

**DEMANDE D'AUTORISATION
DE LA CONSTRUCTION
DE LA NOUVELLE CENTRALE THERMIQUE
D'AKULIVIK**



1	TABLE DES MATIÈRES	
2	1. INTRODUCTION	5
3	2. CONTEXTE	6
4	2.1. CROISSANCE DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ	7
5	2.1.1. <i>Établissement des besoins en énergie et en puissance</i>	7
6	2.1.2. <i>Programmes d'efficacité énergétique</i>	8
7	2.2. ÉTAT DE LA CENTRALE ACTUELLE	9
8	2.2.1. <i>Vétusté de la centrale</i>	9
9	2.2.2. <i>Dépassement de la limite de la puissance garantie</i>	11
10	3. OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET	11
11	4. SOLUTIONS ENVISAGÉES	11
12	4.1. RÉFECTION DE LA CENTRALE ACTUELLE	11
13	4.2. JUMELAGE ÉOLIEN-DIESEL	12
14	4.3. RACCORDEMENT AU RÉSEAU INTÉGRÉ	12
15	4.4. CENTRALE HYDROÉLECTRIQUE ET HYDROLIENNES	13
16	4.5. CENTRALE À LA BIOMASSE FORESTIÈRE	13
17	4.6. CONSTRUCTION D'UNE NOUVELLE CENTRALE	13
18	5. DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET	14
19	6. COÛTS DU PROJET	16
20	6.1. DÉTAIL DES COÛTS	16
21	6.2. RÉPARTITION DES COÛTS INTERNES ET EXTERNES	17
22	6.3. IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS	18
23	6.3.1. <i>Paramètres de l'analyse</i>	18
24	6.3.2. <i>Analyse économique et impacts sur le revenu requis</i>	19
25	7. IMPACT SUR LA QUALITÉ DU SERVICE	20
26	8. LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS	21
27	9. MODE DE SUIVI DES RÉSULTATS	21
28	10. CONCLUSION	21

1. INTRODUCTION

1 Hydro-Québec Distribution (le Distributeur) demande à la Régie de l'énergie (la Régie)
2 de l'autoriser à construire une nouvelle centrale thermique à Akulivik, un projet évalué à
3 49,4 M\$ (courants). Ce coût ne comprend pas le démantèlement de la centrale existante
4 et la décontamination des sols à l'emplacement de celle-ci.

5 Le tableau suivant indique la concordance entre, d'une part, les exigences du
6 *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de*
7 *l'énergie* (le Règlement) et, d'autre part, les sections de la preuve du Distributeur.

8 **TABLEAU 1**
9 **CONCORDANCE AVEC LE RÈGLEMENT**

Exigences du Règlement	Sections de la preuve
<u>Article 2</u>	
1° les objectifs visés par le projet	HQD-1, Document 1, section 3
2° la description du projet	HQD-1, Document 1, section 5
3° la justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQD-1, Document 1, section 5
4° les coûts associés au projet	HQD-1, Document 1, section 5
5° l'étude de faisabilité économique du projet	HQD-1, Document 1, section 6
6° la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	HQD-1, Document 1, section 8
7° l'impact sur les tarifs, incluant une analyse de sensibilité	HQD-1, Document 1, section 6
8° l'impact sur la qualité du service de distribution d'électricité	HQD-1, Document 1, section 7
9° le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents	HQD-1, Document 1, section 4

<u>Article 3</u>		
1°	selon la nature du projet, la liste des principales normes techniques qui y seront appliquées	HQD-1, Document 2
2°	le cas échéant, les prévisions de vente attribuables au projet du distributeur d'électricité	HQD-1, Document 1, section 2
3°	le cas échéant, les engagements contractuels des consommateurs du service ainsi que leurs contributions financières	Sans objet

2. CONTEXTE

- 1 Le village nordique d'Akulivik est situé au Nunavik, sur la côte de la Baie d'Hudson à
- 2 environ 60°48' de latitude Nord. À vol d'oiseau, il est à environ 1 700 km de Montréal. Il
- 3 s'agit d'une communauté de quelque 570 habitants et le Distributeur y dessert plus de
- 4 200 clients résidentiels, commerciaux et institutionnels.



5

2.1. Croissance de la demande d'électricité

2.1.1. Établissement des besoins en énergie et en puissance

1 La prévision des besoins d'électricité, en énergie et en puissance, pour le réseau
2 autonome d'Akulivik est réalisée une fois l'an.

3 Cette prévision des besoins en électricité est établie à partir de la prévision des ventes
4 d'électricité. Celle-ci est réalisée par secteurs de consommation et est fonction des
5 ventes publiées, de la croissance démographique prévue et de l'évolution attendue des
6 consommations unitaires.

