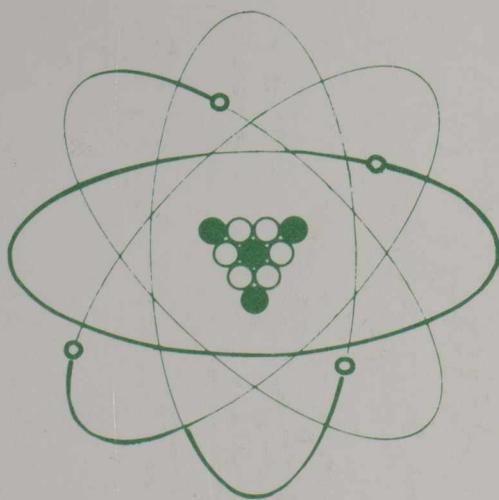




DÉMYSTIFICATION DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE



Barbara Sparrow, députée

Présidente

Août 1988

Dixième rapport du

Comité permanent de

l'énergie, des mines et des ressources

CHAMBRE DES COMMUNES

HOUSE OF COMMONS

Fascicule n° 48

Issue No. 48

Le mardi 21 juin 1988
Le mercredi 22 juin 1988

Tuesday, June 21, 1988
Wednesday, June 22, 1988

Présidente: Barbara Sparrow

Chairman: Barbara Sparrow

*Procès-verbaux et témoignages du
Comité permanent*

*Minutes of Proceedings and Evidence
of the Standing Committee on*

De l'Énergie, des Mines et des Ressources

Energy, Mines and Resources

CONCERNANT:

RESPECTING:

Considération de l'ébauche d'un rapport

Consideration of a draft report

Deuxième session de la
trente-troisième législature, 1986-1987-1988

Second Session of the
Thirty-third Parliament, 1986-87-88

**Membres du Comité permanent
de l'énergie, des mines et des ressources**

Présidente : **Barbara Sparrow, députée** — Calgary-Sud

Vice-président : **Aurèle Gervais, député** — Timmins—Chapleau

Paul Gagnon, député — Calgary-Nord

Len Gustafson, député — Assiniboia

Russel MacLellan, député — Cape Breton—The Sydneys

Lorne Nystrom, député — Yorkton—Melville

Bob Porter, député — Medicine Hat

Greffier du comité

Eugene Morawski

Conseillers du comité

Dean N. Clay

Lawrence Harris

Deuxième session de la trente-troisième législature

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources a l'honneur de présenter son

DIXIÈME RAPPORT

Conformément à l'article 96(2) du Règlement, le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources a mené une étude sur les aspects économiques du nucléaire au Canada. Après audition des témoins, le Comité a décidé de présenter le rapport qui suit à la Chambre.

TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS	1
SOMMAIRE ET RECOMMANDATIONS	4
LES RÉACTEURS	17
A. La physique nucléaire	17
B. Conception et	23
C. Le filière CANDU	31
DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE	41
A. Le programme des réacteurs de puissance	41
B. Régime de réglementation et responsabilité nucléaire	52
C. Le secteur des radionucléides	58
D. Retenues technologiques	64
LE DÉVELOPPEMENT DU NUCLÉAIRE DANS LE MONDE	69
A. Perspective internationale	69
B. Le programme électronucléaire suédois	77
1. L'évolution du nucléaire en Suède	77
2. Le programme actuel des réacteurs de puissance	81
3. Gestion des déchets radioactifs	83
C. Le programme électronucléaire ouest-allemand	92
1. L'évolution du nucléaire en Allemagne de l'Ouest	92
2. Le programme actuel des réacteurs de puissance	94
3. Gestion des déchets radioactifs	97
D. Le programme électronucléaire français	99
1. L'évolution du nucléaire en France	99
2. Le programme actuel des réacteurs de puissance	102
3. Gestion des déchets radioactifs	103

TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS	1
SOMMAIRE ET RECOMMANDATIONS	4
LES RÉACTEURS	17
A. La physique nucléaire	17
B. Conception et utilisation des réacteurs	22
C. La filière CANDU	31
LE DÉVELOPPEMENT DU NUCLÉAIRE AU CANADA	41
A. Le programme des réacteurs de puissance	41
B. Régime de réglementation et responsabilité nucléaire	52
C. Le secteur des radionucléides	58
D. Retombées technologiques	64
LE DÉVELOPPEMENT DU NUCLÉAIRE DANS LE MONDE	69
A. Perspective internationale	69
B. Le programme électronucléaire suédois	77
1. <i>L'évolution du nucléaire en Suède</i>	77
2. <i>Le programme actuel des réacteurs de puissance</i>	81
3. <i>Gestion des déchets radioactifs</i>	83
C. Le programme électronucléaire ouest-allemand	92
1. <i>L'évolution du nucléaire en Allemagne de l'Ouest</i>	92
2. <i>Le programme actuel des réacteurs de puissance</i>	94
3. <i>Gestion des déchets radioactifs</i>	97
D. Le programme électronucléaire français	99
1. <i>L'évolution du nucléaire en France</i>	99
2. <i>Le programme actuel des réacteurs de puissance</i>	102
3. <i>Gestion des déchets radioactifs</i>	108

E. Le programme électronucléaire américain	110
1. <i>L'évolution du nucléaire aux États-Unis</i>	110
2. <i>Le programme actuel des réacteurs de puissance</i>	113
3. <i>Gestion des déchets radioactifs</i>	125
LA GESTION DES DÉCHETS RADIOACTIFS AU CANADA	131
A. Le cycle du combustible nucléaire au Canada	131
B. Gestion des déchets fortement radioactifs	136
LES ASPECTS ÉCONOMIQUES DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE	149
A. L'économique du risque	149
B. Le nucléaire par rapport au charbon	151
C. Indicateurs de coûts du nucléaire au Canada	153
D. Les arguments économiques contre le nucléaire	160
1. <i>Profil des dépenses</i>	160
2. <i>Problèmes des tubes de force des CANDU</i>	164
3. <i>Gestion des déchets nucléaires et déclasséement des centrales</i>	165
4. <i>L'aide gouvernementale</i>	167
E. Conclusion	169
QUEL EST L'AVENIR DE L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE CANADIENNE?	171
Annexe A : Deux opinions divergentes	175
Annexe B : Liste des témoins	177
Annexe C : Déplacements du Comité	181
Annexe D : Abréviations et sigles utilisés dans le rapport	189
Annexe E : Terminologie	191
Bibliographie choisie	203

AVANT-PROPOS

En septembre 1987, le Comité a déposé un rapport intitulé *Le pétrole — Rareté ou sécurité?* (Canada, Chambre des communes, Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources, 1987), dans lequel il présentait les résultats d'une étude d'un an portant sur l'offre future de brut léger classique au Canada. Il y constatait que la production canadienne de pétrole léger classique allait chuter substantiellement, et que ce déclin serait compensé soit par une augmentation de l'importation de brut léger, soit par de coûteux investissements dans des installations d'extraction et d'amélioration qui sont nécessaires à l'exploitation des grandes ressources canadiennes de bitume contenues dans les sables pétrolifères de l'Alberta. Par contre, la mise en valeur des gisements pétroliers canadiens non classiques ne pourra, a estimé le Comité, que compenser partiellement le déclin de la production de brut léger de l'Ouest canadien.

L'étude a fait la lumière sur l'insuffisance croissante de la production de brut américain comparativement à la consommation nationale, insuffisance qui soulève de vives inquiétudes quant à la sécurité nationale des États-Unis. Le rapport a également porté sur la répartition mondiale des ressources pétrolières récupérables. Il y était constaté que les hydrocarbures légers (brut léger et gaz naturel) dont la production est facile et peu coûteuse sont concentrés dans l'hémisphère oriental (le brut dans le golfe Persique et le gaz naturel en Union soviétique), tandis que les ressources en hydrocarbures lourds dont la production est difficile et l'amélioration coûteuse (le brut lourd, le bitume et l'huile de schiste) se retrouvent surtout dans l'hémisphère occidental (pétrole lourd au Venezuela, bitume au Canada et huile de schiste aux États-Unis). Les pays de l'OPEP détiennent la presque totalité de l'actuel excédent mondial de production, qui se situe à 10 millions de barils par jour, les deux tiers de cet excédent étant le fait des producteurs du golfe Persique. La principale constatation de l'étude était que tous les éléments propices à une autre perturbation encore plus profonde de l'offre internationale de pétrole brut léger étaient en place.

Au vu de cette constatation et compte tenu des inquiétudes grandissantes que soulèvent les effets de l'utilisation des combustibles fossiles sur l'environnement, le Comité a décidé d'étudier un volet du système énergétique canadien qui est largement débattu dans le public, mais que le Parlement n'a pas étudié dans son ensemble. Les membres du Comité ont donc jugé légitime de mener une étude rétrospective et prospective du développement de l'énergie nucléaire au Canada. Le présent rapport livre les résultats de cette étude.

Au cours des 45 dernières années, le Canada a mis à profit les réalisations scientifiques et techniques de la réaction nucléaire en chaîne pour se doter d'un réacteur unique présentant le meilleur dossier d'exploitation au monde. Malgré ce

succès technique, le programme nucléaire canadien continue d'être contesté de multiples façons. L'inquiétude du grand public quant à la sûreté des réacteurs et à la contamination de l'environnement a été d'abord éveillée par l'incident de la centrale Three Mile Island, survenu aux États-Unis en 1979, puis avivée par l'accident de Tchernobyl, survenu en Union soviétique en 1986. On soulève régulièrement des questions quant à la viabilité économique de l'électronucléaire. Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources s'est donc donné le mandat qui suit, conformément à l'article 96(2) du Règlement :

Réaliser une étude portant sur les aspects économiques de l'énergie nucléaire au Canada et sur toute autre question qui s'y rattache.

L'étude a commencé en novembre 1987, par des audiences publiques tenues à Ottawa. Le Comité s'est rapidement rendu compte qu'il ne lui suffirait pas d'entendre des témoins pour formuler des recommandations dans un domaine aussi complexe que le nucléaire. En conséquence, il a visité diverses installations nucléaires du Canada et s'est déplacé aux États-Unis, en Suède, en Allemagne de l'Ouest et en France afin de pouvoir examiner de près les programmes nucléaires de ces pays. C'est grâce à la coopération offerte pendant ces déplacements que le Comité a pu recueillir les renseignements dont il avait besoin et se former les opinions qu'il livre dans le présent rapport.

Le Comité s'est attardé dans son étude aux aspects techniques et économiques du développement du nucléaire au Canada, incluant le programme de l'électronucléaire, la production de radionucléides à des fins médicales et industrielles, ainsi que le développement de certaines technologies connexes. Puisque ces divers aspects sont tous liés les uns aux autres, le Comité a décidé qu'ils devaient être étudiés comme s'il s'agissait de manifestations du même problème. D'autres comités de la Chambre des communes ayant comme mandat de veiller à l'étude de l'environnement et de la santé publique, ces éléments de la problématique nucléaire ne sont pas traités en détail dans le présent rapport.

Le Comité propose 14 recommandations. Celles-ci sont présentées dans la section intitulée Sommaire et Recommandations qui suit l'Avant-propos. Des déclarations de dissension de deux membres du Comité sont présentées à l'Annexe A.

De nombreuses personnes et organisations ont aidé le Comité dans ses travaux, tant au Canada que dans les quatre pays visités. À tous ceux qui sans compter leur temps ont partagé leurs opinions avec lui et son personnel, le Comité exprime ses vifs remerciements. La liste des témoins qui ont été entendus est donnée à l'Annexe B; celle des personnes qui ont aidé le Comité pendant ses déplacements est donnée à l'Annexe C. Le Comité tient aussi à remercier le ministère des Affaires extérieures qui, à bref avis, a su organiser remarquablement ses déplacements à l'étranger.

Le Comité n'aurait pas pu mener à bien sa tâche sans les conseils de Dean Clay et Lawrence Harris de *Dean Clay Associates*, sans l'aide précieuse de son greffier, Eugene Morawski, et de Diane Gagnon-Beaupré, de Lucie S. Pilon et de Georges Royer, et sans le dévouement des traducteurs du Secrétariat d'État dont la tâche a été monumentale.

En raison de la nature technique du nucléaire et de la terminologie spécialisée qui a cours dans le domaine, une liste d'abréviations et de sigles est donnée à l'Annexe D, ainsi qu'un glossaire à l'Annexe E. L'étude renvoie à de nombreux ouvrages de référence, pour deux raisons. La première est que le nucléaire est complexe; la deuxième est que des sources étrangères d'information peu connues ont été utilisées dans sa réalisation.

SOMMAIRE ET RECOMMANDATIONS

Plus on avance vers la fin du XX^e siècle, plus l'humanité s'approche de ce qu'un auteur a appelé un « tournant de son histoire ». La croissance de la population du globe (on estime qu'elle a dépassé les cinq milliards en 1987), l'urbanisation massive et la poursuite d'un niveau de vie élevé exercent des pressions inégales sur la planète. Les exemples de la dégradation de l'environnement sont si fréquents qu'on y réagit à peine. Quelles sont les priorités? Qu'arrivera-t-il si nous n'agissons pas? Quel est le coût des mesures de correction? Comment la société peut-elle mieux prévoir les répercussions sur l'environnement des diverses formes d'exploitation de ses ressources?

Le Comité estime que, dans certains cas, les aspects les plus inquiétants de la contamination de l'environnement sont liés à l'exploitation croissante par la société des ressources énergétiques de la planète. L'émission de gaz acides et de dioxyde de carbone dans l'atmosphère, par suite de la combustion de combustibles fossiles, est un excellent exemple de pollution qu'il est extrêmement difficile et coûteux de prévenir¹.

Les moyens que la société mettra en oeuvre d'ici la fin du siècle pour corriger ces problèmes influenceront fondamentalement sur la qualité de vie de l'humanité au cours du prochain siècle. À cet égard, la question de l'énergie est un élément clé, l'énergie étant à la fois partie du problème et partie de la solution. Toute activité humaine dépend de la consommation d'énergie, sous une forme ou une autre. Toutefois, en contrepartie, toute exploitation de l'énergie par l'humanité pose un ensemble particulier de problèmes environnementaux.

Bien que la présente étude du développement du nucléaire au Canada porte essentiellement sur ses aspects techniques et économiques, le Comité n'a pas négligé les perspectives environnementales et sociales générales dans sa réflexion sur la contribution future du nucléaire, que ce soit au Canada ou à l'étranger.

Le Comité désire établir d'emblée une position très nette : **le maintien de l'option du nucléaire est vital aux intérêts du Canada**, autant qu'il l'est pour les intérêts de la société en général. Il est impératif de favoriser la poursuite du développement du nucléaire, en raison de l'insuffisance future des ressources pétrolières classiques et en

1. Par contamination de l'environnement, il faut entendre dans le présent rapport sa pollution par des contaminants artificiels, et non par des cycles géochimiques naturels susceptibles de produire les mêmes substances. Les éruptions volcaniques, par exemple, peuvent injecter du dioxyde de soufre dans l'atmosphère, tandis qu'on sait bien que le dioxyde de carbone est un élément naturel de l'air. Par contamination de l'environnement, il faut donc entendre sa perturbation par des produits de l'activité humaine émis en quantités telles que les cycles chimiques naturels sont modifiés, au point de menacer le bien-être de la race humaine.

raison de la dégradation de l'environnement que produit la combustion de quantités de plus en plus grandes de charbon dans les centrales thermiques de production d'électricité. Malheureusement, au Canada, ni le gouvernement fédéral ni l'industrie nucléaire n'ont su présenter cette option sous un jour bien favorable, et l'attitude du grand public est en conséquence ambivalente.

Dans son appui au développement du nucléaire, le Comité ne perd toutefois pas son sens critique. Le programme nucléaire du Canada présente en effet des imperfections et des problèmes sont inhérents à l'utilisation de l'énergie atomique. Ces imperfections et problèmes doivent toutefois être évalués à la lumière des conséquences des autres formes de développement énergétique, développement qui doit satisfaire divers besoins économiques, sociaux, environnementaux, stratégiques et techniques. Il est donc essentiel que ce soit un public bien informé qui prenne de telles décisions et qui fasse de tels compromis.

Ce n'est pas uniquement à ses défenseurs qu'il revient d'expliquer le nucléaire, ses opposants doivent en effet aussi se pencher sur des problèmes épineux. Le public et l'environnement sont-ils mieux protégés par la dispersion sans compter de grandes quantités de dioxyde de soufre, d'oxydes d'azote, de dioxyde de carbone et d'autres contaminants dans l'atmosphère, ou par l'enfouissement de quantités relativement petites de déchets radioactifs? Quelles sont les possibilités énergétiques à long terme de la société si elle décide de ne pas exploiter la fission nucléaire? Comment peut-on justifier l'abandon des immenses investissements consentis dans le nucléaire et d'où proviendront les ressources pour le remplacer par d'autres formes d'énergie? Et que l'Ontario substituera-t-elle à la moitié de son électricité qu'elle obtient de réacteurs nucléaires?

Le débat sur le nucléaire a emprunté des sentiers trop étroits au Canada. Il ne s'agit pas simplement de savoir s'il faut continuer de produire de l'électricité au moyen de réacteurs nucléaires. D'autres aspects doivent aussi être considérés: la rareté grandissante des autres solutions permettant de produire de l'électricité, les conséquences sur l'environnement de la non-utilisation de l'énergie atomique, la sécurité énergétique nationale, l'exploitation des compétences scientifiques et techniques acquises, les retombées technologiques et l'emploi de nombreux Canadiens.

À mesure que les réserves pétrolières et gazières classiques s'épuiseront et que les sites privilégiés de construction de centrales hydro-électriques seront exploités, l'énergie atomique s'imposera de plus en plus comme moyen de rechange pour produire de l'électricité. L'embargo pétrolier de 1973-1974 a instruit les Canadiens de l'Est des dangers d'une trop grande dépendance envers le pétrole importé pour des fins telles la production d'électricité. Dans certaines parties du Canada, l'électronucléaire est aujourd'hui économiquement alléchant, de même que dans de nombreux pays qui ne jouissent pas, comme le Canada, d'un éventail de ressources énergétiques.

Les effets sur l'environnement de la combustion de grandes quantités de combustibles fossiles, particulièrement du charbon, afin de produire de l'électricité sont alarmants. Les recherches montrent l'ampleur du risque posé à la santé publique, les coûts économiques fabuleux et la dégradation de l'environnement qui résultent de l'émission de gaz acides par des centrales alimentées en combustibles fossiles. Des chercheurs étudient activement les conséquences de l'accumulation de dioxyde de carbone dans l'atmosphère terrestre, effet inéluctable de la combustion de combustibles fossiles. Ils nous ont fait prendre conscience des risques manifestes de bouleversement climatique. En comparaison, le nucléaire constitue une technique menaçant peu l'environnement, du moins de l'avis du Comité.

Le nucléaire permet d'améliorer la sécurité des approvisionnements énergétiques du Canada, la plupart des éléments de notre programme nucléaire pouvant être réalisés au pays. De plus, une portion substantielle des travaux de recherche et de développement (R et D) menés au Canada relève de l'industrie nucléaire. Le Canada ne jouit pas de ressources scientifiques et techniques telles qu'il puisse se permettre de sacrifier le bassin des talents et les installations de R et D que supporte notre industrie nucléaire.

On compte presque 30 000 personnes dont l'emploi est relié directement à l'industrie du nucléaire au Canada. Cette industrie a mis au point, ici même, un réacteur dont le dossier d'exploitation continue d'être le meilleur de tous les réacteurs mis au point dans le monde. Le Canada est le chef de file en matière d'utilisation de radionucléides à des fins thérapeutiques; la radiothérapie a prolongé la vie de millions de personnes dans des pays de tous les coins du globe. Le Canada est également en tête de peloton dans le domaine de l'utilisation industrielle du rayonnement, qui s'étend à l'irradiation des aliments, au traitement des eaux usées et à la stérilisation des boues contenant des organismes pathogènes. Le programme nucléaire du Canada a donné naissance à des techniques qui sont utilisées dans des domaines non nucléaires, allant du dépistage des individus vulnérables au cancer à la conception de nouveaux joints d'étanchéité pour le lanceur de la navette spatiale américaine. Les normes d'assurance qualité et de contrôle de qualité que des fabricants canadiens ont dû élaborer à titre de fournisseurs du programme nucléaire ont été appliquées à d'autres gammes de produits et ont renforcé la position concurrentielle de sociétés canadiennes.

Le maintien de l'option nucléaire signifie qu'il faut préserver la vigueur de tous les secteurs de l'industrie : le secteur fédéral, que dirige l'Énergie atomique du Canada, Limitée (ÉACL) et la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCÉA), les compagnies d'électricité provinciales qui exploitent l'électronucléaire, le secteur privé qui s'occupe d'extraction minière, de minéralurgie et de fabrication, et enfin les universités et les collèges du Canada qui forment du personnel professionnel et qualifié.

L'ÉACL est la société fédérale de la Couronne ayant pour mission de promouvoir l'utilisation de l'énergie nucléaire. Cette société compte quatre divisions : 1) la Société de recherche, qui oeuvre dans le domaine de la recherche, du développement et de la démonstration (R, D et D); 2) la Société d'exploitation du CANDU, qui conçoit, construit et commercialise les réacteurs nucléaires CANDU et qui fournit des services d'ingénierie; 3) la Société radiochimique, qui produit des radionucléides à des fins médicales et industrielles, et qui fabrique également du matériel d'irradiation commercial et industriel; et 4) la Division des produits médicaux, qui produit du matériel de radiothérapie.

La CCÉA est l'organisme fédéral de réglementation qui contrôle le développement, l'application et l'utilisation de l'énergie atomique au Canada, depuis la production d'électricité dans des réacteurs de puissance à l'utilisation du cobalt 60 dans le traitement du cancer, en passant par la radiographie industrielle. La CCÉA participe également, pour le compte du gouvernement du Canada, à des mesures internationales de contrôle, qui comprennent des programmes de prévention de la prolifération des armements nucléaires par détournement de substances nucléaires.

Trois compagnies d'électricité provinciales exploitent aujourd'hui des réacteurs de puissance. Il s'agit d'Ontario Hydro, qui produit la moitié de son électricité grâce au nucléaire, d'Hydro-Québec et de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick. Bien qu'il soit exploité par trois compagnies d'électricité du centre et de l'est du Canada, l'électronucléaire est plus coûteux que la production d'électricité à partir de centrales au charbon ou de barrages hydro-électriques dans certaines conditions et dans certaines régions du pays. En Alberta par exemple, on peut produire de l'électricité dans des centrales au charbon situées à proximité de mines à ciel ouvert à un coût qu'il ne sera jamais possible d'atteindre au moyen de centrales nucléaires. Compte tenu du fait que la production d'électricité au charbon se fera dans certaines régions dans l'avenir prévisible, il est particulièrement important que certaines techniques de combustion du charbon, comme celles qui ont été décrites au Comité par la TransAlta Utilities, soient mises en oeuvre commercialement aussi rapidement que possible, afin de réduire au minimum les effets sur l'environnement.

Le Canada recèle d'importantes réserves d'uranium et les gisements de la Saskatchewan sont au nombre des plus riches du monde. L'uranium est extrait en Ontario et en Saskatchewan, et le Canada en exporte plus que tout autre pays. Le traitement de l'uranium et la fabrication du combustible pour réacteur se faisant aussi au pays, le Canada s'est doté de toutes les installations de traitement du combustible nucléaire nécessaires à l'exploitation du réacteur CANDU.

Malgré sa position dominante dans l'industrie nucléaire mondiale, l'industrie nucléaire canadienne n'a pas réussi à se garantir un afflux suffisant de travailleurs

professionnels et techniques, l'inscription aux programmes d'enseignement du nucléaire continuant de décliner.

Tout en accordant son appui, de façon générale, au développement du nucléaire au Canada, le Comité admet qu'il existe des lacunes dans des volets précis de ce développement. Le présent rapport souligne certaines de ces lacunes et formule des recommandations permettant d'y remédier. Ces recommandations sont livrées dans la suite de la présente section.

Le Comité s'est particulièrement préoccupé du programme national de gestion des déchets radioactifs. L'électronucléaire produit en effet des substances extrêmement radioactives. Au Canada, ces déchets extrêmement radioactifs se présentent sous la forme de faisceaux combustibles d'uranium irradié, qui sont actuellement stockés dans chacune des centrales. Bien que le stockage du combustible épuisé dans des cuves de béton remplies d'eau soit une mesure suffisante pour un certain nombre de décennies, il faudra bien un jour l'éliminer de façon définitive. Il en irait de même pour les déchets de retraitement, si le Canada décidait de recycler le combustible irradié dans les nouveaux combustibles pour réacteur.

Le Comité est d'avis que l'élimination des déchets radioactifs par enfouissement en profondeur dans une formation géologique stable est une solution valable pour le Canada. Des travaux comparables sont en voie d'exécution dans d'autres pays, notamment en Suède où le programme d'élimination présente de nombreux parallèles avec celui du Canada, ce qui renforce la conviction du Comité. C'est la crainte du grand public à l'égard de la gestion des déchets radioactifs qui constitue peut-être la plus grande menace au programme nucléaire du Canada. Le report de la vérification définitive de la notion de l'enfouissement de plus d'une dizaine d'années, depuis le lancement en 1978 du programme mixte de gestion des déchets par le gouvernement fédéral et le gouvernement ontarien, n'a pas suffi à le rassurer.

Selon le Comité, il faut accélérer les travaux portant sur l'élimination des déchets radioactifs, responsabilité qui relève du gouvernement fédéral, non pas parce que les actuelles méthodes de stockage des déchets hautement radioactifs sont inadéquates ou dangereuses, mais bien afin de convaincre le grand public qu'on dispose d'une solution satisfaisante pour ce qui est de l'élimination à long terme de ces déchets. Tout particulièrement, il faut accélérer les phases de la vérification de la notion ainsi que de la sélection et de l'acquisition des sites, de sorte que le grand public sache au plus vite qu'on a trouvé le moyen et les lieux pour éliminer ces déchets. Le Comité admet que l'accélération du programme de gestion des déchets hautement radioactifs nécessite une augmentation des crédits à court terme. Il s'agit d'un modeste prix à payer pour mettre en oeuvre ce volet si critique du programme nucléaire du Canada.

- 1. Le Comité recommande d'accélérer l'ensemble du programme portant sur l'établissement d'un site commercial d'enfouissement des déchets hautement radioactifs, et que les crédits supplémentaires nécessaires à cette accélération soient libérés par le gouvernement du Canada.**

Afin de contrôler l'avancement des travaux dans ce domaine, le Comité ordonne à la Commission de contrôle de l'énergie atomique de comparaître devant lui au plus tard le 30 juin 1989 et de présenter, en audience publique, un programme révisé d'établissement d'une installation d'élimination ainsi qu'une description complète des paramètres qui serviront à juger de la pertinence du choix d'un site pour cette installation et à autoriser la conception et la construction de l'installation. Le Comité sait que l'Énergie atomique du Canada, Limitée a établi un tel programme par le passé, mais est d'avis que dorénavant l'établissement de ce programme doit être vu par l'organisme de réglementation. La CCÉA doit, bien sûr, consulter l'ÉACL afin de s'assurer que l'accélération du programme est techniquement réalisable. Il faut enfin laisser suffisamment de temps à la CCÉA pour qu'elle puisse mener l'étude globale sur la gestion des déchets nucléaires à long terme annoncée récemment par le Comité fédéral d'examen des évaluations environnementales. Le Comité est convaincu que la mise en oeuvre d'un programme vigoureux et hautement visible de gestion des déchets radioactifs est cruciale au maintien de la confiance du grand public à l'égard du programme nucléaire du Canada.

- 2. Le Comité ordonne à la Commission de contrôle de l'énergie atomique de comparaître devant lui, en audience publique, au plus tard le 30 juin 1989 et de présenter un programme accéléré d'établissement d'une installation commerciale d'élimination des déchets radioactifs ainsi qu'une description de tous les paramètres dont la Commission se servira pour autoriser l'exploitation du site de l'installation. La Commission de contrôle de l'énergie atomique consultera l'ÉACL afin de s'assurer que l'accélération du programme est techniquement réalisable.**

Les problèmes techniques de la gestion des déchets radioactifs ne sont pas insurmontables. Le Comité est d'avis que ces déchets peuvent être manutentionnés, stockés, transportés et éliminés en toute sécurité, si on en a la volonté politique.

Les réacteurs de puissance du Canada ont fait l'objet de plusieurs études de sûreté, dont la plus récente fait partie de la Ontario Nuclear Safety Review dirigée par le Dr F. Kenneth Hare. Dans chacun des cas, on a jugé que les réacteurs présentaient une sûreté acceptable. Ainsi que l'écrit le Dr Hare, «les réacteurs d'Ontario Hydro sont exploités en toute sûreté avec une performance technique élevée... Le risque qu'il se produise un accident suffisamment grave pour être dangereux pour le public ne pourra jamais être nul, mais il est extrêmement négligeable» (Ontario, *Nuclear Safety Review*, 1988c, p. i-ii)

Les caractéristiques de sûreté du réacteur CANDU et l'intégration dans la conception d'une «défense en profondeur» garantissent que ce réacteur puisse être exploité au Canada avec un risque minime tant pour le personnel des compagnies d'électricité que pour le grand public. Rien dans les témoignages que le Comité a entendus ou dans les renseignements qu'il a obtenus dans ses déplacements ne permet de contester ce jugement.

Par contre, le Comité constate que les limites de responsabilité civile des installations nucléaires canadiennes sont insuffisantes et qu'elles doivent être relevées. Le maximum actuel, 75 millions de dollars dans le cas d'une centrale à plusieurs réacteurs comme Pickering A/B ou Bruce B, est tout simplement trop bas. Les fournisseurs nucléaires n'ont quant à eux aucune responsabilité. Bien qu'il ne soit pas en mesure de préciser quelles devraient être les limites de responsabilité civile, le Comité fait observer que les actuelles limites ne sont ni réalistes, quand on songe que les réclamations consécutives à l'incident de Three Mile Island ont dépassé le milliard de dollars et que les dommages produits par l'accident de Tchernobyl seraient bien supérieurs à 2 milliards de dollars, ni comparables aux limites établies dans des pays comme l'Allemagne de l'Ouest et les États-Unis. Le fait que la possibilité d'un accident grave au cours duquel des quantités dangereuses de matières radioactives seraient émises dans l'environnement soit extrêmement mince ne signifie pas que le Canada ne doit pas se préparer à un tel événement.

3. Le Comité recommande d'accroître substantiellement l'assurance responsabilité civile de base des installations nucléaires du Canada.

L'organisme moteur du développement du nucléaire au Canada est l'Énergie atomique du Canada, Limitée. L'ÉACL a exécuté et continuera d'exécuter la plupart des travaux de R et D qui sont à l'origine de la conception, du développement et de la sûreté des réacteurs canadiens. Cette société de la Couronne a également pour mission de commercialiser la technologie nucléaire canadienne à l'étranger. À l'instar des autres fournisseurs internationaux, elle se ressent financièrement du ralentissement mondial survenu dans la construction de nouveaux réacteurs de puissance. Parallèlement, le gouvernement fédéral se propose de réduire par étapes les crédits de l'ÉACL, jusqu'à concurrence d'un total de 100 millions par année.

Il est toutefois inopportun pour le gouvernement fédéral de réduire les crédits qu'il fournit à l'ÉACL, pour l'instant. Ainsi que l'en ont convaincu les témoignages que le Comité a entendus et comme le souligne le D^r Hare dans son étude, cette réduction des crédits de l'ÉACL empêche la société de fournir la R et D nécessaires aux compagnies d'électricité qui exploitent l'électronucléaire pour poursuivre l'exploitation sûre et fiable de leurs réacteurs de puissance. Ce support en matière de R et D doit nécessairement se poursuivre de façon continue, tant et aussi longtemps que les réacteurs sont exploités. L'ÉACL pourrait être en mesure de mieux s'autofinancer à

l'avenir, et les compagnies d'électricité qui ont tant profité des travaux de l'ÉACL pourraient être en position d'augmenter leur aide financière. Cependant, même si tel était le cas, il n'y a pas lieu de réduire les crédits du gouvernement fédéral. Le Comité conclut que le gouvernement fédéral doit accroître les crédits qu'il verse à l'ÉACL et les maintenir à un niveau élevé pendant au moins cinq à dix ans, afin de garantir la stabilité financière de cette société de la Couronne pendant qu'elle travaille à commercialiser ses divers produits et à mieux s'autofinancer. En aucun cas, le manque de crédits ne doit compromettre l'intégrité de l'actuel programme des réacteurs.

- 4. Le Comité recommande au gouvernement du Canada d'accroître les crédits qu'il verse à l'Énergie atomique du Canada, Limitée, et de maintenir les crédits à leur nouveau niveau pendant au moins cinq ans.**

L'ÉACL est le premier établissement de «sciences lourdes» du Canada. Ses compétences scientifiques et techniques constituent une ressource nationale qu'il a fallu un peu plus de 40 ans à constituer. Il faut encourager l'Énergie atomique du Canada, Limitée à poursuivre sa diversification dans de nouveaux domaines scientifiques et techniques, et à se doter d'un programme de sensibilisation lui permettant de convaincre le public de l'importance de sa mission.

- 5. Le gouvernement du Canada doit encourager l'Énergie atomique du Canada, Limitée, un des principaux établissements scientifiques du pays, à accroître ses travaux de recherche et de développement dans le domaine nucléaire et non nucléaire.**

L'ÉACL a toutefois tardé à réagir au ralentissement des ventes de réacteurs sur les marchés national et international. Bien qu'elle s'évertue maintenant à diversifier ses activités au sein du secteur nucléaire, un temps précieux a été perdu. Il ressort manifestement des études du Comité qu'il se vendra beaucoup moins de réacteurs sur le marché international, pendant quelque temps, et qu'en conséquence l'ÉACL, Framatome, Westinghouse, General Electric, Kraftwerk Union et d'autres fournisseurs se livreront une lutte acharnée. L'ÉACL ne pourra pas survivre que de la vente de réacteurs et devra en conséquence diversifier ses activités. Le gouvernement fédéral doit l'encourager à le faire le plus rapidement possible.

Il faut s'y prendre beaucoup d'avance pour construire un réacteur nucléaire et consentir d'importants investissements initiaux. La prévision de la demande future d'électricité étant entachée d'une certaine incertitude, les compagnies d'électricité ne décident de construire de nouvelles centrales qu'avec une extrême prudence. Étant donné également la montée des coûts qu'entraîne tout retard dans la construction, il est impératif que les réacteurs futurs puissent être construits en beaucoup moins de temps, comme c'est le cas couramment en France et au Japon, par exemple. Il faut donc trouver le moyen d'accélérer le processus conception-autorisation-construction. La conception normalisée du réacteur CANDU aurait dû constituer un important atout de

commercialisation. Le Comité n'arrive pas à comprendre pourquoi cet atout n'a pas été mieux exploité. Les Français et les Allemands de l'Ouest ont su profiter d'un tel avantage, et permettent l'autorisation générique par leurs organismes de réglementation.

Le Comité incite les gouvernements du Canada et du Nouveau-Brunswick à s'entendre sur la construction d'un nouveau réacteur CANDU 300 à Point Lepreau. Ce projet pourrait servir à démontrer les gains de temps que permet l'autorisation générique. Cela pourrait toutefois être extrêmement difficile, à moins qu'on ne remédie à l'actuelle pénurie de main-d'oeuvre de la CCÉA.

Le gouvernement fédéral envisage de privatiser deux divisions de l'ÉACL dans un proche avenir : la Société radiochimique et la Division des produits médicaux. La Société radiochimique produit des radionucléides et des irradiateurs destinés à des fins médicales et industrielles, tandis que la Division des produits médicaux commercialise du matériel de radiothérapie. Le Comité fait sien l'objectif de la privatisation, mais s'inquiète du fait que l'ÉACL ne posséderait plus qu'une équipe centrale de recherche fondamentale et appliquée qui ne peut être autosuffisante. Compte tenu de la réduction parallèle des crédits fédéraux à la recherche et au développement nucléaires, cette mesure, de l'avis du Comité, aurait pour effet de paralyser l'effort de recherche nécessaire au soutien du développement du nucléaire au Canada et à la production de la prochaine génération de réacteurs. Il se pourrait ainsi que personne ne prenne la relève d'importants et prometteurs travaux de R et D, comme la recherche sur le dépistage du cancer menée à Chalk River.

