 (675 MW)

Compte tenu de l'entente client/fournisseur relative à la gestion de la centrale et compte tenu de l'historique des autres centrales nucléaires canadiennes, nous recommandons, pour un facteur d'utilisation comparable, de réviser à la baisse le taux d'arrêts forcés de Gentilly-2, de 10% à 4%. Il en résulte une diminution de la réserve requise de 53 MW.

Bien qu'elle soit regroupée, dans notre propos, avec les autres centrales thermiques d'appoint, la centrale de Gentilly-2 est une centrale de base. Le taux de défaillance est donc le **taux d'arrêts forcés** des centrales de base selon la définition décrite en 2.1.

Le taux d'arrêts forcés de 10% actuellement retenu, était basé sur l'historique des années avant 1991, pour un FU proche de 80%. Notons que la moyenne canadienne de 1987 à 1991 étaient alors de 10,9%.

Or depuis 1992, la performance de la centrale de Gentilly-2 s'est beaucoup améliorée, selon l'exploitant. En effet, comme le montrent les tableaux 2.2.6 et 2.2.7, le taux d'arrêts forcés a considérablement baissé, passant de 14,4 % à moins de 5%. Tout porte à croire que ce taux se maintiendra car l'exploitant s'est donné une politique qui vise à faire le maximum d'entretien en marche pour réduire le taux d'arrêts forcés. À cela s'ajoute la planification d'un arrêt annuel pour inspection, pour essais et pour entretiens correctifs d'une durée de trois à quatre semaines à tous les deux ans. Cet arrêt à tous les deux ans est suivi d'un arrêt annuel de huit semaines. Par ailleurs, dans le cadre de la gestion des processus relative à la gestion de Gentilly-2, client et fournisseur s'entendent sur un taux avoisinant 4%, comme l'affiche le tableau 2.2.8 .

Enfin, compte tenu de l'amélioration de la performance de la centrale de Gentilly-2 depuis 1992, de la politique d'entretien que s'est donnée l'exploitant, de l'entente client-fournisseur sur un taux d'arrêts forcés et compte tenu de l'historique des autres centrales nucléaires canadiennes, nous recommandons, pour un facteur d'utilisation comparable, de réviser, à la baisse, le taux d'arrêts forcés de Gentilly-2, de 10% à 4% (tableaux 2.2.7 et 2.2.9). Il en résulte une diminution de la réserve requise de 53 MW.

Tableau 2.2.6
Taux d'arrêts forcés — Gentilly

| | Moyenne 1989-93 | 1991 | 1992 | 1993 | 1994 |
|----------------------------|--------------------|------|-------|------|------|
| Arrêts forcés ¹ | 6,4% | 9,9% | 14,4% | 2,4% | 1,4% |
| FU | 84% | 72% | 85% | 88% | 97% |
| Hres de fonct. | 7358 | 6307 | 7446 | 7709 | 8672 |
| 1. : Données de l'ACE | | | | | |

Tableau 2.2.7
Taux des autres réseaux canadiens
1989 à 1993

| FU 81% - 90% | Canadien | N.Brunsw. | Ontario hydro | Hydro-Québec |
|-----------------|----------|-----------|---------------|--------------|
| % arrêts forcés | 4,0% | 1,8% | 3,9% | 6,4% |

Tableau 2.2.8
Entente Client/Fournisseur relative à la gestion de Gentilly-2

| | Historique | | | Estimé | Objectif | Prévision | | |
|--|--------------------|-------------------|-------------------|---------------------|---------------------|-------------------|---------------------|---------------------|
| | 1992 | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
| FU | 85% | 88% | 97% | 82% | 87% ¹ | 80% ¹ | 88% ¹ | 80% ¹ |
| Taux annuel d'arrêts forcés | 14,4% ² | 2,4% ² | 1,4% ² | 4,6% ³ | 4,0% ³ | 3,8% ³ | 3,5% ³ | 3,8% ³ |
| Arrêt annuel période | 0 jrs | 27 jrs automne | 0 jrs | 49 jrs printemps | 21 jrs printemps | 56 jrs printps | 28 jrs printemps | 56 jrs printemps |
| 1. : En tenant compte des arrêts prévus 2. : Données de l'ACE 3. : Données de l'exploitant | | | | | | | | |

Le taux révisé de 4% de Gentilly serait-il valable à long terme?

Le facteur d'utilisation (FU) moyen de Gentilly de 1989 à 1993 est de 84%. Les statistiques des autres réseaux Canadiens, pour un FU se situant entre 81% et 90% ainsi que l'entente client/fournisseur relative à la gestion de Gentilly-2, comme les montrent les tableaux 2.2.8 et 2.2.9, nous permettent de croire que le taux d'arrêts forcés de 4% serait valable à long terme.

Tableau 2.2.9
Taux d'arrêts selon le facteur d'utilisation

| FU | 71% - 80% | 81% - 90% | 91% - 100% | NERC |
|------------------------|-----------|-----------|------------|------|
| % arrêts forcés | 14,9% | 4,0% | 1,7% | 6,4% |

2.3. Les taux d'entretien – Centrales hydrauliques

L'analyse de la performance des groupes des dernières années nous permet de recommander une réduction des taux d'entretien d'hiver, de 0,9% à 0,4%¹⁰. Il en résulte une diminution de la réserve requise en puissance de 70 MW.

En fait, on devrait parler de « maintenance » plutôt que d'entretien, car cela désigne l'ensemble des opérations exécutées dans le but de maintenir un système dans un état de fonctionnement normal. En effet, les opérations comprennent l'inspection périodique de l'équipement, le remplacement systématique d'organes ou de parties d'organes et la réparation, et la remise en marche. La maintenance s'applique à une réalité plus large que celle du simple entretien qu'elle englobe d'ailleurs. Cependant, pour faciliter la compréhension nous gardons, dans notre propos, l'utilisation du mot « entretien ».

En ce qui a trait à la simulation, le modèle FEP traite l'entretien des groupes hydrauliques de façon générique. Pour les centrales thermiques, chaque groupe en entretien, comme on le verra plus loin, est retiré complètement du parc pendant la durée prévue.

Quand on parle d'entretien, on pense souvent à l'entretien planifié avec un programme préétabli au début de chaque cycle. Il est cependant un autre type d'entretien qui retiendra davantage notre attention : l'entretien durant les périodes critiques d'hiver. Cet entretien est non planifié et est complètement aléatoire. Pour ce type d'entretien, nous nous sommes penchés particulièrement sur la partie ayant un impact sur la production du parc.

10. : Taux avec « impact » sur la production.

Méthodologie

Les statistiques de l'entretien sont illustrés au tableau 2.3.1 . Les taux d'entretien sont interprétés sans la centrale de Beauharnois, car cette dernière est traitée séparément par le modèle FEP.

Rappelons qu'en 1991, l'exploitant a instauré un programme de surveillance permanent des groupes appelé SUPER dont le premier déploiement était prévu à la centrale Manic-5-PA. Ce programme dote les groupes turbines-alternateurs (T/A) d'instruments de saisie de données et d'un logiciel approprié en vue d'évaluer leur comportement en tout temps, sans nécessiter leur arrêt. Il effectue la collecte des données sur les groupes T/A pendant des périodes de temps suffisamment longues pour permettre d'établir une signature pour chaque groupe surveillé. La situation générale en octobre 1995 se présentait comme suit :

- moratoire dans la région de Manicouagan : arrêt des investissements en janvier 1996
 - 68 groupes sur les 115 prévus dans le programme sont actuellement munis du système SUPER (sans tenir compte de Beauharnois)
- | | | | | | |
|-----------|-----------|--------------------|----------|----------|------------|
| LG-2 : | 9 groupes | LG-2A : | complété | LG-3 : | 11 groupes |
| LG-4 : | 9 groupes | LA-1 : | complété | Brisay : | complété |
| Manis-5 : | 4 groupes | Manic-5 réequip. : | 90% | | |

On constate, au tableau 2.3.1, que les taux d'entretien ont beaucoup augmenté ces dernières années, passant de 1,4% à 2,7% en hiver et de 11,7% à 18,2% en été. Pour expliquer ce fait, il faut regarder l'ensemble des indisponibilités des groupes pour voir s'il existe une corrélation entre les taux d'arrêts forcés et les taux d'entretien. En effet, on constate une sorte de vase communicant entre les taux d'arrêts forcés et les taux d'entretien. Ceci s'explique probablement, d'une part, par la baisse de la défaillance des groupes et, d'autre part, par une codification plus appropriée des activités.