7 Les ajouts de charge spécifiques identifiés dans la communauté (construction de
8 nouveaux bâtiments résidentiels, institutionnels et commerciaux) sont ensuite intégrés à
9 la prévision de la demande.

10 La prévision des besoins en énergie correspondant à la production totale de la centrale
11 d'Akulivik est ensuite obtenue en ajoutant les pertes de distribution, la consommation de
12 la centrale et l'usage interne anticipées à la prévision des ventes.

13 La prévision des besoins en puissance est établie en appliquant le facteur d'utilisation
14 prévu aux besoins en énergie excluant les ajouts de charge. L'impact en puissance de
15 ces derniers est ensuite ajouté pour obtenir la prévision des besoins en puissance à la
16 pointe du réseau.

17 La prévision de la demande repose sur l'hypothèse du maintien des interventions
18 commerciales, soit les programmes d'utilisation efficace de l'énergie, les conditions de
19 service spécifiques et la tarification dissuasive actuellement en vigueur au nord du 53^e
20 parallèle. Depuis 2006, la réduction de la demande d'électricité attribuable aux
21 programmes du PGEÉ est également prise en compte dans la prévision de la demande
22 d'électricité.

23 La population d'Akulivik compte pour moins de 5 % de celle de l'ensemble du Nunavik.
24 La croissance annuelle moyenne des ventes prévue pour les dix prochaines années se
25 compare à celle des autres villages (environ 3,0 % de croissance pour Akulivik,
26 relativement à 2,9 % pour l'ensemble des autres villages du Nunavik). Au secteur
27 résidentiel et agricole, les ventes à Akulivik devraient croître en moyenne de 3,1 % par

1 année par rapport à 3,0 % par année pour l'ensemble des autres réseaux du Nunavik.
 2 Au secteur commercial et institutionnel, les croissances annuelles moyennes devraient
 3 être de 2,9 % pour Akulivik et de 2,8 % pour le Nunavik.
 4 Le tableau suivant présente la plus récente prévision de la demande, effectuée en avril
 5 2010, également déposée dans le *Plan d'approvisionnement 2011-2020* du
 6 Distributeur¹.

7 **TABLEAU 2**
 8 **PRÉVISION DE LA DEMANDE**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Crois. annuelle moy. 2010-2020
Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles	182	189	197	203	210	216	223	230	237	245	252	3,3%
Avec interventions commerciales												
Ventes après PGEE (en GWh)	2,64	2,66	2,73	2,82	2,91	3,00	3,10	3,21	3,32	3,43	3,54	3,0%
PGEE (en GWh)	0,02	0,07	0,09	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	
Ventes au secteur résidentiel et agricole après PGEE (en GWh)	1,23	1,23	1,26	1,30	1,34	1,39	1,44	1,50	1,55	1,60	1,66	3,1%
Usage interne, pertes et services auxiliaires (en GWh)	0,24	0,24	0,24	0,25	0,26	0,27	0,28	0,29	0,30	0,31	0,32	3,0%
Production d'énergie (en GWh)	2,88	2,89	2,98	3,07	3,17	3,27	3,38	3,50	3,62	3,74	3,86	3,0%
Pointe annuelle (en MW) ¹	0,58	0,59	0,61	0,63	0,65	0,67	0,70	0,72	0,75	0,77	0,80	3,2%
Sans interventions commerciales												
Ventes après PGEE (en GWh)	8,08	8,12	8,36	8,61	8,88	9,18	9,50	9,83	10,17	10,51	10,86	3,0%
PGEE (en GWh)	0,02	0,07	0,09	0,10	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	
Usage interne, pertes et services auxiliaires (en GWh)	0,70	0,56	0,58	0,61	0,63	0,66	0,69	0,72	0,75	0,78	0,81	1,4%
Production d'énergie (en GWh)	8,78	8,68	8,94	9,22	9,51	9,84	10,18	10,55	10,91	11,29	11,67	2,9%
Pointe annuelle (en MW) ¹	2,49	2,51	2,59	2,67	2,76	2,85	2,96	3,06	3,17	3,28	3,39	3,1%
Contribution des interventions commerciales												
Production d'énergie (en GWh)	5,91	5,79	5,96	6,15	6,35	6,57	6,80	7,05	7,30	7,55	7,81	
Pointe annuelle (en MW) ¹	1,91	1,92	1,97	2,04	2,11	2,18	2,26	2,34	2,42	2,51	2,59	
Puissance installée (en MW) ¹	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	
Puissance garantie (en MW) ¹	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	
Réserve en puissance (en MW) ¹	-0,04	-0,05	-0,07	-0,09	-0,11	0,41	0,39	0,36	0,34	0,32	0,29	