Le Comité recommande donc à l'ÉACL de conserver un intérêt minoritaire dans la Société radiochimique, dans la Division des produits médicaux et dans les diverses unités commerciales qui seront privatisées. La mesure permettra d'une part à l'ÉACL de s'assurer un revenu modeste mais régulier, et d'autre part à la nouvelle entité de garder un lien de R et D avec une société reconnue internationalement, lien qui pourrait être précieux pour le développement de futurs produits. Le Comité recommande enfin au gouvernement de prévoir des dispositions qui interdiraient aux étrangers de détenir plus qu'un intérêt minoritaire dans ces sociétés.

6. Le Comité recommande de modifier le mandat législatif de l'Énergie atomique du Canada, Limitée, afin de permettre à la société de détenir un intérêt minoritaire dans tout secteur actuel qui sera privatisé.

7. Le Comité recommande aussi de garder obligatoirement sous contrôle canadien toute nouvelle entité créée par la privatisation de l'Énergie atomique du Canada, Limitée, bien que des étrangers puissent détenir un intérêt minoritaire.

La Commission de contrôle de l'énergie atomique, qui réglemente les activités nucléaires au Canada, est manifestement à court de ressources humaines et financières pour s'acquitter même de ses actuelles responsabilités, sans parler d'un éventuel rôle

accru. Il est essentiel que l'industrie nucléaire et que l'industrie connexe des radionucléides soient bien réglementées pour garantir leur exploitation sûre, et aussi pour que le grand public soit convaincu que les activités de ces industries sont bien réglementées.

Le Comité recommande de modifier la législation relative à la Commission de façon à permettre à cette dernière de pratiquer une quelconque forme de recouvrement des coûts, notamment dans le domaine de la délivrance des permis. Compte tenu du fait que le recouvrement des coûts ne permettra pas à la Commission de se garantir suffisamment de revenus pour s'acquitter entièrement de ses responsabilités, le Comité recommande également d'ajuster les crédits votés par le Parlement de manière à combler le manque à gagner. Une augmentation du soutien accordé à la CCÉA aurait pour effet d'accélérer l'étude des demandes de permis et permettrait à la Commission d'étudier plus à fond les présentations des demandeurs. La CCÉA a également besoin de ressources accrues pour étendre son programme de recherche en matière de réglementation. Le Comité constate dans cette perspective que la U.S. Nuclear Regulatory Commission a été mandatée par le Congrès de récupérer 45 % de son budget de 1988/1989 de 392,8 millions de dollars US, par l'imposition de frais aux utilisateurs. [Les crédits votés par le Parlement à la CCÉA pour l'exercice financier 1988-1989 sont de 24,4 millions de dollars.]

- 8. Le Comité recommande de modifier la *Loi sur le contrôle de l'énergie atomique* de sorte que la Commission de contrôle de l'énergie atomique puisse pratiquer le recouvrement des coûts par l'imposition de droits de permis et de frais pour d'autres services, pourvu que ces droits et frais ne gênent pas indûment la diffusion de l'information auprès du public par la Commission.**

Le témoignage de la CCÉA, l'étude récente du Dr Hare sur la sûreté des réacteurs en Ontario et d'autres sources d'information indiquent que la Commission est substantiellement à court de ressources financières et humaines. Le Comité reconnaît le fait et doute que le recouvrement des coûts à lui seul puisse financer une mission élargie de la Commission.

- 9. Le Comité recommande donc en outre au Parlement, dans la mesure où le recouvrement des coûts institué par la Commission de contrôle de l'énergie atomique ne suffise pas à financer son exploitation, de voter à la Commission des crédits accrus afin de s'assurer que cette dernière puisse s'acquitter entièrement et rapidement de toutes ses responsabilités.**

Il y a aussi lieu de se pencher sur d'autres aspects de l'exploitation de la CCÉA. Le Comité recommande de porter d'un à cinq le nombre de membres à plein temps de la CCÉA. Cette mesure permettrait une meilleure représentation des divers secteurs de spécialisation à la Commission et la placerait dans une meilleure position pour traiter un volume accru de travail. Le Comité recommande à la Commission d'adopter un

profil public plus visible, par exemple en admettant le grand public à toutes ses audiences. Le Comité entérine la recommandation du rapport Hare portant sur le renforcement des comités consultatifs de la CCÉA. Enfin, le Comité recommande de changer le nom de la CCÉA, qui pourrait s'appeler par exemple Commission de réglementation du nucléaire, de sorte que le public la distingue plus facilement de l'ÉACL.

10. Le Comité recommande de porter d'un à cinq le nombre de membres à plein temps de la CCÉA, tout en maintenant les quatre postes à temps partiel.
11. Le Comité recommande à la Commission de contrôle de l'énergie atomique d'adopter un profil public plus visible, et notamment d'admettre le grand public à toutes ses audiences.
12. Le Comité recommande enfin de changer le nom de la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCÉA), de sorte que le grand public la distingue plus facilement de l'Énergie atomique du Canada, Limitée (ÉACL).

Il faut manifestement éduquer le public canadien à propos des avantages et des coûts de l'énergie nucléaire. Pour sa majeure partie, le débat public portant sur le développement du nucléaire est faussé, et il est dans les intérêts de chacun que la situation soit corrigée. Le Comité estime que cette tâche devrait être confiée à un organisme fédéral qui connaît bien le sujet, mais qui ne s'occupe pas de la promotion de l'énergie nucléaire. Le Comité pense que la CCÉA pourrait être cet organisme.

13. Le Comité recommande d'ordonner à la Commission de contrôle de l'énergie atomique de créer un bureau d'éducation du public dont le rôle serait de renseigner objectivement le public canadien sur le développement du nucléaire. Le gouvernement du Canada devra veiller à ce que la CCÉA reçoive des crédits suffisants pour lui permettre d'accomplir cette tâche efficacement.

Le coût de la réglementation de l'industrie nucléaire est comparativement élevé, même au Canada où la réglementation nucléaire est beaucoup moins imposante et contraignante qu'aux États-Unis. La raison est que la société impose des normes sans pareilles à la production de l'énergie nucléaire et à la gestion des déchets radioactifs. Ces normes sont beaucoup plus rigoureuses que celles qu'on applique à l'exploitation des autres filières énergétiques et à la manutention des autres substances toxiques, mais elles sont nécessaires pour rassurer le public. Il n'en demeure pas moins qu'il faut tenter de réaliser l'équilibre optimal entre la réglementation et les coûts de la réglementation. L'ÉACL devrait chercher à exploiter les possibilités qui existent d'appliquer la technologie mise au point pour la gestion des déchets radioactifs à la gestion d'autres substances toxiques.

L'économie de l'énergie et la modification de la demande d'électricité sont deux facteurs dont il y a lieu de tenir compte dans la planification des installations de production, mais à long terme il semble peu vraisemblable qu'ils influeront sur plus qu'une fraction de la hausse de la demande. L'économie de l'énergie et la modification de la demande soulageront en effet les pressions incitant à construire de nouvelles centrales, et devraient en conséquence être de pratique généralisée, mais elles ne constituent pas une solution complète. Le gouvernement fédéral doit promouvoir des mesures d'utilisation plus efficaces de l'électricité, quand ces mesures sont rentables et profitables à toutes les parties intéressées, mais il ne doit pas présumer que de telles mesures supprimeront entièrement le besoin d'augmenter la capacité de production.

14. Le Comité recommande aux gouvernements fédéral et provinciaux de travailler en étroite collaboration pour déterminer les possibilités d'utilisation plus efficace de l'électricité et pour promouvoir des mesures qui favoriseront un meilleur rendement économique.

La production d'électricité par le secteur privé est une autre avenue qui permettrait de réduire le fardeau qu'imposerait aux compagnies publiques d'électricité le financement de nouvelles installations de production. Étant donné la dette croissante à long terme qui pèse sur le bilan des compagnies publiques d'électricité au Canada, presque 50 milliards de dollars au total pour les deux principales compagnies du Canada, il y a lieu d'aplanir les obstacles inutiles à la production d'électricité par le secteur privé, de sorte que des producteurs privés puissent se faire concurrence. Que la production d'électricité par le secteur privé joue ou non un rôle substantiel dépendra pour beaucoup de la conjoncture de chacune des compagnies d'électricité, mais en principe le Comité est favorable à une augmentation de la production d'électricité par le secteur privé.

Le Comité souligne que le gouvernement de l'Ontario a demandé que la province soit l'hôte du Réacteur expérimental thermonucléaire international. Ce réacteur expérimental est en fait un grand réacteur de fusion d'essai, dont on dit qu'il constitue la prochaine grande étape dans le développement de la technologie de la fusion, et est un projet qu'envisagent en commun les États-Unis, l'Union Soviétique, la Communauté européenne et le Japon. Beaucoup d'arguments plaident en faveur de l'Ontario. La centrale Bruce, sur la rive du lac Huron, constitue à la fois un excellent site et une source d'électricité qui permettrait de faire fonctionner le réacteur de fusion. L'Ontario Hydro peut par ailleurs fournir le tritium nécessaire à alimenter la fusion. En contrepartie, les avantages dans les domaines de la R et D, de l'ingénierie et de la construction technique du réacteur seraient extrêmement profitables au Canada. La Finlande et l'Allemagne de l'Ouest auraient également posé leur candidature à titre d'hôte du projet.

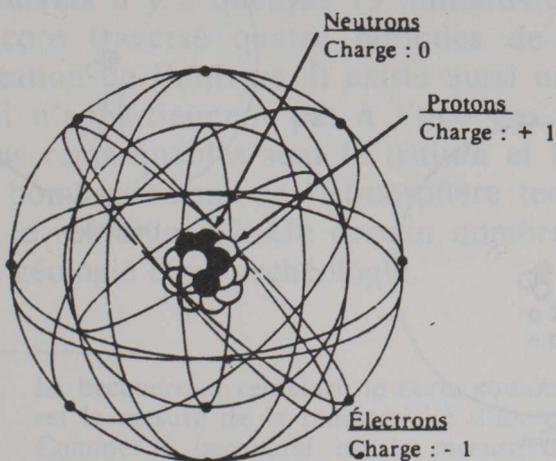
L'énergie atomique n'est pas un mauvais génie. Traitée avec respect et bien gérée, il s'agit d'une source d'énergie extrêmement prometteuse pour l'avenir de la société. Le programme nucléaire du Canada est bien conçu et bien exploité. À condition qu'on s'attache bien à corriger les lacunes constatées par le Comité, l'énergie nucléaire aura certainement à jouer un rôle accru dans le bilan énergétique du Canada au cours du XX^e siècle.

LES RÉACTEURS

A. La physique nucléaire

Toute matière — qu'elle soit solide, liquide ou gazeuse — se compose d'**atomes**, des petites «particules» qui sont perpétuellement en mouvement. Le rayon de la plupart des atomes mesure moins de 2×10^{-8} centimètre (0,00000002 centimètre). L'unité de mesure correspondant à 10^{-8} cm s'appelle l'angström; le rayon de l'atome type mesure donc moins de 2 angströms. Si une pomme était grossie aux dimensions de la Terre, les atomes de cette pomme auraient à peu près la grosseur de la pomme originale.

Une fois que les scientifiques eurent établi que toute matière se compose de particules ou d'atomes, il était naturel pour eux de se demander combien de sortes de particules — **éléments** — il y avait dans la nature. Quatre-vingt-onze éléments ont été découverts dont le numéro atomique va jusqu'à 94 (trois éléments de la séquence n'existent pas dans la nature). L'hydrogène (H), qui est l'atome le plus simple, a reçu le numéro atomique 1 et l'uranium (U), l'élément au coeur des centrales nucléaires, le numéro atomique 92. En plus des éléments naturels, la science a permis de découvrir environ une douzaine d'éléments artificiels produits par des réactions nucléaires. Tous ces éléments fabriqués par l'homme sont instables et se transforment tôt ou tard en un élément plus léger qui est stable.



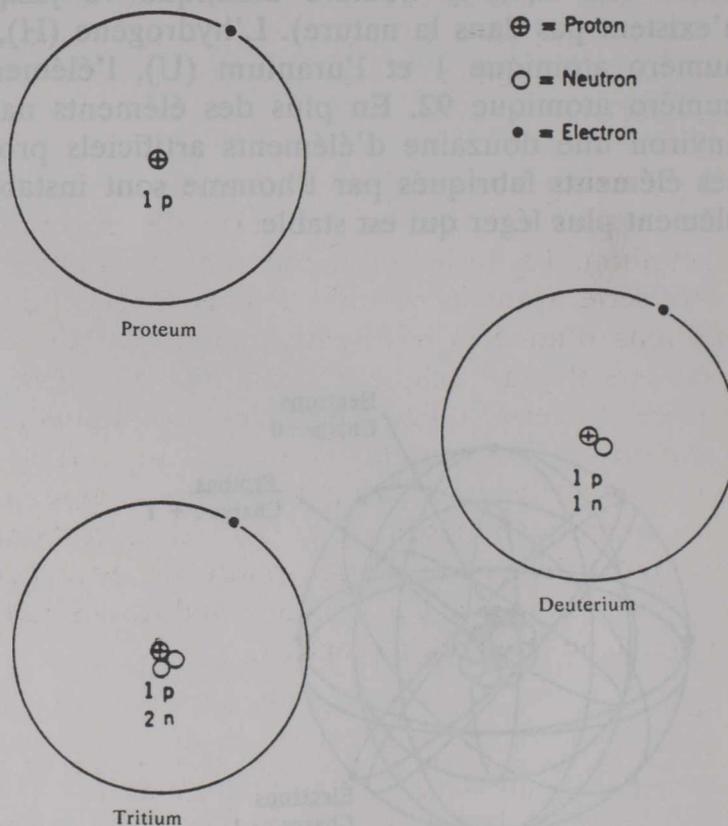
Les atomes eux-mêmes se composent de trois particules plus fondamentales : les protons, les neutrons et les électrons. Au centre de l'atome, un petit noyau renferme des **protons** qui sont chargés positivement et des **neutrons** qui sont électriquement neutres. Les protons et les neutrons sont beaucoup plus lourds que les particules du troisième type, soit les **électrons** qui ont une charge négative et qui peuvent être représentés en mouvement dans un nuage sphérique autour du noyau. Le noyau constitue uniquement environ 10^{-15} du volume de l'atome, mais presque toute sa masse, comme c'est le cas du Soleil dans notre système planétaire.

La somme du nombre de protons et du nombre de neutrons d'un atome constitue son **nombre de masse**.

À leur état élémentaire, les atomes contiennent un nombre égal de protons et d'électrons; leur charge électrique nette est donc nulle. Dans certaines circonstances, les atomes peuvent gagner ou perdre des électrons, prenant ainsi une charge négative ou positive. On dit alors qu'ils sont ionisés. Les rayonnements capables d'arracher des électrons aux atomes sont dits **rayonnements ionisants**.

C'est le nombre de protons qu'il renferme qui détermine le **numéro atomique** d'un élément ainsi que sa position dans le tableau périodique. Un atome qui ne renferme qu'un seul proton est toujours de l'hydrogène; si ce nombre est huit, il s'agit d'oxygène; et lorsque l'atome contient 79 protons, c'est de l'or. Toutefois, le nombre de neutrons présents dans le noyau de chaque élément peut varier; ces différentes versions d'un même élément sont ce qu'on appelle des isotopes.

Par exemple, le noyau d'hydrogène renferme la plupart du temps un proton et aucun neutron; sous cette forme, il est appelé protium. Il peut cependant renfermer un proton et un neutron et on le nomme alors deutérium. Lorsque le noyau d'hydrogène renferme un proton et deux neutrons, il s'agit de la forme instable dite tritium. Les **isotopes** sont des atomes qui ont le même numéro atomique, mais des nombres de masse différents. Il est possible de mettre en évidence la différence entre les divers isotopes de l'hydrogène en écrivant : hydrogène-1 (H-1), H-2 et H-3 (c'est-à-dire en donnant le nom de l'élément, puis son nombre de masse). L'U-235 est l'isotope de l'uranium qui sert de combustible initial dans un réacteur nucléaire.



Chaque isotope des divers éléments constitue une espèce atomique individuelle et chaque espèce atomique est dite **nucléide**. Il y a quelque 104 éléments naturels et artificiels connus. Toutefois, si l'on fait la somme du nombre de tous leurs isotopes, on s'aperçoit qu'il y a plus de 1 700 nucléides. Par exemple, il existe 15 isotopes connus de

l'uranium, dont trois existent dans la nature; parmi les 1 700 nucléides (et davantage) qui sont connus, il en est donc 15 qui sont des formes de l'uranium.

Certains éléments — qui ont généralement un nombre de masse élevé — sont instables et se désintègrent ou «décroissent» naturellement. La **radioactivité** est la désintégration ou la fission spontanée du noyau d'un atome instable avec libération d'énergie. Cette décroissance spontanée ne se fait pas au hasard : elle se produit à une vitesse spécifique qui est propre à chaque nucléide radioactif (radionucléide). L'unité choisie pour mesurer la radioactivité («activité») est le becquerel. Un becquerel (abréviation Bq) correspond à une désintégration radioactive par seconde¹.

La **période** (ou demi-vie) d'un radionucléide est le temps nécessaire pour que son activité (par conséquent le nombre d'atomes non désintégrés) ait diminué de 50 %. Après une période, il reste la moitié de la substance originale et la moitié de sa radioactivité originale; après deux périodes, seulement le quart; et après 10 périodes, seulement 1/1024. La période varie énormément d'un radionucléide à l'autre : pour l'oxygène 13 (un radionucléide produit de façon artificielle) elle est de 0,0087 seconde; par contre, dans le cas du vanadium 50 (un radionucléide naturel) elle est de l'ordre de 6 000 billions (6×10^{15}) d'années. Voici quelques exemples plus courants : la période du tritium (hydrogène 3) est de 12,4 années; celle de l'uranium 238, de 4,51 milliards d'années.

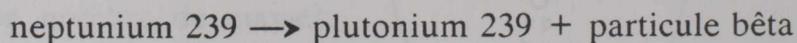
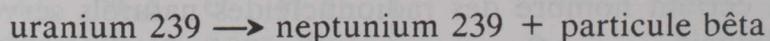
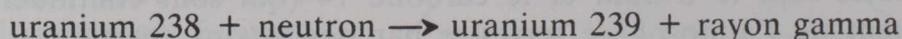
Il existe quatre séries naturelles de désintégration radioactive des éléments lourds, soit la série du thorium, la série du neptunium, la série de l'uranium et la série de l'actinium. La série du neptunium ne s'observe plus dans la nature, car l'élément de cette série ayant la période la plus longue (le neptunium 237 dont la période est de 2,2 millions d'années) a essentiellement fini de se désintégrer depuis son apparition dans l'univers il y a quelque 15 milliards d'années. Par contre, l'uranium 238 n'a même pas encore traversé quatre périodes de désintégration depuis l'époque (calculée) de la création de l'univers. Il existe aussi un certain nombre de radionucléides naturels isolés qui n'appartiennent pas à l'une des chaînes de décroissance des éléments lourds. Les plus remarquables sont le tritium et le carbone 14 (qui sont continuellement créés par le bombardement de l'atmosphère terrestre par des rayons cosmiques), le potassium 40 et le rubidium 87. Un certain nombre des radionucléides naturels servent à la datation en géologie et en archéologie.

1. Le becquerel a remplacé le curie comme unité de mesure de la radioactivité. Par définition, le curie est la mesure de la radioactivité d'un gramme de radium soit $3,7 \times 10^{10}$ désintégrations par seconde. Comme le becquerel est la mesure d'une radioactivité correspondant à une désintégration (ou décroissance) par seconde, le rapport entre les deux unités est le suivant : un curie = 37 milliards de becquerels et un becquerel = $2,7 \times 10^{-11}$ curie.

La décroissance radioactive s'accompagne de la libération d'au moins un des quatre types de rayonnements suivants qui sont capables d'endommager les tissus vivants : particules alpha, particules bêta, rayons gamma et neutrons. Une particule **alpha** est un noyau d'hélium chargé positivement (deux protons et deux neutrons) éjecté du noyau d'un atome instable. Une particule **bêta** est un électron chargé négativement émis par le noyau d'un atome pendant sa désintégration. Le rayon **gamma** est la quantité spécifique d'un rayonnement électromagnétique (photon) émise par un atome par suite d'une transition d'un niveau d'énergie excité à un niveau inférieur. Les rayons gamma n'ont aucune masse ni aucune charge.

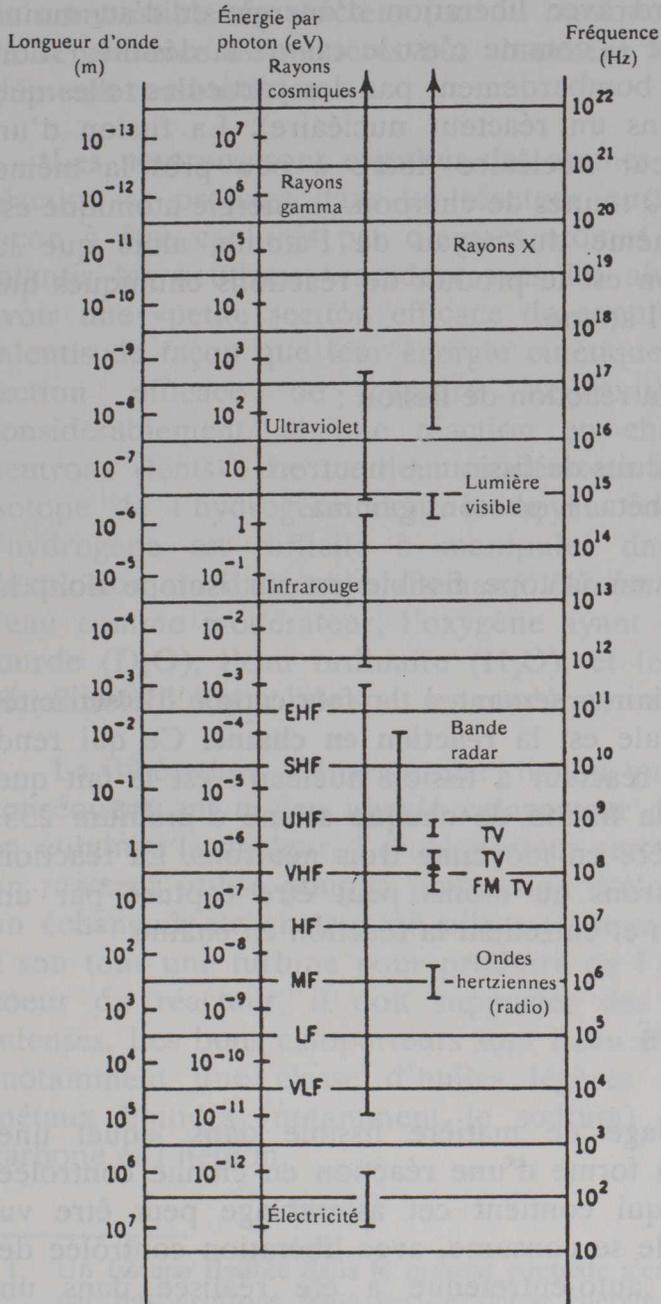
Le pouvoir pénétrant des rayons bêta est environ 100 fois celui des rayons alpha; pour leur part, les rayons gamma sont 10 000 fois plus pénétrants que les rayons alpha. Ces quatre types de rayonnements étant capables d'ioniser la matière qu'ils traversent, ils constituent par conséquent un danger biologique. Chez les humains, ils peuvent avoir des effets somatiques — des effets physiques apparents — ou des effets génétiques — sur les enfants des personnes exposées aux rayons. Les émetteurs alpha, tels le plutonium et le radon gazeux, sont très dangereux lorsqu'ils sont ingérés ou inhalés. Étant donné leur pouvoir pénétrant plus grand, les émetteurs bêta et gamma sont dangereux pour les humains tant de façon interne que de façon externe. L'exposition à des neutrons de grande énergie constitue habituellement un risque uniquement dans certains environnements de travail avoisinant un réacteur. Ces quatre types de rayonnements peuvent aussi être absorbés (comme la chaleur) dans des matériaux constituant un blindage comme le plomb, le béton ou l'eau.

Des radionucléides artificiels sont créés dans les réacteurs nucléaires et les accélérateurs de particules lorsque des atomes sont bombardés avec des particules de grande énergie. Leur comportement est le même que ceux des radionucléides naturels. Par exemple, le plutonium 239 qui est créé dans un réacteur nucléaire commence aussitôt à se désintégrer selon la période caractéristique de cet élément, soit environ 24 360 années. La séquence de réactions nucléaires qui entraînent la formation de plutonium dans le réacteur est la suivante :



Le plutonium se désintègre ensuite en émettant une particule alpha, donnant un isotope stable du plomb.

Graphique 1 : Le spectre électromagnétique



Source: Eisberg, Robert and Robert Resnick, *Quantum Physics of Atoms, Molecules, Solids, Nuclei, and Particles*, John Wiley & Sons, Toronto, 1974, p. 38.

Le rayonnement électromagnétique est l'émission ou le transfert d'énergie sous forme d'ondes électromagnétiques ou de particules. Le spectre électromagnétique va des ondes radio les plus longues aux rayons gamma les plus courts, les différents rayonnements se distinguant par leur fréquence de vibration. Dans notre société, le spectre électromagnétique est utilisé à diverses fins : la transmission de l'électricité dans des fils à une fréquence typique de 50 ou de 60 cycles à la seconde (50 ou 60 hertz), la radiodiffusion et la télédiffusion, le radar, les rayons X (pour le traitement du cancer) et même pour le bronzage de la peau (avec les risques d'induction d'un cancer cutané qui s'y rattachent). La lumière perceptible par l'oeil fait partie de ce spectre.

Le graphique 1 est une illustration du spectre électromagnétique et des emplois faits des diverses bandes d'énergie.

Des forces électriques puissantes retiennent les atomes du noyau ensemble. Lorsque ces forces nucléaires sont libérées, la quantité d'énergie produite est énorme. La **fission** est une réaction nucléaire qui consiste en la scission en deux parties (à l'occasion en trois parties) d'un noyau lourd avec libération d'énergie et d'au moins deux neutrons. La fission peut être spontanée — comme c'est le cas de la désintégration des substances radioactives — ou induite par bombardement par des particules telles que les neutrons (c'est le processus exploité dans un réacteur nucléaire). La fission d'un kilogramme d'uranium 235 dans un réacteur nucléaire libère à peu près la même quantité d'énergie que la combustion de 2 800 tonnes de charbon. L'énergie atomique est produite par des réactions à l'intérieur même du noyau de l'atome, alors que la chaleur libérée par la combustion du charbon est le produit de réactions chimiques qui ne font intervenir que les électrons entourant l'atome.

Voici en quelques mots en quoi consiste la réaction de fission :

Neutron + noyau fissible \rightarrow noyaux des produits de fission + neutrons
+ électrons bêta + photons gamma.

Pour les besoins de la présente discussion, un isotope fissible est un isotope dont la fission peut être provoquée par des neutrons.

Dans la conception des réacteurs nucléaires servant à la fabrication d'électricité, le processus dont l'importance est primordiale est la **réaction en chaîne**. Ce qui rend possible la production d'électricité dans un réacteur à fission nucléaire est le fait que 2,5 neutrons sont émis, en moyenne, pour la fission de chaque atome d'uranium 235. La fission d'un atome de plutonium 239 libère en moyenne trois neutrons. La réaction s'entretient d'elle-même lorsqu'un des neutrons au moins peut être capturé par un autre atome, ce qui provoque une autre fission et entretient la réaction en chaîne.

B. Conception et utilisation des réacteurs

Un **réacteur** nucléaire est un assemblage de matière fissible dans lequel une fission nucléaire peut être entretenue sous la forme d'une réaction en chaîne contrôlée et auto-entretenu. Le cœur du réacteur qui contient cet assemblage peut être vu comme un four dans lequel la matière fissible se consume, avec libération contrôlée de chaleur. La première réaction en chaîne auto-entretenu a été réalisée dans un assemblage d'uranium naturel avec modérateur de graphite, à l'Université de Chicago, le 2 décembre 1942. Même si les armes nucléaires et les réacteurs nucléaires exploitent tous les deux le principe de la réaction en chaîne dans leur fonctionnement, l'excédent de réactivité d'une arme nucléaire est énorme, lui permettant de libérer une formidable quantité d'énergie dans un temps extrêmement court. Pour réaliser cette condition, la bombe doit comporter une matière fissible de grande pureté et un déclencheur pour

maintenir les éléments de masse sous-critique ensemble. Un dispositif d'injection de neutrons est utilisé pour augmenter la réactivité. Un réacteur ne peut supporter une explosion nucléaire à cause de la géométrie du coeur, du faible niveau d'enrichissement du combustible du réacteur (ou du manque d'enrichissement, comme dans CANDU) et de la présence de matières qui absorbent les neutrons, comme l'uranium 238, dans les éléments combustibles.

Les neutrons sont expulsés des atomes en fission à une vitesse élevée. Pour que la réaction se propage dans un réacteur nucléaire, les neutrons doivent être ralentis de façon à être capturés par d'autres atomes fissibles. La fonction du **modérateur** est de ralentir les neutrons «rapides» sans les absorber (c'est-à-dire que le modérateur doit avoir une «petite section efficace de capture neutronique»). Lorsque les neutrons sont ralentis de façon que leur énergie cinétique approche le niveau d'énergie thermique, la section efficace de capture neutronique de la matière fissible augmente considérablement, et une réaction en chaîne peut ensuite être entretenue par les neutrons «lents»¹. Le meilleur modérateur est «l'hydrogène lourd» ou le deutérium, un isotope de l'hydrogène dont le noyau comporte un neutron et un proton. Comme l'hydrogène est difficile à manipuler dans sa forme élémentaire (se rappeler de l'explosion du dirigeable allemand *Hindenburg* en 1937), on utilise habituellement de l'eau comme modérateur, l'oxygène ayant également une petite section efficace. L'eau lourde (D_2O), l'eau ordinaire (H_2O), et le carbone (sous la forme de graphite) et le béryllium à l'état solide sont les modérateurs les plus répandus.

La libération d'énergie par fission produit de grande quantité de chaleur. Par conséquent, un milieu appelé **caloporteur** doit circuler dans le coeur du réacteur pour en éliminer la chaleur. Le caloporteur sert aussi de milieu de transfert de chaleur dans un réacteur utilisé pour la production d'électricité, acheminant l'énergie thermique vers un échangeur de chaleur où elle est communiquée à un circuit de vapeur qui entraîne à son tour une turbine pour produire de l'électricité. Comme le caloporteur traverse le coeur du réacteur, il doit supporter des températures élevées et des rayonnements intenses. Les bons caloporteurs sont l'eau (légère et lourde), certains liquides organiques (notamment une classe d'huiles légères appelées terphényles aromatiques), certains métaux liquides (notamment le sodium) et certains gaz, notamment le dioxyde de carbone et l'hélium.

1. Un **isotope fissible** dans le présent contexte s'entend d'un isotope dont la fission peut être provoquée par des neutrons lents ou de faible énergie. Il n'existe que trois isotopes fissibles importants : l'uranium 235 qui est un isotope naturel, le plutonium 239 et l'uranium 233 qui sont des isotopes artificiels.

La vitesse de la fission nucléaire doit être contrôlée avec précision à l'intérieur du réacteur pour que la réaction en chaîne puisse être entretenue : une vitesse de fission trop faible met fin à la réaction en chaîne; une vitesse trop élevée libère plus d'énergie que le caloporteur ne peut en dissiper. Si le nombre de fissions augmente, la puissance augmente et le réacteur est dit **sur-critique**. Si le nombre de fissions diminue, le réacteur est **sous-critique**. La vitesse de fission et le niveau de puissance demeurent constants lorsque le réacteur est au niveau **critique**. La **réactivité** est une mesure de l'écart d'un réacteur par rapport à un état critique. Une réactivité positive signifie que le flux de neutrons dans le coeur du réacteur augmente et que le niveau de puissance augmente également; une réactivité négative signifie que le flux de neutrons diminue et que le niveau de puissance diminue également.

Des **barres de commande** constituées d'une matière qui absorbe les neutrons, telle que le cadmium, sont utilisées pour varier la vitesse de la réaction. En retirant ou en enfonçant les barres de commande dans le coeur du réacteur, on modifie le nombre de neutrons disponibles pour entretenir la réaction en chaîne. Les barres de commande peuvent être enfoncées complètement pour arrêter la réaction nucléaire. Un réacteur peut aussi être équipé d'un système qui introduit un poison dans le noyau. Un poison est une substance non fissile dont la capacité de capturer des neutrons, et donc de diminuer la réactivité (arrêter la réaction en chaîne), est élevée.

Dans certaines circonstances, notamment pendant un accident grave de perte de caloporteur, il peut arriver que les systèmes normaux de commande du réacteur ne puissent maîtriser la situation. Dans ces rares cas, on peut faire intervenir des systèmes de sûreté additionnels tels qu'un **système de refroidissement de secours du coeur (SRSC) et une enveloppement de confinement** du réacteur pour diminuer les conséquences d'un accident. Le refroidissement d'urgence du coeur est assuré par un système conçu pour injecter de grandes quantités d'eau froide dans le circuit caloporteur après une perte importante de caloporteur. L'enveloppe de confinement primaire est la structure de béton renforcée qui loge le réacteur et ses systèmes immédiats. Sa fonction est de confiner la radioactivité en cas de rupture du coeur du réacteur lors d'un accident grave.

Des systèmes de commande mécaniques seraient incapables de contrôler un réacteur si la fission était seulement une fonction du temps nécessaire au modérateur pour ralentir les neutrons rapides à des vitesses thermiques (de l'ordre d'une milliseconde à 10^{-3} seconde). La plupart des neutrons sont émis instantanément pendant la fission elle-même, et ils sont appelés **neutrons instantanés**. Un petit pourcentage (moins de 1 %) des neutrons sont émis par la suite par les produits de fission, après une ou plusieurs désintégrations bêta et un temps appréciable; ces neutrons sont appelés **neutrons retardés**. Le nombre total de neutrons disponibles pour entretenir la fission est égal à la somme des neutrons instantanés et des neutrons retardés. L'un des objectifs dans la conception d'un réacteur est de réaliser une «sous-criticité avec les neutrons

instantanés», mais aussi une «surcriticalité globale», c'est-à-dire que les neutrons instantanés ne peuvent entretenir seuls la réaction en chaîne et que les neutrons retardés assurent la marge de criticité, permettant aux commandes mécaniques de suivre la réaction en chaîne.

Au moins 45 différents isotopes précurseurs de neutrons retardés (fragments de fission qui se désintègrent ultérieurement par émission de neutrons retardés) sont produits dans une réaction de fission en chaîne. Ces précurseurs peuvent être classés en six groupes dont les périodes varient de 0,2 à 55 secondes environ. En général, leur période moyenne est de six secondes environ, marge qui permet un contrôle normal du réacteur.