Le tableau 2.3.2, de la page suivante, fait ressortir une baisse des taux d'arrêts forcés et une hausse des taux d'entretien. En effet, les taux de défaillance passent de 3,3% à 1,1% en hiver et de 7,1% à 2,2% en été alors que les taux d'entretien s'élèvent, pour les mêmes périodes, de 2,3% à 2,7% et de 11,4% à 18,2% respectivement.

Tableau 2.3.1
TAUX D'ENTRETIEN DES GROUPES HYDRAULIQUES

| | Taux actuels (sans Beauharnois) Moyenne 1985-89 | | Statistiques Moyenne 1991-95 | |
|--------------------|---|------------|---------------------------------|-------------|
| | Sans SUPER | Avec SUPER | Avec Beauh. | Sans Beauh. |
| janvier | 1,2% | 0,6% | 2,8% | 1,4% |
| février | 1,2% | 1,0% | 3,6% | 2,4% |
| mars | 4,8% | 4,4% | 7,8% | 7,4% |
| avril | 9,1% | 5,0% | 11,1% | 12,5% |
| mai | 13,0% | 6,1% | 14,4% | 16,0% |
| juin | 14,9% | 9,6% | 21,4% | 24,6% |
| juillet | 14,6% | 10,6% | 20,0% | 22,9% |
| août | 16,0% | 11,2% | 20,8% | 23,5% |
| septembre | 15,1% | 10,6% | 21,6% | 23,4% |
| octobre | 11,0% | 8,0% | 19,1% | 20,1% |
| novembre | 7,0% | 5,3% | 13,7% | 13,2% |
| décembre | 1,9% | 1,0% | 5,6% | 4,2% |
| Moy. annuel | 9,2% | 6,1% | 13,5% | 14,3% |
| Hiver | 1,4% | 0,9% | 4,0% | 2,7% |
| Été | 11,7% | 7,9% | 16,7% | 18,2% |

Tableau 2.3.2
HISTORIQUE DES INDICATEURS DE PERFORMANCE

| | Historique 1981-89 | | Historique 1991-95 | |
|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| | arrêts forcés | entretien | arrêts forcés | entretien |
| | | (sans Beauharnois) | | (sans Beauharnois) |
| janvier | 3,1% | 1,8% | 0,8% | 1,4% |
| février | 3,1% | 2,7% | 1,1% | 2,4% |
| mars | 4,1% | 5,0% | 1,2% | 7,4% |
| avril | 5,2% | 9,0% | 1,8% | 12,5% |
| mai | 6,2% | 12,7% | 2,3% | 16,0% |
| juin | 7,6% | 14,5% | 2,1% | 24,6% |
| juillet | 9,3% | 14,1% | 2,3% | 22,9% |
| août | 9,1% | 15,5% | 2,5% | 23,5% |
| septembre | 8,7% | 14,6% | 2,9% | 23,4% |
| octobre | 7,7% | 10,7% | 2,2% | 20,1% |
| novembre | 6,2% | 7,0% | 2,9% | 13,2% |
| décembre | 3,8% | 2,5% | 1,3% | 4,2% |
| Moy. annuel | 6,0% | 9,2% | 1,9% | 14,3% |
| Hiver | 3,3% | 2,3% | 1,1% | 2,7% |
| Été | 7,1% | 11,4% | 2,2% | 18,2% |

Néanmoins, l'historique sur l'entretien requiert une interprétation adéquate de ce qui sous-tend ces valeurs. En effet, l'exploitant planifie et gère le moment de la maintenance des groupes de façon optimale. Par conséquent, du point de vue de la fiabilité, l'entretien qui a eu lieu durant les heures hors pointes des périodes critiques ou durant l'été, eu égard à la disponibilité des autres groupes, n'a peu ou pas d'effet sur la fiabilité du parc de production.

Pour dégager la partie de l'entretien qui a lieu durant les périodes critiques et qui a un impact sur la production d'Hydro-Québec, un traitement spécial des taux a été entrepris. Les résultats sont affichés au tableau 2.3.3. Relevons en passant que par « entretien avec impact », on entend l'entretien qui a un caractère aléatoire et qui cause préjudice à Hydro-Québec. Celui-ci entraîne une diminution des ventes (par des « coupures de marchés »), ou encourt des moyens de gestion de pointe plus coûteux, tel le recours à Tracy, à des TAG, à la puissance interruptible, aux achats etc. Il pourrait aussi occasionner un déversement productible. Soulignons que, même si la marge en puissance est faible, les statistiques montrent quand même des groupes en entretien (avec autorisation). En fait, on fait l'entretien de ces groupes pour éviter le déversement productible au printemps. Ce genre d'entretien toutefois, n'a pas été retenu dans le traitement des taux avec « impact ».

Il ressort du tableau 2.3.3 que la moyenne des taux d'entretien, avec « impact », des années 1993 à 1996 avoisine 0,4%.

Tableau 2.3.3
TAUX D'ENTRETIEN AVEC "IMPACT"

| Historique | | | | | | |
|--|-------|-------|----------------------|-------|---------|---------|
| | 1993 | 1994 | 1995 | 1996 | Moyenne | Arrondi |
| Janvier | 0,50% | 0,80% | 0,10% | 0,10% | 0,38% | 0,40% |
| février | 0,30% | 0,50% | 0,40% ⁽¹⁾ | 0,10% | 0,33% | 0,35% |
| 1 : la pointe de 1995 se trouve en février | | | | | | |

Par ailleurs, des tests de sensibilité révèlent que seuls les mois de janvier à avril et de septembre à décembre ont un effet sur la réserve requise. Ces mois n'ont pas, cependant, les mêmes effets sur la réserve requise en puissance, comme il a été expliqué antérieurement à la figure 1.2.1. En effet, les trois mois d'hiver ont plus d'impact sur la réserve requise que les autres mois de l'année, parce que la demande la plus forte se trouve concentrée durant ces trois mois. L'impact est fonction de la forme de la courbe de puissance classée de la demande, des programmes d'économie d'énergie, etc.

Tableau 2.3.4

EFFET MENSUEL DE L'ENTRETIEN SUR LA RÉSERVE REQUISE

| | Taux d'entretien | | Effet sur plan | |
|--------------------|------------------|---------------|----------------|------|
| | actuel | Tests | 1995 | 1997 |
| | (sans Beauh.) | (sans Beauh.) | (MW) | (MW) |
| janvier | 0,6% | 0,4% | -50 | -60 |
| février | 1,0% | 0,4% | -30 | -5 |
| mars | 4,4% | 7,0% | 44 | n/d |
| avril | 5,0% | 12,0% | 17 | n/d |
| mai | 6,1% | 16,0% | 0 | 0 |
| juin | 9,6% | 24,0% | 0 | 0 |
| juillet | 10,6% | 22,0% | 0 | 0 |
| août | 11,2% | 23,5% | 0 | 0 |
| septembre | 10,6% | 23,0% | 4 | n/d |
| octobre | 8,0% | 20,0% | 11 | n/d |
| novembre | 5,3% | 13,0% | 40 | n/d |
| décembre | 1,0% | 0,4% | -8 | -5 |
| Moy. annuel | 6,1% | 13,5% | 28 | n/d |
| Hiver | 0,9% | 0,4% | -88 | -70 |
| Été | 7,9% | 17,8% | 116 | n/d |

D'ailleurs, l'exploitant autorise l'entretien des groupes, en période hors pointe, de façon à maintenir une marge de manoeuvre suffisante. De plus, durant les périodes intermédiaires (mars-avril, septembre à novembre), l'exploitant est capable de gérer l'entretien de manière à garder les taux actuellement utilisés. Les tableaux 2.3.5, 2.3.6 et 2.3.7 affichent le résumé et le détail des taux retenus.