9 ¹ Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

2.1.2. Programmes d'efficacité énergétique

10 Akulivik étant situé au nord du 53^e parallèle, la tarification en vigueur décourage
 11 l'utilisation de l'électricité pour le chauffage de l'eau et des espaces. D'autre part, le
 12 Distributeur maintiendra tous les programmes d'utilisation efficace de l'énergie
 13 (compensation pour le prix du mazout ou du propane, programmes d'entretien annuel et
 14 de réparation/dépannage des équipements) pour maintenir au minimum le recours à
 15 l'électricité pour le chauffage de l'eau et des espaces. Par conséquent, il n'y a pas de
 16 potentiel significatif pour des mesures relatives à ces usages, ni pour des mesures de

¹ R-3748-2010, HQD-2, Document 2, p. 47.

1 gestion de la consommation d'électricité ou d'autres mesure d'utilisation efficace de
2 l'énergie.

3 Le potentiel résiduel en économies d'énergie est couvert par les programmes du
4 Distributeur. L'impact de ces programmes est déjà intégré dans la prévision de la
5 demande pour le territoire. Il n'est toutefois pas suffisant pour repousser ou réduire de
6 façon significative les besoins de puissance à la centrale d'Akulivik.

7 Ainsi, la mise en œuvre éventuelle de nouveaux programmes n'a aucun effet sur la
8 décision du Distributeur de construire une nouvelle centrale.

2.2. État de la centrale actuelle

2.2.1. Vétusté de la centrale

9 L'alimentation électrique d'Akulivik est assurée par une centrale thermique à groupes
10 électrogènes diesel. Cette centrale, à laquelle le Distributeur a ajouté un groupe de
11 secours², répond aux besoins en électricité de la population locale, ce qui exclut le
12 chauffage de l'eau et de l'espace, lequel est restreint en vertu de la tarification applicable
13 au nord du 53^e parallèle³.

14 Âgée de plus de 30 ans⁴, la centrale actuelle est vétuste et ne suffit plus à répondre aux
15 besoins de la communauté. En effet, la puissance garantie de 540 kW est inférieure à la
16 pointe de plus de 575 kW observée au cours des deux derniers hivers, comme il est
17 démontré plus bas⁵.

² Voir section 2.2.2.

³ *Tarifs et conditions du Distributeur*, articles 7.1 et 7.2.

⁴ Le Distributeur a acquis cette centrale du gouvernement fédéral en 1981. À cette époque, celle-ci était en exploitation depuis déjà quelques années. Son âge exact est inconnu.

⁵ Voir section 2.2.2.



1

2 La puissance installée de la centrale totalise 900 kW, soit 3 groupes électrogènes
3 Caterpillar 3406, de 300 kW chacun. À la fin de 2009, ces moteurs comptaient
4 respectivement 47 000, 49 000 et 2 500 heures, le dernier ayant été l'objet d'une
5 réfection complète en 2009 après avoir atteint plus de 53 000 heures au compteur.
6 Comme le Distributeur l'a déjà indiqué, la durée de vie utile de tels groupes est de
7 l'ordre de 60 000 à 72 000 heures⁶. Deux des trois groupes arrivent donc en pratique à
8 la fin de leur vie utile, ce qui pose des risques pour leur fiabilité. Une fois ces deux
9 derniers remis à neuf, les trois groupes pourront éventuellement être installés dans
10 d'autres centrales du Distributeur.

11 L'espace restreint, autant à l'intérieur des installations que sur le site, ne permet pas
12 d'augmentation de la puissance à l'emplacement actuel de la centrale. La capacité des
13 câbles de puissance est dépassée et les transformateurs du poste ne peuvent prendre
14 la charge en cas de perte d'une artère.

15 Comme le Distributeur le démontre plus loin, ni la réfection de la centrale existante ni
16 l'ajout ou le remplacement de groupes ne constituent des solutions acceptables. La
17 construction d'une nouvelle centrale thermique constitue la solution optimale.

⁶ R-3512-2003, HQD-8, Document 6, p. 8.