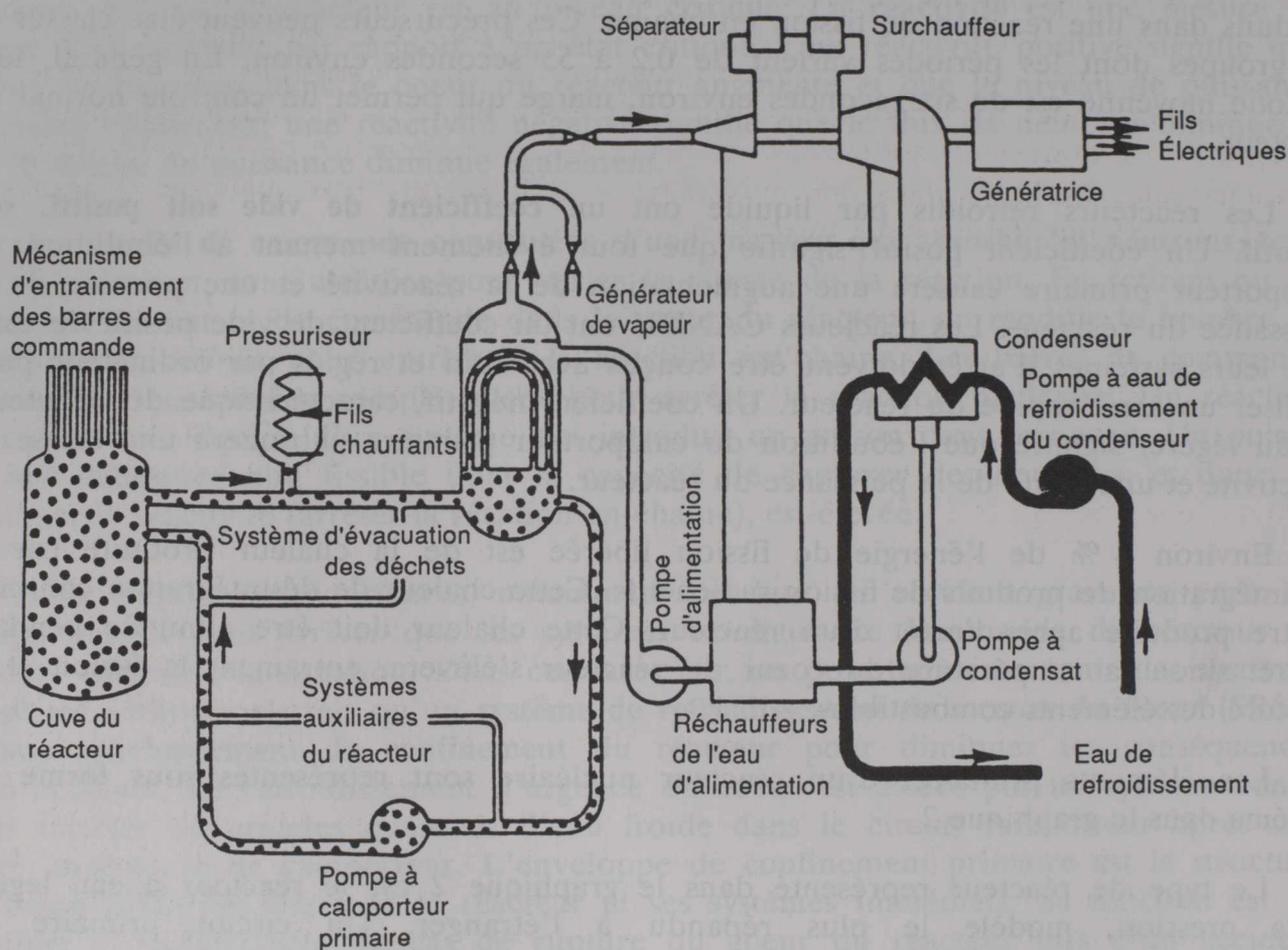
Les réacteurs refroidis par liquide ont un **coefficient de vide soit positif, soit négatif**. Un coefficient positif signifie que tout événement menant à l'ébullition du caloporteur primaire causera une augmentation de la réactivité et une poussée de la puissance du réacteur. Les réacteurs CANDU ont un coefficient de vide positif de sorte que leurs systèmes d'arrêt doivent être conçus avec soin et réglés par ordinateur pour réaliser un arrêt rapide du réacteur. Un coefficient négatif, caractéristique des réacteurs à eau légère, signifie que l'ébullition du caloporteur primaire entraînera une baisse de réactivité et une chute de la puissance du réacteur.

Environ 4 % de l'énergie de fission libérée est de la chaleur produite par la désintégration de produits de fission radioactifs. Cette chaleur de désintégration continue d'être produite après l'arrêt d'un réacteur. Cette chaleur doit être éliminée pendant l'arrêt sinon la température du coeur du réacteur s'élèvera, entraînant la fusion et la rupture des éléments combustibles.

Les éléments primaires d'un réacteur nucléaire sont représentés sous forme de schéma dans le graphique 2.

Le type de réacteur représenté dans le graphique 2 est le réacteur à eau légère sous pression, modèle le plus répandu à l'étranger. Un circuit primaire de refroidissement, fonctionnant sous haute pression pour empêcher le caloporteur de bouillir, extrait la chaleur du coeur du réacteur et la transporte vers les générateurs de vapeur. Un circuit secondaire de refroidissement fonctionnant sous basse pression extrait la chaleur du caloporteur primaire et transporte la vapeur produite dans les générateurs de vapeur vers des groupes turbine/génératrices pour produire de l'électricité. Un circuit tertiaire de refroidissement utilise l'eau d'une source extérieure comme celle d'un cours d'eau ou d'un lac pour condenser la vapeur qui sort des turbines. Dans une telle configuration, le circuit primaire de refroidissement est isolé, et de l'eau de refroidissement extérieure, et des turbines. Dans ce modèle, de l'eau légère (ordinaire) sert à la fois de caloporteur et de modérateur.

Graphique 2 : Représentation schématique des éléments primaires d'un réacteur nucléaire



Source : Tong, L.S. et Joel Weisman, *Thermal Analysis of Pressurized Water Reactors*, deuxième édition, American Nuclear Society, 1979, p. 2.

Il existe trois isotopes naturels de l'uranium : l'uranium 238 qui abonde dans un pourcentage de 99,283 %, l'uranium 235 (0,711 %) et l'uranium 234 (0,006 %). L'uranium 234 est négligeable à cause de sa faible abondance. L'importance de l'uranium 235 réside dans le fait qu'il est, parmi plusieurs centaines d'isotopes naturels, le seul qui est fissile spontanément sous l'effet de la capture de neutrons lents. L'uranium 235 est nécessairement le combustible initial de tout réacteur et, si l'énergie

de la fission doit répondre à long terme à une part importante des besoins énergétiques de la société, il faudra inclure les réacteurs surrégénérateurs sur cette voie de développement.

La plupart des réacteurs appartiennent à l'une des trois catégories suivantes : les réacteurs de recherche, les réacteurs de puissance et les réacteurs surrégénérateurs. Les **réacteurs de recherche** sont utilisés en général comme sources de neutrons à des fins expérimentales. Ils servent à effectuer des mesures physiques et chimiques, à étudier les effets des neutrons sur des systèmes biologiques et non biologiques, à produire des radionucléides à des fins médicales et industrielles, à étudier l'activation neutronique et à examiner de nouveaux modèles de réacteurs. Un grand nombre de réacteurs de faible puissance sont exploités dans des universités et d'autres établissements de recherche à des fins d'expérimentation et de formation.

Les **réacteurs de puissance** sont utilisés pour produire de l'électricité, pour produire de la chaleur dans des applications industrielles et de chauffage urbain, pour propulser des navires et des sous-marins (réacteurs souvent appelés «réacteurs de propulsion» dans cette application) et pour des applications aérospatiales. Il y a autant de réacteurs en service dans les marines des États-Unis, de l'Union Soviétique, de la Grande-Bretagne, de la France et de la Chine qu'il y a de réacteurs qui produisent de l'électricité dans les 26 pays du monde où le secteur de la production nucléaire d'électricité a été développé. Les États-Unis, l'Allemagne de l'Ouest et le Japon ont chacun produit un navire marchand propulsé à l'énergie nucléaire (le Savannah américain entré en service en 1962, l'Otto Hahn allemand entré en service en 1968 et le Mutsu-Maru japonais entré en service en 1973), mais tous les trois ont été par la suite retirés à cause de leur rentabilité douteuse et de la difficulté à obtenir la permission de mouiller dans différents ports. L'Union soviétique a construit une série de brise-glace, les plus gros et les plus puissants du monde, qui sont propulsés par des réacteurs nucléaires. De petits réacteurs ont été utilisés pour produire de l'électricité à bord de satellites et de vaisseaux spatiaux. En 1978, le Canada a dû nettoyer les débris radioactifs provenant du satellite atomique soviétique Cosmos qui s'est écrasé dans les Territoires du Nord-Ouest. Un petit réacteur de puissance a déjà été exploité dans une station de recherche américaine de l'Antarctique.

Les **réacteurs surrégénérateurs** convertissent les isotopes fertiles¹ que sont le thorium 232 et l'uranium 238 en isotopes fissibles (artificiels) que sont respectivement l'uranium 233 et le plutonium 239, c'est-à-dire qu'ils «engendrent» des quantités de nouveaux combustibles pour réacteurs supérieures à la quantité de combustible qu'ils

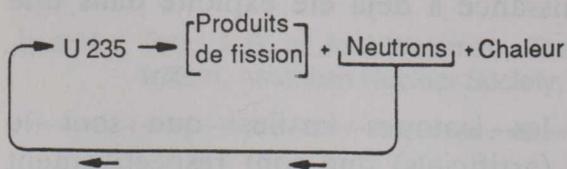
1. Un **isotope fertile** est un isotope qui peut être converti en un isotope fissible. L'uranium 238 et le thorium 232, non fissibles en soi, peuvent être convertis par absorption de neutrons en plutonium 239 et en uranium 233, deux isotopes artificiels, respectivement.

consomment pendant leur propre fonctionnement. Les réacteurs qui ont un rapport de surrégénération inférieur à l'unité, mais qui produisent néanmoins des quantités importantes de matières fissibles sont souvent appelés des réacteurs « convertisseurs ». Le CANDU est un réacteur convertisseur, produisant du plutonium 239 à partir d'uranium 238 pendant son fonctionnement. Il pourrait aussi être exploité comme réacteur quasi surrégénérateur basé sur le cycle du thorium. Les réacteurs qui ne produisent que de petites quantités d'une nouvelle matière fissible sont parfois appelés des réacteurs « à consommation ». Les réacteurs à eau légère ont tendance à avoir des facteurs de surrégénération relativement faibles. Comme les réacteurs surrégénérateurs sont aussi employés comme réacteurs de puissance, nous considérerons les surrégénérateurs comme faisant partie d'un sous-ensemble du groupe des réacteurs de puissance.

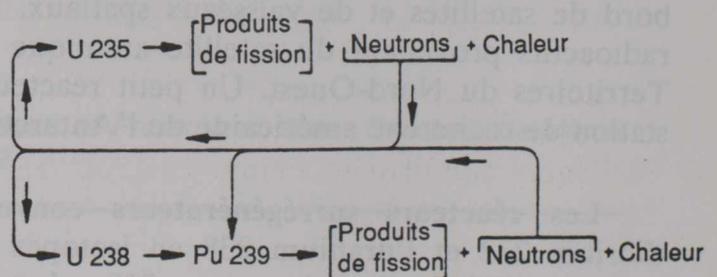
La différence entre la réaction (de puissance) de fission de l'uranium 235 et la réaction de surrégénération de l'uranium 238 est représentée schématiquement dans le graphique 3.

Graphique 3 : Représentation schématique de la réaction de fission de U 235 et de la réaction de surrégénération de U 238

Représentation schématique de la réaction de fission de U 235



Représentation schématique de la réaction de surrégénération de U 238



Source : Hubbert, M. King, "Energy Resources" in *Resources and Man*, National Academy of Sciences-National Research Council, Committee on Resources and Man, W.H. Freeman and Company, San Francisco, 1969, p. 220-221.

La plupart des réacteurs de puissance appartiennent tour à tour à l'un des six principaux types décrits dans la liste qui suit, même s'il existe un grand nombre de variantes de ces modèles de base (Leclercq, 1986, p. 71).

- 1) **Les réacteurs refroidis par gaz (GCR — Gas-Cooled Reactors)** utilisent du graphite comme modérateur; de l'uranium naturel ou enrichi comme combustible; et du dioxyde de carbone gazeux comme caloporteur. La plupart des premiers GCR étaient du type britannique Magnox ou du type français UNGG (Uranium Naturel, Graphite Gaz); une version plus récente mise au point par les Britanniques est appelée le **réacteur refroidi par gaz perfectionné (AGR — Advanced Gas-cooled Reactor)**.
- 2) **Les réacteurs à eau lourde (HWR — Heavy Water Reactor)** utilisent de l'eau lourde comme modérateur; de l'uranium naturel, de l'uranium enrichi ou du plutonium comme combustible; et de l'eau lourde sous pression, du dioxyde de carbone gazeux ou de l'eau légère bouillante comme caloporteur. La plupart des réacteurs de cette catégorie sont du modèle CANDU, utilisant de l'eau lourde sous pression comme caloporteur et de l'uranium naturel comme combustible. Ils sont appelés **réacteurs à eau lourde sous pression (PHWR — Pressurized Heavy Water Reactor)**. Le modèle CANDU lui-même est habituellement désigné CANDU-PHWR.
- 3) **Les réacteurs à eau sous pression (PWR — Pressurized Water Reactor)** utilisent de l'eau légère comme modérateur; de l'uranium enrichi comme combustible; et de l'eau légère sous pression comme caloporteur. Ce type de réacteur fonctionne à des pressions du caloporteur suffisamment élevées pour que l'eau soit maintenue à l'état liquide et traverse un générateur de vapeur pour créer de la vapeur dans un circuit secondaire qui entraîne une turbine. En Union soviétique, ce type est appelé VVER (Vode Vodjanie Energitcheskie Reactor); en France, il est appelé REP (Réacteur à Eau sous Pression).
- 4) **Les réacteurs à eau bouillante (BWR — Boiling Water Reactors)** utilisent de l'eau légère comme modérateur; de l'uranium enrichi comme combustible; et de l'eau légère bouillante comme caloporteur. Le BWR fonctionne à de faibles pressions du caloporteur, la vapeur se formant dans le circuit primaire de refroidissement pour être acheminée directement vers une turbine. Le BWR est un modèle de réacteur plus simple et moins coûteux que le PWR parce qu'il ne nécessite pas de générateurs de vapeur; par contre, le PWR isole la turbine dans un circuit secondaire, de sorte que la radioactivité s'échappant des éléments combustibles ne contamine pas la turbine.

Le terme **réacteur à eau légère (LWR — Light Water Reactor)** est un nom collectif pour les PWR et les BWR.

- 5) **Les réacteurs à graphite et à eau légère (LWGR — Light-Water Graphite Reactors)** utilisent du graphite comme modérateur; de l'uranium enrichi comme combustible; et de l'eau légère bouillante comme caloporteur. Les LWGR sont des réacteurs de puissance soviétiques, désignés RBMK (Reactor Bolche Molchnastie Kipiache). Les réacteurs de Tchernobyl appartiennent à cette catégorie.
- 6) **Les réacteurs surrégénérateurs rapides (FBR — Fast Breeder Reactors)** ne possèdent aucun modérateur (de là le nom de surrégénérateur «rapide» parce que les neutrons ne sont pas modérés); utilisent de l'uranium enrichi ou du plutonium comme combustible, et du sodium liquide comme caloporteur. Le principal modèle dans cette catégorie a été le réacteur surrégénérateur rapide refroidi par métal liquide, LMFBR (Liquid-Metal cooled, Fast Breeder Reactor), qui exploitait le cycle uranium 238/plutonium 239. Avec la découverte récente de réserves mondiales d'uranium 235 beaucoup plus grandes que prévu, le sentiment d'urgence qui était rattaché au programme des réacteurs surrégénérateurs a disparu.

Les États-Unis, l'Union soviétique, la France et le Japon ont donné le ton au monde entier en adoptant le type PWR pour la production d'électricité. [L'Union soviétique exploite 23 réacteurs avec modérateur de graphite du type RBMK ainsi que 29 PWR, mais la majorité des réacteurs de puissance soviétiques en construction aujourd'hui sont des PWR.] Comme le révèlent les statistiques compilées dans le World Nuclear Industry Handbook 1988 (NEI, 1988, p. 10 et suivantes), les PWR représentent 60 % des 308 166 millions de watts (308 166 mégawatts ou 308,2 gigawatts) de capacité de production d'électricité installée des 418 réacteurs exploitables dans le monde au 31 juillet 1987. Les PWR dominent de façon encore plus nette le groupe des réacteurs en construction dans lequel ils représentent 75,5 % des 118,6 gigawatts (GW) de capacité de production d'électricité des 130 nouvelles installations en construction.

Le type BWR se classe au deuxième rang parmi les réacteurs exploitables avec 23,5 % de la capacité installée, mais ne représente que 7,4 % de la capacité des réacteurs en construction.

Les GCR constituent une autre gamme de réacteurs en voie de mise au point, dont le principal défenseur a été le Royaume-Uni. Les premières versions britanniques s'appelaient Magnox, tandis que les versions plus récentes s'appellent AGR. [Le sigle «Magnox» se rapporte aux gaines des éléments combustibles à base d'alliage d'oxyde de magnésium.] Les modèles de réacteurs refroidis par gaz, tant anciens que nouveaux, ont une performance médiocre : les réacteurs Magnox n'ont qu'un maigre facteur de charge par rapport à leur capacité de 57,9 % pendant leur durée d'exploitation (à la fin juin 1987), tandis que les niveaux AGR ont un facteur de charge encore plus décevant de 34,8 %. Par contre, le PWR affiche un facteur de charge moyen de 62,7 % pendant sa

durée d'exploitation, et le BWR, 61,4 %. Le GCR représente 5 % de la capacité des réacteurs exploitables et seulement 2,2 % de la capacité des réacteurs en construction.

Le réacteur à eau lourde, dans la version PHWR dont le Canada est le pionnier, représente 5 % de la capacité des réacteurs exploitables et 7,8 % de la capacité des réacteurs en construction. Le PHWR a une fiche d'exploitation supérieure, affichant, au milieu de 1987, un facteur de charge de 75,5 % par rapport à sa capacité. Malgré sa performance supérieure, le PHWR n'a pas réussi à pénétrer autant le marché mondial des réacteurs que le modèle à eau légère. En termes de capacité prévue, le PHWR représente à peine 2 % des 141 GW de capacité des 149 réacteurs prévus. En fait, lorsque l'étude a été effectuée, il était prévu qu'un seul nouveau réacteur CANDU serait installé par une société d'électricité canadienne (et cela reste à confirmer) et que seulement 6 réacteurs PHWR seraient installés dans d'autres pays (cinq en Inde, sans aucun contrat pour le Canada, et un en Turquie).

Les modèles LWGR représentent 5,7 % de la capacité de production exploitable et 5,9 % de la capacité en construction. La part occupée par les LWGR dans le marché des réacteurs en construction est constituée entièrement par six gros RBMK qui sont présentement en construction en URSS.

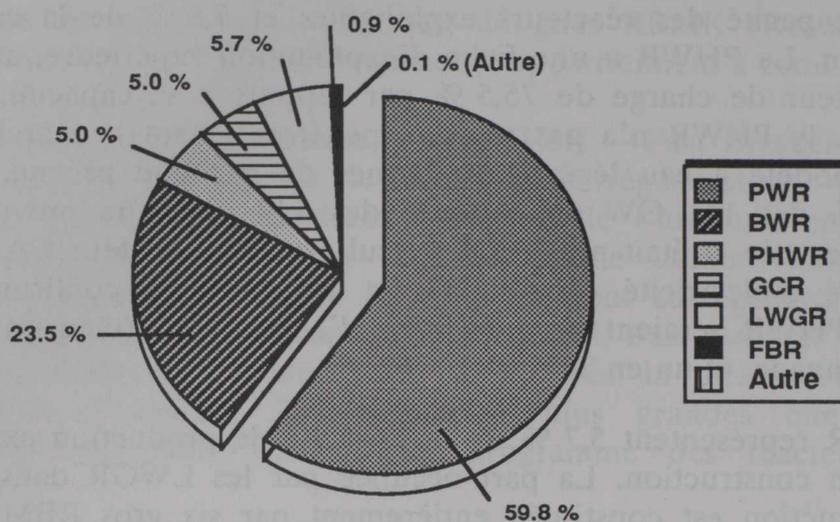
Les surrégénérateurs rapides ne représentent que 0,9 % de la capacité de production exploitable et 1,2 % de la capacité en construction. Ils représenteront toutefois une part croissante de la capacité de production dans le futur, à mesure que le marché de l'énergie de fission se développera.

Les graphiques 4 et 5 résument les parts du marché détenues au milieu de 1987 par les principaux types de modèles de réacteurs exploitables et de réacteurs en construction, respectivement. Il est évident que le modèle PWR domine le marché.

C. La filière CANDU

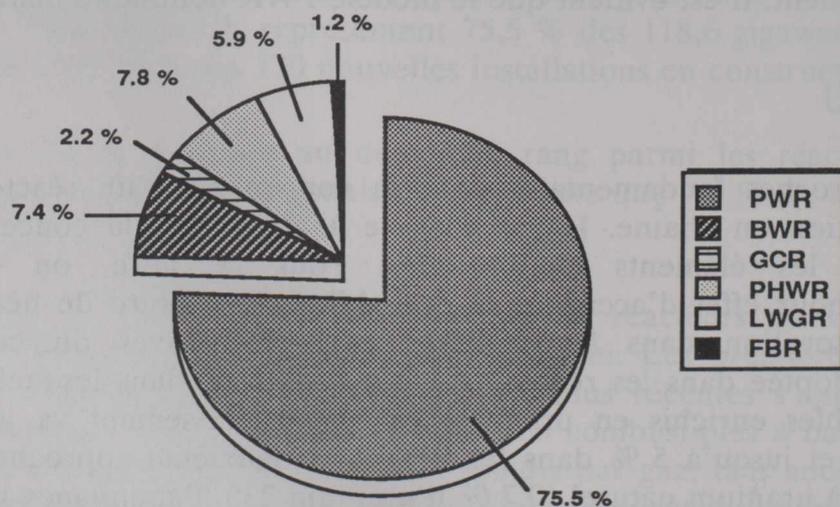
Il existe deux approches fondamentales pour la conception d'un réacteur en vue de maintenir une réaction en chaîne. L'une consiste à augmenter la concentration en atomes fissionables dans les éléments combustibles. Pour ce faire, on enrichit le combustible, ce qui a pour effet d'accroître la probabilité de capture de neutrons avec fission avant leur absorption dans les matières non productives du cœur. C'est l'approche qui a été adoptée dans les réacteurs à eau ordinaire, dans lesquels on utilise des éléments combustibles enrichis en uranium 235. L'enrichissement va jusqu'à 3 % environ dans les PWR et jusqu'à 5 % dans les BWR. La deuxième approche consiste à utiliser du combustible à uranium naturel (0,7 % d'uranium 235, l'abondance isotopique

Graphique 4 : Réacteurs exploitables dans le monde au 31 juillet 1987



Source : Nuclear Engineering International, "Reactor Statistics", *World Nuclear Industry Handbook 1988*, Reed Business Publishing, Sutton, Angleterre, 1988, p. 10.

Graphique 5 : Réacteurs en construction dans le monde au 31 juillet 1987



Source : Nuclear Engineering International, "Reactor Statistics", *World Nuclear Industry Handbook 1988*, Reed Business Publishing, Sutton, Angleterre, 1988, p. 10.

qui existe dans la nature) et à utiliser dans le coeur des matières qui réduisent l'absorption des neutrons. Le terme CANDU, un acronyme pour CANada-Deutérium-Uranium, désigne un type de réacteur de puissance distinct lancé au Canada, qui est basé sur cette dernière approche. Le CANDU élimine ainsi les coûts additionnels liés à la mise en oeuvre d'installations d'enrichissement de l'uranium (ou à la dépendance par rapport à un fournisseur étranger pour l'approvisionnement en combustible enrichi) et atténue l'intérêt économique que présente le retraitement du combustible épuisé, ce qui a pour effet d'éliminer encore une étape coûteuse dans le cycle du combustible nucléaire.

Le CANDU est ralenti et refroidi à l'eau lourde, de façon à tirer profit de la section efficace de capture des neutrons exceptionnellement basse de l'isotope deutérium. Toutefois, l'eau lourde est un produit coûteux, et elle contribue à accroître de façon appréciable le coût d'immobilisation du réacteur CANDU. Il y a aussi un coût lié à l'eau lourde d'appoint étant donné que de petites quantités sont perdues en conditions normales de fonctionnement. Le taux de perte a été inférieur à 1 % du stock d'eau lourde par année. Les craintes initiales à l'effet que les pertes d'eau lourde puissent entraîner des pertes financières importantes ont ainsi été effacées. Le stock d'eau lourde dans les anciens CANDU est d'environ 1 tonne par mégawatt de puissance; dans les nouveaux réacteurs, qui sont plus puissants, il est d'environ 0,8 tonne par mégawatt. Les alliages de zirconium, qui absorbent beaucoup moins de neutrons que l'acier, sont utilisés pour fabriquer les éléments de structure et les gaines des éléments combustibles, ce qui ajoute à l'économie de neutrons que le modèle CANDU permet de réaliser.

Étant donné la plus faible puissance volumique dans un coeur de réacteur CANDU, condition qui est liée à l'utilisation de combustible à uranium naturel, le coeur est beaucoup plus gros que celui des autres types de réacteurs de puissance nominale comparable. Les premiers concepteurs du CANDU craignaient qu'il soit très difficile de fabriquer une cuve sous pression destinée aux réacteurs CANDU de grande puissance, vu sa grosseur, et ils ont plutôt opté pour un système à tubes de force pour confiner les grappes de combustible à l'intérieur du coeur. Les grappes de combustible sont par conséquent confinées à l'intérieur d'un grand nombre de tubes de force indépendants qui transportent aussi l'eau lourde chaude sous pression utilisée comme caloporteur. Grâce à ce type de conception, le caloporteur et le modérateur peuvent être maintenus dans des circuits distincts et le modérateur froid à basse pression peut être confiné à l'intérieur d'une cuve relativement simple appelée la calandre. Par contre, le caloporteur et le modérateur ne font qu'un dans le LWR, et ils doivent être confinés à l'intérieur d'une grosse cuve sous pression complexe à parois épaisses. Les tubes de force sont remplaçables, et l'Ontario Hydro est en train de devenir un expert en la réalisation de cette tâche. Il est possible que les réacteurs CANDU soient en mesure de fonctionner pendant de nombreuses décennies, moyennant le remplacement périodique des tubes de force et d'autres éléments. Les cuves sous pression ne sont pas

remplaçables, de sorte que les autres types de réacteurs ont une durée de vie plus limitée.

L'utilisation de tubes de force donne au CANDU un avantage important du point de vue de l'exploitation : la possibilité de réapprovisionnement en marche. Alors que les autres types de réacteurs doivent être arrêtés pour le réapprovisionnement, le CANDU peut continuer de fonctionner à pleine puissance pendant que des machines de réapprovisionnement commandées à distance introduisent les grappes de combustible dans le coeur ou les extraient. Des éléments combustibles défectueux peuvent aussi être retirés pendant que le réacteur est en marche. Une grande partie des qualités de fonctionnement supérieures du CANDU peuvent être rattachées à la possibilité de réapprovisionnement en marche. Comme les tubes de force sont horizontaux, les nouvelles grappes de combustible peuvent simplement être introduites par une extrémité des tubes par une machine de chargement et les grappes de combustible épuisé peuvent être retirées à l'autre extrémité par une autre machine de chargement. Avec cette configuration, il est aussi possible d'insérer les grappes de combustible neuf à partir d'extrémités opposées de canaux de combustible adjacents et d'obtenir ainsi une distribution plus uniforme de puissance sur toute la longueur du réacteur. Un autre avantage lié à cette approche est la possibilité de fabriquer des grappes de combustible courtes de modèle simple.

L'adoption d'un réacteur à tubes de force ne s'est pas faite sans présenter des inconvénients. La tuyauterie beaucoup plus complexe du coeur d'un réacteur CANDU est un facteur qui contribue au coût d'immobilisation plus élevé pour la construction de ce type de réacteur, ce qui constitue un aspect important à une époque où les frais financiers sont élevés et où les échéances prévues aux calendriers de construction sont souvent reportées. De plus, les premiers espoirs voulant que le réacteur à tubes de force ait une durée de vie de 30 ans ont été anéantis. Le remplacement prématuré des tubes, d'abord de Pickering 1 et 2, à la suite de la rupture de tube de l'unité 2 en 1983, et bientôt de Pickering 3 et 4¹, en dépit de l'utilisation dans les tubes d'un alliage zirconium-niobium plus perfectionné, a constitué une déception coûteuse. Le coût direct des matériaux, de la main-d'oeuvre et de l'équipement nécessaires pour enlever et reposer les tubes de force et de remise en service des unités 1 et 2 a été estimé récemment à 402 millions de dollars par l'Ontario Hydro. L'énergie de remplacement pour la perte de production nucléaire d'électricité a coûté chaque jour de 200 000 \$ à 250 000 \$ environ par unité, selon le type d'énergie de remplacement (électricité produite par des centrales au charbon d'Ontario Hydro ou achetée à d'autres services publics)

1. Ontario Hydro a annoncé que l'unité 3 de Pickering sera fermée en 1989, et l'unité 4, en 1991, pour fin de remplacement des tubes. Le remplacement des tubes de ces unités a été prévu pour la fin des années 1990. Le service public prévoit que les travaux dureront 23 mois à l'unité 3 et 19 mois à l'unité 4, et coûteront 500 millions de dollars au total. La décision a été prise après qu'Ontario Hydro a découvert qu'il y avait absorption plus forte que prévue de deutérium dans les tubes de force des unités 3 et 4 (Ontario Hydro, 1988c).

(Ontario Hydro, 1987a, p. 121-122). Ainsi, les pertes économiques liées à l'arrêt de deux réacteurs pendant plusieurs années pour fins de remplacement des tubes ont été importantes¹. Néanmoins, le rendement des réacteurs CANDU, dont la plupart sont exploités par l'Ontario Hydro, reste impressionnant lorsqu'il est comparé à celui des autres modèles.

Les rendements élevés obtenus par l'Ontario Hydro sont particulièrement remarquables. Cette société jouit encore de la durée de vie [facteur de charge] la plus élevée bien que pendant quatre ans deux de ses quinze réacteurs aient été arrêtés pour un remplacement complet des tubes de force suite à une défaillance de tube survenue en 1983 et qu'ils ne soient remis en service qu'aujourd'hui (Howles, 1988, p. 22).

Le graphique 6 illustre les principaux éléments du réacteur CANDU, le circuit caloporteur primaire et les générateurs de vapeur.

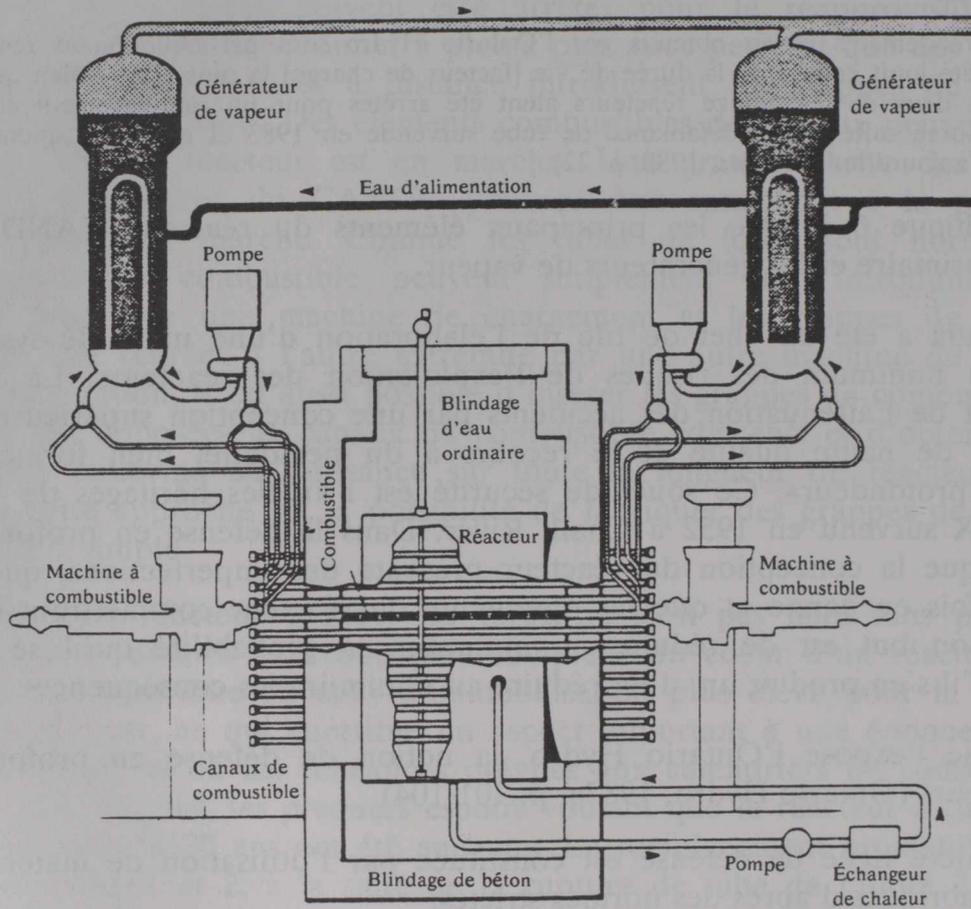
Le Canada a été un chef de file de l'élaboration d'une méthode systématique de réduction au minimum des risques de l'exploitation des réacteurs. La notion de la prévention et de l'atténuation des accidents par une conception supérieure, l'utilisation de matériels de haute qualité et le recours à du personnel bien formé est appelée «défense en profondeur». Ce souci de sécurité est l'un des héritages de l'accident du réacteur NRX survenu en 1952 à Chalk River. Dans la défense en profondeur, on fait l'hypothèse que la conception du réacteur présente des imperfections, que le matériel tombera parfois en panne et que les opérateurs du réacteur commettront des erreurs à l'occasion. Son but est de réduire au minimum la probabilité qu'il se produise un accident, et s'il s'en produit un, d'en réduire au minimum les conséquences.

Ainsi que l'expose l'Ontario Hydro, la notion de défense en profondeur repose sur cinq facteurs (Ontario Hydro, 1987a, p. 101-104).

- 1) La première ligne de défense est constituée par l'utilisation de matériels de haute qualité fabriqués d'après des normes strictes.
- 2) Dans le cas d'une panne survenant dans un circuit majeur du réacteur, des circuits indépendants de sûreté sont actionnés pour compenser ou corriger la panne. Ces circuits de sûreté sont conçus, chaque fois qu'il est possible de le faire, en tenant compte de certains principes d'exploitation. Par **isolement**, on entend que toute panne survenant à un endroit ou dans un circuit donné n'affectera pas les éléments à d'autres endroits ou dans d'autres circuits. Par **diversité**, on entend qu'il existe plus d'un moyen pour parvenir à un résultat, comme arrêter le réacteur. Par **redondance**, on entend qu'il existe plus d'un élément pouvant effectuer une tâche donnée; on raccorde ainsi **deux pompes en parallèle, alors**

1. Les coûts de retubage et de l'énergie de remplacement sont partagés à peu près également par les trois propriétaires des unités Pickering 1 et 2, soit l'Ontario Hydro, la province de l'Ontario et l'ÉACL. L'entente de récupération des investissements nucléaires s'appliquant à ces réacteurs est analysée dans la section intitulée «Les aspects économiques de l'énergie nucléaire».

Graphique 6 : Principaux éléments du réacteur CANDU



Source : Thexton, H.E., "Canada" dans *Nuclear Power: Policy and Prospects*, P.M.S. Jones (éd.), John Wiley & Sons, Toronto, 1987, p. 203.

qu'une seule est nécessaire. Par indépendance, on entend que les circuits ou les éléments fonctionnent indépendamment les uns des autres. On prévoit ainsi des circuits d'alimentation indépendants pour les circuits distincts. Enfin, par sûreté intégrée, on entend que la panne d'un élément ou d'un circuit fait automatiquement passer en état de sûreté cet élément ou ce circuit. Ainsi, des barres d'arrêt peuvent être tenues au-dessus du réacteur au moyen de pinces

électromagnétiques : toute panne de l'alimentation a donc pour effet de faire plonger les barres dans le réacteur, et de l'arrêter.

Les réacteurs CANDU possèdent deux classes générales de circuit de sûreté : des **circuits d'arrêt du réacteur** et un **système de refroidissement de secours du coeur (SRSC)**. Chacun des réacteurs CANDU possède deux circuits d'arrêt indépendants, appartenant à l'un des trois types de circuits d'arrêt conçus pour ces réacteurs. Tous les réacteurs CANDU sont équipés de **barres d'arrêt** composées de cadmium absorbant les neutrons. L'introduction rapide des barres d'arrêt met fin à la réaction en chaîne, car il ne reste plus suffisamment de neutrons pour l'entretenir. Certains réacteurs CANDU sont munis d'une **vidange du modérateur**, système qui permet d'évacuer rapidement le modérateur dans un réservoir de retenue placé sous le réacteur. La vidange du modérateur garantit que les neutrons rapides ne seront pas ralentis pour créer d'autres fissions, et que la réaction en chaîne s'arrête donc. Dans d'autres réacteurs CANDU, on trouve un système **d'injection d'un poison**, c'est-à-dire qu'un liquide présentant de bonnes propriétés d'absorption des neutrons peut être injecté sous pression dans le modérateur. Le liquide injecté absorbe un grand nombre de neutrons et «empoisonne» ainsi la réaction en chaîne.

Le SRSC est mis en marche dès que le refroidissement du réacteur ne fonctionne pas, comme ce pourrait être le cas si un bris majeur se produisait dans le circuit de refroidissement primaire. De l'eau stockée dans un réservoir est alors injectée sous pression par le circuit de refroidissement de secours, inonde le combustible et transporte la chaleur de fission hors du coeur.