**Tableau 2.3.5
TAUX D'ENTRETIEN D'HIVER**

| | Taux actuel | Taux recommandé |
|-----------------|--------------------|------------------------|
| Décembre | 1,0% | 0,4% |
| Janvier | 0,6% | 0,4% |
| Février | 1,0% | 0,4% |

Impact sur la réserve requise : -88 MW (plan 95) -70 MW (plan 97)

**Tableau 2.3.6
TAUX D'ENTRETIEN D'ÉTÉ**

| | Taux actuel | Taux recommandé |
|--|--------------------|------------------------|
| Période intermédiaire (mars, avril ; sept. à nov.) | 4 - 10% | 4 - 10% |
| Période d'été (mai à août) | 6 - 11% | 16 - 24% |
| Taux moyen (été) | 7,9% | 13,2% |
| Taux annuel | 6,1% | 10,0% |

Impact sur la réserve requise : **0 MW**

Tableau 2.3.7

TAUX D'ENTRETIEN RECOMMANDÉS DES GROUPES HYDRAULIQUES

| | Taux actuels (sans Beauharnois) | | (sans Beauharnois) | |
|--------------------|------------------------------------|-------------|--------------------|--------------|
| | Moyenne 1985-89 | | Moyenne 91-95 | Recommandé |
| | Sans SUPER | Avec SUPER | Sans Beauh. | Avec impact |
| janvier | 1,2% | 0,6% | 1,4% | 0,4% |
| février | 1,2% | 1,0% | 2,4% | 0,4% |
| mars | 4,8% | 4,4% | 7,4% | 4,4% |
| avril | 9,1% | 5,0% | 12,5% | 5,0% |
| mai | 13,0% | 6,1% | 16,0% | 16,0% |
| juin | 14,9% | 9,6% | 24,6% | 24,0% |
| juillet | 14,6% | 10,6% | 22,9% | 22,0% |
| août | 16,0% | 11,2% | 23,5% | 23,5% |
| septembre | 15,1% | 10,6% | 23,4% | 10,6% |
| octobre | 11,0% | 8,0% | 20,1% | 8,0% |
| novembre | 7,0% | 5,3% | 13,2% | 5,3% |
| décembre | 1,9% | 1,0% | 4,2% | 0,4% |
| Moy. annuel | 9,2% | 6,1% | 14,3% | 10,0% |
| Hiver | 1,4% | 0,9% | 2,7% | 0,4% |
| Été | 11,7% | 7,9% | 18,2% | 13,2% |

En conclusion, l'analyse de la performance des groupes des dernières années nous permet de recommander une réduction des taux d'entretien d'hiver, de 0,9% à 0,4%. Ce dernier est le taux avec « impact » sur la production. Il en résulte une diminution de la réserve requise en puissance de 70 MW.

2.4. Les périodes d'entretien – Centrales thermiques

Le retrait, pour entretien, des groupes des centrales thermiques existantes n'a aucun impact sur la réserve requise.

Pour les centrales thermiques, on accorde la disponibilité pour entretien sous le rapport de l'ensemble de la production thermique/hydraulique. Dans le cas où il y aurait un changement dans la programmation des périodes d'entretien du « thermique », l'exploitant le compenserait par un changement de l'entretien « hydraulique ». De ce fait, le retrait des groupes pour l'entretien des centrales thermiques existantes n'a aucun impact sur la réserve requise. Par ailleurs, le modèle FEP traite les groupes de façon à les retirer complètement du parc durant la période d'entretien d'été.

Une consultation exhaustive auprès des exploitants des régions a permis d'identifier les périodes de retrait pour l'entretien des groupes. Ces périodes sont illustrées au tableau 2.4.2 .

Tableau 2.4.1

Périodes actuelles de retrait des groupes pour entretien

| | Gentilly | Tracy | Cadillac | La Cité | Bécancour | TAG futur |
|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-----------|-----------|
| Octobre | retrait 1 gr. | | retrait 1 gr. | retrait 1 gr. | | |
| Novembre | | | | retrait 1 gr. | | |
| Hiver | | | | | | |
| Mars | | | | | | |
| Avril | | | | | | |
| Mai | | | | | 25% | 25% |
| Juin | | retrait 1 gr. | retrait 1 gr. | retrait 1 gr. | 25% | 25% |
| Juillet | | retrait 1 gr. | retrait 1 gr. | retrait 1 gr. | 25% | 25% |
| Août | | retrait 1 gr. | retrait 1 gr. | retrait 1 gr. | 25% | 25% |
| Septembre | retrait 1 gr. | retrait 1 gr. | retrait 1 gr. | retrait 1 gr. | | |

Tableau 2.4.2

Périodes de retrait retenues des groupes pour entretien

| | Gentilly | Tracy | Cadillac | La Cité | Bécancour | TAG futur |
|---|----------------------------|----------------------------|--|---|--|-------------|
| | 1 gr. 675 MW 3 à 4 sem. | 4 gr. 157 MW 6 à 7 sem. | 3 gr. 54 MW IC:12 sem/3 a. IL: 5 sem./gr | 4 gr. 76 MW IC:4 sem/4 a. LC:1 sem/gr | 4 gr. 110 MW 2 à 3 sem. 2 gr./an | Mod. 100 MW |
| Octobre | | retrait 1 gr. | retrait 1 gr. | retrait 1 gr. | | |
| Novembre | | | | retrait 1 gr. | | |
| Hiver | | | | | | |
| Mars | | | | | | |
| Avril | | | retrait 1 gr. | | | |
| Mai | retrait 1 gr. | retrait 1 gr. | retrait 1 gr. | | retrait 1 gr. | 25% |
| Juin | | retrait 1 gr. | retrait 1 gr. | retrait 1 gr. | retrait 1 gr. | 25% |
| Juillet | | retrait 1 gr. | | | | 25% |
| Août | | retrait 1 gr. | retrait 1 gr. | retrait 1 gr. | | 25% |
| Septembre | | retrait 1 gr. | retrait 1 gr. | | | |
| IC : inspection complète IL : inspection limitée | | | | | | |

3. LES PARAMÈTRES AUTRES QUE LES INDICATEURS DE PERFORMANCE

On a vu précédemment ce que sont les paramètres constituant l'indisponibilité des groupes turbines-alternateurs. Rappelons que ces paramètres sont les taux d'arrêts forcés et les taux d'entretien. Il représente les indicateurs de performance des groupes turbines-alternateurs (T/A). Il est des paramètres de fiabilité en puissance autres que la performance des groupes. Ce sont les contraintes hydrauliques des centrales au fil de l'eau, les réserves intrinsèques aux producteurs privés et à CF(L)Co, et la réserve additionnelle d'exploitation à prévoir dans la réserve de planification. C'est ce que nous allons voir dans ce chapitre.

3.1. Contraintes hydrauliques des centrales au fil de l'eau

Avec le nouveau simulateur « horaire et chronologique » dont le traitement donne des résultats plus précis, l'effet des restrictions hydrauliques de 1100 MW sur la réserve requise est évalué à 150 MW, soit la même valeur que celle utilisée actuellement.

Contrairement aux centrales à réservoir, les centrales au fil de l'eau ne disposent d'aucun moyen d'emmagasiner qui permette de mettre en réserve les débits qui passent dans la rivière en vue de les utiliser ultérieurement. Ainsi, la puissance déployée diminue après un certain nombre d'heures de fonctionnement à cause de la baisse du niveau de l'eau en amont. La centrale Carillon en est un bel exemple.