2.2.2. Dépassement de la limite de la puissance garantie

1 La puissance garantie, calculée suivant le critère que la Régie a entériné⁷, s'établit à
2 $P_{\text{gar}} = 0,90 (n-1)$ où n-1 représente la puissance restante de la centrale dans l'éventualité
3 de la perte du groupe le plus puissant. Dans le cas d'Akulivik, cette puissance garantie
4 est de :

5
$$P_{\text{gar}} = 0,90 \times (2 \times 300 \text{ kW}) = 540 \text{ kW}$$

6 Or, la pointe réelle dépasse déjà cette valeur depuis 2008, comme le démontre le
7 tableau 2, plus haut.

8 Le Distributeur a dû installer un groupe électrogène de secours d'une puissance de
9 545 kW, dans un conteneur à l'extérieur de la centrale, vu l'exiguïté des lieux. Il s'agit là
10 d'une solution temporaire qui ne répond pas aux normes. En effet, ce groupe de secours
11 ne peut pas se synchroniser aux autres groupes de la centrale ; en cas d'urgence il est
12 donc îloté sur une partie de la charge.

3. OBJECTIFS VISÉS PAR LE PROJET

13 Le projet vise à assurer la fiabilité et la sécurité de l'alimentation électrique de la
14 communauté d'Akulivik, dans un contexte de demande croissante.

4. SOLUTIONS ENVISAGÉES

4.1. Réfection de la centrale actuelle

15 En plus d'être en très mauvais état, la centrale actuelle constitue une source importante
16 de pollution par le bruit et les émissions atmosphériques. La population en subit des
17 inconvénients et a exprimé de nombreuses plaintes ; elle rejette la réfection de la
18 centrale comme solution.

19 Bref, vu l'état de la centrale actuelle, amplement décrit plus haut, et considérant l'espace
20 restreint autant à l'intérieur qu'à l'extérieur, aucune réfection ne peut être envisagée.

⁷ Décisions D-2002-169, D-2005-178 et D-2008-133.

1 En outre, le Distributeur jugeant primordiale l'acceptation du projet par la communauté
2 concernée, la réfection de la centrale existante ne peut être retenue.

4.2. Jumelage éolien-diesel

3 L'énergie éolienne ne peut à elle seule répondre aux besoins en énergie et en
4 puissance. La construction de la nouvelle centrale serait donc de toute façon
5 nécessaire.

6 Par ailleurs, le Distributeur prévoit réaliser un projet pilote de JED à Akulivik, lequel
7 serait mis en service environ un an après la nouvelle centrale⁸. La nouvelle centrale est
8 conçue en fonction de ce JED et l'intégration de celui-ci devrait se faire dans des
9 conditions optimales.

4.3. Raccordement au réseau intégré

10 Dans le dossier de la construction de la centrale de Kuujjuaq, un raccordement au
11 réseau intégré, par une ligne de transport exploitée à 161 kV, d'une longueur de quelque
12 450 kilomètres avait été sommairement étudié. Le coût de construction d'une telle ligne
13 était alors évalué à environ 700 k\$/km, soit environ 348 M\$ au total, en plus du coût des
14 postes de départ et d'arrivée. Le Distributeur avait alors clairement établi que le
15 raccordement était de loin moins économique que la construction d'une centrale
16 thermique⁹.

17 Le raccordement d'Akulivik au réseau principal nécessiterait la construction d'une ligne
18 de transport d'une longueur d'environ 850 km, depuis la centrale La Grande-3, soit près
19 du double de celle envisagée pour Kuujjuaq, à un coût unitaire supérieur (de 800 à
20 1300 \$/km). En outre, les besoins en énergie d'Akulivik sont environ 6 à 7 fois moindres
21 que ceux de Kuujjuaq¹⁰.

22 Il est donc *a priori* évident que le raccordement d'Akulivik ne constituerait pas une
23 solution économiquement viable.

⁸ R-3748-2010, HQD-2, Document 1, p. 25-27 et 35-37.

⁹ R-3623-2007, HQD-1, Document 1, p. 20-22.

¹⁰ R-3748-2010, HQD-2, Document 2, p. 47 et 54.

4.4. Centrale hydroélectrique et hydrolennes

1 Un site potentiel a été étudié sur la rivière Illukotat, à environ 17 km du réseau de
2 distribution d'Akulivik. Ce site n'offre malheureusement qu'un potentiel maximal de
3 250 kW l'été et quasi nul le reste du temps. Le débit de cette rivière est très faible et
4 aucun autre site intéressant ne peut être envisagé pour Akulivik. Pour cette raison, cette
5 solution a été éliminée.

6 La production avec des hydrolennes de rivières n'a pas été envisagée puisqu'aucune
7 rivière n'offre de potentiel intéressant.