- 3) Le troisième facteur consiste à créer une série de barrières physiques qui contiennent la radioactivité ou qui réduisent au minimum son émission dans l'atmosphère, que ce soit pendant l'exploitation normale du réacteur ou pendant une situation d'urgence. La première barrière est constituée par le combustible même qui, à moins de bris imprévu des pastilles de combustible, retient 99 % de la radioactivité créée pendant le fonctionnement normal du réacteur. Le combustible CANDU est fabriqué sous la forme de pastilles de céramique de dioxyde d'uranium (UO_2) dont le point de fusion est de 2800°C . Les pastilles de combustible sont contenues dans des tubes de zircaloy scellés, ce qui constitue un autre obstacle à la dispersion de la radioactivité. Les faisceaux de combustible sont placés dans des tubes de force à l'intérieur du circuit fermé de refroidissement primaire. Le réacteur et ses principales structures sont placés dans un immeuble à paroi de béton épaisse et, dans le cas des centrales à plusieurs réacteurs de l'Ontario Hydro, raccordés à une enceinte sous vide par un conduit de grande dimension muni de robinets à ouverture sous pression. S'il se produit une rupture importante dans le circuit de refroidissement primaire, le caloporteur s'en échappant formera rapidement de la vapeur dont la pression provoquera

l'ouverture des robinets. L'enceinte sous vide étant gardée à environ un dixième de la pression atmosphérique, la vapeur radioactive sera automatiquement aspirée dans celle-ci. L'enceinte sous vide est dotée d'un système d'arrosage qui condensera la vapeur, réduisant ainsi au minimum les risques de fuite de radioactivité du système de confinement dans l'environnement. Le dernier obstacle est la zone d'exclusion d'un kilomètre entourant le site de la centrale, qui permet une certaine dilution de la radioactivité avant que celle-ci n'atteigne une zone résidentielle.

- 4) La formation des opérateurs est un autre important facteur de la sûreté. Ainsi que le montrent les accidents survenus par le passé, l'erreur humaine est presque invariablement un élément substantiel et parfois dominant de tout accident grave. Le personnel de l'Ontario Hydro est formé pendant au moins huit années et doit subir une série d'examen établis par la compagnie et par la CCÉA avant d'obtenir son permis d'opérateur.
- 5) Le dernier facteur est la détection et la correction des pannes. Un programme continu d'essai et d'inspection, couplé à des systèmes automatiques de détection des pannes, sert à garantir que le réacteur fonctionne bien et que toute panne détectée est immédiatement corrigée.

Ce ne sont pas tous les accidents de réacteurs qui sont prévus ou dont on évalue correctement la probabilité avant qu'ils ne se produisent. Ainsi, on pensait que la rupture d'un tube de force d'un réacteur CANDU serait annoncée d'abord par une fuite, la prétendue hypothèse de la «fuite avant la rupture». En l'occurrence, la rupture d'un tube de force survenue à la centrale Pickering 2 a été soudaine, le tube se brisant sans aucun signe annonciateur. Néanmoins, les opérateurs ont bien réagi et arrêté le réacteur à l'aide du système d'arrêt normal (sans avoir à recourir au système de secours) dans ce cas, qui constituait le plus grave accident survenu à l'époque dans un réacteur CANDU. La rupture d'un tube de force survenue à Pickering 2, en dépit de ses conséquences économiques, a fait la preuve de la sûreté de la filière CANDU en dépit d'une perte majeure de caloporteur.

Le réacteur CANDU nécessite de grandes quantités d'eau lourde (oxyde de deutérium, D²O) qui sert à la fois de modérateur et de caloporteur. Le Canada a considérablement investi dans des installations de production d'eau lourde en mettant en oeuvre un programme qui, au départ, ne suffisait pas à répondre à la demande et qui, par la suite, a entraîné la production d'une trop grande quantité d'eau lourde, étant donné que les ventes de réacteurs ne se matérialisaient pas.

Le procédé de production de l'eau lourde est fondé sur le comportement du deutérium dans un mélange d'eau liquide et de sulfure d'hydrogène gazeux. Dans un tel mélange, les atomes de deutérium se déplacent librement entre le liquide et le gaz : vers le gaz à haute température et vers le liquide à basse température. Les première et

deuxième étapes de la fabrication de l'eau lourde se déroulent dans des tours d'échange dont le haut est froid (32°C) et le bas est chaud (128°C). Le sulfure d'hydrogène gazeux se déplace vers le haut dans ces tours, et l'eau vers le bas. Le mélange des deux est facilité par une série de plateaux perforés. On obtient ainsi un enrichissement en deutérium au centre des tours.

Le sulfure d'hydrogène gazeux enrichi en deutérium est extrait de la section centrale de la première tour et amené à la deuxième tour où se poursuit son enrichissement. La teneur en deutérium du sulfure d'hydrogène gazeux passe de 0,015 % à 0,07 % dans la première tour, puis à 0,35 % environ dans la deuxième. Une troisième étape d'enrichissement permet d'obtenir un produit renfermant entre 10 % et 30 % d'eau lourde. La dernière étape, une distillation, donne de l'eau lourde de «qualité réacteur» contenant 99,75 % d'oxyde de deutérium. Le procédé de production de l'eau lourde consomme de très grandes quantités d'eau : environ 340 000 tonnes pour chaque tonne d'eau lourde produite. (Ontario Hydro, *Heavy Water*, non daté). Le coût d'exploitation d'une usine d'eau lourde ne dépend presque pas du taux de production : on ne fait presque aucune économie en ne fonctionnant pas à plein rendement. Le coût unitaire de production d'eau lourde augmente donc sensiblement lorsque la production diminue. Pour plus d'information sur le coût de production de l'eau lourde par Ontario Hydro et sur les sommes investies par le gouvernement fédéral dans la fabrication d'eau lourde, voir le chapitre intitulé «Les aspects économiques de l'énergie nucléaire».

La sécurité est un souci constant dans une usine d'eau lourde. Le sulfure d'hydrogène est en effet un gaz toxique, incolore, légèrement plus lourd que l'air. Il faut donc protéger le personnel de l'usine et les collectivités voisines de toute concentration dangereuse de ce gaz.

L'ÉACL a démantelé ses usines d'eau lourde de Glace Bay et de Port Hawkesbury en Nouvelle-Écosse. Des quatre usines d'eau lourde de 800 tonnes/an planifiées par l'Ontario Hydro à l'emplacement de la centrale Bruce, seule l'usine B est en exploitation. Chacun des réacteurs de la centrale Darlington nécessitera une charge initiale d'eau lourde équivalant à la production annuelle environ de cette usine. Les usines A et D sont en veilleuse, tandis que l'usine C n'a jamais été construite. L'usine de 800 tonnes/an de LaPrade, à Gentilly, est également en veilleuse. L'ÉACL a donc sur les bras un stock coûteux d'eau lourde invendue, qu'elle cherche à vendre en faisant concurrence à l'Ontario Hydro.

Le tableau 1 résume les principales différences entre le réacteur à eau lourde sous pression (CANDU-PHWR) et le réacteur à eau ordinaire sous pression (PWR).

Tableau 1 : Différences entre le CANDU-PHWR et le PWR

CANDU-PHWR	PWR
• Combustible à uranium naturel (0,7 % d'U 235)	• Combustible à uranium enrichi (1 à 3 % d'U 235)
• Refroidi et ralenti au D ₂ O	• Refroidi et ralenti au H ₂ O
• Réapprovisionnement en marche <ul style="list-style-type: none"> – facteur de charge supérieur – taux de combustion du combustible supérieur – extraction du combustible défectueux en marche 	• Réapprovisionnement par lots pendant un arrêt
• Tubes de force	• Cuve sous pression
• Taille du coeur supérieure et puissance volumique inférieure	• Taille du coeur inférieure et puissance volumique supérieure
• Coût d'immobilisation relativement élevé	• Coût d'immobilisation relativement faible
• Tuyauterie plus complexe	• Tuyauterie moins complexe
• Bâtiment sous vide aux stations à plusieurs unités	• Différentes méthodes de suppression de la pression
• Confinement à débit de fuite supérieur	• Confinement à débit de fuite inférieur
• Coefficient de vide positif	• Coefficient de vide négatif
• Production et émission relativement élevées de tritium et de carbone 14	• Production et émission faibles de tritium et de carbone 14
• Confinement partagé aux stations de l'Ontario Hydro	• Systèmes de confinement indépendants
• Adaptation facile au cycle du combustible au thorium	• Sans objet

LE DÉVELOPPEMENT DU NUCLÉAIRE AU CANADA

A. Le programme des réacteurs de puissance

L'eau lourde, D_2O , a été découverte en 1930. On s'est aperçu rapidement qu'elle pouvait servir de modérateur (substance qui ralentit les neutrons). L'eau lourde a été un bien stratégique au cours de la Deuxième Guerre mondiale; les Alliés tout comme le Troisième Reich s'acharnaient alors à produire les premiers la bombe atomique. La France avait acheté les stocks mondiaux d'eau lourde la veille de la déclaration de la guerre, et une partie de ces stocks ont été transférés d'abord en Angleterre, puis au Canada, où les équipes de recherche canadiennes et britanniques ont travaillé à construire le premier réacteur à eau lourde. Pendant ce temps, les Alliés sabotaient les installations des Allemands, empêchant ceux-ci d'obtenir suffisamment d'eau lourde de la seule usine de production du monde située en Norvège pour pouvoir poursuivre leur effort de recherche.

Le premier réacteur nucléaire du Canada a été un réacteur expérimental de puissance nulle, le ZEEP. Ce réacteur, construit à Chalk River, dans l'est de l'Ontario, fut le premier à fonctionner hors des États-Unis, son démarrage ayant eu lieu en septembre 1945. Le but de son exploitation était de confirmer les paramètres de conception d'un plus gros réacteur et d'exécuter des essais en vue de la construction d'un réacteur à eau lourde. (Thexton, 1987)

Le ZEEP a été suivi d'un réacteur expérimental de recherche de 20 mégawatts thermiques (MWt), le NRX, dont l'exploitation a commencé à Chalk River en 1947. Ce réacteur de recherche à eau lourde devait servir à produire du plutonium, mais il s'est avéré un excellent banc d'essai pour divers combustibles et substances nucléaires, en raison de ses grandes dimensions et de son flux neutronique élevé. En décembre 1952, le NRX était gravement endommagé par un accident causé par l'erreur humaine et par la défektivité mécanique des barres d'arrêt. Le NRX ne possédait pas de système d'arrêt rapide et aucun système de confinement. Avant que la réaction en chaîne ait pu être stoppée par vidange du modérateur, les éléments structuraux et les éléments combustibles avaient subi d'importants dommages et des substances radioactives s'étaient échappées. Il a fallu 14 mois pour remettre en état le réacteur qui a été remis en service avec une puissance doublée à 40 MWt. L'accident du NRX, le premier et le plus sérieux à se produire au Canada, a eu une influence majeure sur l'ingénierie de la sûreté des réacteurs de puissance qui lui ont succédé (Thexton, 1987; Ontario, Nuclear Safety Review, 1988d, p. 42).

C'est en 1957 que le réacteur NRU de 200 MWt, réacteur universel de recherche, a commencé à fonctionner à Chalk River. Le coeur vertical du réacteur était chargé

par le dessus, au moyen d'un château de transfert de 240 tonnes, qui en permettait l'alimentation pendant le fonctionnement. En mai 1958, une barre de combustible s'est brisée pendant la décharge du réacteur et la contamination résultante a entraîné la fermeture de ce dernier pendant six mois. Contrairement au NRX qui avait été surtout conçu par les scientifiques britanniques travaillant à Chalk River, le NRU était un réacteur à eau lourde de conception canadienne. Le NRX et le NRU ont attiré les chercheurs de plusieurs pays. Un aspect fortuit de cette collaboration a été que le Canada a pu se servir très tôt d'un nouvel alliage de zirconium, le zircaloy, mis au point par la société Westinghouse pour le Programme américain des sous-marins nucléaires. Les alliages de zirconium devaient rendre possible la construction d'un réacteur à tubes de force (Thexton, 1987; Bothwell, 1988).

L'étape suivante a été la construction d'un prototype de réacteur de puissance. L'ÉACL, l'Ontario Hydro et la société Générale Électrique du Canada ont mis leurs ressources en commun pour concevoir et construire le NPD de 22 MWe (puissance nette)¹ à Rolphton, en Ontario, près de Chalk River. Ce réacteur de puissance de démonstration appartenait à l'ÉACL, mais était exploité par l'Ontario Hydro. Le réacteur est entré en service en 1962 et a été exploité jusqu'en 1987. On est en train de le mettre hors service. Le NPD a été conçu comme un réacteur à cuve sous pression et à coeur vertical, malgré l'inquiétude des ingénieurs canadiens qui ne savaient pas s'il allait être possible de construire une cuve sous pression suffisamment grande pour contenir le coeur d'un réacteur à eau lourde de taille commerciale. La cuve en question avait déjà été commandée de la Babcock & Wilcox, en Écosse, quand l'alliage zircaloy devint disponible et qu'il fut possible de concevoir un réacteur à tubes de force. Les travaux de conception de la cuve sous pression ont donc été arrêtés et le NPD a été transformé en réacteur à tubes de force. Le NPD a aussi servi de modèle pour la construction de la centrale KANUPP de 125 MWe (puissance nette) située près de Karachi, au Pakistan (Thexton, 1987; Bothwell, 1988; Ontario, Nuclear Safety Review, 1988a).

L'Ontario Hydro et l'ÉACL ont ensuite collaboré à augmenter la puissance de la filière NPD, en construisant le réacteur de démonstration de Douglas Point d'une puissance nette de 206 MWe, sur la rive est du lac Huron, au nord de Kincardine. Ce site devint par la suite l'emplacement de la centrale Bruce à huit tranches. La décision de construire le réacteur de démonstration a été prise en 1959; la mise en service de ce réacteur était prévue pour 1964. Le réacteur de Douglas Point n'a en fait été mis en service qu'en 1967, mais l'Ontario Hydro avait suffisamment confiance en sa conception qu'elle a tout de suite commencé l'étude de la centrale Pickering A, à unités multiples, avant même sa mise en service. Ce réacteur a également aidé le Canada à exporter ses

1. La puissance nette = puissance brute - le service de la centrale. La puissance nette représente l'électricité disponible après avoir tenu compte de la demande et des pertes d'électricité de la centrale.

réacteurs, puisqu'il a servi de modèle pour les centrales RAPP-1 et RAPP-2 d'une puissance nette de 203 MWe mises en service à Rajasthan, en Inde, en 1963.

En raison de la pénurie d'eau lourde au Canada, le réacteur de Douglas Point a été retiré du service d'avril à décembre 1972, son stock de D₂O ayant servi à mettre en service le réacteur de Pickering. Le réacteur de Douglas Point a été exploité jusqu'en mai 1984, date à laquelle son propriétaire, l'ÉACL, a offert de le vendre à son exploitant, l'Ontario Hydro. Cette dernière a cependant décidé que son exploitation n'était plus rentable, en raison de sa petite taille, de la nécessité de remplacer ses tubes de force et de l'insuffisance des lignes de transmission partant du site de Bruce. L'ÉACL a alors fermé définitivement le réacteur en janvier 1985. Le réacteur de Douglas Point est ainsi devenu le premier réacteur CANDU-PHWR à être mis «en veilleuse»; il faudra attendre 30 ans avant de démonter le réacteur et d'éliminer ses éléments. Le stock complet de combustible irradié a été placé dans des conteneurs de béton qui sont provisoirement stockés sur place, sans mouillage. Ce programme de stockage est décrit dans la section intitulée «La gestion des déchets radioactifs au Canada» (ÉACL, CANDU Operations, *The Douglas Point Story*, 1984; Broad, 1986).

Une variante du réacteur modéré à l'eau lourde, connue sous le nom de CANDU-BLW, a été construite par l'ÉACL pour l'Hydro-Québec à Gentilly sur les bords du Saint-Laurent. Ce prototype de réacteur électrique de dimensions commerciales ayant une puissance nette de 250 MWe — connu sous le nom de Gentilly 1 — était modéré à l'eau lourde et refroidi par ébullition d'eau ordinaire. Il s'agissait d'une conception de remplacement pour le CANDU-PHWR dans l'éventualité où les pertes d'eau lourde utilisée comme réfrigérant aux centrales Douglas Point et Pickering A se seraient montrées trop coûteuses. La conception du réacteur de Gentilly 1 était à tubes de force à l'intérieur d'un coeur vertical. Le fait de laisser bouillir l'eau ordinaire servant de réfrigérant à l'intérieur des tubes de force, ce qui réduit ses capacités d'absorption massique et neutronique, permet de continuer à faire fonctionner le réacteur à l'uranium naturel. Le système de commande du réacteur s'est cependant avéré fort complexe et des problèmes de conception et de mise en service sont survenus. Depuis sa mise en service en 1972 jusqu'à la fin de son exploitation commerciale en 1977, la centrale Gentilly 1 a fonctionné à pleine puissance pour seulement quelques semaines au total. Le réacteur a servi à des fins de formation jusqu'en 1979, moment où la décision fut prise de reléguer la centrale aux oubliettes. En 1983, l'ÉACL décida de mettre la centrale Gentilly 1 hors service. Le combustible épuisé fut transféré dans des conteneurs de béton et stocké à sec temporairement dans l'immeuble abritant les turbines. Heureusement pour le procédé PHWR, les pertes d'eau lourde survenues à Douglas Point et à Pickering se sont avérées passablement faibles et l'intérêt pour un réacteur de type CANDU-BLW est disparu (Thexton, 1987; Denault et De, 1985).

Une autre conception a été appliquée dans la construction du réacteur expérimental WR-1 d'une puissance de 40 MWt à l'Établissement de recherches

nucléaires de Whiteshell au Manitoba. Ce type de réacteur a été nommé CANDU-OCR pour indiquer qu'il s'agit d'une combinaison d'un modérateur à l'eau lourde et d'un système de refroidissement organique dont le réfrigérant est une huile légère spécialement conçue. Le liquide organique s'est montré un milieu caloporteur plus efficace, ce qui permet une température plus élevée du réfrigérant pendant le fonctionnement du réacteur, le rendant plus efficace thermodynamiquement que le réacteur CANDU standard. En comparaison de l'eau lourde, le réfrigérant organique a aussi l'avantage d'abaisser le niveau de rayonnement émis pendant le fonctionnement du réacteur. Ce réacteur expérimental, qui fonctionnait au carbure d'uranium enrichi, a atteint sa pleine puissance en 1965 et a fonctionné jusqu'en 1985. Bien que le réacteur refroidi par une substance organique ait semblé offrir des promesses de développement et que des études poussées aient été effectuées par l'ÉACL jusqu'en 1970, le succès de la centrale Pickering A a continué de centraliser les intérêts sur le réacteur CANDU-PHWR.

L'Ontario Hydro a commencé la construction de la première de ses centrales à unités multiples, la centrale Pickering A sur le lac Ontario à l'est de Toronto. De 1971 à 1973 quatre réacteurs d'une puissance nette de 515 MWe ont été mis commercialement en service à Pickering A. Quatre unités d'une puissance nette de 740 MWe ont ensuite été mises en service à la centrale Bruce A sur le lac Huron (1977-79). Quatre unités d'une puissance nette de 516 MWe sont ensuite venues s'ajouter à la centrale Pickering B (1983-85) et quatre réacteurs d'une puissance nette de 756 MWe, à la centrale Bruce B (1984-87). Les centrales nucléaires de Pickering et de Bruce se classent parmi les plus gros complexes nucléaires producteurs d'électricité au monde. Quatre réacteurs d'une puissance nette de 881 MWe sont présentement en construction au nouveau site de Darlington sur le lac Ontario. Ces unités entreront en service de 1989 à 1992. En 1987, la moitié de l'électricité utilisée en Ontario provenait d'unités nucléaires; en 1992, lorsque la centrale de Darlington sera terminée, cette proportion passera environ au deux tiers.

On a estimé la puissance nominales des grosses unités CANDU avec beaucoup de prudence. La puissance des unités de la centrale Bruce A a déjà été augmentée de 740 MWe à 769 MWe (soit une puissance nette de 848 MW, si l'on tient compte de la vapeur que ces unités fournissent à l'usine d'eau lourde Bruce). La puissance nette des unités de Bruce B a été réévaluée à 875 MWe (Ontario Hydro, 1986b, p. 5).

Le réacteur que l'ÉACL a conçu par la suite est le CANDU 600. Cette unité combine les meilleurs éléments des réacteurs utilisés à Pickering et à Bruce ainsi qu'un certain nombre d'améliorations technologiques. Le réacteur CANDU 600 est conçu comme une unité individuelle confinée de façon classique dans un immeuble, contrairement aux centrales à quatre unités de l'Ontario Hydro qui ont un système de confinement sous vide commun. L'Hydro-Québec et la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick (CÉÉNB) ont toutes deux décidé de construire un réacteur de

la série CANDU 600 soit, dans le cas de l'Hydro-Québec, une unité d'une puissance nette de 638 MWe située à Gentilly et, dans celui de la CÉÉNB, un réacteur d'une puissance nette de 633 MWe situé à Point Lepreau sur la côte de l'Atlantique. Le dossier de fonctionnement de ces deux unités est exceptionnellement bon.

Lorsque la CÉÉNB compléta la centrale Lepreau 1, la puissance de celle-ci représentait une augmentation d'environ 25 % de l'électricité produite au Nouveau-Brunswick. Normalement, une centrale électrique n'augmente pas la puissance produite de beaucoup plus que d'environ 10 % de la puissance existante du système, à cause des problèmes posés par le remplacement de cette puissance lorsque l'unité est hors service. Étant donné les liens interactifs importants entre le Nouveau-Brunswick et le Québec, la Nouvelle-Écosse et la Nouvelle-Angleterre, il a été possible de passer outre à cette règle; toutefois, cela s'est fait non sans une augmentation des risques pour la stabilité du réseau du Nouveau-Brunswick.

Trois provinces canadiennes ont donc fait des investissements pour la production d'électricité nucléaire. L'Ontario exploitera bientôt 20 réacteurs pour produire de l'électricité : les huit unités de la centrale Pickering, les huit unités de la centrale Bruce et les quatre unités de la centrale Darlington. Le réacteur de Douglas Point et celui de NPD, situés en Ontario, sont fermés et en train d'être mis hors service. Au Québec, deux unités ont été construites à Gentilly : le réacteur expérimental refroidi à l'eau bouillante de la centrale Gentilly 1, dont la mise hors service est en cours, et le réacteur CANDU 600 de la centrale Gentilly 2. Au Nouveau-Brunswick, il existe une unité CANDU 600 à Point Lepreau. Depuis 1962, 21 réacteurs produisant de l'électricité ont été mis en service au Canada; trois de ces réacteurs sont en train d'être mis hors service et quatre autres sont en voie de construction. On ne prévoit présentement aucun autre développement. Le tableau 2 est un résumé de la mise en oeuvre des réacteurs de puissance au Canada.

Les 18 réacteurs exploités en Ontario, au Québec et au Nouveau-Brunswick ont une puissance nette de 11 971 MWe (en tenant compte de la réévaluation, à 875 MWe, de la puissance nominale des unités de la centrale Bruce B — qui était en cours au moment de la rédaction du présent texte — mais sans inclure de crédits pour la vapeur produite par les unités de la centrale Bruce A). Les quatre unités en construction à Darlington ajouteront 3 524 MWe à la puissance nette des centrales nucléaires du Canada qui sera donc en 1992 de 15 495 MWe au total.

Les centrales à unités multiples de l'Ontario ont les puissances suivantes : 1) Centrale nucléaire (CN) Pickering A = 2 060 MWe; 2) CN Pickering B = 2 064 MWe; 3) CN Bruce A = 3 076 MWe; 4) CN Bruce B = 3 500 MWe (après réévaluation de sa puissance nominale); et 5) CN Darlington A = 3 524 MWe.

Tableau 2 : Historique des réacteurs de puissance au Canada

Réacteur	Endroit	Type	Puissance (MWe net)	Exploitant	Exploitation commerciale	État
NPD	Rolphon (Ont.)	PHWR	22	Ont. Hydro	1962	Arrêt 1987
Douglas Point	Tiverton (Ont.)	PHWR	206	Ont. Hydro	1968	Arrêt 1984
Pickering 1	Pickering (Ont.)	PHWR	515	Ont. Hydro	1971	Exploitation
Pickering 2	Pickering (Ont.)	PHWR	515	Ont. Hydro	1971	Exploitation
Pickering 3	Pickering (Ont.)	PHWR	515	Ont. Hydro	1972	Exploitation
Pickering 4	Pickering (Ont.)	PHWR	515	Ont. Hydro	1973	Exploitation
Gentilly 1	Gentilly (Qué.)	BLW	250	Hydro-Qué.	1972	Arrêt 1978
Gentilly 2	Gentilly (Qué.)	PHWR	638	Hydro-Qué.	1983	Exploitation
Bruce 1 (a)	Tiverton (Ont.)	PHWR	740	Ont. Hydro	1977	Exploitation
Bruce 2 (a)	Tiverton (Ont.)	PHWR	740	Ont. Hydro	1977	Exploitation
Bruce 3 (a)	Tiverton (Ont.)	PHWR	740	Ont. Hydro	1978	Exploitation
Bruce 4 (a)	Tiverton (Ont.)	PHWR	740	Ont. Hydro	1979	Exploitation
Pt. Lepreau	P. Lepreau (N.-B.)	PHWR	633	NBEPC	1983	Exploitation
Pickering 5	Pickering (Ont.)	PHWR	516	Ont. Hydro	1983	Exploitation
Pickering 6	Pickering (Ont.)	PHWR	516	Ont. Hydro	1984	Exploitation
Pickering 7	Pickering (Ont.)	PHWR	516	Ont. Hydro	1985	Exploitation
Pickering 8	Pickering (Ont.)	PHWR	516	Ont. Hydro	1985	Exploitation
Bruce 6 (b)	Tiverton (Ont.)	PHWR	756	Ont. Hydro	1984	Exploitation
Bruce 5 (b)	Tiverton (Ont.)	PHWR	756	Ont. Hydro	1985	Exploitation
Bruce 7 (b)	Tiverton (Ont.)	PHWR	756	Ont. Hydro	1986	Exploitation
Bruce 8 (b)	Tiverton (Ont.)	PHWR	756	Ont. Hydro	1987	Exploitation
Darlington 2	Darlington (Ont.)	PHWR	881	Ont. Hydro	1989	Construction
Darlington 1	Darlington (Ont.)	PHWR	881	Ont. Hydro	1989	Construction
Darlington 3	Darlington (Ont.)	PHWR	881	Ont. Hydro	1991	Construction
Darlington 4	Darlington (Ont.)	PHWR	881	Ont. Hydro	1992	Construction

(a) Les réacteurs de Bruce A ont été reclassés à 769 MWe (si on compte la vapeur industrielle fournie à la centrale à eau lourde Bruce, leur puissance nette est de 848 MW).

(b) Les réacteurs de Bruce B sont présentement reclassés à 875 MWe.

Source : Canada, ÉACL, *Coup d'oeil sur le nucléaire*, Affaires publiques du bureau central, Ottawa, septembre 1987, p. G-4 et G-5; Ontario, Nuclear Safety Review, *The Safety of Ontario's Nuclear Reactors: A Scientific and Technical Review. A Submission to the Ontario Nuclear Safety Review by Atomic Energy of Canada Limited*, Toronto, 29 février 1988, fig. 2-2.

En Ontario, en 1987, l'électricité produite à partir de l'énergie nucléaire a permis de répondre à 47,5 % de la demande; l'électricité produite à partir de combustibles fossiles, à 23,9 % de la demande ; et l'électricité produite à partir de l'énergie hydraulique, à 23,8 % de la demande. L'an dernier, en raison de l'utilisation de combustibles fossiles (principalement du charbon) pour la production d'électricité, l'Ontario Hydro a rejeté dans l'atmosphère presque 400 000 tonnes de gaz acides : dioxyde de soufre et oxydes d'azote. Bien qu'elles aient été considérablement inférieures à la valeur de crête atteinte en 1982 (531 000 tonnes), les émissions totales de gaz acides de l'Ontario Hydro en 1987 étaient beaucoup plus élevées qu'en 1986, en raison du temps sec et des bas niveaux d'eau, qui ont entraîné une baisse de la production à partir de l'énergie hydraulique d'environ 15 % et une hausse de la consommation de charbon de moitié environ supérieure à la consommation prévue de 1987. En vertu de nouveaux règlements provinciaux plus sévères annoncés en 1985, la société doit réduire ses émissions de gaz acides au-dessous de 215 000 tonnes en 1994 (Ontario Hydro, 1988).

L'électronucléaire a grandement contribué à réduire les émissions de gaz acides en Ontario. L'énergie nucléaire permet à l'Ontario Hydro de réduire de plus de la moitié ses émissions de gaz acides dans l'atmosphère et à l'Ontario de réduire de plus de 10 % ses émissions totales de gaz acides.

Après de nombreuses années de perfectionnement à l'échelle mondiale, au cours desquelles la taille des réacteurs a augmenté plus ou moins continuellement, ÉACL a reconnu qu'il fallait aussi un réacteur de plus petite taille. Les petits réacteurs ont un coût total moins élevé (bien que le coût par mégawatt de puissance installée soit plus élevé), ce qui réduit le fardeau et le risque financiers. Ces réacteurs peuvent être intégrés plus facilement aux systèmes des petites entreprises de services publics. Le produit de cette approche adoptée par ÉACL en matière d'évolution des réacteurs est le CANDU 300, dont la conception sera bientôt terminée. Les petites compagnies d'électricité, particulièrement dans les pays en voie de développement, font le marché visé par le CANDU 300.

Le modèle CANDU 300 d'ÉACL est plus simple que les premiers CANDU. Par exemple, l'utilisation de bus de données et de multiplexeurs dans les systèmes de commande du CANDU 300 réduit le câblage d'instrumentation de 80 % par comparaison à celui du CANDU 600. Alors que le CANDU 600 (qui aura une puissance nominale nette de 750 MW dans les nouvelles centrales) comprend quatre générateurs de vapeur et quatre pompes primaires de caloportage, le CANDU 300 (puissance nominale nette de 450 MW) comprend deux générateurs de vapeur et deux pompes principales de caloportage. Le CANDU 300 comprendra une machine de réapprovisionnement alors que le CANDU 600 en comprenait deux. Les composants clés, tels générateurs de vapeur, pompes de caloportage, tubes de force et machines de chargement, seront identiques à ceux qui ont déjà fait leurs preuves en service dans les

centrales CANDU en exploitation (Brooks et Hart, 1988; Canada, ÉACL, *Exploitation CANDU*, non daté).

L'ÉACL répond à une tendance mondiale confirmée dans une étude réalisée en 1985 par l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA). L'AIEA a déterminé que les accroissements de la puissance dans les pays non communistes, au cours de la période de 5 ans s'étendant de 1985 à 1989, seraient en général attribuables à des centrales au charbon d'une puissance de 400 MW environ. C'est le marché qu'on vise avec le CANDU 300, dont la puissance nominale nette est de 450 MWe. Du point de vue de la puissance, l'étude de l'AIEA indique que 39,3 % de la puissance additionnelle serait produite par des centrales nucléaires; 38,6 %, par des centrales au charbon; 6,4 %, par des centrales au mazout; et 6,3 %, par des centrales hydro-électriques (Brooks et Hart, 1988).

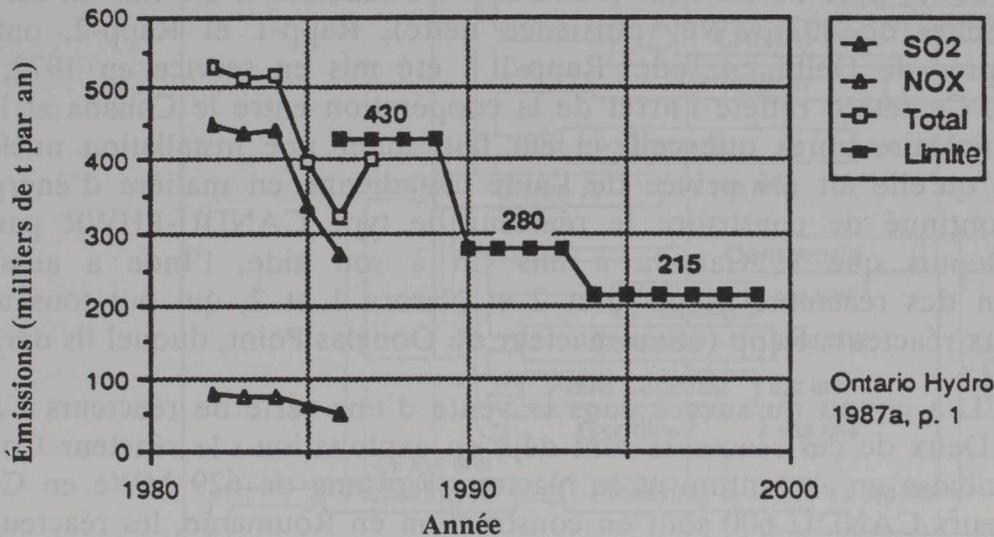
Afin de réduire le coût d'immobilisation du CANDU 300, l'ÉACL a élaboré un calendrier de construction de 35 mois (de la première coulée de béton à l'exploitation pleine puissance) pour le premier réacteur et un calendrier de seulement 30 mois pour les réacteurs subséquents. On croit atteindre ce résultat grâce à une conception modulaire qui limite le poids de chaque module à environ 300 tonnes (en deça de la capacité d'une grue très puissante) et en ayant recours à des techniques de construction très perfectionnées.

L'ÉACL a essayé de vendre un CANDU 300 à la CÉÉNB afin de démontrer la viabilité du modèle. Bien que les négociations se poursuivent, l'ÉACL n'a pu jusqu'à maintenant obtenir un engagement de la CÉÉNB pour la construction d'un CANDU 300. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick a éprouvé de graves difficultés financières lors de la construction de la centrale Lepreau 1, dont la mise en service a été retardée et pour laquelle le dépassement des coûts a été élevé, et elle a déclaré publiquement qu'elle n'envisagerait l'acquisition d'un CANDU 300 que si le gouvernement fédéral assumait le coût d'immobilisation et les frais financiers additionnels qu'entraînerait l'addition d'un tel réacteur à son système au lieu de l'addition d'un groupe alimenté au charbon de 400 mégawatts. D'après l'entreprise, le coût d'immobilisation additionnel, y compris les frais financiers pour la période d'amortissement, s'élève à environ 1 milliard de dollars.

Le Comité aimerait qu'une entente soit conclue, mais sans qu'il en coûte un milliard de dollars au Trésor public. Si une entente satisfaisante pour les deux parties peut être conclue, en vertu de laquelle l'ÉACL détiendrait peut-être des intérêts minoritaires dans un deuxième réacteur à Point Lepreau, comme elle le fait pour Pickering 1 et 2, la commande d'un CANDU 300 par la CÉÉNB constituerait une étape importante dans la commercialisation de ce type de réacteur à l'étranger.

L'Ontario Hydro et les émissions de gaz acides

L'Ontario Hydro estime que ses centrales alimentées au charbon produisent environ 20 % des émissions totales de gaz acides de l'Ontario, dioxyde de soufre (SO₂) et oxydes d'azote (NO_x), ou 1 % des émissions totales de l'Amérique du Nord. Le graphique montre les émissions annuelles de l'Ontario Hydro pour la période 1982-1986 et les limites d'émission qui sont présentement appliquées par la province de l'Ontario à l'entreprise (430 000 tonnes d'émissions totales de gaz acides pour la période 1986-1989; 280 000 tonnes pour la période 1990-1993; et 215 000 tonnes à compter de 1994).



Afin de réduire les émissions, l'Ontario Hydro a : accru la production à partir de l'énergie nucléaire; réduit la teneur en soufre du charbon brûlé; acheté de l'hydro-électricité du Québec et du Manitoba; et effectué des essais sur des brûleurs à faible production de NO_x. Chaque réacteur de la centrale Pickering permet d'éviter l'émission d'environ 50 000 tonnes/année de gaz acides, et chaque réacteur de la centrale Bruce, environ 75 000 tonnes/année. Chaque nouveau réacteur de la centrale Darlington permettra d'éviter l'émission d'environ 90 000 tonnes/année. Sans les centrales Pickering et Bruce, le volume des émissions de gaz acides de l'Ontario Hydro serait trois fois plus importants. En mélangeant du charbon à faible teneur en soufre de l'Ouest canadien avec du charbon américain à plus forte teneur en soufre, l'Ontario Hydro évite l'émission d'environ 90 000 tonnes de gaz par année, mais cette opération lui coûte un supplément de 60 millions de dollars par année. Le lavage de la plus grande partie du charbon qu'elle achète des États-Unis lui permet d'en réduire la teneur en soufre d'environ 20 %. Les tuyères de brûleurs à faible production de NO_x qui ont été mises à l'essai à la centrale Nanticoke alimentée au charbon semblent permettre une réduction des émissions d'oxydes d'azote d'environ 35 % (Ontario Hydro, 1987a, p. 2-3).