Cette particularité nous amène à tenir compte, dans l'établissement de la réserve de planification des équipements de production, des contraintes hydrauliques qui existent à certaines centrales du parc de production. Cette baisse de puissance, attribuable à l'abaissement des niveaux amonts, notamment après une période de pointe, n'est que temporaire : le niveau amont sera reconstitué après un certain temps. La puissance maximale n'est donc pas disponible 24 heures par jour.

La diminution de la puissance disponible des centrales au fil de l'eau, déterminée par la division Systèmes hydriques, se chiffre à 1100 MW comme la montre le tableau 3.1.1 . Il est à noter que les restrictions à la centrale de Beauharnois (apports, couvert de glace, etc.) sont traitées séparément par le modèle FEP.

Les restrictions révisées, décrites au tableau 3.1.1, sont moins contraignantes que les restrictions actuelles. Leur effet sur la réserve requise a été évalué selon une nouvelle méthodologie. Cette dernière procède par simulation horaire et chronologique, plutôt que par approche analytique, et intègre la mise à jour des paramètres de planification (courbes de charge, aléa, etc.). À titre d'information, le modèle « CONTRI » est un simulateur analytique alors que le nouveau modèle « PUR » est un simulateur « horaire et chronologique » ; tous deux, en fait, complètent le modèle FEP.

Avec le nouveau simulateur « horaire et chronologique » dont le traitement donne des résultats plus précis, l'effet des restrictions hydrauliques de 1100 MW sur la réserve requise est évalué à 150 MW, soit la même valeur que celle utilisée actuellement, comme le montre le tableau 3.1.1 .

Tableau 3.1.1

L'effet des restrictions hydrauliques sur la réserve requise

| Contraintes utilisées actuellement | Contraintes révisées ¹ | Réserve requise ² |
|--|---|------------------------------|
| 500 MW après 3 heures 200 MW après 5 heures 500 MW après 16 heures <hr/> Total 1200 MW | | <hr/> 150 MW |
| | 400 MW après 3 heures 700 MW après 16 heures <hr/> Total 1100 MW | <hr/> 150 MW |
| 1. : Validées auprès de la division Systèmes hydriques 2. : Simulation à l'aide du nouveau simulateur « horaire et chronologique », plus précis, avec un aléa de la demande de 6,3% | | |

Impact sur la réserve requise : 0 MW

3.2. Réserve – producteurs privés

Nous recommandons que les pourcentages de la réserve relative aux producteurs privés, qui sont de 45% pour les centrales hydrauliques, de 10% pour la cogénération et de 10% pour les autres énergies renouvelables, soient révisés à 30%, 10% et 10% respectivement. Comme impact global, la réserve requise bénéficie, de ce fait, d'une baisse de 29 MW.

La production privée constitue une des ressources de production pour lesquelles l'entreprise doit prévoir une réserve en puissance afin de tenir compte de tous les facteurs pouvant avoir des répercussions sur la fiabilité d'alimentation de cette forme de production.

La production privée comporte les trois catégories suivantes : les centrales hydrauliques, la cogénération et les autres énergies renouvelables.

La réserve requise est établie en tenant compte des facteurs suivants :

- l'expérience vécue avec les producteurs privés dont les installations sont déjà en exploitation ;
- les caractéristiques des installations qui ont une possibilité théorique d'être mises en service et la nature des ententes contractuelles régissant ces producteurs privés.

Les centrales hydrauliques

Comme le montre le tableau 3.2.1, le pourcentage de réserve des centrales hydrauliques, qui est de 45%, passe à 30%. Ce pourcentage est le résultat de la moyenne pondérée des statistiques de 1993 à 1995 des 82 MW en exploitation et des estimations pour les projets futurs.

La cogénération

La centrale de Kingsey Falls est la seule centrale de cogénération en exploitation et aucune autre n'est prévue dans le plan de développement. Les données réelles

donnent un taux de 10%, soit le même que le taux utilisé actuellement (voir tableau 3.2.1).

Les autres énergies renouvelables

Cette catégorie de la production privée comprend les centrales éoliennes, d'une part, et les centrales thermiques utilisant la biomasse ou les déchets comme combustible, d'autre part.

La moyenne pondérée de la centrale Tembec, en exploitation depuis 1993, et des estimations pour les futures centrales éoliennes, à biomasse et à déchets donne un taux de 10%, soit le même que celui utilisé actuellement (voir tableau 3.2.1).

Bref, nous recommandons que les pourcentages de la réserve intrinsèque aux producteurs privés, qui sont de 45% pour les centrales hydrauliques, de 10% pour la cogénération et de 10% pour les autres énergies renouvelables, soient révisés à 30%, 10% et 10% respectivement. Comme impact global, la réserve requise bénéficie, de ce fait, d'une baisse de 29 MW (voir tableau 3.2.1).

Tableau 3.2.1
Réserve - Producteurs privés

| | Taux de réserve | | Impact sur la réserve requise |
|---|---------------------|-------------------------|-------------------------------|
| | Actuel ¹ | Recommandé ² | |
| Centrales hydrauliques (192 MW) | 45% | 30% | -29 MW |
| Cogénération (30 MW) | 10% | 10% | 0 MW |
| Autres énergies renouvelables(143 MW) | 10% | 10% | 0 MW |
| 1. : Plans 1993,1994 et 1995 | | | |
| 2. : On retrouve les mêmes pourcentages que dans le plan 1992 | | | |

Impact sur la réserve requise : 29 MW

3.3. Réserve – CF(L)Co

Les analyses réalisées dans le cadre de la présente étude nous permettraient de justifier une réduction de 184 MW de la réserve requise relative à CF(L)Co. Cette réserve se chiffre alors à 102 MW.

Cependant, la récente découverte de fissures sur certaines roues de turbine crée de l'incertitude relativement à l'impact que cet événement pourrait avoir sur les taux d'arrêts forcés des groupes turbines-alternateurs. Nous proposons donc de maintenir, pour l'instant, la réserve requise à 292 MW.

CF(L)Co produit, avec 11 groupes, une puissance brute de 5615 MW à la centrale. De cette puissance, CF(L)Co réserve le droit de rappel de 300 MW avec Hydro-Québec et garde une partie suffisante pour alimenter les charges locales et pour tenir compte des pertes. Elle livre la puissance restante disponible au poste Montagnais. Cependant, compte tenu de l'indisponibilité fortuite des groupes turbines-alternateurs et des lignes, la valeur équivalente est moindre que la puissance restante disponible.

Pour tenir compte de ce fait, on introduit le concept de réserve. La réserve requise pour CF(L)Co constitue donc l'écart entre la valeur équivalente, après avoir tenu compte de l'indisponibilité fortuite des groupes et des lignes, et la puissance brute de la centrale, défalquée du rappel, des charges locales et des pertes.

Le tableau 3.3.1 affiche la valeur de cette réserve révisée, issue de simulations avec les modèles FEP, NEXION et PUR (horaire et chronologique).

Tableau 3.3.1
Réserve — CF(L)Co

| | Valeur actuelle | Valeur révisée | Écart |
|--|----------------------|----------------------|----------|
| Centrale | 5615 MW ¹ | 5615 MW ¹ | — |
| Rappel | - 300 MW | -300 MW | — |
| Charges locales | - 225 MW | - 225 MW | — |
| Pertes | - 171 MW | - 155 MW | - 16 MW |
| Puissance disponible au poste Montagnais | 4919 MW | 4935 MW | + 16 MW |
| Valeur équivalente, après avoir tenu compte de l'indisponibilité fortuite des groupes et des lignes. | 4633 MW | 4833 MW | + 200 MW |
| Réserve requise—CF(L)Co | 286 MW ¹ | 102 MW | - 184 MW |
| 1. : La production de pointe passe de 5665 MW à 5615 MW à cause des vibrations. Cette valeur a été révisée à 5621 MW dans la dernière version du plan 1997 d'où 292 MW en réserve. | | | |

Ainsi, les analyses réalisées dans le cadre de la présente étude nous permettraient de justifier une réduction de 184 MW de la réserve requise relative à CF(L)Co. Cette réserve se chiffre alors à 102 MW.