8 Pour ce qui est des hydrolennes de marées, le constat est le même puisque la
9 ressource n'est pas suffisante.

4.5. Centrale à la biomasse forestière

10 L'exploitation d'une centrale à biomasse à Akulivik nécessiterait l'importation de la
11 matière première en remplacement du carburant diesel car la biomasse forestière est
12 inexistante dans cette région, située dans la toundra. Il faudrait donc prévoir le transport
13 par bateau et l'entreposage de quantités importantes de biomasse. Le même problème
14 se poserait pour tout système fonctionnant aux granules de bois.

15 En outre, afin d'optimiser le rendement d'une telle centrale, il faudrait envisager
16 l'installation d'un réseau de distribution de chaleur pour le chauffage de toutes les
17 maisons et bâtiments à partir de la chaleur générée à la centrale.

18 Cette solution ne serait donc pas économiquement viable

4.6. Construction d'une nouvelle centrale

19 La construction d'une nouvelle centrale est envisagée depuis une dizaine d'années¹¹ et
20 est absolument nécessaire. Comme le démontre ce qui précède, il s'agit de la seule
21 solution acceptable qui puisse assurer de façon fiable l'alimentation électrique d'Akulivik.

22 Le Distributeur prévoit démanteler la centrale existante et décontaminer les sols à cet
23 emplacement, après la mise en service de la nouvelle centrale.

¹¹ R-3470-2001, HQD-3, Document 1, p. 26.

5. DESCRIPTION ET JUSTIFICATION DU PROJET



1

2 La construction de la centrale d'Akulivik constitue un investissement de la catégorie
3 croissance. Cette construction est nécessaire parce que la centrale actuelle est arrivée à
4 la fin de sa vie utile, qu'elle ne peut pas faire l'objet d'une réfection majeure et qu'il serait
5 impossible d'en augmenter la puissance.

6 La nouvelle centrale sera construite à 250 mètres de l'ancien bâtiment, sur un site
7 surélevé choisi avec l'accord de la population. L'approche retenue pour réaliser cette
8 nouvelle centrale est caractérisée par des orientations conceptuelles écologiques qui
9 s'inspirent des mesures généralement reconnues dans le domaine (LEED).



10

11 La centrale comptera trois groupes électrogènes de type électronique. Deux seront
12 d'une puissance nominale de l'ordre de 753 kW chacun et le troisième de l'ordre de
13 522 kW, pour une puissance installée d'environ 2028 kW et une puissance garantie
14 d'environ 1148 kW, à la mise en service¹². Ces groupes seront plus performants que les

¹² Depuis l'établissement de la prévision de la demande, présentée au tableau 1 plus haut, les études techniques relatives à la nouvelle centrale se sont poursuivies. Pour cette raison, les données relatives à la puissance des groupes ne sont pas celles du tableau 1.

1 groupes existants. En comparaison avec ceux de la centrale actuelle, les nouveaux
2 moteurs permettront d'économiser annuellement de 60 000 (en 2016) à 108 000 litres
3 (en 2036) de carburant diesel, selon la charge prévue, grâce à l'amélioration de leur
4 rendement, lequel devrait passer de 3,53 à 3,76 kWh/litre. Cette amélioration du
5 rendement énergétique permettra une réduction des gaz à effet de serre (GES) liés à la
6 production d'électricité, d'environ 160 tonnes par an en 2016 jusqu'à environ 295 tonnes
7 par an en 2036, de même qu'une réduction appréciable des autres polluants (CO, NO_x,
8 SO_x, particules, COV). Sur la période 2016-2036, l'économie de carburant totalisera
9 quelque 1,7 millions de litres, ce qui amènera des économies d'un peu plus de 3,5 M\$
10 (courants) et permettra d'éviter l'émission de plus de 4700 tonnes de GES.

11 Des espaces sont prévus pour accueillir les équipements nécessaires à l'intégration d'un
12 système de jumelage éolien-diesel (JED)¹³.

13 À l'étape ultime, la centrale sera en mesure d'abriter trois groupes électrogènes de
14 l'ordre de 950 kW, pour une puissance totale installée de quelque 2850 kW, ce qui
15 permettra d'alimenter la charge au-delà de 25 ans après la mise en service.