Toutefois, ces stratégies ne permettront pas de respecter la limite plus sévère prévue pour 1994, étant donné que la demande d'électricité augmente. L'Ontario Hydro annonçait en février 1988 qu'elle demandait l'approbation du gouvernement pour installer des épurateurs (appareils de désulfuration des gaz de combustion) dans ses trois plus grosses centrales alimentées au charbon. Ensemble, la centrale Lakeview de 2 286 MW, la centrale Nanticoke de 4 336 MW et la centrale Lambton de 2 100 MW comptent pour plus de 90 % de l'électricité produite par l'Hydro dans ses centrales alimentées au charbon. Quatre techniques différentes de désulfuration des gaz de combustion ont été évaluées et les avantages de chacune ont été décrits dans une étude environnementale présentée par l'Ontario Hydro au ministre de l'Environnement, l'honorable James Bradley. Les épurateurs seraient installés par paires afin de desservir chaque groupe électrogène et leur coût approximatif serait de 220 millions de dollars (1987) la paire. L'Ontario Hydro pourrait devoir moderniser jusqu'à huit groupes électrogènes alimentés au charbon de 500 MW dans les trois centrales entre 1994 et l'an 2000. Le coût annuel d'utilisation de chaque paire d'épurateurs s'élèvera jusqu'à 12 millions de dollars, et une équipe permanente de 50 à 120 personnes sera requise à chaque centrale pour assurer le fonctionnement et l'entretien des épurateurs (Ontario Hydro, 1988b).

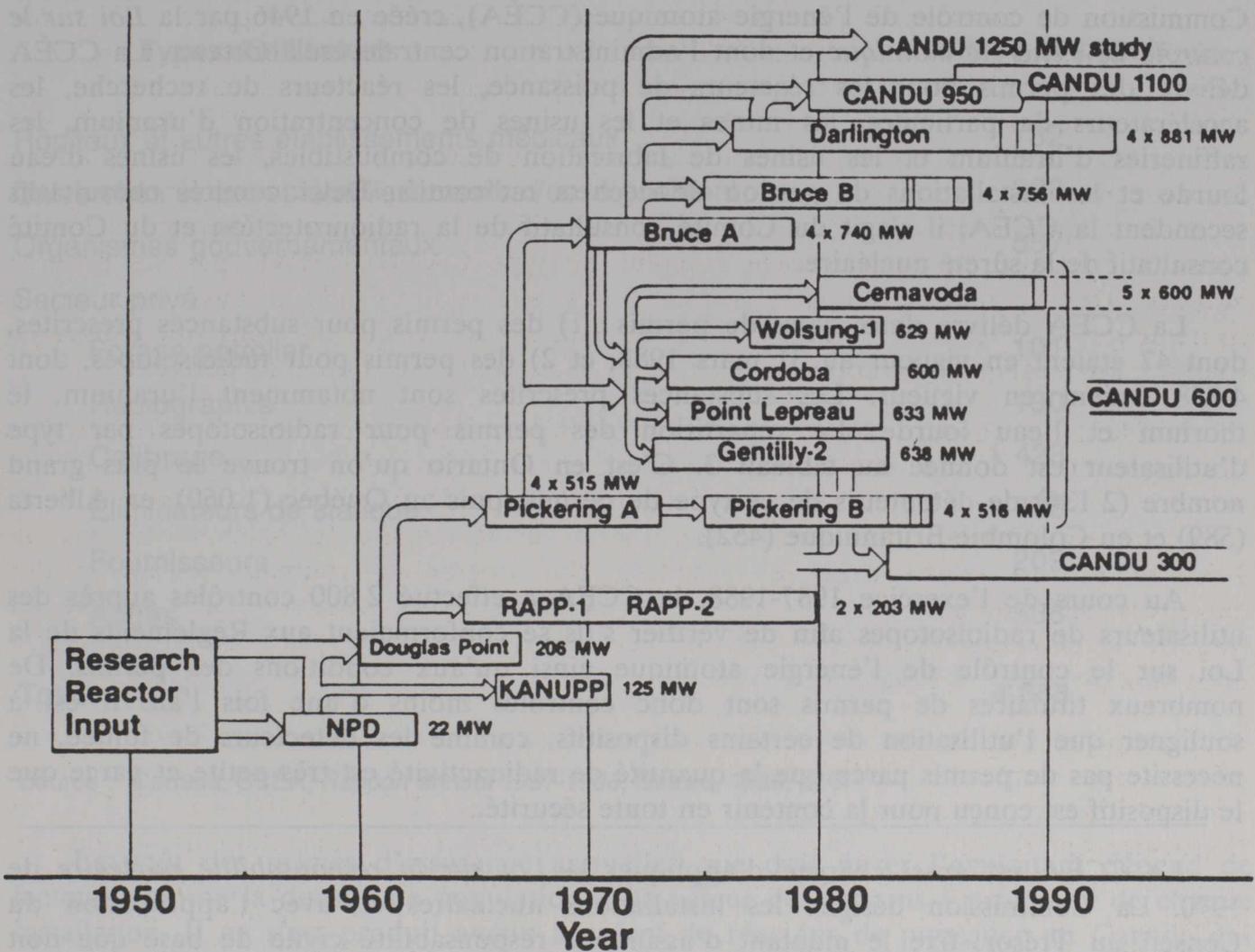
Le graphique 7 résume les étapes du développement du réacteur CANDU, du prototype de réacteur de démonstration NPD jusqu'à l'étude d'un réacteur CANDU de 1 250 MW.

Un certain nombre de réacteurs CANDU ont été construits à l'étranger. La série de modèles a commencé par la construction du réacteur Kanupp de 125 MWe (puissance nette) près de Karachi (Pakistan). Ce réacteur a été mis en service en 1971. Deux réacteurs de 203 MWe (puissance nette), Rapp-1 et Rapp-2, ont ensuite été construits près de Delhi en Inde. Rapp-1 a été mis en service en 1972; Rapp-2, pas avant 1980. Ce retard reflète l'arrêt de la coopération entre le Canada et l'Inde dans le domaine nucléaire après que celle-ci eût fait sauter une installation nucléaire en mai 1974. Bien qu'elle ait été privée de l'aide canadienne en matière d'énergie nucléaire, l'Inde a continué de construire le réacteur de type CANDU-PHWR par ses propres moyens. Depuis que le Canada a mis fin à son aide, l'Inde a aussi terminé la construction des réacteurs Mapp 1 et 2 et Narora 1 et 2, qui ont tous une puissance similaire aux réacteurs Rapp (et au réacteur de Douglas Point, duquel ils dérivent).

L'ÉACL a connu du succès dans la vente d'une série de réacteurs CANDU 600 à l'étranger. Deux de ces réacteurs sont déjà en exploitation : le réacteur Cordoba de 600 MWe à Embalse en Argentine et le réacteur Wolsung de 629 MWe en Corée du Sud. Cinq réacteurs CANDU 600 sont en construction en Roumanie, les réacteurs Cernavoda 1-5. On est en retard dans le calendrier du programme roumain en raison des exigences relatives au contenu roumain. L'industrie de la Roumanie n'a pas été en mesure de fabriquer des composants nucléaires présentant une haute qualité uniforme et le taux de rejet a été excessif.

Un problème de main-d'oeuvre, peu remarqué, est en train de se créer dans le programme nucléaire canadien. Il y a un manque grandissant de personnel professionnel et technique dans le domaine nucléaire; l'Ontario Hydro, l'ÉACL et l'industrie ont de plus en plus de difficultés à trouver le personnel dont ils ont besoin. Les employés bien formés ressentent une perte d'intérêt pour le programme nucléaire et voient leurs possibilités d'avancement réduites à mesure que le programme énergétique est comprimé; certains quittent déjà le domaine et vont travailler ailleurs. À cela s'ajoute l'attrition normale de la main-d'oeuvre attribuable aux retraites et aux changements de carrières. Les universités et les écoles techniques canadiennes ne produisent pas une relève de professionnels et de techniciens suffisante pour maintenir le programme nucléaire dans sa forme actuelle. Une fois de plus, le Canada doit envisager la possibilité de faire venir de l'étranger la main-d'oeuvre spécialisée requise, comme il l'a fait dans les premières années de mise en oeuvre du nucléaire au pays.

Graphique 7 : Étapes du développement de la filière CANDU



Source : Meneley, Daniel A., "Ontario Hydro's CANDU Nuclear Stations: An Outline of Safety-related Design Aspects" dans Ontario, Nuclear Safety Review, *The Safety of Ontario's Nuclear Power Reactors: A Scientific and Technical Review. Vol. 2 Appendices, Appendix I*, Toronto, 29 février 1988, p. I/2.

Une récente étude de gestion, effectuée par CRESOP, une firme d'experts-conseil de New York, met temporairement dans l'ombre cette situation en révélant que 10 % des employés de l'Ontario Hydro sont surnuméraires et qu'ils devraient être recyclés et affectés à d'autres postes. La compagnie a déclaré un gel de l'embauche en attendant le résultat des études en cours sur l'amélioration de la productivité.

B. Régime de réglementation et responsabilité nucléaire

La délivrance de permis à l'industrie nucléaire canadienne relève de la Commission de contrôle de l'énergie atomique (CCÉA), créée en 1946 par la *Loi sur le contrôle de l'énergie atomique* et dont l'administration centrale est à Ottawa. La CCÉA délivre des permis pour les réacteurs de puissance, les réacteurs de recherche, les accélérateurs de particules, les mines et les usines de concentration d'uranium, les raffineries d'uranium et les usines de fabrication de combustibles, les usines d'eau lourde et les installations de gestion de déchets radioactifs. Deux comités consultatifs secondent la CCÉA; il s'agit du Comité consultatif de la radioprotection et du Comité consultatif de la sûreté nucléaire.

La CCÉA délivre deux types de permis : 1) des permis pour substances prescrites, dont 47 étaient en vigueur au 31 mars 1988; et 2) des permis pour radioisotopes, dont 4 858 étaient en vigueur. Les substances prescrites sont notamment l'uranium, le thorium et l'eau lourde. La répartition des permis pour radioisotopes par type d'utilisateur est donnée au tableau 3. C'est en Ontario qu'on trouve le plus grand nombre (2 136) de détenteurs de ce type de permis, puis au Québec (1 060), en Alberta (589) et en Colombie-Britannique (452).

Au cours de l'exercice 1987-1988, la CCÉA a effectué 2 800 contrôles auprès des utilisateurs de radioisotopes afin de vérifier s'ils se conformaient aux Règlements de la Loi sur le contrôle de l'énergie atomique ainsi qu'aux conditions des permis. De nombreux titulaires de permis sont donc contrôlés moins d'une fois l'an. Il est à souligner que l'utilisation de certains dispositifs, comme les détecteurs de fumée, ne nécessite pas de permis parce que la quantité de radioactivité est très petite et parce que le dispositif est conçu pour la contenir en toute sécurité.

La CCÉA est aussi chargée d'appliquer la *Loi sur la responsabilité nucléaire* de 1970. La Commission désigne les installations nucléaires et, avec l'approbation du Conseil du Trésor, fixe le montant d'assurance responsabilité civile de base que doit souscrire l'exploitant pour chaque installation. Cette couverture s'applique aux réclamations du public advenant un accident nucléaire; elle ne peut pas servir à défrayer les coûts de réparation des installations endommagées de l'exploitant. Le Pool canadien d'assurance des risques atomiques (NIAC), un consortium de compagnies d'assurance autorisées à oeuvrer au Canada, est la seule source commerciale approuvée de laquelle l'exploitant d'une installation commerciale désignée peut obtenir une assurance responsabilité.

Tableau 3 : Permis pour radioisotopes en vigueur au Canada le 31 mars 1988, par type d'utilisateur

Types d'utilisateur	Nombres de permis
Hôpitaux et autres établissements médicaux	732
Universités et autres établissements d'enseignement	328
Organismes gouvernementaux	557
Secteur privé	
Forage pétrolier	101
Radiographie	190
Calibrage	1 428
Éliminateurs de statique	775
Fournisseurs	209
Autres	538
Total	4 858

Source : Canada, CCÉA, *Rapport annuel 1987-1988*, Ottawa, 1988, p. 6.

Le coût des primes d'assurance annuelles que doit payer l'exploitant dépend de facteurs comme la densité de population et la valeur des terrains à proximité de chaque installation. Il ne s'est produit aucun accident de réacteur de puissance au Canada qui ait eu des effets nuisibles sur le public et, par conséquent, aucune réclamation n'a été présentée à l'une des trois entreprises de services publics qui exploitent des réacteurs de puissance. Le tableau 4 montre les montants d'assurance de base fixés pour chaque installation nucléaire désignée au Canada.

En 1986, l'Ontario Hydro a payé 1,733 million de dollars en primes afin d'obtenir l'assurance responsabilité requise pour ses réacteurs de puissance. En 1987, le coût des primes s'élevait à 1,7 million de dollars, dû à la récupération du réacteur de Douglas Point par l'ÉACL en octobre 1986. Les primes pour 1987 étaient réparties comme suit (Ontario Hydro, 1987a, p. 96) :

Centrales Pickering A et B	1 064 000 \$
Centrales Bruce A et B	603 000 \$
Centrale NPD (récupérée de l'ÉACL)	33 000 \$

Tableau 4 : Polices d'assurance responsabilité de base sur les installations nucléaires canadiennes, au 31 mars 1988

Installation	Montant de l'assurance de base
Centrale Bruce A (4 réacteurs)	75 000 000 \$
Centrale Bruce B (4 réacteurs)	75 000 000 \$
Centrale Gentilly 2 (1 réacteur)	75 000 000 \$
Centrale NPD (1 réacteur)	23 400 000 \$
Centrales Pickering A et B (8 réacteurs)	75 000 000 \$
Centrale Point Lepreau (1 réacteur)	75 000 000 \$
Réacteur SLOWPOKE, University of Alberta	500 000 \$
Réacteur SLOWPOKE, Dalhousie University	500 000 \$
Réacteur de recherche, McMaster University	1 500 000 \$
Réacteur SLOWPOKE, École polytechnique	500 000 \$
Réacteur SLOWPOKE, Saskatchewan Research Council	500 000 \$
Réacteur SLOWPOKE, University of Toronto	500 000 \$
Raffinerie de Port Hope, Les Ressources Eldorado Limitée	4 000 000 \$
Usine de fabrication de combustibles de Port Hope, Zircotec Precision Industries Inc.	2 000 000 \$

Note : Dans le cas des réacteurs de puissance, on considère qu'une installation nucléaire comprend tous les réacteurs qui partagent un système de confinement. Ainsi, la centrale Lepreau 1 constitue une installation, tout comme les huit réacteurs de Pickering qui sont tous reliés à un système de confinement commun. Le complexe Bruce est composé de deux installations aux fins de la Loi, puisqu'il y a un système de confinement par groupe de quatre réacteurs.

Source : Canada, CCÉA, *Rapport annuel 1987-1988*, Ottawa, 1988, p. 24.

La NIAC n'offre pas toute la garantie requise en vertu de la Loi pour les installations nucléaires; c'est pourquoi le gouvernement fédéral maintient un Compte de réassurance de responsabilité nucléaire, qui fait partie du Fonds du revenu consolidé. Le 31 mars 1988, la garantie supplémentaire offerte par le gouvernement du Canada en vertu de la *Loi sur la responsabilité nucléaire* était de 641,6 millions de dollars. Cette réassurance étend la couverture sur chaque installation nucléaire à 75 millions de dollars, conformément aux exigences de la Loi (ainsi, un réacteur de recherche SLOWPOKE ou une usine de fabrication de combustibles est couvert jusqu'à la limite de 75 millions de dollars par la réassurance fédérale). La réassurance fédérale couvre aussi les risques qu'a exclus la NIAC en tant qu'assureur principal. La NIAC ne couvre pas les dommages résultant des émissions d'exploitation normale dans les installations nucléaires, ni la différence entre le préjudice corporel et le préjudice personnel (ce qui signifie que les réclamations pour préjudice mental ou psychologique sont exclues de la protection offerte par la NIAC). Le gouvernement du Canada assume ces risques par le biais de sa garantie supplémentaire (Communication personnelle : Bob Blackburn, CCÉA, 11 juillet 1988). Jusqu'à maintenant, aucune réclamation n'a été adressée au Compte de réassurance de responsabilité nucléaire.

Advenant un accident nucléaire à la suite duquel on peut s'attendre à ce que les réclamations dépassent les limites de responsabilité civile fixées, la *Loi sur la responsabilité nucléaire* prévoit l'établissement d'une Commission des répartitions des dommages nucléaires pour régler toutes les réclamations découlant de l'accident. Lorsque les paiements dépassent le montant de l'assurance responsabilité, le Parlement doit autoriser tout paiement additionnel. En vertu de la loi canadienne, toutes les réclamations sont adressées à l'exploitant de l'installation. Ni le public ni un exploitant ne peuvent poursuivre un fournisseur pour dommages résultant d'un accident nucléaire (bien qu'un exploitant puisse poursuivre un fournisseur pour d'autres considérations). Le requérant doit prouver que les dommages ou le préjudice ont été causés par l'accident nucléaire à l'installation de l'exploitant. Cette question n'est pas toujours simple, étant donné que les cancers provoqués par les rayonnements peuvent n'apparaître que 20 ou 30 ans après l'exposition (la loi fixe une limite de 10 ans pour les demandes d'indemnisation), et il peut être difficile, voire impossible, d'établir une relation de cause à effet.

En avril 1987, Enquête énergétique a contesté devant la Cour suprême de l'Ontario la *Loi sur la responsabilité nucléaire* en soutenant que la Loi viole certaines des dispositions de la *Charte canadienne des droits et libertés*. En particulier, Enquête énergétique soutient que le temps prévu par la Loi pour qu'une personne puisse intenter une action est trop court; que la Loi limite le montant total d'indemnisation dont peuvent bénéficier les personnes qui ont été victimes de préjudice personnel ou dont les biens ont été endommagés que la Loi protège les fournisseurs et les concepteurs de matériel et de produits nucléaires de toute responsabilité liée à un accident

nucléaire dont ils peuvent être responsables en raison de négligence ou de méfaits volontaires; et que la Loi élimine le poids d'une plus grande responsabilité, lequel inciterait les fournisseurs et les exploitants à prendre des mesures visant à réduire les risques d'accidents nucléaires. En septembre 1987, un juge de la Cour suprême de l'Ontario décida que le recours en justice était prématuré et basé sur un argument hypothétique, et qu'Enquête énergétique n'avait pas le statut requis pour maintenir le recours. Enquête énergétique a ensuite porté la cause devant la Cour d'appel de la Cour suprême de l'Ontario, où la question reste à résoudre (Ontario Hydro, 1987a).

Le Comité éprouve aussi certaines craintes au sujet de l'assurance-responsabilité nucléaire au Canada, et il a conclu que l'assurance courante est insuffisante. Compte tenu des réclamations découlant de l'accident de Three Mile Island (pour lequel le Comité a été informé que les réclamations dépassent maintenant un milliard de dollars US) et de l'accident de Chernobyl (pour lequel les rapports laissent entrevoir des dommages atteignant les trois milliards de dollars), une protection maximale au Canada de 75 millions de dollars n'est pas compatible avec l'expérience acquise dans le règlement de situations de ce genre. En Allemagne de l'Ouest, où il n'y a jamais eu d'accident grave dans le programme nucléaire, la limite de responsabilité de l'exploitant (services publics) est environ dix fois plus élevée qu'au Canada. Aux États-Unis, une responsabilité totale partagée par les exploitants de tous les réacteurs de puissance américains en vertu de la *Price-Anderson Act* sera portée à environ 7 milliards de dollars US, une fois que le Congrès aura reconduit la loi qui a expiré en août 1987. Chaque exploitant de réacteurs aura une responsabilité d'un montant allant jusqu'à 63 millions de dollars US par réacteur, qui devra être versé par paiements annuels de 10 millions de dollars US dans un fonds d'indemnisation à la suite d'un accident causant des dommages publics. Cette responsabilité civile est contractée auprès d'assureurs privés jusqu'à concurrence de 160 millions de dollars US.

Le Comité n'est pas prêt à faire des recommandations quant au niveau accru de responsabilité civile canadienne à imposer aux exploitants d'installations nucléaires désignées; il ne fait que constater que les limites actuelles sont insuffisantes. Le Comité a été informé qu'un groupe de travail interministériel avait terminé un examen de la *Loi sur la responsabilité nucléaire*, notamment de la pertinence des montants d'assurance fixés, et qu'il présentera bientôt ses résultats au président de la CCÉA. Le Comité espère que cet examen se traduira par une meilleure protection financière, dans le cas peu probable où se produirait un accident grave dans une installation canadienne.

Parmi ses autres attributions, la Commission de contrôle de l'énergie atomique voit à ce que le Canada respecte les protocoles internationaux en matière de garanties nucléaires. Le Canada a signé le *Traité de non-prolifération des armes nucléaires* (habituellement appelé le Traité de non-prolifération ou T.N.P.) et est de ce fait une partie d'un accord de garanties conclu avec l'Agence internationale de l'énergie

atomique. De concert avec l'ÉACL, la CCÉA administre le Programme canadien à l'appui des garanties visant à aider l'AIÉA à améliorer les méthodes et les techniques de surveillance. Les travaux récents réalisés en vertu de ce programme ont porté surtout sur l'accroissement de la fiabilité de certains dispositifs de surveillance installés sur quatre réacteurs CANDU 600 et sur la mise au point finale de certains autres dispositifs de surveillance pour ces réacteurs (Canada, CCÉA, 1988).

Le Comité s'inquiète toutefois de remarques provenant de différentes sources selon lesquelles la Commission de contrôle de l'énergie atomique n'a pas les ressources financières et humaines suffisantes pour remplir toutes ses obligations. La CCÉA qui paraissait devant le présent Comité au sujet de son Budget principal des dépenses 1988-1989 a indiqué qu'elle avait besoin d'un budget accru de 50 % pour être en mesure de s'acquitter de toutes ses responsabilités actuelles. [Il faudrait environ cinq ans pour que la CCÉA puisse absorber un tel accroissement de financement et de dotation en personnel.] La CCÉA est en retard dans ses engagements en matière de garanties nucléaires envers l'AIÉA parce qu'elle n'a pas les ressources suffisantes pour mettre en place les programmes et installer le matériel de surveillance pour lequel le Canada a donné son accord (un problème aggravé par les récentes coupures financières à l'ÉACL, qui administre ce programme de concert avec la CCÉA). La CCÉA n'a pu effectuer la R et D indépendante qu'elle considérait nécessaire relativement aux problèmes métallurgiques éprouvés dans les tubes de force de certains réacteurs CANDU.

Le Comité a aussi appris que le manque de personnel à la Commission entraînait des retards en matière de délivrance de permis et dans d'autres domaines. L'ÉACL a demandé que la CCÉA étudie la délivrance générique de permis pour le réacteur CANDU 300, un aspect important de la commercialisation pour l'ÉACL. Cependant, la CCÉA a beaucoup de travail à effectuer en vue de la mise en marche de l'installation de Darlington, et l'étude d'un «réacteur sur papier» n'a pas la même priorité, de sorte qu'elle n'a pas encore commencé d'étude de la délivrance générique pour le CANDU 300. Un autre exemple est la demande de construction d'un réacteur SLOWPOKE que l'Université de Sherbrooke présentera à la CCÉA. Cette activité subira aussi des retards étant donné que les travaux de la Commission sur les demandes de réacteurs de puissance ont la priorité.

Le Comité conclut que cette insuffisance des ressources à la CCÉA est intolérable, compte tenu de l'importance de son rôle de réglementation. Selon le Comité, il y a deux mesures à prendre pour corriger la situation. D'abord, la loi de mise en vigueur pour la CCÉA devrait être modifiée afin de permettre à la Commission de récupérer une partie des coûts liés à ses activités de délivrance de permis. [Le Comité préférerait voir la CCÉA récupérer la plus grande part possible de ses coûts par le biais de mécanismes de recouvrement, mais il ne croit pas qu'on ait intérêt à affirmer arbitrairement que la Commission doit réaliser une récupération complète des coûts.] Si une récupération partielle des coûts ne fournit pas de fonds additionnels suffisants, le

crédit parlementaire à la Commission devrait être augmenté de façon à ce que celle-ci puisse s'acquitter de toutes ses obligations.

Le Comité est aussi de l'avis que l'ÉACL et l'industrie nucléaire n'ont pas, par le passé, accompli un travail particulièrement efficace d'éducation du public en matière d'énergie nucléaire. Les annonces et le dossier d'information produits par l'Association nucléaire canadienne sont un pas dans cette direction, mais le Comité croit qu'il reste encore beaucoup à faire pour que le public soit bien renseigné sur le programme canadien d'énergie nucléaire. Le Comité considère que la CCÉA a un rôle à jouer dans un programme d'éducation objective du public, et il recommande qu'un tel rôle soit établi à la Commission de contrôle de l'énergie atomique.

C. Le secteur des radionucléides

L'utilisation de substances radioactives en médecine remonte à la fin du XIX^e siècle. Wilhelm Roentgen découvrit les rayons X en 1895 et Henri Becquerel détecta la radioactivité dans un échantillon de pechblende en 1896. Pierre et Marie Curie réussirent la séparation chimique du radium de la pechblende et, pour la première fois, on disposa d'une source concentrée de radioactivité.

La radiothérapie vit le jour à la fin des années 1890, lorsqu'on se rendit compte que le rayonnement avait des effets biologiques. On traitait des cancers superficiels au radium à la fin du siècle passé, mais on ignorait les dangers du rayonnement de sorte que les patients et le personnel médical étaient soumis à une surexposition pendant les séances de diagnostic et de thérapie.

Les chercheurs apprirent rapidement qu'il y avait au moins trois types différents de rayonnement émis par les éléments radioactifs. Ces rayonnements furent baptisés alpha, bêta et gamma (les trois premières lettres de l'alphabet grec). Le rayonnement alpha est le moins pénétrant et le rayonnement bêta est un peu plus pénétrant. Le rayonnement gamma, quant à lui, est hautement pénétrant et requiert une protection maximale.

On se rendit compte que la radiothérapie nécessitait des doses de rayonnement soigneusement contrôlées et, avec la mise au point du tube à rayons X dans les années 1920, il devint possible de concevoir des appareils ayant le degré de souplesse et de réglage approprié. La mise au point au cours de la Seconde Guerre mondiale des techniques micro-ondes et des générateurs de radiofréquences très puissants mena à la conception réussie d'accélérateurs linéaires micro-ondes et à leur utilisation en médecine et dans l'industrie.

Au Canada, un groupe des Produits commerciaux fut formé en 1946 au sein de la société Eldorado Mining and Refining Ltd. dans le but de vendre le radium obtenu

comme sous-produit dans les installations de préparation de l'uranium d'Eldorado. Toutefois, l'approvisionnement en radium était très limité et il devint vite évident que de nouveaux produits seraient nécessaires pour combler les besoins croissants en radiothérapie. En 1947, la construction du réacteur de recherche NRX était terminée à Chalk River. Avec son flux de neutrons élevé, ce réacteur permettait de produire une variété de radionucléides ayant des niveaux d'activité supérieurs à ce que l'on pouvait trouver à ce moment-là. En particulier, la production d'un nouveau radionucléide, le cobalt 60 permit au groupe des Produits commerciaux de remplacer le radium. En 1949, le groupe des Produits commerciaux commença à commercialiser des radioisotopes produits par le réacteur NRX. Lorsque la société de l'Énergie atomique du Canada, Limitée fut créée en 1952, le groupe des Produits commerciaux fut transféré d'Eldorado à l'ÉACL.

En 1951, le groupe produisit la première bombe commerciale au cobalt 60 pour le traitement du cancer. L'ÉACL a continué la mise au point de sa gamme de bombes au cobalt 60, ajoutant récemment un système de planification de la radiothérapie complètement intégré et informatisé (commercialisé sous le nom de THERAPLAN) ainsi qu'un dosimètre tridimensionnel pour l'analyse du faisceau de rayonnement (commercialisé sous le nom de THERASCAN). À l'heure actuelle, il y a plus de 3 000 bombes au cobalt utilisées pour le traitement du cancer dans le monde. La Division des produits médicaux de l'ÉACL a conçu et construit la majorité de ces appareils, et se trouve ainsi être le plus grand fabricant mondial d'appareils pour traitement au cobalt 60. En mai 1988, la Division des produits médicaux de l'ÉACL avait installé 1 675 de ces appareils. Ces appareils ont permis de traiter environ 9,2 millions de patients et l'on estime qu'ils ont ajouté 13,8 millions d'années de vie aux 50 % de patients pour lesquels le traitement a été considéré comme un succès (la survie de ces patients a été prolongée de trois ans en moyenne).

Le Canada est le plus grand fournisseur mondial de cobalt 60, produisant environ 80 % de ce radioisotope artificiel. Le cobalt 60 est produit en irradiant du cobalt naturel (cobalt 59) dans un réacteur, et Ontario Hydro est le principal fournisseur de l'ÉACL. Le cobalt est enfermé dans des tubes en zircaloy qui sont suspendus verticalement dans les réacteurs CANDU. Le cobalt est irradié pendant environ un an, pendant le fonctionnement normal du réacteur, puis il est retiré du réacteur lors des arrêts prévus pour l'entretien. Ontario Hydro envoie alors le cobalt à la Société radiochimique de l'ÉACL.

La majeure partie du cobalt 60 est utilisée pour le traitement du cancer, mais Ontario Hydro estime que l'irradiation des aliments représente environ 5 % du marché actuel de ce radionucléide. À l'heure actuelle, il n'y a pas d'irradiation commerciale des aliments au Canada ni aux États-Unis, mais la technique est utilisée en Chine, au Japon et dans certains pays européens. Dans ce domaine, l'irradiation est utilisée à plusieurs fins, telles l'élimination des salmonelles dans la volaille et les fruits de mer,

l'inhibition du mûrissement des fruits et l'élimination du parasite *Trichinella spiralis* dans la viande de porc (Ontario Hydro, 1987a).

La nécessité de disposer d'appareils d'irradiation autonomes pour mener des études expérimentales sur les effets du rayonnement gamma sur divers matériaux a été établie il y a plus de 30 ans. Un prototype de cellule d'irradiation aux rayons gamma, le Gammacell 220, fut exposé à New York en 1956. Il fut à l'origine à la fois des irradiateurs de recherche et du traitement par irradiation aux rayons gamma à l'échelle industrielle. Au début de 1986, il y avait 132 irradiateurs gamma industriels en service dans 39 pays. Le plus important fournisseur d'appareils de ce type était de loin la Société radiochimique de l'ÉACL, avec 71 appareils installés dans 29 pays. Les concurrents les plus proches étaient l'Union soviétique avec 11 appareils sur son territoire, la société Marsh d'Angleterre avec neuf appareils (quatre en service au Royaume-Uni et cinq à l'étranger), le Commissariat à l'Énergie Atomique (CÉA) de France avec cinq appareils (trois en France et deux à l'étranger) et la société Radiation Sterilizers des États-Unis, avec cinq appareils aux États-Unis.

Le radiotraitement constitue une autre application de l'irradiation. Le radiotraitement consiste à utiliser un rayonnement ionisant sous forme de faisceau d'électrons ou de rayons gamma pour provoquer des modifications chimiques dans des polymères ou pour détruire des microorganismes nuisibles. Les trois principales applications du radiotraitement sont les suivantes :

1. stérilisation des produits médicaux et conservation des produits alimentaires;
2. traitement des polymères;
3. cuisson des revêtements protecteurs.

L'utilisation des rayonnements pour stériliser les produits médicaux jetables a connu un accroissement considérable depuis 1960. On choisit de préférence les rayons gamma pour les matériaux plus épais, qui requièrent une grande pénétration, et les faisceaux d'électrons lorsque le produit est relativement fin. L'irradiation des aliments pour inhiber la germination, tuer les insectes ou améliorer la conservation est une application controversée, mais prometteuse, qui a un potentiel énorme. Enfin, l'irradiation des eaux usées et des boues pour tuer les éléments pathogènes constitue un autre domaine d'application potentiellement vaste.

Les polyéthylènes, les chlorures de polyvinyle, les polyester et les polymères fluorés sont parmi les matières plastiques qui peuvent être utilisées dans les produits irradiés. La plupart des caoutchoucs naturels et synthétiques peuvent être vulcanisés par rayonnement. Les revêtements qui peuvent être cuits électroniquement, tels les encres, les adhésifs, les matières de charge et les couches de finition, sont de plus en plus utilisés dans l'industrie.

La Société radiochimique de l'ÉACL a connu bien des péripéties. Dans les années 60, une nouvelle technologie, l'accélérateur linéaire ou «linac» comme on l'appelle parfois, commença à concurrencer le cobalt 60 pour le traitement des cancers. En 1972, la société conclut qu'il fallait mettre au point des accélérateurs pour rester au premier rang dans le domaine de la radiothérapie. En utilisant les profits générés par d'autres activités, la société entreprit la mise au point d'un accélérateur linéaire perfectionné qu'elle baptisa Therac 25 (T-25). Le T-25 devait devenir la nouvelle référence en matière de linac, étant plus petit, plus puissant et moins coûteux que les autres accélérateurs sur le marché. Malheureusement, la mise au point fut beaucoup plus difficile que prévu et le T-25 se transforma en gouffre financier. Le coût du T-25 atteignit un million de dollars par appareil, ce qui signifiait un marché très limité. Pour reprendre les termes d'un observateur, «le T-25 était une merveille technologique et un cauchemar économique».

Au début des années 80, la Société radiochimique connut une crise. Il fut alors résolu de créer une nouvelle division, la Division des produits médicaux de l'ÉACL, qui se chargerait des travaux sur l'accélérateur déficitaire, de la thérapie au cobalt, des simulateurs médicaux, de la planification des traitements et de la fabrication. La Société radiochimique conserverait le secteur rentable des radioisotopes. L'ÉACL abandonnerait la mise au point de l'accélérateur. La Division des produits médicaux vit le jour en janvier 1985 et on lui donna un an pour prospérer. Grâce à un effort conjoint remarquable de l'administration de l'ÉACL, de la direction, des chefs syndicaux, des professionnels et des employés non syndiqués, la Division des produits médicaux de l'ÉACL releva le défi, mais elle dut se départir de la moitié de son personnel antérieur.

La Division des produits médicaux de l'ÉACL établit la faisabilité d'un appareil de traitement au cobalt simple et peu coûteux, mais de grande qualité, utilisable dans les pays en voie de développement et dans les hôpitaux de campagne. Un prototype, baptisé Phoenix pour symboliser la renaissance espérée, fut produit en moins de huit semaines. Un autre groupe d'employés rationalisa le secteur de la thérapie au cobalt, coupant les coûts et améliorant le service. La Division des produits médicaux de l'ÉACL commença alors à confier à des entrepreneurs les travaux qu'elle ne voulait plus effectuer à l'interne. Comme l'indique son dépliant publicitaire : «la Division des produits médicaux de l'Énergie Atomique du Canada, Limitée est fière d'offrir une gamme complète d'installations de fabrication moderne pour vos produits ou vos éléments grâce à la sous-traitance».

Le résultat fut un retournement de la situation. Après être passée de 486 employés au début de 1985 à 244 employés 14 mois plus tard, la Division des produits médicaux de l'ÉACL faisait du temps supplémentaire au début de 1986. Un an plus tard, la division avait enregistré six mois de profit consécutifs et elle réengageait certains de ses anciens employés.

Source : FICHE d'information fournie par la Société radiochimique de l'ÉACL.

Aujourd'hui, la Société radiochimique et la Division des produits médicaux de l'ÉACL sont sur la liste des entreprises à privatiser. La Société radiochimique sera vendue à des intérêts extérieurs, le produit de la vente revenant au gouvernement fédéral. La Division des produits médicaux de l'ÉACL sera d'abord offerte à ses propres gestionnaires et employés. En cas d'échec, elle sera aussi vendue à des intérêts extérieurs.