Cependant, la récente découverte de fissures sur certaines roues de turbine crée de l'incertitude relativement à l'impact que cet événement pourrait avoir sur les taux d'arrêts forcés des groupes T/A. Nous proposons donc de maintenir, pour l'instant, la réserve requise à 292 MW (voir note du tableau 3.3.1).

Notons que l'annexe 3-A donne plus de détails relatifs à l'évaluation de partage de réserve avec CF(L)Co.

3.4. Réserve additionnelle d'exploitation à prévoir dans la réserve de planification

Dans le passé, nous avons ajouté à la réserve de planification à long terme des équipements de production une quantité de 250 MW qui correspond aux besoins minimums de réserve d'exploitation. Une analyse des besoins de réserve d'exploitation nous permet de confirmer que cette valeur devrait être maintenue.

Pour l'évaluation de la réserve d'exploitation, la ligne biterne n'est pas considérée comme un élément simple et de ce fait, ne fait donc pas partie des événements dans l'évaluation de la réserve d'exploitation. Le plus gros élément du réseau demeure le transformateur de Churchill : la réserve tournante minimale synchrone est alors maintenue à 250 MW.

Pour assurer la sécurité et la stabilité du réseau, l'exploitant a besoin, en tout temps, d'une certaine réserve de puissance. Cette réserve, appelée réserve tournante, est synchrone et est disponible instantanément de manière à éviter un délestage de charge suite à un événement sur le réseau. De plus, elle respecte les critères du NPCC en matière de réserve d'exploitation. Notons qu'Hydro-Québec a ses propres critères qui sont plus sévères et qui satisfont par ailleurs aux exigences du NPCC.

Un des critères du NPCC stipule que la réserve synchrone minimale doit être égale à 25% du plus gros élément du réseau. Actuellement, on retient le plus gros élément du réseau comme étant un transformateur de 1000 MVA de Churchill Falls — qui peut faire perdre deux groupes de 500 MW —. Or, avec l'intégration au réseau des lignes bitermes Nikamo – Tilly et Micoua – Manic-5-PA, le plus gros élément du réseau, dans le contexte de l'évaluation de la réserve d'exploitation, est sujet à interprétation. Voilà la problématique que nous tentons d'éclaircir. Par ailleurs, l'interprétation du plus gros élément du réseau a un impact sur l'évaluation du « service équivalent rendu » de la puissance interruptible.

3.4.1. Critères de réserve d'exploitation d'Hydro-Québec

Hydro-Québec, dans sa politique de réserve en puissance, répond aux préoccupations suivantes, en matière d'exploitation:

- assurer un ajustement rapide de la production à la suite des fluctuations de la charge sans dépasser les limites de transit du réseau de transport ;
- assurer la stabilité de la fréquence à la suite de l'occurrence d'une simple contingence, afin d'éviter le délestage automatique de charge.

De plus, la gestion des réserves d'exploitation doit être conforme aux stratégies, émises par le service Expertise de réseaux, relatives au maintien des réserves (synchrones) de stabilité ainsi qu'aux critères d'exploitation du NPCC.

Voici les grandes lignes des critères d'exploitation d'Hydro-Québec:

| Réserves de stabilité | seuil minimum |
|---|---------------|
| Total réserves de stabilité (seuil min. à 58,5 Hz) | 1000 MW |
| " " en temps normal | 1200 MW |
| Réserve minimale avant délestage | 250 MW |

| Réserves normales | seuil minimum |
|--------------------|-----------------------|
| Réserve 10 minutes | 1000 MW |
| Réserve 30 minutes | 1500 MW ¹¹ |
| Réserve synchrone | 250 MW |

11. : Critère d'hydro-Québec : la réserve normale 30 minutes doit être en tout temps égale ou supérieure à la somme de la première contingence et de la moitié de la deuxième contingence.

3.4.2. Critères de réserve d'exploitation du NPCC

NPCC définit la réserve d'exploitation comme étant :

Réserve d'exploitation = réserve 10 minutes + réserve 30 minutes

| Réserve 10 minutes | Réserve 30 minutes |
|-----------------------------------|--|
| $\geq 1^{\text{ère}}$ contingence | $\geq 50\%$ 2 ^e contingence |

Critère de la réserve synchrone :

- Réserve égale à 100% de la réserve 10 minutes ;
- Réserve minimale égale à 25% de la réserve 10 minutes.

Situation actuelle

- Actuellement, le plus gros élément du réseau est un transformateur de Churchill.

- Selon les critères du NPCC, la réserve 10 minutes est donc de 1000 MW.

La réserve 30 minutes est de 500 MW (50% du transformateur de Churchill).

On peut donc assurer la sécurité du réseau avec une réserve synchrone minimale de 250 MW.

3.4.3. Interprétation du plus gros élément du réseau

À la suite des consultations auprès des spécialistes en la matière, notamment le service Planification du réseau de la direction Transport, il faut, relativement à l'interprétation du plus gros élément du réseau, différencier deux aspects. D'une part, il y a « la conception et l'exploitation du réseau » et, d'autre part, il y a « l'évaluation de la réserve d'exploitation ».

Les consultations portaient sur les lignes bitermes Nikamo-Tilly et Manic-5-PA – Micoua qui font maintenant partie du réseau. La perte de la ligne Nikamo - Tilly implique une perte de production des centrales LA-1, LA-2 et Brisay, pour un total d'environ 1400 MW et la ligne Micoua - Manic 5 PA une perte de production aux alentours de 1100 MW.

Au sens des critères de « conception et d'exploitation du réseau », les lignes Nikamo – Tilly et Manic-5-PA – Micoua sont considérées comme les plus gros événements de perte de production advenant la perte d'une ligne biterme. Celle-ci est un événement normal du critère de conception et d'exploitation du réseau.

Cependant, pour « l'évaluation de la réserve d'exploitation », **la ligne biterme n'est pas considérée comme un élément simple et, de ce fait, ne fait pas partie des événements dans l'évaluation de la réserve d'exploitation (voir annexe 3-B).** Le plus gros élément du réseau demeure le transformateur de Churchill : la réserve tournante minimale synchrone est alors maintenue à 250 MW.

4. ALÉA DE LA DEMANDE : CHOIX DU NOMBRE D'ÉCARTS TYPES

Aujourd'hui, notamment avec l'ouverture des marchés, nous disposons de ressources auxquelles nous pouvons avoir recours plus rapidement que dans le passé. Nous pouvons donc utiliser l'aléa de la demande à un horizon de trois ans, plutôt que quatre ans, pour établir la quantité de réserve requise. Ce changement a pour impact de réduire la réserve requise d'environ 230 MW.

Dans les chapitres précédents, on a passé en revue ce qu'est la fiabilité dans un réseau de production. Ensuite, on a rendu compte de la révision des taux d'arrêts forcés et des taux d'entretien des équipements. Finalement, au troisième chapitre, on a abordé les paramètres de nature autre que les indicateurs de performance. Rappelons que, ces paramètres sont les contraintes hydrauliques des centrales au fil de l'eau, les réserves pour les producteurs privés et pour CF(L)Co, et la réserve tournante.

Soulignons également que la réserve requise en puissance est non seulement tributaire des incertitudes inhérentes à l'offre, représentées par les paramètres susmentionnés, mais elle est aussi dépendante des aléas de la demande; celle-ci peut être plus forte que prévue et ce, à cause de conditions climatiques extrêmes ou d'activités économiques exceptionnelles.