16 La consultation de la population et un souci d'économie d'énergie ont aussi favorisé que
17 le concept de la centrale soit développé en fonction du regroupement de tous les
18 services à l'intérieur d'un seul bâtiment. Ainsi, le bâtiment comprendra des aires
19 d'entreposage et un garage pour le remisage des véhicules servant à l'exploitation et à
20 l'entretien du réseau. Le Distributeur choisit d'utiliser un bâtiment à charpente d'acier
21 plutôt que des bâtiments modulaires de type roulotte. Cela favorise l'exploitation et
22 l'entretien de manière sécuritaire selon les normes reconnues d'Hydro-Québec. Enfin, ce
23 type de bâtiment offre une solution de long terme. Il nécessite moins d'entretien et a une
24 plus longue durée de vie utile, ce qui entraîne également des économies d'argent.
25 Chaque groupe électrogène sera séparé des autres par des murs coupe-feu et
26 possédera un pont roulant individuel pour faciliter l'entretien, dans un environnement
27 sécuritaire et non bruyant. Advenant un incendie ou un bris majeur sur un des moteurs,
28 l'impact sur la qualité de service sera donc limité. L'espace à l'intérieur de chacune des

¹³ En outre, la puissance nominale des groupes sera déterminée de façon précise après leur achat par appel d'offres ouverts à la concurrence, en fonction du fournisseur retenu. Voir la section 4.2, plus haut.

1 unités de production sera suffisant pour procéder aux entretiens majeurs du moteur et
 2 de l'alternateur sans déplacement de pièces lourdes sur de grandes distances.
 3 La récupération de la chaleur résiduelle des radiateurs des groupes assurera le
 4 chauffage de la centrale.
 5 Le calendrier prévu des travaux s'échelonne de 2011 à 2016.
 6 Vu son expertise en la matière, Hydro-Québec Équipement et services partagés sera
 7 chargée de la réalisation du projet, suivant le modèle retenu pour la centrale de
 8 Kuujjuaq¹⁴.

6. COÛTS DU PROJET

6.1. Détail des coûts

9 Le projet nécessite des investissements totalisant quelque 49,4 M\$ (courants).
 10 Dans l'éventualité d'un écart de coûts de 15 % ou plus, le Distributeur devra obtenir
 11 l'autorisation du conseil d'administration d'Hydro-Québec. Il en aviserait alors la Régie,
 12 conformément à sa pratique.

13 **TABLEAU 3**
 14 **VENTILATION DES COÛTS**

Flux d'investissements (K\$ courants)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Avant-projet	1 067,0	284,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 351,7
Ingénierie	0,0	792,6	1 145,8	321,1	317,0	438,8	57,8	3 073,1
Approvisionnement et travaux	0,0	0,0	602,1	9 024,7	16 113,8	853,6	0,0	26 594,2
Mise en route	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1 160,1	0,0	1 160,1
Administration de contrat et surveillance de chantier	0,0	23,6	89,0	615,1	1 171,2	1 218,8	0,0	3 117,7
Gestion projet et PECC	0,0	56,2	93,5	467,8	778,6	180,7	2,9	1 579,6
Autres activités	0,0	22,9	32,1	30,3	31,1	53,8	0,0	170,2
Frais généraux	0,0	30,7	56,6	303,6	392,1	67,9	1,4	852,4
Installations temporaires HQ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Provision pour contingences	0,0	213,6	405,8	1 452,4	2 480,8	432,2	14,9	4 999,6
Frais d'emprunt à capitaliser	0,0	111,8	294,3	822,4	1 935,2	3 302,2	0,0	6 465,8
Total	1 067,0	1 536,1	2 719,3	13 037,4	23 219,6	7 708,1	77,0	49 364,4

15

¹⁴ R-3623-2007.

1 Bien que les travaux de la nouvelle centrale d'Akulivik aient été planifiés avec soin,
2 l'expérience enseigne qu'en pareille matière, et surtout dans le cas de travaux en région
3 aussi éloignée, des imprévus surgissent inévitablement.

4 Dans le cas précis d'Akulivik, de nombreux facteurs peuvent contribuer à une
5 augmentation du coût des travaux, tels les conditions du sol et du sous-sol à
6 l'emplacement prévu de la centrale, la disponibilité des matériaux granulaires (gravier,
7 pierre concassée), les difficultés liées à la logistique ou à la disponibilité de la main-
8 d'œuvre, les changements et les travaux imprévus.

9 Le Distributeur estime raisonnable et prudent de prévoir une provision de quelque 5 M\$
10 à ce chapitre. Cette somme se compare à la provision de 4,96 M\$ incluse dans le coût
11 prévu des travaux pour la centrale de Kuujuaq.

12 En outre, comme l'a démontré l'expérience vécue lors de la construction de la centrale
13 de Kuujuaq, peu d'entrepreneurs ont les connaissances techniques et l'expérience
14 nécessaires à l'exécution de tels travaux au Nunavik.

15 Akulivik est une petite communauté isolée, de quelque 570 habitants — environ le quart
16 de celle de Kuujuaq —, où il n'existe aucune infrastructure pouvant loger et nourrir la
17 cinquantaine de travailleurs qui seront affectés à la construction de la centrale. Elle n'est
18 accessible que par bateau (deux fois par an) ou par avion.