Le Comité applaudit l'initiative dont ces divisions ont fait preuve pour atteindre leur position actuelle. Cependant, il s'inquiète du fait que la vente de secteurs rentables de l'ÉACL puisse nuire à la position financière des autres éléments de la Corporation. Comment les recherches fondamentales et appliquées que l'ÉACL poursuit dans l'intérêt national seront-elles financées si la participation fédérale est réduite en même temps que les secteurs rentables de la société sont vendus? Le Comité est aussi préoccupé par le fait que des entreprises qui se sont développées en partie aux frais des contribuables et qui oeuvrent dans un domaine de pointe à l'échelle mondiale soient achetées par des intérêts étrangers.

Le Comité recommande au gouvernement fédéral de permettre à l'ÉACL de conserver des parts dans les sociétés privées. Si l'ÉACL conserve des parts minoritaires dans une Société radiochimique privatisée et dans une Division des produits médicaux possédée par les employés, elle peut continuer à recevoir certains avantages financiers du secteur des radionucléides qu'elle a mis plus de 35 ans à établir. Les clients sauraient alors que la société mère continue d'avoir un intérêt direct dans le succès de la Société radiochimique et de la Division des produits médicaux de l'ÉACL privatisées. La réputation internationale de l'ÉACL dans le domaine des radionucléides n'est plus à faire. En même temps, la Société radiochimique et la Division des produits médicaux de l'ÉACL pourraient s'associer en tant que sociétés privées à des entreprises conjointes, faire des acquisitions et s'accaparer rapidement de créneaux commerciaux, choses qu'elles ne peuvent faire en tant que sociétés de la Couronne. Le Comité recommande aussi qu'il soit explicitement interdit que la Société radiochimique et la Division des produits médicaux de l'ÉACL passent sous contrôle étranger, comme c'est le cas des entreprises oeuvrant dans le domaine de la mise en valeur des ressources pétrolières des régions pionnières. Le Comité ne s'oppose pas à ce que des sociétés étrangères possèdent une part minoritaire dans ces entreprises privatisées, mais il ne veut pas que le Canada perde le contrôle de ces entreprises.

Le commerce des radionucléides est une activité très internationale. C'est ainsi que l'ÉACL a travaillé dans plus de 100 pays. Avec sa base au Canada et cinq bureaux régionaux aux États-Unis, la société envisage d'étendre ses activités en installant un bureau régional en Europe, puis dans plusieurs pays en voie de développement choisis. Pour ce faire, l'ÉACL a besoin d'une plus grande souplesse en matière de décisions et de financement. Le Comité voit les avantages de la privatisation de ces opérations, mais il croit qu'il est possible de retirer les mêmes avantages si l'ÉACL conserve un rôle dans les nouvelles entreprises.

Le tableau 5 donne la liste des principaux radionucléides que l'ÉACL a fabriqués à des fins médicales et industrielles.

Tableau 5 : Production et utilisation des radionucléides

Radionucléide	Période radioactive	Type de rayonnement	Principales utilisations	Origine
Cobalt 60	5,3 années	Gamma	Stérilisation Irradiation des aliments Traitement des eaux usées Radiographie industrielle Appareils de mesure	Réacteurs de centrale et recherche
Molybdène 99	66 heures	Gamma	Matière première pour le générateur de technétium 99 (période radioactive de 6 heures); utilisé pour le scannage du cerveau, des os, des poumons et des reins	Réacteurs de recherche
Iridium 192	72 jours	Gamma	Radiographie industrielle Inspection des soudures de pipeline	Réacteurs de recherche
Xénon 133	5 jours	Gamma	Scannage des poumons	Réacteurs de recherche
Iode 131	8 jours	Gamma	Images de la thyroïde et thérapie	Réacteurs de recherche
Iode 125	60 jours	Gamma	Essais cliniques au laboratoire Radioimmunoessais	Réacteurs de recherche
Carbone 14	5 500 années	Bêta	Synthèse de composés organiques radioactifs pour la recherche biochimique, biologique et chimique	Réacteurs de recherche
Thallium 201	73 heures	Gamma	Images du coeur	Cyclotron
Gallium 67	78 heures	Gamma	Détection des tumeurs et des abcès dans les tissus mous	Cyclotron
Iode 123	13 heures	Gamma	Images de la thyroïde Médecine nucléaire expérimentale Études sur le cerveau et le coeur	Cyclotron

Source : Fiche d'information fournie par la Société radiochimique d'ÉACL.

Les applications médicales de la radioactivité se sont considérablement étendues ces dernières années et l'utilisation des radioisotopes à des fins industrielles a aussi connu une forte croissance. Les nouveaux domaines d'application qui font encore l'objet de controverses constituent des créneaux importants pour l'ÉACL ou ses descendants. L'irradiation des aliments est une application de la technologie des radioisotopes qui a suscité un débat récent, bien qu'il soit évident que de nouvelles méthodes sont nécessaires pour réduire les pertes lors du stockage des aliments, surtout dans les pays en voie de développement.

On connaît moins l'utilisation de la radioactivité pour traiter les eaux usées et les boues d'égoût afin de détruire les éléments pathogènes qui rendent ces eaux dangereuses pour les êtres humains. Le Comité espère que le Canada jouera un rôle important dans ces applications bénéfiques de la radioactivité, comme il l'a fait en radiothérapie.

D. Retombées technologiques

Le Comité n'a pas pu mener une étude exhaustive des nouvelles technologies qui ont vu le jour grâce au programme d'énergie nucléaire du Canada. Toutefois, certains membres ont pu observer des exemples de retombées technologiques et ils ont pu se rendre compte que les normes d'assurance de la qualité élaborées par les fournisseurs d'énergie nucléaire ont profité à l'industrie canadienne en général. Plusieurs de ces technologies et leurs applications sont décrites brièvement dans la présente section.

Lors de ses visites aux Laboratoires nucléaires de Chalk River, au laboratoire de l'ÉACL à Ottawa, aux installations CANDU à Mississauga et dans plusieurs entreprises privées choisies en Ontario, le Comité a été impressionné par les retombées moins visibles, mais de grande valeur, du programme nucléaire canadien. Ces activités, dont un grand nombre n'ont rien à voir avec le nucléaire, seraient aussi mises en péril si le programme de l'énergie nucléaire devait être abandonné.

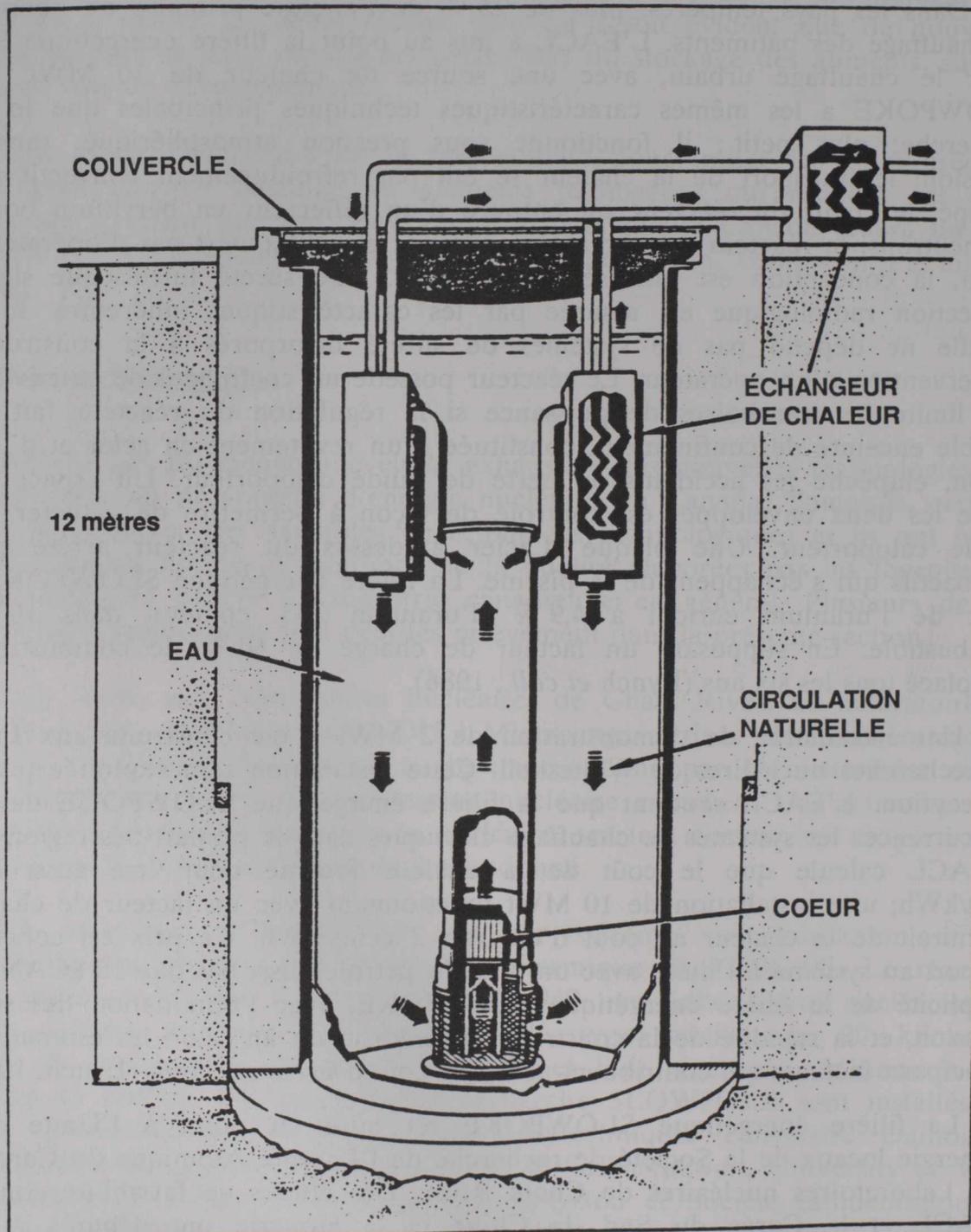
La filière énergétique SLOWPOKE est un système de production et de distribution de la chaleur basé sur le réacteur thermique SLOWPOKE. Le réacteur SLOWPOKE initial a été mis au point en 1968-1969 aux Laboratoires nucléaires de Chalk River. C'était un réacteur thermique de type piscine de 20 kilowatts. L'exploitation du prototype a commencé en 1970 et huit réacteurs additionnels ont ensuite été mis en service. Ces réacteurs de recherche SLOWPOKE sont installés un peu partout : Université de Toronto, École polytechnique, Université Dalhousie, Université de l'Alberta, Conseil de recherches de la Saskatchewan, University of West Indies à la Jamaïque, Collège militaire royal à Kingston et Société radiochimique à Kanata. Tous ces réacteurs, qui sont contrôlés à distance, peuvent fonctionner sans surveillance pendant des périodes allant jusqu'à 24 heures. Sept des réacteurs

SLOWPOKE fonctionnent avec un combustible très enrichi (93 % d'uranium 235); le huitième et plus récent est alimenté avec un combustible contenant 20 % d'uranium 235. Tous les réacteurs de recherche SLOWPOKE futurs seront alimentés avec l'uranium moins enrichi (Lynch *et coll.*, 1986).

Dans les pays tempérés, plus de 25 % de l'énergie primaire est consommée pour le chauffage des bâtiments. L'ÉACL a mis au point la filière énergétique SLOWPOKE pour le chauffage urbain, avec une source de chaleur de 10 MWt. Le réacteur SLOWPOKE a les mêmes caractéristiques techniques principales que le réacteur de recherche, plus petit : il fonctionne sous pression atmosphérique, sans cuve sous pression; le transport de la chaleur se fait par refroidissement convectif naturel, sans pompe; le coeur du réacteur est entouré d'un réflecteur en béryllium pour conserver les neutrons; le réacteur est contrôlé à distance et ne requiert pas d'opérateur sur place; enfin, la conception est intrinsèquement sûre. Une sûreté intrinsèque signifie que la protection radiologique est assurée par les caractéristiques inhérentes du réacteur et qu'elle ne dépend pas de systèmes de sûreté incorporés à la construction ou de l'intervention d'un opérateur. Le réacteur possède un coefficient de réactivité négatif, ce qui limite les transitoires de puissance si la régulation du réacteur fait défaut. Une double enceinte de confinement, constituée d'un revêtement en acier et d'une voûte en béton, empêche les accidents de perte de fluide caloporteur. Un espace rempli d'air entre les deux enveloppes est contrôlé de façon à permettre de détecter les fuites de fluide caloporteur. Une plaque d'acier au-dessus du réacteur arrête tous les gaz radioactifs qui s'échappent de la piscine. La filière énergétique SLOWPOKE fonctionne avec de l'uranium enrichi à 4,9 % d'uranium 235, contenu dans 16 grappes de combustible. En supposant un facteur de charge de 50 %, le combustible doit être remplacé tous les six ans (Lynch *et coll.*, 1986).

Une installation de démonstration de 2 MWt a été construite aux Établissements de recherches nucléaires de Whiteshell. Cette installation sera exploitée pour valider la conception. L'ÉACL soutient que la filière énergétique SLOWPOKE devrait pouvoir concurrencer les systèmes de chauffage classiques dans la plupart des régions du Canada. L'ÉACL calcule que le coût de la chaleur fournie peut être aussi bas que 1,2 cent/kWh; une installation de 10 MWt fonctionnant avec un facteur de charge de 40 % fournirait de la chaleur au coût d'environ 2 cents/kWh. Ce prix est concurrentiel par rapport au système à l'huile avec un prix du pétrole aussi bas que 15 \$CAN le baril. La simplicité de la filière énergétique SLOWPOKE, avec l'élimination des systèmes sous pression, et la rapidité de la construction (environ un an selon les estimations) sont les principaux facteurs qui contribuent au faible coût d'investissement (Lynch, 1987).

La filière énergétique SLOWPOKE est mise au point à l'Unité des systèmes d'énergie locaux de la Société de recherche de l'Énergie Atomique du Canada, Limitée, aux Laboratoires nucléaires de Chalk River. Des études de faisabilité conjointes entre l'ÉACL et la Corée du Sud, la Chine et la Hongrie ont débuté; la Turquie, la Roumanie et la Yougoslavie se sont montrées intéressées par le principe.

Graphique 8 : La filière énergétique SLOWPOKE

Source : Lynch, G.F., *SLOWPOKE Energy System: Nuclear Technology in Local Energy Supply*, Local Energy Systems Business Unit, Établissement de recherches nucléaires de Whiteshell, ÉACL, Pinawa (Manitoba), février 1988, p. 5.

La Société de recherche a mis au point une technologie des joints de pompe hautement performante et fiable qui trouve maintenant des applications dans le programme spatial américain. L'accident de Challenger en 1986 a été attribué à la défaillance de deux joints toriques sur le moteur d'appoint à poudre qui propulse la navette dans l'espace. Les joints toriques, fabriqués en caoutchouc synthétique, ont pour objet d'empêcher les gaz chauds de la fusée de s'échapper par les joints entre les segments des moteurs d'appoint. La société Morton Thiokol Inc. des États-Unis, maître d'œuvre pour les moteurs d'appoint à poudre de la NASA, a signé un contrat avec l'ÉACL qui lui permettra de profiter de la compétence de la société en matière de joints d'étanchéité. La capacité de l'ÉACL de réunir une équipe multidisciplinaire pour travailler sur le problème a joué un rôle important dans l'attribution du contrat aux Laboratoires nucléaires de Chalk River. (Canada, ÉACL, Société de recherche, 1987b).

L'étude du lien entre la prédisposition au cancer et des anomalies du métabolisme de l'ADN constitue un domaine de recherche particulièrement intéressant qui est exploré aux Laboratoires nucléaires de Chalk River. On pense que la plupart des tumeurs humaines sont dues en partie à des facteurs environnementaux, facteurs sur lesquels une personne pourrait exercer un certain contrôle. Le principe «à exposition égale, risque égal» suppose une réponse homogène des individus aux agents qui causent le cancer. Toutefois, il est de plus en plus évident qu'il existe des sous-groupes dans la population humaine qui présentent une sensibilité anormale à des agents carcinogènes spécifiques. La capacité variable des individus de réparer des lésions à l'ADN et de rétablir une structure et un fonctionnement normaux de l'ADN semblent jouer un rôle déterminant dans la réaction de ces individus à différents agents carcinogènes. Les chercheurs de Chalk River essaient de mettre au point des tests qui pourraient être utilisés pour le dépistage des personnes à risque élevé. Par exemple, une personne anormalement sensible aux effets des rayonnements ne devrait pas être employée dans un environnement où elle serait exposée à des niveaux élevés de radioactivité. De même, une personne prédisposée aux cancers causés par une exposition excessive à la lumière solaire devrait éviter certaines activités extérieures. Une telle connaissance pourrait servir à élaborer de meilleures stratégies de protection de la santé, spécialement dans le domaine de la santé au travail (Genther et Morrison, 1987).

La section commerciale SENSYS de l'ÉACL, située à Nepean, en Ontario, a mis au point un capteur intelligent appelé Ferroskan. Ce capteur, qui fonctionne en direct et en temps réel, contrôle l'accumulation des débris d'usure du fer dans les systèmes lubrifiés à l'huile. Raccordés en groupes et pilotés par un logiciel approprié, les capteurs Ferroskan permettent à l'utilisateur de suivre l'évolution de l'état des équipements, de planifier des programmes précis d'entretien et de comparer la performance des unités en exploitation. En contrôlant la vitesse et le degré d'usure des éléments lubrifiés à l'huile, le capteur détecte les indices précurseurs de pannes. Contrairement aux autres capteurs, le Ferroskan fonctionne fidèlement dans les systèmes huile-air contenant jusqu'à 90 % d'air. Le capteur est d'application prometteuse dans les

moteurs d'aviation civils et militaires, bien que sa gamme d'application possible soit plus vaste. La section SENSYS travaille également à la mise au point d'autres types de capteurs.

Les Laboratoires nucléaires de Chalk River et la société Inco Limitée se sont associés pour produire un appareil original, la sonde de forage acoustique. Cette sonde, qui ressemble à une corne de taureau, est utilisée pour mesurer la profondeur des trous de forage et pour détecter la présence de blocages et de fissures le long du trou. La sonde est alimentée par une batterie et elle peut être utilisée dans n'importe quel trou de 4 à 10 pouces de diamètre et de 30 à 400 pieds de profondeur. Elle permet de déterminer si le trou est bloqué ou ouvert. Elle sera principalement utilisée pour placer les charges explosives avec une grande précision afin d'améliorer le dynamitage dans les mines (Canada, ÉACL, Société de recherche, non daté).

Les Laboratoires nucléaires de Chalk River ont aussi mis au point une gamme de sondes à courants de Foucault ordinaires et spéciales pour la détection des défauts dans les tubes métalliques. Chalk River offre des sondes fabriquées sur mesure aux utilisateurs qui ont des problèmes d'inspection particuliers (Canada, ÉACL, Société de recherche, 1987b).

LE DÉVELOPPEMENT DU NUCLÉAIRE DANS LE MONDE

Le Comité a choisi quatre pays étrangers dont il a étudié les programmes nucléaires afin d'élargir la perspective de son étude de la situation canadienne. Les quatre pays choisis sont la Suède, l'Allemagne de l'Ouest, la France et les États-Unis, que le Comité a visités dans cet ordre. Dans tous les cas, des représentants de ces pays ont collaboré sans réserve à transmettre le plus de renseignements et de connaissances possibles dans le peu de temps dont disposait le Comité dans chacun des pays.

Les quatre pays ont une vaste expérience dans le domaine du nucléaire. La Suède a annoncé son intention d'éliminer graduellement l'électronucléaire d'ici l'an 2010, le premier de ses douze réacteurs devant être mis hors service en 1995. À l'autre extrême, la France produit une plus grande part de son électricité à partir de la fission (soit environ 70 % en 1987) que tout autre pays et se sert de certains de ses réacteurs pour répondre aux variations de la demande (suivi de la charge). L'Allemagne de l'Ouest a pour sa part éprouvé des difficultés dans son programme nucléaire. La mise en service du surrégénérateur de 300 MW de Kalkar est retardée par le refus du gouvernement local de délivrer une licence d'exploitation et le récent scandale nucléaire de Hanau a considérablement nui à l'image publique du programme nucléaire de l'Allemagne de l'Ouest. Ce pays est néanmoins sur le point de parachever la première phase de l'intégration de l'électronucléaire à son système énergétique national. Quant aux États-Unis, ils éprouvent énormément de difficultés à poursuivre le développement du nucléaire et le rôle futur de la fission est remis en question.

Avant de passer à l'examen détaillé de la situation de ces quatre pays, le Comité fait un rapide survol du développement du nucléaire dans le monde. Ce survol servira de toile de fond et permettra de mieux évaluer les programmes nucléaires de chacun des pays visités.

A. Perspective internationale

Au 31 juillet 1987, on comptait 418 réacteurs exploitables répartis entre 26 pays. La capacité de production totale de ces réacteurs était de 308 166 mégawatts (308,2 gigawatts). Cent trente réacteurs étaient en construction (NEI, 1988, p. 10). En 1986, la production combinée de tous les réacteurs de puissance représentait environ 16 % de toute l'électricité produite dans le monde.

Tableau 6 : Réacteurs de puissance en exploitation ou en construction dans le monde, au 31 juillet 1987

Pays	Réacteurs exploitables		Réacteurs en construction	
	Nombre	MWe	Nombre	MWe
Afrique du Sud	2	1 930	0	0
Allemagne de l'Est	5	1 835	6	2 640
Allemagne de l'Ouest	21	19 911	4	4 325
Argentine	2	1 005	1	745
Belgique	8	5 740	0	0
Brésil	1	657	2	2 618
Bulgarie	4	1 760	4	4 000
Canada	19	12 553	4	3 740
Chine	0	0	3	2 172
Corée du Sud	7	5 816	2	1 900
Cuba	0	0	2	880
Espagne	8	5 810	2	2 022
États-Unis	109	100 323	13	15 809
Finlande	4	2 400	0	0
France	49	46 693	14	18 477
Hongrie	3	1 320	1	440
Inde	7	1 243	6	1 410
Italie	3	1 312	3	2 058
Japon	37	28 146	11	10 068
Mexique	0	0	2	1 350
Pakistan	1	137	0	0
Pays-Bas	2	540	0	0
Pologne	0	0	2	930
Roumanie	0	0	5	3 395
Royaume-Uni	38	12 796	5	3 822
Suède	12	10 030	0	0
Suisse	5	3 065	0	0
Taiwan	6	5 144	0	0
Tchécoslovaquie	7	3 002	9	6 216
URSS	57	34 334	29	29 620
Yougoslavie	1	664	0	0
Totaux mondiaux	418	308 166	130	118 637

Source : Nuclear Engineering International, "Reactor Statistics", *World Nuclear Industry Handbook 1988*, Reed Business Publishing, Sutton, Angleterre, 1988, p. 10.

C'est aux États-Unis qu'on trouve le plus grand nombre de réacteurs exploitables (109 en juillet 1987). L'Union soviétique suit avec 57 et la France avec 49. Le Royaume-Uni se classe quatrième, avec 38 réacteurs en exploitation, le Japon, cinquième, avec 37, et l'Allemagne de l'Ouest, sixième, avec 21. Le Canada exploite 19 réacteurs et la Suède, qui vient au huitième rang, en a 12. Le tableau 6 donne la liste des 26 pays possédant des réacteurs de puissance exploitables à la fin de juillet 1987. On y inclut les réacteurs de puissance en construction, ce qui permet de constater que cinq autres pays joindront bientôt les rangs des producteurs d'électricité nucléaire.

Au sein de l'OCDE, la proportion de l'électronucléaire dépasse de 16 % la moyenne mondiale et atteint presque 22 % de toute l'électricité produite au cours de 1986. Cette moyenne, toutefois, masque une réalité extrêmement variable. La France a produit 69,8 % de son électricité dans des centrales nucléaires en 1986, tandis que la Turquie n'a pas du tout recours au nucléaire. La Belgique vient au second rang, ayant produit 67 % de son électricité à partir de huit réacteurs. La Suède est troisième, à 50,3 %, et la Suisse, quatrième, à 39,2 %. En comparaison, le Canada a produit 15,1 % de son électricité en 1986 à partir de centrales nucléaires et les États-Unis, 16,6 %. Au sein du Canada, l'électronucléaire a représenté 46 %, 43 % et 3 % de l'électricité produite respectivement en 1986 en Ontario, au Nouveau-Brunswick et au Québec.

Le Japon se distingue par son engagement nucléaire hautement organisé, à long terme. Comme le Japon doit importer la plus grande partie de son énergie, cela n'est pas surprenant du point de vue stratégique : en 1985, le Japon a importé 80,5 % de ses approvisionnements en énergie primaire et 99,7 % de ses approvisionnements en pétrole. Pendant l'embargo des États arabes sur le pétrole, 77,6 % des approvisionnements en énergie primaire ont consisté de pétrole importé; à peine 0,6 % a consisté d'électricité de source nucléaire. En 1986, les importations de pétrole ont chuté à 56,8 % des approvisionnements en énergie primaire, et la proportion de l'électricité de source nucléaire a augmenté à 9,5 % (Japon, Centre de localisation industrielle, 1988).

En juillet 1987, 37 réacteurs de puissance, soit 28 146 MW de puissance installée, étaient exploitables au Japon. Onze unités totalisant 10 068 MW étaient en construction. En 1986, 24,7 % de l'électricité du Japon a été produite par des unités nucléaires (NEI, 1988). Le programme de développement de l'électronucléaire prévoit une puissance nucléaire installée de 53 000 MW en l'an 2000 et de 100 000 MW en l'an 2030. La part prévue de l'électronucléaire dans les approvisionnements totaux en électricité du Japon passera à 40 % en l'an 2000 et à 60 % en l'an 2030. Les réacteurs surrégénérateurs rapides constitueront la principale source d'énergie nucléaire au Japon au cours du siècle prochain (Japon, C.É.A., 1987).

Les raisons invoquées par le Japon pour exploiter l'énergie atomique, malgré les événements tragiques de la Seconde Guerre mondiale, ressortent de cet extrait d'un rapport de la Commission japonaise de l'énergie atomique.

L'énergie nucléaire présente d'énormes possibilités, et elle a d'abord servi à produire de l'électricité. L'électronucléaire comporte de nombreux avantages uniques, comme la capacité de produire d'énormes quantités d'énergie à partir d'une petite quantité de combustible, un coût de production peu élevé et stable, et une caractéristique de stockage du combustible qui permet de surmonter les interruptions d'approvisionnement en combustible. Aujourd'hui, l'électricité de source nucléaire, de même que le pétrole et le gaz naturel, jouent un rôle majeur comme énergies de remplacement du pétrole. Le développement de l'électronucléaire dans les pays industrialisés diminue la demande de pétrole et contribue à détendre la situation de l'offre et de la demande d'énergie dans le monde.

Des problèmes environnementaux à l'échelle mondiale tels que les précipitations acides et l'effet de serre qu'engendre la concentration croissante de gaz carbonique dans l'atmosphère ont suscité une profonde inquiétude au cours des dernières années. Par ailleurs, l'électronucléaire a des conséquences moins graves sur l'environnement et a l'avantage unique de réduire la somme totale de polluants émis dans l'atmosphère.

En outre, le développement de l'électronucléaire permet aussi d'utiliser les ressources énergétiques limitées et précieuses que sont les combustibles fossiles à d'autres applications ayant une meilleure plus-value (Japon, C.E.A., 1987, p. 12).

La plupart des pays de l'Europe de l'Est se sont également dotés de programmes d'électronucléaire. En 1986, les quatre réacteurs de la Bulgarie ont produit 30 % de son électricité. La Tchécoslovaquie possède sept réacteurs qui ont produit 21 % de son électricité, tandis que les trois réacteurs de la Hongrie ont compté pour 18 % et les cinq de l'Allemagne de l'Est, pour 12 %. Les réacteurs de puissance soviétiques ont produit 11 % de l'électricité produite en URSS au cours de 1986.

Par ailleurs, 24 réacteurs de puissance commerciaux étaient exploités dans six pays en voie de développement à la fin de juillet 1987. Il s'agit de la Corée du Sud, de Taiwan, de l'Argentine, de l'Inde, du Pakistan et du Brésil. Taiwan, avec six réacteurs, et la Corée du Sud, avec sept réacteurs, ont produit environ 44 % de leur électricité en 1986 à partir de la fission.

Il est difficile de prévoir le développement du nucléaire mondial autrement qu'en se basant sur les réacteurs en construction. Les prévisions d'augmentation de la capacité de production faites dans les années 60 et au début des années 70 ont dû être substantiellement réduites lorsqu'il fut apparent que le ralentissement de la croissance de la demande mondiale d'énergie consécutivement aux « crises du pétrole » de 1973-1974 et de 1979-1980 n'était pas un phénomène passager. Il est manifeste, toutefois, qu'au cours des prochaines quinze années au moins l'expansion de l'électronucléaire ralentira considérablement. La *Nuclear Engineering International* fournit les projections qui suivent de la capacité de production de l'électronucléaire dans son plus récent *Handbook* (1988, p. 11) :

1985 : 251,4 GWe (valeur réelle)
1995 : 435,7 GWe

1990 : 375,7 GWe
2000 : 448,5 GWe

Le ralentissement de la croissance de la capacité de production de l'électronucléaire au cours du reste du siècle reflète le déclin mondial des mises en chantier de réacteurs survenu au milieu des années 70, étant donné le temps qui s'écoule entre le début de la construction d'un réacteur et son raccordement au réseau. Les mises en chantier ont atteint un sommet en 1975, la construction de 40 réacteurs ayant été amorcée cette année-là. En 1986, un seul nouveau réacteur a été mis en chantier. La situation n'est guère encourageante pour ceux qui vivent de la vente des réacteurs de puissance. Ces fournisseurs, que le Comité a rencontrés, rationalisent leurs opérations et sont en train de voir comment ils pourront survivre au cours des prochaines années, pendant lesquelles les nouvelles commandes seront plutôt rares. Ces fournisseurs prévoient par contre qu'il y aura une reprise des mises en chantier au début du prochain siècle, en raison du déclin de l'offre de pétrole brut léger classique et des problèmes environnementaux que causent les combustibles fossiles.

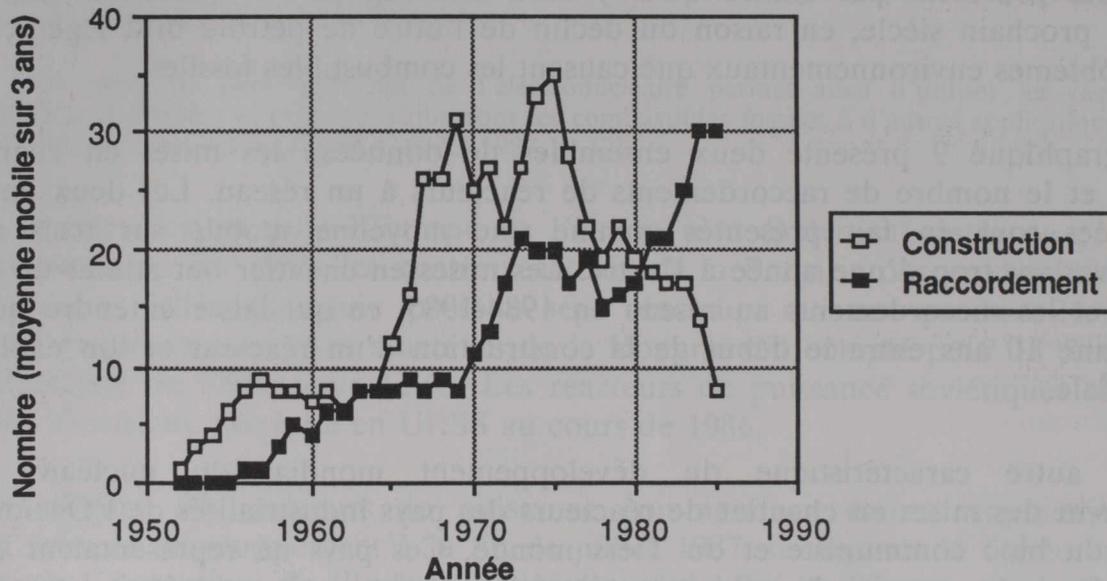
Le graphique 9 présente deux ensembles de données : les mises en chantier de réacteurs et le nombre de raccordements de réacteurs à un réseau. Les deux ensembles de données sont en fait présentés comme une moyenne mobile sur trois ans, les données variant trop d'une année à l'autre. Les mises en chantier ont atteint un sommet en 1975, et les raccordements au réseau en 1984-1985, ce qui laisse entendre qu'il faut en moyenne 10 ans entre le début de la construction d'un réacteur et son exploitation commerciale.

Une autre caractéristique du développement mondial du nucléaire est le déplacement des mises en chantier de réacteurs des pays industrialisés de l'Occident vers les pays du bloc communiste et du Tiers monde. Ces pays ne représentaient en 1985 que 15,9 % de la capacité de production électronucléaire, mais on prévoit que ce chiffre atteindra 27,9 % en l'an 2000 (Canada, ÉACL, 1987, p. D-10; NEI, 1988, p. 11). D'ici la fin du siècle, la capacité de production électronucléaire dans les systèmes de production de l'Inde, du Brésil, de la Bulgarie, de la Tchécoslovaquie et de l'Union soviétique devrait être de deux à cinq fois plus grande qu'elle ne l'était en 1987 (NEI, 1988, p. 11).

Au cours de 1986, le fournisseur de réacteurs qui s'est le mieux tiré d'affaire, à l'extérieur du bloc communiste, est la société Westinghouse qui a reçu 85 commandes pour ses réacteurs PWR, ce qui représente 15,2 % du total mondial de commandes qui était de 558 (sans compter les annulations). Framatome vient au deuxième rang avec 65 commandes (11,6 %) et la General Electric, au troisième rang, avec 62 commandes (11,1 %). L'ÉACL a reçu plus de commandes (31 commandes 5,6 %) que la Kraftwerk Union (26 commandes, 4,7 %), mais la capacité des réacteurs commandés de cette dernière est supérieure. L'URSS avait prévu construire 93 réacteurs, soit 16,7 % du total mondial, et a reçu des commandes à l'exportation pour 29 autres réacteurs (5,2 %). Le tableau 7 donne plus de détails sur le total cumulatif de commandes par fournisseur,

exempt de toute annulation. Les fournisseurs sont énumérés dans l'ordre décroissant de la capacité de production que représentent les commandes reçues, et non par le nombre de réacteurs commandés.

Graphique 9 : Nombre annuel mondial de mises en chantier de réacteurs et de raccordements à un réseau, 1952-1985 (moyenne mobile sur 3 ans)



Note : Les données variant considérablement, le graphique est en fait celui d'une moyenne mobile sur 3 ans. Le but du graphique est de montrer les tendances, plutôt que les valeurs annuelles.

Source : Adapté de Canada, ÉACL, *Coup d'oeil sur le nucléaire*, Affaires publiques du bureau central, Ottawa, septembre 1987, p. D-17.

Les statistiques de la consommation par habitant révèlent la variation de la demande d'électricité dans le monde. Le tableau 8 présente la consommation par habitant d'électricité dans 23 pays, en 1985. Il y a lieu de souligner que les quatre premières nations sont des pays nordiques et que deux d'entre elles, le Canada et la Suède, ont des programmes d'électronucléaire bien établis.

Tableau 7 : Nombre cumulatif de commandes de réacteur par fournisseur à la fin de 1986

Fournisseur	Nombre de réacteurs	Capacité de production (GWe)	Pourcentage de la capacité de production totale
Westinghouse	85	77,4	17,8 %
Framatome	65	71,1	16,4 %
URSS (besoins nationaux)	93	69,6	16,0 %
General Electric	62	52,0	12,0 %
Kraftwerk Union	26	27,8	6,4 %
Énergie atomique du Canada, Limitée	31	21,4	4,9 %
Royaume-Uni	43	15,5	3,6 %
Mitsubishi Heavy Industries	18	15,0	3,5 %
Combustion Engineering	15	14,8	3,4 %
URSS (exportation/Atomenergoexport)	29	14,6	3,4 %
Babcock & Wilcox	11	10,5	2,4 %
Toshiba	10	9,0	2,1 %
Skoda	15	8,7	2,0 %
ASEA-ATOM	11	8,7	2,0 %
Hitachi	6	5,4	1,2 %
Départ. de l'énergie atomique, Inde	10	2,3	0,5 %
Ansaldo	3	2,0	0,5 %
Divers	25	8,6	2,0 %
Totaux	558	434,4	100,0 %

Source : Nuclear Engineering International, "Reactor Statistics", *World Nuclear Industry Handbook 1988*, Reed Business Publishing, Sutton, Angleterre, 1988, p. 15.