Pour calculer la réserve requise, nous utilisons dans le passé l'aléa à un horizon de quatre ans. Cette période correspondait au temps requis pour mettre en service de nouvelles ressources en puissance. Nous couvrons également 99,99% des cas en traitant l'aléa global de la demande avec un nombre d'écart types égal à $\pm 5\sigma$.

Nous nous demandons si d'autres aspects sont à prendre en considération dans le calcul de la réserve requise en puissance. Doit-on limiter les cas extrêmes qui ont peu de chance de se produire? Y a-t-il lieu de réduire l'aléa de la demande à un horizon de trois ans, plutôt que quatre ans, pour établir la quantité de réserve requise? Voilà quelques questions auxquelles on tentera de répondre dans ce chapitre. Nous y exposons également un sujet tout à fait nouveau, relatif au critère probabiliste LOLE, c'est à dire le choix du nombre d'écart types de l'aléa global de la demande.

4.1. Constitution de l'aléa global de la demande

Hydro-Québec base sa prévision de la demande d'électricité au Québec sur un scénario moyen des contextes démographique, économique et énergétique. Toutefois, cette prévision de la demande est sujette à un certain nombre d'aléas qu'on peut regrouper en deux types.

Dans le premier, on retrouve les variations climatiques; il peut survenir des baisses de températures extrêmes. Dans le deuxième type, on retrouve l'aléa dit « prévisionnel ». Ce type d'aléa comprend tous les aléas sauf l'aléa climatique. Il représente les événements fortuits, comme les grèves importantes, la hausse temporaire de l'activité économique et les aléas structurels. À titre d'information, les aléas structurels découlent d'une modification de certains paramètres économiques et énergétiques par rapport aux prévisions moyennes.

Le tableau 4.1.1 donne un aperçu des aléas énergétiques sur une base « année civile ». Le tableau 4.1.2 montre les composants de l'aléa global de la demande sur une base « année hydrologique ».

Tableau 4.1.1
INTRANTS ÉNERGÉTIQUES
(année civile)

| | Horizon | | | | |
|--------------------------|---------|------|------|------|------|
| | An 1 | An 2 | An 3 | An 4 | An 5 |
| Jusqu'à date | 3,8% | 4,3% | 4,8% | 5,1% | 5,6% |
| (révisés pour plan 1997) | 3,1% | 3,7% | 4,1% | 4,9% | 5,4% |

Tableau 4.1.2
**REPRÉSENTATION ACTUELLE
 DE L'ALÉA GLOBAL DE LA DEMANDE**

| | Horizon de planification | | | |
|---------------------------------------|--------------------------|-------------|-------------|-------------|
| | An 1 | An 2 | An 3 | An 4 |
| Intrants énergétiques (année hydrol.) | 4,1% | 4,6% | 4,9% | 5,4% |
| Paramètres de modélisation | 1,6% | 1,6% | 1,6% | 1,6% |
| Aléa « prévisionnel » | 4,4% | 4,9% | 5,2% | 5,5% |
| Aléa climatique | 3,0% | 3,0% | 3,0% | 3,0% |
| Aléa global | 5,3% | 5,7% | 6,0% | 6,3% |

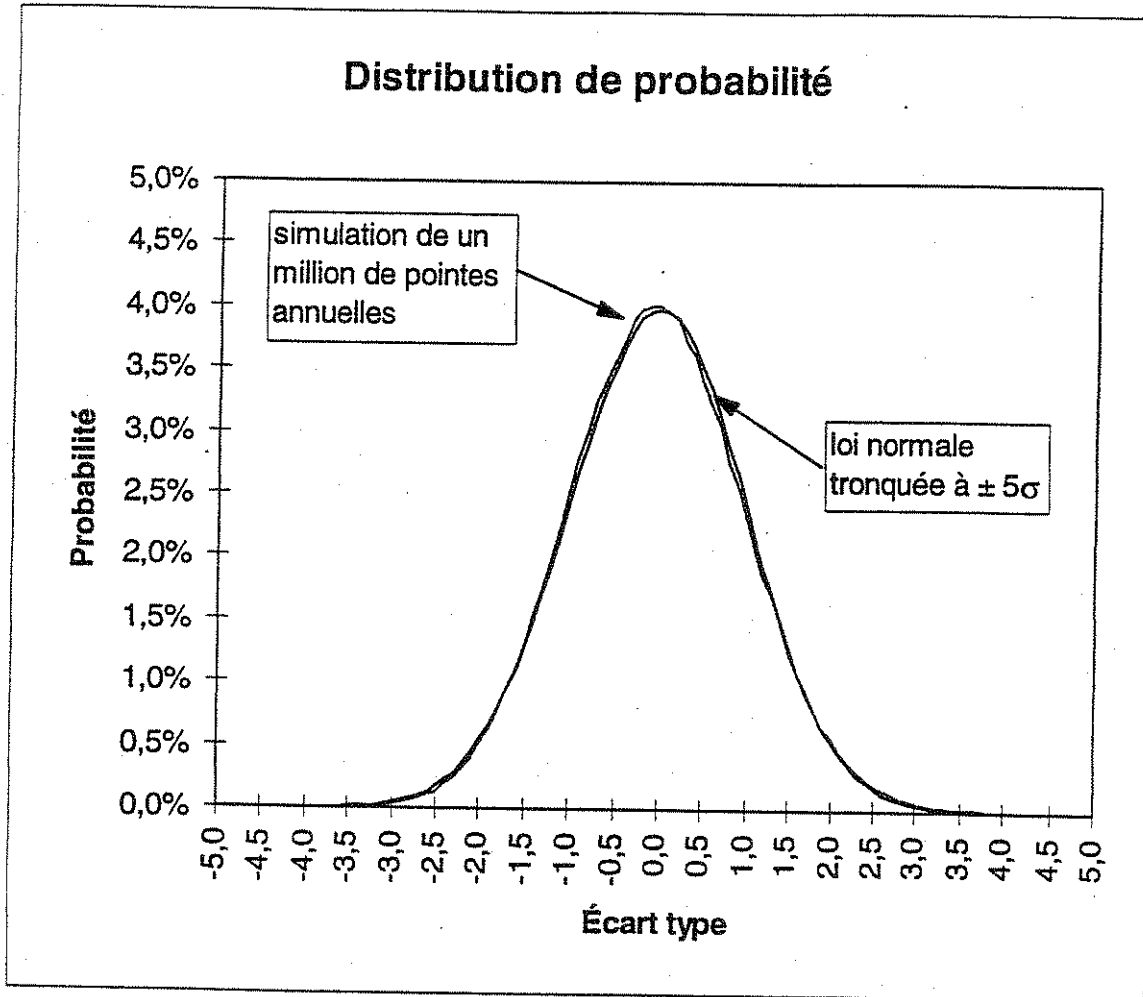
4.2. Simulation Monte Carlo de l'aléa global

Dans le passé, on a posé l'hypothèse que l'aléa global suit la loi de distribution normale. Cependant, les récentes simulations à l'aide de la méthode Monte Carlo, avec un million de pointes annuelles, nous montrent un portrait différent.

En effet, la fonction de densité de l'aléa climatique ne suit aucune loi et présente une courbe dentelée, asymétrique avec la probabilité cumulative $P(X \leq 0) = 0,5219$ (voir annexe 4). Nous posons l'hypothèse, cependant, que la fonction de densité de l'aléa prévisionnel suit la loi normale. La combinaison de ces deux distributions de probabilité génère une fonction de densité qui s'apparente à une courbe normale avec, cependant, une légère asymétrie vers la gauche — $\text{prob.}(X \leq 0) = 0,5083$ — (voir figure 4.2.1).

On sait que la distribution des probabilités de l'aléa climatique est issue des cas connus alors que celle de l'aléa prévisionnel comporte des événements extrêmes ou contrôlables par des moyens de gestion. À partir de cette constatation, on s'interroge sur la façon de représenter la densité de probabilité de l'aléa global en limitant les cas extrêmes de l'aléa prévisionnel.