19 L'entrepreneur retenu doit faire face à des risques nombreux et importants, difficiles à
20 chiffrer au moment de la soumission : difficultés pour amener les matériaux et les
21 équipements à pied d'œuvre par la voie des airs ou de la mer, disponibilité de la main-
22 d'œuvre qualifiée, roulement excessif de personnel, météo.

23 Le faible niveau de concurrence et les incertitudes sur la réalisation des travaux ont une
24 incidence directe haussière sur les prix soumis par les entrepreneurs. Pour cette raison,
25 le coût prévu du projet comprend une provision pour tenir compte des éventuelles
26 conditions du marché lors du lancement des appels d'offres.

6.2. Répartition des coûts internes et externes

27 Comme c'est le cas pour les grands projets d'investissements d'Hydro-Québec, une
28 partie importante des travaux sont réalisés par des fournisseurs externes

1 (entrepreneurs, ingénieurs-conseils, architectes). Dans le cas des entrepreneurs, les
2 contrats sont attribués après appels d'offres ouverts à tous. De même, les achats de
3 biens (groupes électrogènes, appareillage électrique, etc.) se font par appel à la
4 concurrence auprès des fournisseurs, après appels d'offres ou de propositions.

5 En excluant les dépenses engagées à la phase d'avant-projet et les frais d'emprunt
6 capitalisés, mais en incluant les provisions mentionnées plus haut, le coût des travaux
7 de la centrale d'Akulivik se chiffre à 41,5 millions de dollars.

8 Le tableau qui suit présente la répartition des travaux réalisés par Hydro-Québec ou par
9 des fournisseurs externes.

10
11

TABLEAU 4
RÉPARTITION DES COÛTS INTERNES ET EXTERNES

	Hydro-Québec Équip. et serv. part.	Hydro-Québec Distribution	Fournisseurs externes	TOTAL
Ingénierie	1 668 003 \$	165 246 \$	1 239 872 \$	3 073 121 \$
Approvisionnement et travaux		334 665 \$	26 259 601 \$	26 594 266 \$
Mise en route		1 160 103 \$		1 160 103 \$
Administration de contrat et surveillance de chantier	1 581 732 \$		1 535 942 \$	3 117 674 \$
Gestion projet et PECC	1 579 615 \$			1 579 615 \$
Frais généraux	852 370 \$			852 370 \$
Autres activités	11 230 \$	158 972 \$		170 202 \$
Provision pour contingences	892 887 \$	48 561 \$	4 058 139 \$	4 999 587 \$
TOTAL	6 585 837 \$	1 867 547 \$	33 093 554 \$	41 546 938 \$
	16%	4%	80%	100%

12

13 Comme le démontre le tableau 4, les achats de biens et services auprès de fournisseurs
14 externes représentent 80 % du coût total. Cela constitue une part importante du coût
15 total et le montant exact ne sera connu qu'après attribution des contrats aux
16 fournisseurs retenus.

6.3. Impact sur les revenus requis

6.3.1. Paramètres de l'analyse

17 Les paramètres économiques utilisés pour les analyses (structure et coût du capital,
18 coût de la dette) sont ceux que la Régie de l'énergie a entérinés dans sa décision D-
19 2010-022.

1
2

3

4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21

**TABLEAU 5
PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES**

Nouvelle centrale Akulivik							
Paramètres du projet							
Paramètres		Structure de capital			Coût de long terme		
Date des paramètres	06-août-10						
Amortissement linéaire							
Taux des frais de garantie	0,50%						
Taux d'actualisation de long terme	5,913%						
		Dette			Part		65,00%
		Avoir propre					35,00%
						Coût de long terme	
						4,870%	
						7,849%	
		2011	2012	2013	2014	2015	2016
Taux de taxe sur le capital		0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
Taux de taxe sur les services publics		0,550%	0,550%	0,550%	0,550%	0,550%	0,550%
Taux pour frais d'emprunts à capitaliser		7,542%	7,542%	7,542%	7,542%	7,542%	7,542%
Taux pour la charge d'intérêt (excluant frais de garantie)		4,370%	4,370%	4,370%	4,370%	4,370%	4,370%

6.3.2. Analyse économique et impacts sur le revenu requis

Les analyses économique et financière du scénario retenu sont présentées à l'annexe 1. Sur la durée d'analyse de 26 ans, le coût global actualisé du projet s'élève à 35,2 M\$.

Le Distributeur a évalué l'impact marginal, sur les revenus requis, de la construction de la nouvelle centrale, par rapport à la situation actuelle.