Ce qui frappe au tableau 8 est l'énorme variation de la consommation d'électricité par habitant. Ainsi, toujours par habitant, les Canadiens consomment 270 fois plus d'électricité que les Nigériens. L'écart de consommation d'électricité est donc immense entre les pays industrialisés et les pays en voie de développement. Ceci prouve que la demande d'électricité dans les pays du Tiers monde peut croître considérablement, avec toutes ses conséquences que cela implique.

La source utilisée pour compiler le tableau 8 n'indiquait pas la moyenne mondiale de la consommation d'électricité par habitant; celle-ci a donc été calculée à partir du pourcentage de la consommation de chaque pays par rapport à la consommation mondiale.

Tableau 8 : Consommation d'électricité par habitant dans certaines nations, en 1985

Pays	kWh/Person	% de la consommation moyenne mondiale
Norvège	21 950	1 127 %
Canada	16 485	846 %
Islande	15 833	813 %
Suède	15 661	804 %
Qatar	11 415	586 %
Luxembourg	10 811	555 %
Finlande	9 998	513 %
États-Unis	9 652	496 %
Nouvelle-Zélande	8 708	447 %
Australie	7 727	397 %
Allemagne de l'Est	6 839	351 %
Allemagne de l'Ouest	5 666	291 %
URSS	5 450	280 %
France	5 072	260 %
Japon	4 440	228 %
Afrique du Sud	4 356	223 %
Royaume-Uni	4 157	213 %
Moyenne mondiale	1 950	100 %
Brésil	1 316	68 %
Mexique	1 177	60 %
Égypte	474	24 %
Chine	359	18 %
Inde	165	8 %
Nigeria	61	3 %

Note : La moyenne mondiale a été calculée approximativement à partir du pourcentage de la consommation de certains pays.

Source : Canada, ÉACL, *Coup d'oeil sur le nucléaire*, Affaires publiques du bureau central, septembre 1987, p. C-12.

B. Le programme électronucléaire suédois

1. L'évolution du nucléaire en Suède

D'une superficie de 450 000 kilomètres carrés (174 000 milles carrés), la Suède est le quatrième pays d'Europe, mais sa population est inférieure à 8,4 millions de personnes. Plus de 85 % de sa population vit dans la moitié sud du pays. Stockholm compte presque 1,5 million d'habitants.

Au cours de la Deuxième Guerre mondiale, le blocus du trafic maritime mis en place dans l'Atlantique par les sous-marins allemands a montré qu'il était dangereux de dépendre de combustibles importés. Lorsque les importations de pétrole ont repris en Suède après la guerre, certains se sont alarmés. La mise en place d'un programme électronucléaire suédois dans les années 50 a été motivée en partie par le désir de restreindre ces importations. Contrairement à la plupart des pays, la Suède a d'abord envisagé de se servir du nucléaire essentiellement pour le chauffage urbain. Un réacteur (Agesta, réacteur d'une puissance de 60 MWt augmentée par la suite de 20 MWe) fut construit à cette fin, sous terre, dans la ville de Stockholm; il fut démonté au milieu des années 70. Les Suédois ont ensuite utilisé des réacteurs nucléaires pour produire à la fois de l'électricité et de la chaleur (cogénération). Lors d'une décision critique prise dans les années 60, une centrale nucléaire de cogénération planifiée pour la cité de Västerås a été annulée et remplacée par une centrale au pétrole. Comme la production d'électricité et sa distribution sont des fonctions distinctes en Suède (en 1946, l'Office étatique de l'énergie a reçu le droit exclusif de construire et d'exploiter le réseau de distribution), la mesure portait un sérieux coup aux producteurs qui favorisaient l'expansion de l'électronucléaire. Par la suite, l'accent a été mis sur la production d'électricité nucléaire dans de grandes centrales centralisées, tandis que certaines municipalités construisaient leurs propres centrales de cogénération alimentées au pétrole (Suède, Secrétariat de prospective, 1977). Avant les années 70, pour les Suédois une «bonne» politique énergétique était essentiellement une politique qui permettait d'offrir à l'ensemble de la collectivité de l'énergie au meilleur prix possible.

Au moment de l'embargo pétrolier décrété par les nations arabes, la Suède dépendait de pétrole importé pour 73 % environ de ses besoins d'énergie primaire. En 1975, le Parlement suédois (*Riksdag*) adopta une politique énergétique dans le but de façonner le développement énergétique jusqu'en 1985. Un des grands axes de cette politique était de se réserver toute une gamme de possibilités énergétiques. Un but de la politique était de ramener la croissance annuelle de la demande énergétique de 4,5 % à 2 %. Cette réduction n'a pas été perçue comme une fin en soi, mais bien comme un moyen de réduire les importations de pétrole, de restreindre la croissance de la production de l'électronucléaire et de ralentir le développement de l'hydro-électricité. L'utilisation continue de l'énergie nucléaire faisait alors l'objet d'un vigoureux débat et

le *Riksdag* décida en conséquence dans sa politique de 1975 de restreindre le développement du nucléaire jusqu'en 1985 en le limitant aux sites actuels et à 13 réacteurs au total. La nouvelle politique énergétique soulignait la nécessité de la liberté d'action, ce qui, concrètement, voulait dire qu'il fallait trouver d'autres solutions énergétiques (tant pour ce qui était de l'offre que de la demande) de sorte que les Suédois ne soient pas « prisonniers du système énergétique » (Suède, Secrétariat de prospective, 1977, p. 15).

L'accident survenu en mars 1979 à l'unité 2 de la centrale nucléaire de Three Mile Island, en Pennsylvanie, eut un impact considérable sur l'opinion publique suédoise. En 1980, le gouvernement suédois organisa un référendum consultatif sur l'avenir du nucléaire en Suède; il s'agissait du quatrième référendum public tenu dans ce pays. Le référendum proposait trois solutions, aucune ne proposant le maintien du nucléaire. En voici le texte (traduction libre en français).

Solution 1 : L'énergie nucléaire sera graduellement éliminée, à une vitesse qui ne compromettra pas la production de l'électricité nécessaire au maintien de l'emploi et de la prospérité. Afin, notamment, d'être moins tributaire du pétrole et sous réserve de la disponibilité de sources d'énergie renouvelable, le pays n'exploitera que les 12 réacteurs nucléaires déjà en exploitation, prêts à entrer en service ou en construction. Il n'y aura pas d'expansion du secteur de l'énergie nucléaire. L'ordre dans lequel les réacteurs seront mis hors service sera fonction de facteurs de sécurité.

Solution 2 : [Comprend la Solution 1, plus le texte qui suit imprimé au verso du bulletin de vote] Le pays veillera par tous les moyens à économiser l'énergie et incitera davantage les citoyens à le faire. Les groupes les plus défavorisés de la société seront protégés. On prendra des mesures pour rationaliser la consommation d'électricité dans le but, notamment, de doter tous les nouveaux immeubles permanents de chauffage électrique à action directe préventive. Des fonds publics seront utilisés pour accélérer les travaux de recherche et de développement portant sur les sources d'énergie renouvelable. Des mesures pour améliorer les normes environnementales seront prises dans les centrales nucléaires. Une étude spéciale de sûreté sera effectuée pour chacun des réacteurs. Un comité de sûreté, composé notamment de représentants locaux, sera nommé pour chacune des centrales nucléaires pour surveiller l'exploitation de ces dernières par le public. On évitera de produire de l'électricité par condensation de vapeur produite par combustion de pétrole et de charbon (génération thermique). Ce sont des organes publics qui seront principalement chargés de la production et de la distribution de l'énergie électrique. Les centrales nucléaires et toute autre installation future d'importance servant à la production d'électricité devront appartenir à des organismes nationaux et locaux. Les profits exceptionnels résultant de la production hydro-électrique seront confisqués par le fisc.

Solution 3 : Il n'y aura pas d'expansion de l'énergie nucléaire. Dans au plus 10 ans, six des réacteurs maintenant en service seront fermés. Pour être moins tributaire du pétrole, on intensifiera les économies d'énergie et on s'efforcera de mettre en valeur des sources d'énergie renouvelable. Des normes de sûreté plus strictes seront imposées sur les réacteurs en exploitation. Aucun réacteur non actif ne sera mis en service. Toute extraction d'uranium sera interdite en Suède. Si les analyses de sûreté actuelles et futures le nécessitent, les réacteurs seront immédiatement fermés. La campagne contre les armements nucléaires et leur prolifération se poursuivra. Aucun retraitement du combustible nucléaire ne sera permis. Les exportations de réacteurs et de technologie nucléaire cesseront. L'emploi sera stimulé par la production d'autres formes d'énergie et par un traitement plus poussé des matières premières.

Des Suédois ayant droit de voter, 75,6 % ont participé au référendum, taux le plus élevé des quatre référendums. Les résultats ont été les suivants :

Solution 1 : 18,9 %

Solution 2 : 39,1 %

Solution 3 : 38,7 %

Seulement 3,3 % des bulletins ont été annulés.

Devant les résultats du référendum, le gouvernement suédois a annoncé qu'il stoppait le développement du nucléaire, que les réacteurs de puissance alors en construction pourraient être mis en service et que tous les réacteurs de puissance seraient déclassés d'ici l'an 2010. Le gouvernement a décidé qu'il n'était pas possible à ce moment de préciser quand l'élimination graduelle de l'électronucléaire pourrait commencer, mais que l'ordre de déclassement des réacteurs dépendrait de facteurs de sûreté. La construction de réacteurs à des fins de chauffage urbain a également été interdite, ainsi que la construction de surrégénérateurs. La vitesse de l'élimination graduelle de l'électronucléaire devait être fixée en tenant compte du fait que l'électricité est nécessaire à l'emploi et au bien-être national.

En 1985, la politique énergétique décennale étant parvenue à son terme, le gouvernement suédois a rendu public un nouvel énoncé de politique. Cet énoncé a pris la forme d'un projet de loi sur les orientations de la politique énergétique, projet qui a été adopté par le *Riksdag* sans modification majeure. Cette politique réaffirme l'engagement du gouvernement d'abandonner l'énergie nucléaire d'ici l'an 2010, objectif qu'il se propose d'atteindre en favorisant les économies d'énergie, l'utilisation accrue du chauffage urbain, la mise en valeur de nouvelles sources d'énergie et de nouvelles techniques, et la poursuite des travaux de recherche et de développement dans le secteur énergétique. La politique propose également de stabiliser la consommation énergétique suédoise à compter de 1990 environ et de faire en sorte que la Suède soit moins tributaire du pétrole. Le gouvernement résume ainsi sa politique :

Pour le reste des années 80, le principal objectif de la politique énergétique doit être de parachever la restructuration du système énergétique afin de réduire la part du pétrole et d'augmenter celle des énergies renouvelables et indigènes, tout en créant les conditions permettant d'éliminer graduellement l'énergie nucléaire. Un aspect de cette restructuration est la création d'un système énergétique qui soit moins vulnérable aux perturbations de l'offre internationale et qui se traduise par une amélioration de la sécurité des approvisionnements (Suède, ministère de l'Industrie, 1986, p. 7).

La Loi sur les activités nucléaires est entrée en vigueur en 1984. Cette loi précise les responsabilités de l'État et de l'industrie de l'électricité en ce qui a trait à la sûreté nucléaire. Elle exige que tous les exploitants de réacteurs de puissance établissent collectivement un programme global de recherche et de développement en matière de gestion des déchets nucléaires, notamment leur élimination définitive. Ce programme doit indiquer toutes les mesures à prendre au moins six ans à l'avance. Il doit être présenté au gouvernement tous les trois ans à des fins d'évaluation, à partir de 1986. La

loi reprend également une exigence qui était devenue loi en 1976, à savoir que pour tout réacteur de puissance chargé de combustible pour la première fois, l'exploitant doit obtenir un permis spécial qui lui est accordé uniquement si :

1. il a prouvé qu'il existe une méthode de manutention et d'élimination définitive du combustible nucléaire épuisé et des déchets radioactifs produits par le réacteur qui soit acceptable du point de vue de la sécurité et de la radioprotection;
2. il a présenté un programme de travaux de recherche et de développement qui garantissent que le combustible nucléaire épuisé provenant du réacteur ainsi que les déchets radioactifs produits peuvent être manutentionnés et éliminés définitivement d'une manière sûre (Suède, ministère de l'Industrie, 1984, p. 4).

Les cinq réacteurs mis en service avant 1976 ne sont pas visés par cette partie de la loi, mais les sept autres le sont. Les compagnies d'électricité ont proposé en conséquence la notion de l'enfouissement des déchets extrêmement radioactifs dans des formations géologiques profondes, notion qui a été acceptée par le gouvernement comme étant une méthode d'élimination sûre.

La *Loi modifiée sur le financement des mesures futures visant l'élimination du combustible épuisé* est également entrée en vigueur en 1984. Cette loi exige que tout exploitant d'un réacteur assume les coûts :

1. de la manutention et de l'élimination définitive en toute sécurité du combustible nucléaire épuisé du réacteur et des déchets radioactifs produits par lui;
2. de la mise hors service et du démontage en toute sécurité du réacteur;
3. des travaux de recherche et de développement nécessaires pour permettre la bonne exécution des mesures dont il est question en 1 et 2 ci-dessus (Suède, ministère de l'Industrie, 1984, p. 11).

Outre les coûts susmentionnés, les exploitants de réacteurs sont tenus par la loi de prendre à leur charge les frais encourus par l'État pour mener des travaux de recherche et de développement complétant ceux des exploitants, certains frais administratifs et autres encourus pour appliquer la loi, ainsi que les frais découlant du contrôle et de l'inspection des dépôts permanents. Les fonds que le gouvernement estime nécessaires à ces fins proviennent d'un droit annuel payé à l'État par les exploitants tant que les réacteurs sont en exploitation. Ces droits sont versés dans des comptes distincts pour chacun des groupes de services publics. Le droit est établi par l'État en fonction de la quantité d'électricité délivrée par les réacteurs. Il est actuellement fixé à 0,019 Skr/kWh (soit environ 0,0037 \$CAN/kWh ou encore 3,7 mills/kWh. Le taux de change utilisé est une couronne suédoise = 0,1923 dollar canadien. Les sommes équivalentes en devises canadiennes sont arrondies. Ces droits rapportent la somme de 1200 millions Skr (230 millions de dollars canadiens) annuellement, dont environ 600 millions Skr (115 millions \$CAN) sont dépensés chaque année pour couvrir les coûts courants du programme. À la fin de 1987, les comptes de

services publics affichaient un solde de 3900 millions Skr (750 millions \$CAN). Le coût total estimé du programme est de 38 000 millions Skr (7310 millions \$CAN). La dernière année de perception des droits est l'an 2010, mais la majeure partie des dépenses se fera par la suite, la plus grande étant celle qui permettra de réaliser le dépôt permanent.

Certains Suédois doutent que le gouvernement puisse en réalité mettre fin à l'utilisation de l'énergie nucléaire, car il sera difficile de remplacer cette source d'énergie. L'accident survenu à Tchernobyl en mai 1986, et surtout les retombées radioactives, ont renforcé la détermination du gouvernement et durci l'opinion publique. Au moment de la visite du Comité dans ce pays, le *Riksdag* étudiait un projet de loi prévoyant le déclassement de deux réacteurs, un à Barsebäck et l'autre à Ringhals, en 1995 et 1996. Le Comité a appris que ce projet de loi avait été adopté. Le réacteur de Barsebäck appartient à une entreprise privée, la Sydkraft, et n'aura pas atteint la fin de sa durée de vie utile en 1995. Le gouvernement suédois devra donc se pencher sur la question de la compensation financière des exploitants privés dont les réacteurs commenceront à être mis hors service à compter de 1995.

2. Le programme actuel des réacteurs de puissance

La Suède compte 12 réacteurs de puissance en exploitation, d'une puissance nette installée de 9663 MW. Neuf sont des réacteurs BWR conçus et installés par l'ASEA-ATOM (qui fait maintenant partie de l'ASEA/Brown Boveri), et trois sont des réacteurs PWR de la Westinghouse. Ces douze réacteurs font partie de quatre centrales. Trois réacteurs BWR sont situés à Oskarshamn, sur la côte Baltique, à environ 300 kilomètres au sud de Stockholm. Trois réacteurs BWR sont situés à Forsmark, sur la côte, à 150 km au nord de Stockholm. Les deux réacteurs BWR de Barsebäck font face à la capitale danoise, Copenhague. La centrale de Ringhals, située sur la côte ouest à environ 60 km au sud de Göteborg, compte trois réacteurs PWR et un réacteur BWR. Les réacteurs BWR de Suède ont le meilleur facteur de charge annuel moyen, soit 82,5 % au cours de la période de 12 mois s'étant terminée le 30 juin 1987, comparativement aux autres pays exploitant au moins quatre réacteurs de ce type (Howles, 1988, p. 22). Aucun autre réacteur n'est en construction ou planifié en Suède.

La liste des 12 réacteurs de la Suède est donnée au tableau 9. Ensemble, ces réacteurs ont produit 15 % de l'énergie primaire totale du pays en 1986.

En 1985, 42,4 % de l'électricité produite en Suède a été fournie par des centrales nucléaires; en 1986, cette proportion est montée à 50,3 %. La Suède se trouve au troisième rang des pays de l'OCDE, la France venant en tête en 1986 avec 69,8 %, suivie de la Belgique avec 67,0 %.

Tableau 9 : Réacteurs de puissance en service en Suède au 1^{er} janvier 1988

Réacteur / Type	Exploitation commerciale	Puissance électrique nette	Contractant
Oskarshamn 1 / BWR	1972	440 MW	ASEA-ATOM
Oskarshamn 2 / BWR	1975	595 MW	ASEA-ATOM
Oskarshamn 3 / BWR	1985	1 070 MW	ASEA-ATOM
Ringhals 1 / BWR	1976	750 MW	ASEA-ATOM
Ringhals 2 / PWR	1975	800 MW	Westinghouse
Ringhals 3 / PWR	1981	915 MW	Westinghouse
Ringhals 4 / PWR	1983	915 MW	Westinghouse
Barsebäck 1 / BWR	1975	595 MW	ASEA-ATOM
Barsebäck 2 / BWR	1977	580 MW	ASEA-ATOM
Forsmark 1 / BWR	1981	970 MW	ASEA-ATOM
Forsmark 2 / BWR	1981	970 MW	ASEA-ATOM
Forsmark 3 / BWR	1985	1 063 MW	ASEA-ATOM

Source : Suède, Kärnkraftsäkerhet och Utbildning AB, *Summary of Operating Experience at Swedish Nuclear Power Plants 1987*, Stockholm, février 1988, p. 3.

L'alimentation des 12 réacteurs opérationnels du programme nucléaire suédois nécessite l'apport d'environ 1400 tonnes d'uranium chaque année. Environ 90 % de l'uranium est acheté dans le cadre de contrats à long terme. Entre 1983 et 1992, les deux tiers environ de cet uranium proviendront du Canada, le cinquième de l'Australie, et le reste de la France et des États-Unis (Suède, ministère de l'Industrie, 1986). En 1987, le Canada a exporté 377 tonnes d'uranium destinées à la Suède, après enrichissement dans d'autres pays, tandis qu'il en a expédié 449 tonnes en 1986 (Canada, CCÉA, 1988, p. 9). On sait que la Suède a des gisements d'uranium, de qualité commerciale. Mais les Suédois n'extraient pas le minerai, apparemment pour des raisons environnementales.

La situation du nucléaire en Suède est teintée d'ironie. La Suède déclassera certains BWR parmi les plus efficaces au monde, réacteurs qu'une commission suédoise a jugés suffisamment sûrs au cours de leur vie utile, pendant que les Russes continueront d'exploiter des RBMK dont une unité a été à l'origine des retombées radioactives sur la Suède après l'accident de Tchernobyl. Pour compenser la perte d'électricité de source nucléaire, les Suédois reconnaissent qu'il leur faudra consommer

davantage de combustibles fossiles pendant encore quelques années, curieuse compensation pour un pays qui a été particulièrement touché par les précipitations acides. La Suède prévoit importer des quantités beaucoup plus grandes de gaz naturel pour remplacer l'électricité de source nucléaire. Il est fort probable que l'Union soviétique fournira la plus grande partie de ce gaz; or, la Suède a souvent accusé les sous-marins soviétiques d'avoir violé ses eaux territoriales. Comme la Suède tient beaucoup à sauvegarder son statut de nation neutre, on s'étonne qu'elle se place ainsi à la merci de l'URSS.

3. Gestion des déchets radioactifs

Le programme de gestion des déchets radioactifs de la Suède est bien organisé et financé. Il est géré par une société créée spécifiquement à cette fin en 1972, la *Svensk Kärnbränslehantering AB*, ou SKB (Société suédoise de gestion du combustible et des déchets nucléaires). La SKB appartient aux quatre services publics d'électricité suédois qui exploitent des réacteurs de puissance : Vattenfall (Commission d'énergie électrique d'état de la Suède) (36 %); Forsmarks Kraftgrupp AB (30 %); OKG Aktiebolag (22 %); et Sydsvenska Värmekraft AB (12 %). La Vattenfall est le plus gros service public d'électricité de la Suède : elle produit près de la moitié de l'électricité du pays et exploite la centrale Ringhals, qui comprend quatre réacteurs. La Forsmarks Kraftgrupp, qui exploite la centrale Forsmark de trois réacteurs, est détenue conjointement par la Vattenfall et un consortium privé. La OKG Aktiebolag est un consortium privé de huit sociétés qui produit 40 % de l'électricité de la Suède et qui exploite la centrale Oskarshamn de trois réacteurs. Le principal actionnaire de la OKG est la Sydkraft AB, la plus grosse société d'électricité privée en Suède, qui possède aussi la Sydsvenska Värmekraft AB et exploite la centrale Barsebäck de deux réacteurs (Suède, SKB, 1985). Le programme d'énergie nucléaire de la Suède regroupe les secteurs public et privé.

La SKB est chargée de concevoir, planifier, construire et exploiter des installations servant à la gestion et à l'évacuation du combustible nucléaire épuisé et d'autres déchets radioactifs produits dans les centrales nucléaires suédoises. Elle est chargée des activités de recherche et de développement en matière de gestion des déchets radioactifs. La SKB s'occupe aussi des questions de prospection du minerai d'uranium, d'enrichissement du combustible, de retraitement du combustible et de stockage de l'uranium pour l'industrie nucléaire de la Suède.

Trois organismes d'état travaillent en étroite collaboration avec la SKB. L'Institut national de radioprotection, le SSI (*Statens stralskyddsinstitut*), et le Corps d'inspection de l'énergie nucléaire de la Suède, le SKI (*Statens kärnkraftinspektion*), ont un rôle de régulateur. La Commission nationale du combustible nucléaire épuisé, la SKN (*Statens kärnbränslenämnd*), perçoit les droits des exploitants de réacteurs et administre le fonds du programme.

L'Institut national suédois de radioprotection, le SSI, relève du ministère de l'Environnement et de l'Énergie, et il administre la *Loi sur la radioprotection* et l'ordonnance sur la radioprotection. Depuis 1965, le SSI est la plus haute autorité suédoise en matière de radioprotection. L'Institut exploite 25 postes de mesure répartis à la grandeur du pays, où l'on enregistre les niveaux du rayonnement naturel. Il effectue aussi des mesures régulières des doses individuelles reçues par les travailleurs qui utilisent des rayonnements ionisants, et ces mesures portent à l'heure actuelle sur environ 14 000 personnes. En matière d'énergie nucléaire, le SSI réglemente l'émission de radioactivité dans les centrales nucléaires, examine les exigences de radioprotection dans ces installations et fixe les limites de dose pour le personnel. Toutes les activités de transport des substances radioactives sont surveillées par le SSI. Le SSI et l'Administration nationale de sauvetage sont chargés conjointement de la planification des mesures d'urgence en cas d'accident nucléaire (Suède, SSI, 1987).

Le Corps d'inspection de l'énergie nucléaire de la Suède, le SKI, est l'organisme de réglementation établi en vertu de la Loi sur les activités nucléaires. Les tâches principales du SKI sont les suivantes :

- . évaluer la conception des installations nucléaires du point de vue de la sûreté;
- . formuler des lignes directrices en matière de sûreté et inspecter les installations nucléaires;
- . étudier et évaluer le fonctionnement pratique, et prendre des mesures de sûreté;
- . inspecter les substances nucléaires et les recenser conformément aux règlements internationaux et suédois afin de prévenir l'utilisation de ces substances à des fins non pacifiques;
- . inspecter et préparer des règlements sur la manipulation et le stockage des déchets nucléaires;
- . mettre sur pied et diriger la recherche dans le domaine de la sûreté nucléaire;
- . informer le public sur les travaux en cours de réalisation en matière de sûreté nucléaire (Forum suédois sur l'énergie atomique, non daté, p. 33).

La responsabilité directe de la sûreté des installations nucléaires revient cependant aux propriétaires, qui doivent respecter toutes les directives émises par le SKI.

Le SKI est secondé dans son travail par trois comités consultatifs : le Comité de la sûreté des réacteurs (qui donne des conseils en matière de sûreté des réacteurs et de délivrance de permis), le Comité des mesures de protection (qui donne des conseils en matière de contrôle des matières fissiles et de protection contre le vol et le sabotage des installations nucléaires et des substances nucléaires pendant le transport) et le Comité de la recherche (qui évalue et propose des projets de recherche) (Suède, SKI, non daté).

Le SKI joue en Suède un rôle semblable à celui de la Commission de contrôle de l'énergie atomique au Canada. Le Comité constate que le SKI a un Secrétariat d'information, dont «le rôle premier ... est d'informer le public sur les travaux effectués par le SKI en matière de sûreté nucléaire ... L'information relative aux positions du SKI sur différents aspects de la sûreté nucléaire est destinée aux médias, aux groupes de pression et aux comités de sûreté locaux, de même qu'aux politiciens, aux particuliers et aux sociétés privées» (Suède, SKI, non daté, p. 7). Le Comité recommande à la CCÉA de jouer un plus grand rôle dans ce domaine au Canada.

D'après une résolution du Parlement suédois, chaque réacteur de puissance doit être soumis à au moins trois analyses de sûreté pendant sa durée de vie prévue, en plus des analyses de sûreté effectuées avant sa mise en service. Ces analyses périodiques rassemblent les données d'exploitation du réacteur, les résultats de programmes d'essais appliqués au réacteur et les résultats des travaux suédois et internationaux sur la sûreté des réacteurs.

La Commission nationale suédoise du combustible nucléaire épuisé, la SKN, a été créée en 1981 et elle est l'autorité administrative centrale en vertu de la *Loi modifiée sur le financement des mesures futures d'évacuation du combustible épuisé*. Cette loi a établi trois principes de gestion des déchets nucléaires:

- 1) Le producteur de déchets nucléaires doit prendre les mesures nécessaires pour leur gestion et leur évacuation.
- 2) C'est à l'État qu'il incombe en dernier ressort de veiller à ce que les déchets soient évacués d'une façon qui satisfasse le public suédois.
- 3) Les coûts de la gestion des déchets doivent être défrayés par ceux qui bénéficient de l'énergie électronucléaire. Le capital requis pour les activités de gestion des déchets après exploitation doit par conséquent être recueilli pendant l'exploitation du réacteur et rester disponible pour les besoins futurs (Forum suédois sur l'énergie atomique, non daté, p. 34).

En vertu de la *Loi sur les activités nucléaires* de 1984, à la fonction financière de la SKN s'est ajouté un droit de regard sur la R et D que les entreprises d'énergie électronucléaire effectuent pour la gestion et l'évacuation du combustible nucléaire épuisé et pour le déclassement des centrales nucléaires. La SKN a ainsi l'autorité de

surveillance et l'autorité financière requises pour veiller à ce que ces trois principes soient suivis. La SKN recommande au gouvernement la redevance à percevoir par kilowattheure d'énergie électronucléaire produite en vue de couvrir tous les coûts futurs de gestion et d'évacuation des déchets nucléaires et de déclassement des centrales nucléaires. Cette somme est fixée annuellement et est versée par les entreprises de services publics dans des comptes spéciaux administrés par la SKN. Avant 1981, les entreprises de services publics accumulaient des réserves internes destinées à ces activités; la SKN a pris à sa charge le fonds accumulé lorsque la redevance et les comptes du gouvernement ont été créés. Ce fonds accumule de l'intérêt au taux courant. À mesure que les entreprises dépensent des sommes pour la gestion des déchets ou le déclassement des centrales, la SKN libère des fonds de ce compte pour les rembourser (Forum suédois sur l'énergie atomique, non daté).

Cette loi lance un défi intéressant à la SKN : elle prévoit que les dépenses liées à la gestion des déchets radioactifs et au déclassement des centrales se poursuivront jusque vers 2050 ou 2060, mais la SKN ne pourra recueillir les droits que jusqu'à la mise hors service du dernier réacteur en 2010. Comment l'organisme prévoit-il le coût total d'un programme qui se poursuivra pendant 70 ans ou plus dans le futur? À l'heure actuelle, la SKN ne sait pas ce que sera le calendrier de mise hors service des réacteurs, exception faite des deux réacteurs qui seront mis hors service en 1995 et 1996.

En acceptant le principe de l'évacuation dans des formations géologiques profondes tel que défini dans le modèle KBS-3, le gouvernement suédois s'est créé un problème. En acceptant ce principe, les entreprises d'énergie électronucléaire satisfaisaient à l'exigence légale de mise en marche des nouveaux réacteurs de puissance restants. C'est à partir du modèle KBS-3 que la SKB (Société suédoise de gestion du combustible et des déchets nucléaires appartenant aux entreprises de services publics) a par la suite élaboré son programme de R et D. Le rapport sur le KBS-3 a été terminé en 1983 et bien que la recherche subséquente n'ait pas amené le gouvernement à réévaluer ses conclusions sur la sûreté du modèle KBS-3, la SKN aimerait que la SKB élargisse une partie des activités de R et D, afin de ne pas laisser passer de meilleures solutions techniques. La SKB se retrouve ainsi dans une position où l'organisme gouvernemental qui surveille son programme de R et D lui demande de consacrer plus de temps et d'argent à l'étude de solutions de rechange au modèle d'évacuation KBS-3 que le gouvernement suédois a déjà reconnu comme acceptable.

Exigences légales pour l'évacuation sûre des déchets radioactifs en Suède

En vertu de la loi suédoise datant de 1976, les entreprises d'énergie électronucléaire ont dû démontrer que le combustible nucléaire épuisé pouvait être manipulé et évacué sans danger avant d'être autorisées à charger du combustible dans de nouveaux réacteurs et à les mettre en service. Les entreprises ont présenté leur premier rapport de recherche à cet effet, le KBS-1, en novembre 1977, ainsi qu'une demande pour charger en combustible les réacteurs Ringhals 3 et Forsmark 1. Les réacteurs Ringhals 4 et Forsmark 2 ont par la suite été ajoutés à cette demande. Dans le KBS-1, on supposait que le combustible épuisé serait retraité, ce qui était alors la solution préférée en Suède. Le rapport KBS-2, préconisant l'évacuation directe du combustible nucléaire sans retraitement, a été présenté en 1978. Ce rapport a été accepté par le gouvernement comme condition de l'approbation du chargement en combustible des quatre réacteurs. En mai 1983, le rapport KBS-3 a été annexé aux demandes visant le chargement en combustible des réacteurs Forsmark 3 et Oskarshamn 3. Le KBS-3 a approfondi et étendu le contenu du KBS-2; en juin 1984, le gouvernement a accordé la permission de chargement en combustible des deux derniers réacteurs suédois. Le gouvernement reconnaissait ainsi que les exigences de la loi avaient été respectées et que les entreprises avaient prouvé qu'il existait une méthode sûre d'évacuation du combustible épuisé (Suède, SKB, 1985).

Selon le KBS-3, le combustible épuisé est enfoui dans un dépôt souterrain à 500 mètres de profondeur, dans une formation cristalline stable. Des conteneurs de cuivre seront utilisés pour le stockage du combustible épuisé. Une fois plein, le dépôt sera remblayé et scellé, et il ne nécessitera pas de surveillance subséquente. La sûreté du dépôt «est basée sur le fait que la dégradation des conteneurs et le transport subséquent du contenu par les eaux souterraines vers la surface prendra si longtemps que les substances radioactives se désintégreront et seront diluées de telle façon que lorsqu'elles atteindront la biosphère, les concentrations seront inoffensives» (Suède, SKB, 1985, p. 12). Selon le calendrier fixé par le SKB, le site du dépôt devra être choisi en 1990-1992 et le système de barrière artificielle (c'est-à-dire la construction du dépôt, la forme des déchets radioactifs évacués, la conception du conteneur ainsi que la nature du matériau-tampon et du matériau de remblayage autour des conteneurs) devra être choisi entre 1994 et 1996. La demande d'implantation devra être présentée en l'an 2000, le rapport de sûreté soumis en 2006, la construction du dépôt commencée en 2010 et l'exploitation commencée en 2020. Certains critiques du programme prétendent que ce calendrier ne laisse aucune place à l'imprévu (Suède, SKN, 1987b).

Le programme de gestion des déchets du SKB est fondé sur les principes suivants :

- . Les déchets radioactifs produits par les centrales nucléaires suédoises seront évacués en Suède.
- . Le combustible nucléaire épuisé sera évacué sans être retraité.
- . Les systèmes et installations techniques devront se conformer à des normes élevées de sûreté et de protection contre les rayonnements et ils devront satisfaire les autorités suédoises.

- . Pour l'essentiel, le problème des déchets radioactifs sera résolu par la génération de Suédois qui utilisent l'électricité produite par les centrales nucléaires, c'est-à-dire que les générations futures n'en subiront pas le fardeau.
- . Aucune décision relative à la conception du dépôt du combustible nucléaire épuisé ne sera prise avant l'an 2000 environ, afin que toute décision s'appuie alors sur de solides connaissances.
- . Les systèmes de gestion des déchets seront conçus de façon à ce que les exigences relatives au contrôle des matériaux fissibles soient satisfaites.
- . Les solutions techniques nécessaires devront être élaborées en Suède, mais on examinera auparavant les techniques étrangères disponibles.
- . Les travaux seront supervisés par les organismes de réglementation et ils devront être menés conformément aux directives émises par ces organismes.
- . Les activités relatives à la gestion des déchets seront menées ouvertement et le grand public recevra toute l'information nécessaire (Suède, SKN, 1987b, p. 31-32).

Afin de mieux connaître les conditions d'enfouissement en formations géologiques profondes, le SKB exploite une installation de recherche souterraine pour l'évacuation de déchets de haute activité dans la mine de Stripa, à environ 230 km à l'ouest de Stockholm. Les chercheurs de ce laboratoire élaborent des techniques en vue de concevoir un dépôt final en formation cristalline stable. La mine de Stripa est une ancienne mine de fer. Les travaux sur le programme d'évacuation des déchets ont débuté en 1976, une fois le minerai exploité. Des tunnels ont été creusés à 360 mètres de profondeur, dans une formation de granite à la lisière du filon de minerai. Des expériences de chauffage non radioactif ont été menées dans la mine de Stripa dans le cadre d'un projet conjoint Suède-É.-U. Aujourd'hui, la recherche porte principalement sur la détection et la cartographie des zones de fracture, sur la mesure de l'écoulement des eaux souterraines et de la migration des nucléides ainsi que sur l'utilisation de la bentonite pour le remblayage et le scellement (Suède, SKB, non daté).

Le programme suédois d'évacuation des déchets de haute activité en formations géologiques profondes et stables est comparable aux programmes du Canada et de la Suisse, qualifiés par les Suédois de «matures». Les Suédois considèrent que, dans certains domaines, le Canada est en avance en ce qui concerne les travaux de R et D menés dans le cadre de son programme d'évacuation des déchets.

En plus du programme d'évacuation du combustible épuisé, la Suède dispose d'un excellent système de stockage intermédiaire de tous les déchets radioactifs ainsi que d'un système d'évacuation des déchets de faible activité et d'activité intermédiaire.