Figure 4.2.1

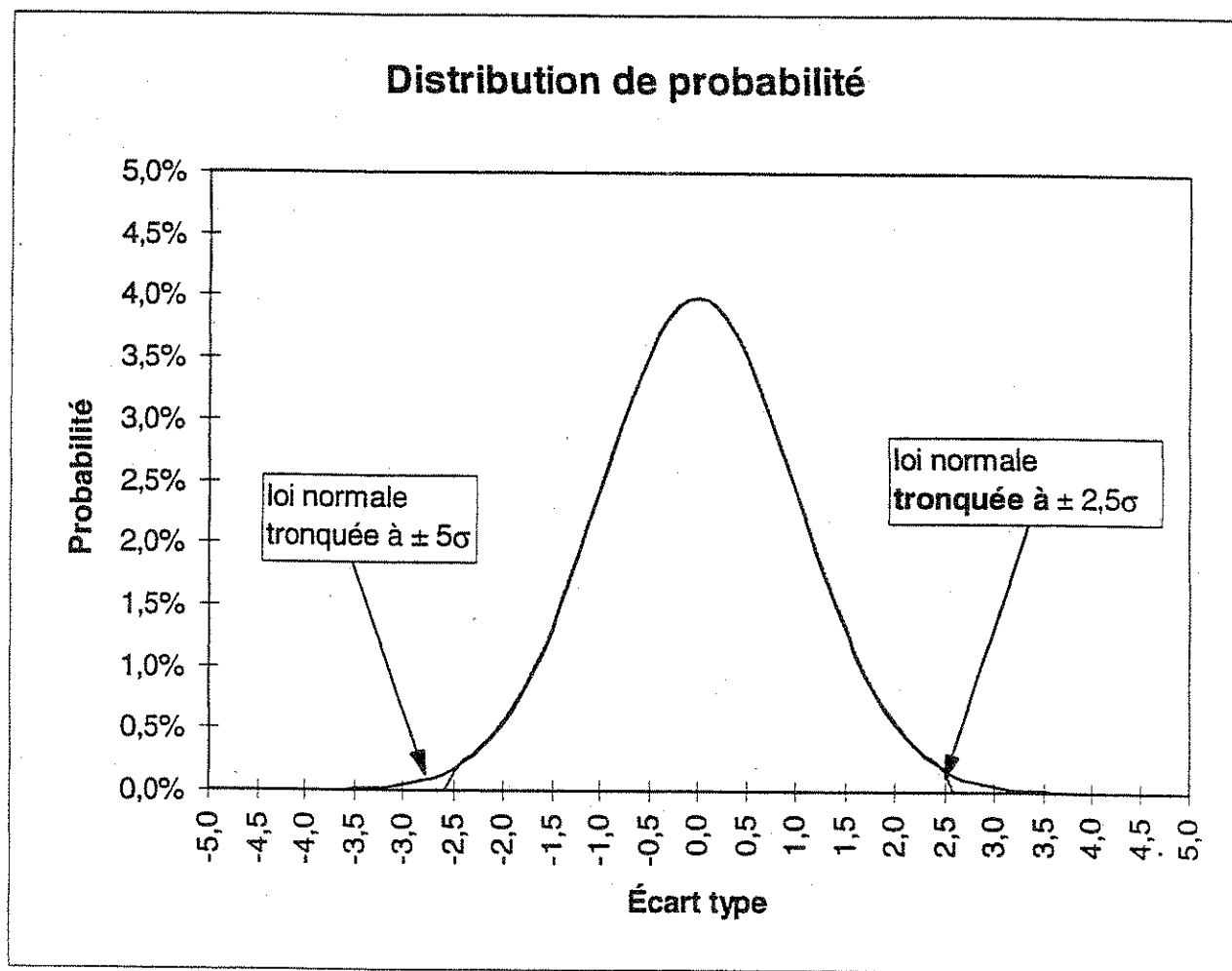


Méthodologie

Une analyse des conditions climatiques connues des 34 hivers de 1962-63 à 1995-96 révèle que les cas extrêmes de température à la pointe se situent dans la fourchette -35°C à -28°C . Ces cas conjugués avec les conditions éoliennes, les couvertures de nuages, etc. correspondent à -57° à -48° de « froideur ». Les cas extrêmes constatés ne dépassent guère $\pm 3\sigma$. Cette réalité nous amène à maintenir la totalité des cas climatiques connus.

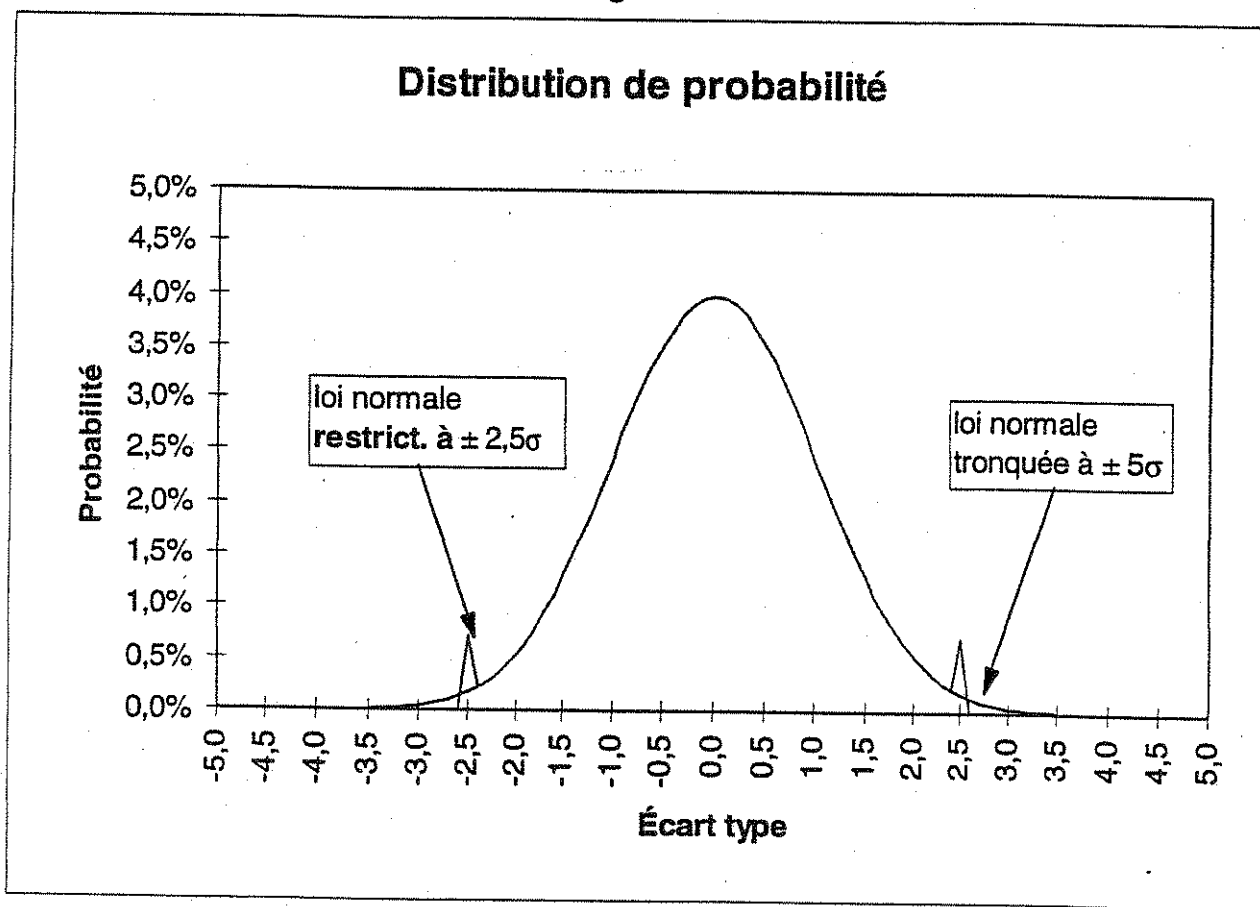
Il en est tout autrement avec l'aléa prévisionnel. Contrairement aux conditions climatiques sur lesquelles on n'a aucun contrôle, une hausse de la demande causée par des événements autres que l'événement « climatique » est, jusqu'à un certain point, contrôlable, car elle est prévisible plus longtemps à l'avance et on dispose, de ce fait, de plus de marge de manoeuvre. Ainsi, se trouvent éliminés les événements qu'on est capable de gérer ou de contrôler par des moyens à court terme, tels les achats ou les déplacements de l'entretien des équipements, etc.