Le Distributeur prévoit que les charges d'exploitation resteront sensiblement inchangées par rapport à la situation actuelle, sauf pour des économies au chapitre de la consommation de carburant, lesquelles résulteront de l'amélioration de l'efficacité des nouveaux équipements de production par rapport aux anciens. Ces économies passeront d'environ 88 k\$ en 2016 à environ 279 k\$ en 2030. Deux facteurs expliquent cette progression : l'évolution du prix du carburant (de 1,46 \$/l en 2016 à 2,57 \$/l en 2030) et l'augmentation de la demande en électricité. Sur la période 2016-2036, les économies à ce chapitre s'élèveront à un peu plus 3,5 M\$ (courants).

Les seuls autres éléments qui auront un effet sur les tarifs du Distributeur, par rapport à la situation actuelle, sont donc :

- le rendement sur la valeur de l'actif inclus à la base de tarification (coût de la dette et rendement sur l'actif propre) ;
- la charge d'amortissement afférente à l'actif ;
- la taxe sur les services publics afférente à l'actif.

1 Le tableau suivant montre l'impact marginal du projet sur les revenus requis du
2 Distributeur. On y voit que pour l'année 2016, la première année complète après la mise
3 en service de la centrale, l'augmentation des revenus requis est de 5,6 M\$ environ. Cet
4 impact décroît au fil des ans jusqu'en 2032, année où des investissements sont requis
5 pour augmenter la puissance de la centrale.

6 **TABLEAU 6**
7 **EFFET SUR LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR¹⁵**

	TOTAL	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2036
<i>k\$ courants</i>											
Charges	-3 545	0	0	-88	-94	-100	-106	-113	-151	-201	-279
Amortissement	40 585	0	224	2 693	2 694	2 694	2 694	2 694	1 548	1 509	2 058
Radiation	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe sur le capital	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe sur les services publics	3 249	0	0	262	248	233	218	203	150	108	90
Frais financiers	18 214	0	110	1 473	1 389	1 303	1 218	1 133	842	601	478
Dépenses totales	58 504	1	334	4 341	4 237	4 130	4 024	3 917	2 389	2 017	2 347
Bénéfice net	-58 504	-1	-334	-4 341	-4 237	-4 130	-4 024	-3 917	-2 389	-2 017	-2 347
Rémunération de l'avoire de l'actionnaire	15 761	0	107	1 275	1 201	1 127	1 053	979	729	519	412
Revenus requis	74 264	1	441	5 615	5 438	5 258	5 077	4 896	3 117	2 536	2 759

8

7. IMPACT SUR LA QUALITÉ DU SERVICE

9 La nouvelle centrale pourra répondre de façon fiable aux besoins croissants de la
10 communauté au cours des prochaines années. Les risques de pannes, de bris majeurs
11 et d'incendies seront grandement réduits.

12 En outre, la qualité de vie des habitants sera grandement accrue par le déplacement de
13 la centrale.

¹⁵ Pour assurer une meilleure lisibilité, certaines colonnes sont masquées. Le Distributeur dépose cependant à la Régie le fichier Excel dans son intégralité.

8. LISTE DES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

1 Aucune autorisation n'est requise en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*¹⁶
2 car la centrale est d'une puissance inférieure à 3000 kW.

3 Le Distributeur doit obtenir une autorisation du gouvernement, conformément aux
4 dispositions de l'article 29 de la *Loi sur Hydro-Québec*¹⁷ et du *Décret concernant la*
5 *construction d'immeubles destinés à la production d'électricité par Hydro-Québec*¹⁸. La
6 demande d'autorisation sera déposée au cours de 2011.

9. MODE DE SUIVI DES RÉSULTATS

7 Le Distributeur propose de faire le suivi du projet dans le cadre de son rapport annuel
8 déposé à la Régie en vertu de l'article 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Le suivi
9 annuel fera état des coûts réels des travaux de distribution et d'une explication des
10 écarts majeurs entre les coûts réels et les coûts projetés, de même qu'un suivi de
11 l'échéancier des travaux de distribution.

10. CONCLUSION

12 La construction d'une nouvelle centrale thermique constitue la seule solution acceptable
13 qui puisse assurer de façon fiable l'alimentation électrique d'Akulivik. Elle permettra de
14 répondre adéquatement et de façon fiable aux besoins actuels et futurs de la
15 communauté. En outre elle reçoit un accueil favorable de cette dernière.

¹⁶ L.R.Q., c. Q-2.

¹⁷ L.R.Q., c. H-5

¹⁸ Décret 1299-2001, du 31 octobre 2001, (2001) 133 G.O. II, 7801.