Figure 4.2.2



Cependant, une question émerge alors de l'alternative : on ignore totalement les cas extrêmes ou est ce qu'on les gère? Avec la première avenue, on doit **tronquer** la fonction de densité de l'aléa prévisionnel; les cas supérieurs ou inférieurs à un certain nombre de σ sont ainsi considérés comme inexistant. Avec la deuxième avenue, on a à **restreindre** la courbe de fonction de densité à un certain nombre de σ ; la probabilité d'occurrence des cas supérieurs à la restriction, disons à $2,5\sigma$ par exemple, est ramené à $2,5\sigma$. On gère ou contrôle ainsi les événements à partir de $2,5\sigma$.

Figure 4.2.3



La deuxième avenue est retenue car pour gérer les événements extrêmes on ne peut les ignorer ou les écarter alors que ces événements existent, même avec une faible probabilité d'occurrence.

Comme en font foi les figures 4.2.2 et 4.2.3, la fonction de densité résultante n'est pas la même pour le cas de « troncature » que pour le cas de « restriction ». Il s'ensuit que pour la réserve requise en puissance — avec les résultats de simulation de FEP à l'appui —, restreindre la fonction de densité, comme à $2,5\sigma$ par exemple, est plus sévère que la tronquer à $2,5\sigma$. Cela s'explique par le fait que la restriction fait déformer plus vers le haut les premières heures de la courbe de puissance classée.

Sont ensuite combinés avec l'aléa prévisionnel, selon la restriction et l'horizon de planification, tous les cas climatiques connus.

En résumé, la vraie courbe, générée par la simulation Monte Carlo sur un million de pointes annuelles, remplace dorénavant l'ancienne courbe normale, comme fonction de densité de l'aléa global utilisée dans le modèle FEP.

Voici le résumé des hypothèses de la distribution de probabilité de l'aléa global:

- simulation avec la méthode Monte Carlo à l'aide du modèle chronologique PUR
- année de base 1995-96
- simulation avec des cas de pointes annuelles selon les conditions climatiques connues des 34 hivers de 1962-63 à 1995-96
- décalage de + 3 jours et -3 jours pour niveler l'effet des fins de semaine et des journées fériées.
- écart type prévisionnel selon la restriction choisie et l'horizon retenu
- un million de pointes annuelles ont été simulées

Notons en passant que la variance $(x) = \sum (x_i^2 p_i) - \bar{x}^2$. À chacun des niveaux de restriction correspond une fonction de densité différente, ce qui entraîne un changement de la valeur de l'écart type à chaque cas. L'aléa global est alors réajusté en conséquence comme le montre le tableau 4.2.1.

Tableau 4.2.1
RÉAJUSTEMENT DES ALÉAS

| | Aléa prévisionnel | Restriction à | Aléa global | Plan 1995 | Plan 1997 |
|---------------|-------------------|----------------|------------------|----------------------|----------------------|
| | | | (avant réajust.) | Aléa global réajusté | Aléa global réajusté |
| Horizon 4 ans | 5,54 | sans restrict. | 6,3 | 6,08 | 6,11 |
| | | 3,0 σ | | 6,08 | 6,11 |
| | | 2,5 σ | | 6,02 | 6,05 |
| | | 2,0 σ | | 5,89 | 5,92 |
| Horizon 3 ans | 5,20 | sans restrict. | 6,0 | n/d | 5,80 |
| | | 3,0 σ | | n/d | 5,80 |
| | | 2,5 σ | | n/d | 5,75 |
| | | 2,0 σ | | n/d | 5,63 |

4.3. Résultats

Des simulations et des analyses ont été entreprises, avec différents nombres d'écart types et d'horizon de planification, afin de mesurer la sensibilité en matière d'impact sur la réserve requise en puissance. Les résultats présentés au Comité Équilibre énergétique figurent au tableau 4.3.1

Tableau 4.3.1
**IMPACT SUR LA RÉSERVE REQUISE
 SELON LE NOMBRE D'ÉCARTS TYPES ET L'HORIZON**

| Restriction ¹ du nombre d'écart types de l'aléa prévisionnel | Couverture des cas ² | Impact horizon 4 ans | Impact horizon 3 ans |
|---|---------------------------------|----------------------|----------------------|
| 2,0 σ | 97,7% ³ | - 220 MW | - 325 MW |
| 2,5 σ | 99,4% | - 83 MW | - 230 MW |
| 3,0 σ | 99,9% | - 13 MW | — |
| 5,0 σ (actuel) | 99,99% | — | — |

1. : Les cas supérieurs à la limite retenue sont ramenés à cette limite.
 2. : On couvre 100% des cas faibles. En effet, les simulations démontrent que les cas au delà de -1σ n'ont plus d'effet sur la réserve.
 3. : (95,45% + 2,27%; 98,76 + 0,62%; etc.)

Pour calculer la réserve requise, nous utilisons dans le passé l'aléa à un horizon de quatre ans. Cette période correspondait au temps requis pour mettre en service de nouvelles ressources en puissance. Aujourd'hui, notamment avec l'ouverture des marchés, nous disposons de ressources auxquelles nous pouvons avoir recours plus rapidement. Nous pouvons donc réduire l'aléa de la demande à un horizon de trois ans, plutôt que quatre ans, pour établir la quantité de réserve requise. Ce changement a pour impact de réduire la réserve requise d'environ 230 MW.

ANNEXES

NOTE : Les annexes sont regroupées dans un tome à part. Les personnes intéressées à en obtenir une copie peuvent nous communiquer à « Planification des projets de production ».

MEMBRES DU GROUPE DE TRAVAIL

| <u>Nom</u> | <u>Division</u> | <u>Champ d'activité</u> |
|---|---|--|
| <i>Bertrand Houle</i> | Optimisation de la production | Expertise, interprétation et traitement de l'historique des données relativement à l'exploitation et à la performance des groupes turbines-alternateurs. |
| <i>Suzanne Trudel</i> | Prévision et gestion de la demande | Expertise et simulation des contraintes hydrauliques des centrales au fil de l'eau; groupe de travail sur la puissance interruptible. |
| <i>Carol Mercier (invité)</i> | idem | Expertise, interprétation, simulation Monte Carlo relativement aux aléas climatique et prévisionnel; simulation fonctions de densité avec différents écarts types selon l'approche « restriction » ou « troncature » |
| <i>Jean-Guy Gareau (invité)</i> | Équipe Impact des interconnexions et des contrats | Expertise et établissement du pourcentage de réserve des producteurs privés. |
| <i>Éliane Lee (invitée)</i> | idem | Expertise et simulation du partage de réserve et de la réserve CF(L)Co. |
| <i>Thong Nguyenphat (coordonnateur)</i> | Planification du réseau de production | Expertise, interprétation, analyse et traitement des données relativement à la fiabilité en puissance; calcul processus de Markov, simulation FEP et recommandation: % arrêts forcés, % entretien, # σ aléa prévisionnel de la demande, etc.; pilotage du dossier |

CONSULTATION**Marcel-Paul Raymond****Division Optimisation de la production****Roger Dufresne****Division Turbines-alternateurs****Roger Émard****Directeur Gestion Gentilly-2****Stéphane Desbiens****Chef Centrale Tracy****Guy Quintin****Direction Exploitation**