Toutes les centrales nucléaires suédoises sont situées le long de la côte et chacune est dotée de ses propres installations portuaires. Le SKB a mis sur pied un système complet de transport des matériaux radioactifs par mer. Le combustible épuisé est stocké dans des travées remplies d'eau sur chaque site pendant au moins un an, après quoi il est mis dans des châteaux qui sont transportés par camion sur un transroulier spécialement conçu, le *M/S Sigyn*, pour être envoyés à une installation de stockage. Le combustible nucléaire épuisé est placé dans un château d'acier blindé de 80 tonnes pouvant contenir 3 tonnes de combustible. Le château de transport est installé sur un châssis et est soulevé hydrauliquement par un véhicule transportant à la fois le châssis et le château. Cette cargaison peut être roulée ou soulevée par une grue sur le *Sigyn*, qui peut transporter 10 de ces châteaux. Le navire est aussi utilisé pour transporter des déchets de faible activité et d'activité moyenne (déchets de réacteurs) vers un dépôt final à la centrale nucléaire de Forsmark. Le *M/S Sigyn* effectue environ 30 voyages par an entre les quatre centrales nucléaires, l'installation centrale de stockage du combustible et le dépôt de déchets [Suède, SKB, non daté(b)].

Le *M/S Sigyn* est un navire à double coque et à double fond équipé de plusieurs cloisons étanches. De conception suédoise mais de construction française, le navire possède deux systèmes de propulsion indépendants; l'électricité est fournie par trois génératrices, chaque génératrice pouvant satisfaire la demande totale du navire. Un système moderne de lutte contre les incendies protège toutes les parties du navire. Un réservoir rempli d'eau protège les quartiers de l'équipage des rayonnements provenant de la cale et des murs en béton séparent les salles des machines de la cale. Il est équipé de détecteurs de rayonnement gamma et de neutrons [Suède, SKB, non daté(b)].

L'installation centrale de stockage du combustible épuisé d'Oskarshamn est connue sous le nom de CLAB. Ce système de stockage à piscine est conçu pour recevoir le combustible des quatre centrales pour un stockage intermédiaire d'environ 40 ans avant l'évacuation finale. Le bâtiment de stockage du combustible a été creusé dans la roche de fond, et le toit de la caverne de 120 mètres de longueur se trouve à 25-30 mètres au-dessous de la surface. Dans sa configuration initiale, le CLAB comporte quatre piscines de stockage reliées les unes aux autres, chaque piscine pouvant contenir 750 tonnes de combustible épuisé. L'installation peut être agrandie avec des cavernes supplémentaires construites parallèlement à la première. Le CLAB a été mis en service en 1985. Le coût total de construction s'est élevé à environ 1700 millions de couronnes, soit 325 millions \$CAN (Suède, SKB, 1986).

Un véhicule terminal transporte le château du navire au CLAB et le château est déchargé dans un sas du bâtiment récepteur. Le château est soulevé du véhicule à l'aide d'une grue, puis il est refroidi à la température ambiante dans une chambre de préparation pour être enfin déchargé sous l'eau par des machines télécommandées. Les

faisceaux de combustible épuisé sont transférés dans les conteneurs de stockage qui sont placés en des endroits prédéterminés dans les piscines de stockage (Suède, SKB, 1986).

Les déchets radioactifs de faible activité et d'activité intermédiaire sont envoyés aux installations SFR à Forsmark, un dépôt final pour les déchets de réacteurs. Les déchets de faible activité sont des déchets dont le taux de rayonnement est si faible qu'ils peuvent être manipulés sans blindage. Les déchets d'activité intermédiaire requièrent un blindage, mais ils ne nécessitent pas de refroidissement. Ces déchets ne contiennent pratiquement pas de radionucléides de longue période et l'on considère qu'après environ 500 ans, ils sont inoffensifs pour les êtres humains et l'environnement. Selon les hypothèses les plus pessimistes utilisées dans l'évaluation des effets environnementaux du SFR, ces déchets contribueraient à accroître le rayonnement de fond naturel dans la région de quelques pour cent. Le SFR est installé dans la roche de fond à 50 mètres au-dessous du lit de la Baltique. La profondeur de l'eau au-dessus du dépôt est de 5 mètres. Cette région de Suède subit encore le poids de la dernière nappe de glace qui a recouvert le pays il y a 9000 ans environ. Dans 500 ans, elle se trouvera au-dessus du niveau de la mer, mais, à ce moment-là les déchets seront pratiquement inoffensifs. Le SFR a été installé sous la Baltique car les eaux souterraines sont stagnantes et personne ne creusera là pour obtenir de l'eau douce [Suède, SKB, non daté(a)].

Le SFR consiste en des chambres de stockage et en un silo aménagé dans une série de cavernes que l'on atteint par deux tunnels d'un kilomètre de long creusés à partir de la côte. Le silo (il y a en aura quatre) renfermera les matériaux les plus radioactifs, principalement des résines échangeuses d'ions solidifiées dans des moules de béton ou dans des conteneurs métalliques. Le silo est divisé en cellules carrées de 2,5 m de côté. Les conteneurs de déchets sont mis en place dans les cellules et noyés dans du ciment. Le silo repose sur un lit de sable et d'argile; l'espace entre la paroi du silo et la roche environnante est comblé avec de l'argile. Divers types d'emballage sont utilisés pour les déchets placés dans les chambres de stockage, suivant la radioactivité du déchet et les méthodes de manutention utilisées dans les centrales nucléaires. La construction du SFR a été terminée en 1988 et le Comité a visité cette installation quelques semaines avant qu'elle commence à recevoir des déchets provenant de centrales nucléaires. La construction de la première phase du SFR a coûté environ 140 millions de dollars canadiens [Suède, SKB, non daté(a)].

Studsvik Energiteknik AB est un centre de recherche sur l'énergie installé à environ 100 km au sud de Stockholm sur la côte de la Baltique. Le Comité a visité les installations de la Studsvik en raison des similitudes que ces installations présentent avec les Laboratoires nucléaires de Chalk River et, plus particulièrement, en raison des travaux menés dans ces laboratoires dans le domaine de la gestion des déchets de centrales nucléaires.

La société Studsvik a vu le jour en 1947 sous le nom de *AB Atomenergi*, une entreprise mixte État-secteur privé. La société commença à mettre au point un réacteur à eau lourde, jusqu'à ce que la Suède adopte le réacteur à eau légère dans les années 60. La Studsvik conçut et construisit le réacteur Agesta pour le système de chauffage régional de Stockholm. En 1969, la Studsvik fut complètement nationalisée et une société distincte, ASEA-ATOM, fut formée. Cette dernière entreprise appartenait à parts égales à l'ASEA et l'État. En 1978, la société d'État *AB Atomenergi* fut privatisée et devint la *Studsvik Energiteknik AB*. Aujourd'hui, la Studsvik fait face à une grande compétition et, n'ayant pu réaliser les profits escomptés en 1985 et 1986, elle a dû réduire son personnel et réorganiser ses opérations. En 1987, les revenus de la Studsvik dépassaient les 100 millions de dollars (CAN) et se ventilaient ainsi : environ 30 millions provenant de l'industrie nucléaire suédoise; 33 millions provenant des 12 millions provenant d'organismes nucléaires canadiens dans le cadre de contrats ayant fait l'objet de soumissions; 10 millions de dollars de droits payés par les universités pour des travaux de recherche effectués dans les installations de la société; 12 millions pour des projets spéciaux avec le gouvernement; et, enfin, 3 millions de dollars de subventions du gouvernement pour des travaux de R et D réalisés en collaboration avec l'industrie.

La Studsvik traite des déchets de faible activité et d'activité intermédiaire provenant de centrales nucléaires, d'hôpitaux, de laboratoires de recherche et de l'industrie. Elle incinère aussi des déchets de centrales provenant d'Allemagne de l'Ouest; les cendres sont ensuite enrobées dans du béton ou du bitume et renvoyées en Allemagne pour évacuation finale. La Studsvik a récemment terminé les travaux menés dans le cadre du projet AMOS, un programme complet de modernisation de toutes ses installations de traitement des déchets. Ce programme de modernisation comprenait la construction d'un nouveau bâtiment pour le traitement des déchets solides et liquides, d'une installation de stockage intermédiaire souterraine ainsi que des installations portuaires pour pouvoir accueillir le *M/S Sigyn*. Le système d'incinération de la Studsvik consiste en un incinérateur moderne à plusieurs chambres commandé électroniquement, conçu pour brûler des déchets de faible activité. Les cendres obtenues sont enrobées dans du béton. L'incinération permet de réduire de cent fois le volume des déchets. L'exploitation de l'incinérateur a débuté en 1977 et, en 1988, 3500 tonnes de déchets ont été brûlés. L'incinérateur se classe ainsi parmi les plus grands incinérateurs de déchets radioactifs au monde. La Studsvik doit vendre un incinérateur de capacité double aux Laboratoires nucléaires d'Oak Ridge, aux États-Unis. Elle s'attend à en vendre d'autres (Suède, *Studsvik Nuclear*, 1987).

La société Studsvik a aussi mis au point un four à induction pour fondre les métaux irradiés. On évite ainsi la tâche difficile de décontamination de structures compliquées telles que les conduites des chaudières. Le métal est découpé et fondu; le lingot obtenu est ensuite passé au scanner pour vérifier qu'il peut être recyclé sans

danger. Si le taux de rayonnement est trop élevé, le lingot est tout simplement conservé jusqu'à ce que le taux de radioactivité devienne acceptable.

Le Comité est impressionné par l'ampleur et la conception du programme suédois de gestion des déchets radioactifs. Le Comité est en faveur du maintien de comptes gouvernementaux distincts alimentés par les utilisateurs de l'électricité d'origine nucléaire et consacrés au déclassement des centrales.

C. Le programme électronucléaire ouest-allemand

1. L'évolution du nucléaire en Allemagne de l'Ouest

La République fédérale d'Allemagne (RFA), ou Allemagne de l'Ouest, a une superficie de 249 000 kilomètres carrés (96 000 milles carrés) et une population de 61 millions de personnes. Elle se compose de 11 États fédéraux, dont Berlin Ouest. L'état le plus peuplé est le Rhin Nord-Westphalie, avec 17 millions d'habitants. La capitale, Bonn, et la ville d'Essen, où est situé le plus grand service public d'électricité allemand, la Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk (RWE), sont situées dans cet État. Le Comité s'est rendu dans ces deux villes.

Quatre ministères sont chargés de veiller au programme nucléaire au niveau fédéral. Le ministère fédéral de la Recherche et de la Technologie s'occupe de soutenir la recherche et le développement dans le domaine de l'énergie nucléaire. Le ministère fédéral des Affaires économiques veille pour sa part à l'utilisation de l'énergie nucléaire, qui est une importante source d'énergie en Allemagne. La réglementation de la sûreté nucléaire relève du ministère fédéral de l'Environnement, de la Conservation de la nature et de la Sûreté nucléaire. Enfin, le ministère des Affaires extérieures veille au respect des engagements internationaux de l'Allemagne de l'Ouest dans le domaine du nucléaire (Breest, 1988).

Les services publics d'électricité, qui détiennent les permis d'exploitation des réacteurs et qui exploitent les réacteurs de puissance sont des sociétés privées, bien que les municipalités et les États puissent détenir une partie de leurs capital-actions. Les organismes étatiques de délivrance des licences et de surveillance sont chargés de l'exécution des lois fédérales portant sur le nucléaire pour le compte du gouvernement central, sous la supervision du ministère fédéral de l'Environnement, de la Conservation de la nature et de la Sûreté nucléaire. Le gouvernement fédéral et celui des États ont étroitement collaboré par le passé à développer le nucléaire, notamment par le financement de centres de recherches nucléaires et de la recherche universitaire. Le Parti démocratique social a toutefois déclaré la guerre à l'énergie nucléaire, qu'il estime dangereuse depuis l'accident de Tchernobyl, et désire que toutes les centrales nucléaires allemandes soient graduellement mises hors service d'ici 10 ans. Les Démocrates sont

au pouvoir dans certains États et, puisque le gouvernement fédéral a délégué l'autorité de la délivrance des licences d'exploitation des réacteurs aux gouvernements étatiques, cette coopération s'est évanouie dans certains cas. C'est cette conjoncture politique qui retarde la mise en service du surrégénérateur de Kalkar.

Les travaux de recherche et de développement dans le domaine de l'énergie nucléaire n'ont pu commencer en Allemagne de l'Ouest qu'en 1955, à la signature du Traité de souveraineté de Paris. Le gouvernement allemand a par la suite établi des grands centres de recherche nucléaire à Karlsruhe et à Jülich, a passé des ententes de coopération bilatérale avec des pays comme la France et les États-Unis, et s'est joint à l'AIÉA, l'organisme chargé des questions de l'énergie nucléaire de l'OCDE, au CERN (Organisation européenne pour la recherche nucléaire) et à l'EURATOM (Communauté européenne de l'énergie atomique). Des industriels allemands ont par ailleurs collaboré avec des sociétés américaines à mettre au point des réacteurs, Siemens avec la Westinghouse pour la conception des réacteurs PWR, et l'AEG avec la General Electric pour la conception des réacteurs BWR. Vers 1970, l'Allemagne de l'Ouest n'avait plus besoin d'aide technique étrangère pour concevoir ses propres réacteurs. La Kraftwerk Union (KWU) a alors été créée par la société Siemens et par l'AEG-Telefunken, dans le but de concevoir une centrale nucléaire allemande ainsi que les dispositifs de sûreté connexes (Breest, 1988).

Non seulement l'Allemagne de l'Ouest a-t-elle pris ainsi la tête du peloton des pays industrialisés en matière de développement des réacteurs de puissance, mais encore elle a commencé à leur faire concurrence sur le marché de l'exportation.

En 1968, l'Allemagne de l'Ouest décrochait sa première commande, pour le réacteur Atucha de 320 MW en Argentine. Les Allemands ont ensuite vendu un réacteur de 450 MW aux Pays-Bas en 1969, un réacteur de 700 MW à l'Autriche en 1971, puis un réacteur de 920 MW à la Suisse, en 1972 (RFA, Ministère fédéral de la Recherche et de la Technologie, 1974).

L'Allemagne de l'Ouest a centré son programme des réacteurs commerciaux sur le LWR, en versions PWR et BWR. Tournée vers l'avenir, elle a également construit un réacteur haute température expérimental (HTR) de 15 MWe et récemment terminé la construction d'un réacteur haute température au thorium (THTR) de 300 MWe de taille commerciale. Comme il fonctionne à température de caloporteur plus élevée que le LWR, le HTR permet d'atteindre de meilleurs rendements. En le faisant fonctionner sur le cycle du thorium, on se donne une autre possibilité d'approvisionnement en combustible. Les réacteurs HTR seraient également plus sûrs que les réacteurs LWR.

Enfin, un surrégénérateur (FBR) expérimental refroidi au sodium de 17 MWe, dont on a commencé l'exploitation à Karlsruhe en 1978, a été le précurseur du FBR de

300 MW de Kalkar. Ce réacteur de Kalkar est parachevé, mais le gouvernement de l'État a refusé d'en autoriser l'exploitation.

2. Le programme actuel des réacteurs de puissance

L'Allemagne de l'Ouest compte 22 réacteurs de puissance en exploitation aujourd'hui, d'une puissance installée nette totale de 18 826 MWe. Trois autres réacteurs sont en construction et un réacteur parachevé attend son permis d'exploitation. Ces quatre derniers réacteurs ajouteront une puissance installée de 4 052 MWe. Six des vieux réacteurs ont été retirés du service. Neuf projets ont par ailleurs été présentés au gouvernement, mais la réduction de la demande d'énergie en Allemagne remet en question leur nécessité avant la fin du présent siècle. Le tableau 10 présente des renseignements sur le programme nucléaire actuel de l'Allemagne de l'Ouest.

En 1986, 29,6 % de l'électricité de l'Allemagne de l'Ouest provenait de centrales nucléaires. En l'an 2000, cette part devrait passer à 35 %. Toutefois, l'opposition au développement du nucléaire s'est renforcée, notamment avec la montée politique du Parti Vert, et le programme nucléaire allemand est en difficulté. Le retard le plus important survenu dans le programme allemand est celui du surrégénérateur de 300 MW de Kalkar, projet que le gouvernement ouest-allemand a lancé en 1972 en collaboration avec les Pays-Bas et la Belgique. Bien que ce réacteur soit entièrement prêt à être chargé depuis 1986, le gouvernement de l'État du Rhin-Nord-Westphalie refuse de délivrer la licence d'exploitation. La RWE détient un intérêt de 68,85 % dans la société de portefeuille ouest-allemande SBK (Schnell-Brüter-Kernkraftwerkgesellschaft mbH Gemeinsames Europäisches Unternehmen, Essen) qui a construit et qui exploitera le réacteur de Kalkar. Des compagnies d'électricité hollandaises et belges détiennent la majeure partie du reste des intérêts, tandis qu'une petite part appartient à des services publics britanniques (RWE, 1988).

Si l'on fait abstraction du FBR de Kalkar, l'actuelle phase du programme nucléaire ouest-allemand prendra fin avec le parachèvement des trois réacteurs PWR qui restent. Le Comité a par ailleurs appris qu'aucune commande supplémentaire ne sera placée (à moins que la demande d'électricité ne reprenne) tant que les réacteurs de puissance de la première génération ne seront pas mis hors service et qu'ils devront être remplacés.

La SBK détient un intérêt de 16 % dans le surrégénérateur français Super-Phénix de 1200 MW situé à Creys-Malville, près de Lyon. Elle aura par conséquent droit à une proportion égale de l'électricité produite par le Super-Phénix. La part de la RWE est égale aux trois quarts de celle de la SBK, soit 12 % du Super-Phénix. La RWE détient également un intérêt de 7,5 % dans un projet de construction d'une nouvelle centrale nucléaire en Suisse, tandis que la SBK détient une part de 51 % dans un consortium

Tableau 10 : Réacteurs de puissance en exploitation en Allemagne de l'Ouest au 1^{er} janvier 1988

Réacteur / Type	En exploitation depuis	Puissance électrique nette	Entrepreneur
AVR Jülich / HTR	1969	13 MW	BB-Krupp
Obrigheim / PWR	1969	340 MW	Siemens
Stade / PWR	1972	630 MW	Siemens
Biblis A / PWR	1975	1 146 MW	Siemens-KWU
Biblis B / PWR	1977	1 240 MW	Siemens-KWU
Würgassen / BWR	1975	640 MW	AEG
Neckarwestheim-1 / PWR	1976	795 MW	Siemens-KWU
Brunsbüttel / BWR	1977	770 MW	AEG-KWU
Karlsruhe KNK-2 / Fast Breeder	1978	17 MW	Interatom
Isar-1 (Ohu) / BWR	1979	870 MW	AEG-KWU
Unterweser / PWR	1979	1 230 MW	Siemens-KWU
Philippsburg-1 / BWR	1980	864 MW	AEG-KWU
Philippsburg-2 / PWR	1985	1 268 MW	KWU
Grafenrheinfeld / PWR	1982	1 225 MW	KWU
Krümmel / BWR	1984	1 260 MW	AEG-KWU
Gundremmingen II-B / BWR	1984	1 249 MW	KWU
Gundremmingen II-C / BWR	1985	1 249 MW	KWU
Grohnde / PWR	1985	1 290 MW	KWU
Brokdorf / PWR	1986	1 307 MW	KWU
Mülheim Kärlich / PWR	1987	1 227 MW	RWE
Hamm-Uentrop / THTR	1987	296 MW	Konsortium THTR

Source : France, Commissariat à l'Énergie Atomique, *Les Centrales Nucléaires dans le Monde*, édition de 1987, Paris, 1987, p. 16-17; Breest, H.-Ch., *Nuclear Energy in the Federal Republic of Germany*, édition n° 101, Ministère fédéral de l'Environnement, de la Conservation de la nature et de la Sécurité nucléaire, République fédérale d'Allemagne, mars 1988, fig. 2.

européen qui projette de construire un surrégénérateur prototype en Allemagne de l'Ouest (RWE, 1988). Ces exemples montrent l'ampleur de la coopération internationale entre les services publics d'Europe de l'Ouest dans le domaine de la construction des réacteurs, notamment pour ce qui est des surrégénérateurs, coopération qui permet également d'atténuer le risque financier. Le temps mis à délivrer la licence d'exploitation du réacteur de Kalkar menace cependant de compromettre cette coopération.

Le gouvernement ouest-allemand a déclaré au Comité que l'énergie nucléaire est une composante essentielle du système énergétique national, et même que le nucléaire et le solaire sont les formes d'énergie de l'avenir. Le défi principal est d'adapter ces formes d'énergie à la conjoncture ouest-allemande. Le maintien de la qualité de l'environnement est une des principales justifications du programme nucléaire ouest-allemand, l'accumulation de dioxyde de carbone dans l'atmosphère étant en effet jugée comme un des plus graves problèmes environnementaux de l'avenir. Selon des représentants du gouvernement, c'est la gestion des déchets radioactifs qui inquiète le plus le public.

À la suite de catastrophe de Tchernobyl, la Commission allemande de sûreté des réacteurs a réétudié la sûreté des réacteurs ouest-allemands, et a conclu qu'il n'y avait aucune raison de remettre en doute cette sûreté. Le programme nucléaire allemand n'a jamais été entaché d'un accident important. Pour un dirigeant de la RWE, «Tchernobyl prouve simplement que de tels accidents sont possibles uniquement en raison de la mauvaise construction et de la mauvaise exploitation d'un réacteur, ce que nous savions déjà».

La RWE estime que l'Allemagne de l'Ouest n'aura pas besoin, d'ici la fin du siècle, d'accroître sa capacité de production électronucléaire. Néanmoins, le service public continuera de planifier avec la KWU le réacteur de l'an 2000. Ces travaux sont considérés essentiels au maintien et à l'expansion des connaissances en matière de développement des réacteurs allemands. Plusieurs milliards de dollars devront être investis pour préserver l'option nucléaire jusqu'à ce qu'elle soit de nouveau nécessaire en Allemagne de l'Ouest. Cet investissement, estiment les Allemands, est nécessaire à l'avenir de leur pays.

Dans les conditions actuelles, l'électronucléaire est la solution la plus rentable pour l'Allemagne de l'Ouest. La RWE établit entre 10 et 12 pfennigs/kWh le coût moyen projeté de l'électronucléaire au début des années 90; le coût de l'électricité produite dans les centrales alimentées par du charbon extrait en Allemagne sera de 15 à 17 pfennigs, compte tenu des nouvelles exigences de protection de l'environnement très strictes auxquelles devront répondre ces centrales. Les Allemands estiment en outre que l'écart s'agrandira avec le temps. La RWE a affirmé au Comité qu'elle dépensait actuellement 6 milliards de marks (environ 4 milliards de dollars canadiens au taux de

change actuel) pour réduire les émissions de gaz acides de ces centrales au lignite d'une capacité totale de 11 000 MW. Et même si elles étaient alimentées en charbon importé, au prix déprimé d'aujourd'hui, les centrales au charbon d'Allemagne pourraient à peine faire concurrence à l'électronucléaire, à son prix actuel.

La responsabilité publique, en Allemagne de l'Ouest, en cas d'accidents nucléaires est partagée entre les services publics et l'État. La responsabilité principale, jusqu'à concurrence d'un milliard de marks (environ 675 millions de dollars canadiens au moment de la rédaction du présent rapport), incombe à celui qui produit l'électricité. Le gouvernement fédéral garantit une couverture illimitée si les dommages devaient dépasser ce montant.

Les Allemands se sont également attachés à protéger leurs réacteurs contre les actes de sabotage ou les accidents. L'Allemagne a tenté de concevoir ses réacteurs de sorte qu'un opérateur ou un saboteur ne puisse contaminer l'environnement extérieur même s'il réussissait à endommager le réacteur. Les premiers réacteurs allemands avaient été construits dans un confinement de béton d'une épaisseur d'environ 0,5 mètre, conçu pour résister aux chocs d'un petit aéronef s'écrasant sur lui. Les nouveaux réacteurs sont protégés par une enveloppe de confinement de 1,8 mètre d'épaisseur, pouvant résister à l'impact d'un chasseur Tornado avec tout son équipement, ce qui fait un poids se situant entre 17 et 18 tonnes. L'écrasement d'un gros avion représente un moindre risque, car sa masse serait répartie sur une surface beaucoup plus grande de l'enveloppe de confinement. Comme l'a fait observer un représentant, la probabilité qu'un avion s'écrase dans un stade d'une capacité de 50 000 personnes est plus grande, et pourtant les stades ne sont pas protégés, tandis que les réacteurs allemands le sont.

En dépit d'un admirable dossier de sûreté des réacteurs, d'un des programmes de gestion des déchets radioactifs les plus perfectionnés du monde, d'une pénurie de ressources énergétiques indigènes, abstraction faite du charbon, et de graves problèmes de pollution de l'air, le programme nucléaire de l'Allemagne de l'Ouest suscite encore beaucoup d'opposition de la part du public.

3. Gestion des déchets radioactifs

Le programme nucléaire ouest-allemand porte également sur des installations d'enrichissement de l'uranium, des usines de fabrication d'oxyde d'uranium et d'oxydes mixtes, des installations de stockage provisoire du combustible épuisé et des déchets de réacteur, une installation de retraitement du combustible épuisé (en cours d'établissement à Wackersdorf, en Bavière) et un dépôt souterrain permanent des déchets radioactifs (qu'on prévoit établir dans le dôme de sel de Gorleben). En attendant que l'usine de retraitement de Wackersdorf entre en service, les Allemands font retraiter le combustible épuisé de leurs réacteurs à contrat par la société française COGEMA et par la compagnie britannique BNFL (*British Nuclear Fuels Limited*).

L'opinion publique allemande s'oppose aussi très fortement au programme de gestion des déchets radioactifs, en dépit de la conviction du gouvernement que ce programme est solide et bien conçu. La recherche a porté sur l'utilisation du sel comme milieu de dépôt. En 1965, le gouvernement fédéral a acheté la mine de sel désaffectée d'Asse afin de mettre au point des méthodes de stockage des déchets radioactifs. De 1967 à 1978, environ 124 500 fûts de déchets faiblement radioactifs et 1300 fûts de déchets moyennement radioactifs ont été stockés dans la mine. Une modification apportée à la loi sur l'énergie atomique en 1976 prévoyait l'expiration des licences de stockage en 1978. Depuis, la mine d'Asse a servi à poursuivre les travaux de recherche sur l'emploi du sel comme milieu de dépôt des déchets radioactifs. On juge que la mine d'Asse ne convient pas à l'élimination des déchets hautement radioactifs, mais elle pourrait être rouverte et servir de dépôt pour les déchets faiblement et moyennement radioactifs (FRG, PTB, 1985).

Dans les années 70, l'intérêt porté à l'utilisation de formations géologiques autres que le sel a conduit à étudier la possibilité d'utiliser la mine de fer désaffectée Konrad, près d'Asse, comme dépôt souterrain de déchets à faible impact thermique. La mine Konrad est exceptionnellement sèche, puisqu'elle est recouverte de strates riches en argile. Le fait que les galeries de la mine se situent à une profondeur allant de 800 à 1300 mètres est également un avantage. Les démarches pour faire de la mine Konrad un dépôt souterrain ont été amorcées.

Également au milieu des années 70, le dôme de sel Gorleben au nord d'Asse a été choisi comme emplacement provisoire d'un dépôt souterrain pour des déchets radioactifs de toute catégorie. Si l'étude de l'emplacement confirme qu'il est acceptable et si le processus d'autorisation confirme le choix de ce site, la construction d'un dépôt souterrain pourrait commencer après 1995, et des déchets pourraient y être stockés à la fin du siècle.

Les travaux menés dans la mine de sel d'Asse et les études subséquentes menées pour le dôme de sel Gorleben, emplacements tous deux situés près de la frontière nord-est partagée avec l'Allemagne de l'Est, ont déclenché l'opposition du public, ce qui a retardé le programme. L'installation de stockage intermédiaire pour éléments de combustible épuisé de Gorleben est techniquement opérationnelle, mais n'a pas été mise en service en raison de contestations. La construction d'une deuxième installation de ce genre à Ahaus a été suspendue par ordre des tribunaux. Une installation de stockage pour déchets faiblement radioactifs au site de Gorleben est toutefois en service. Une demande de permis a été faite pour la construction d'une usine pilote, à Gorleben, pour le conditionnement des déchets hautement radioactifs avant leur élimination finale dans une installation, qu'on se propose également de construire dans ce dôme de sel. Un accident survenu en 1987 dans un puits d'exploration a retardé d'environ une année les travaux entrepris dans cette installation. Les études menées dans le cadre du

programme d'élimination portent sur l'enfouissement à la fois des déchets retraités et du combustible épuisé à Gorleben. Un milliard de marks environ (presque 700 millions \$CAN) ont déjà été dépensés dans le cadre de ce programme.

En vertu de la législation ouest-allemande, les services publics d'électricité doivent faire la preuve, au moyen d'un plan mobile de six ans, qu'ils ont prévu quoi faire avec le combustible épuisé des réacteurs. Ils s'appuient notamment pour faire cette preuve sur l'usine de retraitement de Wackersdorf et sur le programme d'élimination des déchets de retraitement à Gorleben. Les services publics ne peuvent pas prétendre éliminer directement leur combustible épuisé, puisqu'ils ne répondraient plus aux exigences de la loi. À moins que l'élimination directe n'ait été suffisamment étudiée pour être acceptée comme méthode d'élimination sûre, les services publics ne peuvent donc abandonner le programme de retraitement du combustible irradié à Wackersdorf. Les représentants de l'Allemagne de l'Ouest ont fait observer que leur pays était le seul à avoir choisi provisoirement l'emplacement d'une installation d'élimination, mais cela n'est plus le cas depuis que les États-Unis ont décrété que la montagne Yucca, au Nevada, servirait d'emplacement pour une installation d'élimination (sous réserve des résultats des travaux d'investigation du site).

Les consommateurs d'électricité feront entièrement les frais du programme de gestion des déchets, puisque les services publics d'électricité allemands en absorbent les coûts qu'ils répercutent dans le tarif de base. Les gouvernements des États sont chargés de l'administration du programme, mais ils ne le financent pas.

D. Le programme électronucléaire français

1. L'évolution du nucléaire en France

La France compte 56 millions d'habitants et s'étend sur un territoire de 549 000 kilomètres carrés (212 000 milles carrés). Le Comité n'a visité en France que Paris et ses environs immédiats. Étant donné la centralisation du gouvernement français, il a pu s'entretenir avec les représentants de nombreux organismes du domaine nucléaire.

Le programme des réacteurs français s'est appuyé à l'origine sur un réacteur refroidi au gaz et modéré au graphite, alimenté en uranium naturel. Neuf réacteurs de ce type ont été construits, le premier ayant été le réacteur G-1 de 2 MW de Marcoule, qui a été raccordé au réseau en 1956, le dernier ayant été le réacteur Bugey-1 de 540 MW, raccordé au réseau en 1972. Quatre de ces réacteurs sont encore en service. La France a commencé à construire des réacteurs PRW dans les années 60, le premier à entrer en service, en 1967, ayant été le réacteur Chooz A-1 de 310 MW. En 1969, la France décidait d'articuler son programme futur d'électronucléaire sur le réacteur PWR,

tout en sachant que le surrégénérateur allait vraisemblablement jouer un rôle majeur dans le développement à long terme de son programme nucléaire.

Les problèmes causés par l'embargo pétrolier de 1973 ont convaincu la France que l'indépendance énergétique était essentielle à ses intérêts. En 1974, le gouvernement français a chargé l'Électricité de France (ÉdF), service public d'électricité national, d'élaborer un programme nucléaire permettant de fournir à la nation le tiers de ses besoins énergétiques totaux d'ici l'an 1990. En 1987, la France a produit 70 % de son électricité à partir du nucléaire, soit plus que tout autre pays. La France ne le cède qu'aux États-Unis pour ce qui est de la capacité nucléaire installée. Près du sixième des mises en chantier de réacteurs nucléaires dans le monde ont lieu en France, dont le programme de construction de réacteurs nucléaires n'est dépassé que par celui de l'Union soviétique. Le directeur général de la Division de l'ingénierie et de la construction de l'ÉdF exprime bien comment la France a pu atteindre cette remarquable performance (ÉdF, 1986, p. 3) :

L'ingrédient essentiel du succès du programme nucléaire français est la compétence extrême de chacun des secteurs y participant. Le succès revient également à la détermination du gouvernement, de l'ÉdF et de l'industrie à atteindre des objectifs bien définis. L'harmonisation judicieuse des compétences et des ressources a donné à notre industrie nucléaire une cohérence inégalée qui explique sa capacité.

L'une des raisons qui font que la France a pu adopter le nucléaire sans trop soulever d'opposition publique est peut-être le rôle capital que des scientifiques français ont joué dans le développement de la physique nucléaire. Henri Becquerel, Pierre et Marie Curie, Frédéric Joliot et d'autres se sont distingués dans cette discipline. Mais même cela n'explique pas tout le succès français. Ce qui est également remarquable, c'est la discipline que la France a su donner à l'entreprise.

Éléments clés du programme nucléaire français

Électricité de France, le plus grand service public d'électricité au monde, a été créé en 1946 par la nationalisation de plus de 1500 compagnies de production et de distribution d'électricité. ÉdF produit 90 % de l'électricité de la France, possède tout le réseau national de transmission et distribue 96 % de l'électricité. La société conçoit, construit, possède et exploite ses propres centrales nucléaires. Les ventes d'électricité de l'ÉdF ont atteint 140 milliards de francs (28 milliards \$CAN) en 1986. La société est le plus important investisseur de France, les capitaux investis ayant atteint 37 milliards de francs (7,4 milliards \$CAN) en 1986.

L'industrie nucléaire française s'articule sur deux pivots : le Commissariat à l'énergie atomique et ses filiales d'une part, et les grands fournisseurs nucléaires d'autre part, dont les principaux sont Framatome et Alstom.

Le **Commissariat à l'énergie atomique** est une immense société publique, qui compte de nombreuses filiales et 40 000 employés; sa mission principale est la recherche et le développement nucléaires. Le CEA exécute de la recherche fondamentale et appliquée, met au point des utilisations militaires de l'énergie atomique, s'intéresse à toutes les étapes du cycle du combustible nucléaire, dont la gestion des déchets radioactifs, et fournit son aide au gouvernement dans les domaines de la sûreté et de la sécurité nucléaires.

La COGEMA est la plus importante filiale du CÉA. Ses 14 000 employés offrent toute la gamme des services associés au cycle du combustible nucléaire. Fait aussi partie du CÉA l'ANDRA (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs). Depuis 1983, tous les intérêts du CÉA ont été regroupés dans une société de portefeuille, la CÉA-Industrie.

Framatome, créée en 1958, conçoit et fabrique les principaux éléments des réacteurs PWR : récipients sous pression, générateurs de vapeur, pressuriseurs et instrumentation du coeur. Framatome, qui compte 5 000 employés, s'est occupée des travaux de recherche et de développement et de la fabrication des systèmes d'approvisionnement en vapeur des trois séries de réacteurs PWR français. Framatome fabrique également du combustible pour réacteurs, fournit, assemble, teste et met en service des équipements nucléaires, et fait enfin l'inspection en service des réacteurs. Novatome, qui appartient à 70 % à Framatome, a construit le surrégénérateur de Creys-Malville. Framatome construit également des réacteurs de recherche et des réacteurs de propulsion pour sous-marins. En janvier 1986, Framatome a été restructurée; elle appartient maintenant à 35 % à la CÉA-Industrie et à 10 % à l'ÉdF.

Alsthom est un groupe de sociétés employant 40 000 personnes et un des deux plus grands fabricants de matériel lourd de France. Le tiers des activités d'Alsthom est consacré à la conception et à la fabrication de matériel de centrales électriques. La société est le seul fabricant de turbo-génératrices de France.

Sources : ÉdF, 1986; Canada, Affaires extérieures, Ambassade du Canada, Paris, 1988; Framatome, 1987.

En 1946, le Commissariat à l'énergie atomique (CÉA) a eu pour mission de promouvoir l'utilisation de l'énergie nucléaire en France. Les travaux de la CÉA ont abouti à la construction de trois réacteurs de puissance expérimentaux à Marcoule. Ces réacteurs étaient les prototypes des réacteurs GGCR (alimentation en uranium naturel, modération au graphite et refroidissement au gaz). En 1956, le gouvernement français demandait à l'ÉdF de construire la première centrale GGCR commerciale, ce qui s'est concrétisé par la réalisation des tranches A1, A2 et A3 de Chinon. Le plus grand réacteur GGCR construit en France, et le dernier, est le réacteur Bugey 1 d'une puissance nette de 515 MWe, raccordé au réseau en 1972. Après avoir mis au point, dans les années 60, des réacteurs à eau légère alimentés en uranium enrichi, la France décida en 1969 de fonder désormais son programme nucléaire sur les réacteurs PWR (ÉdF, 1986).

Ayant pris cette décision, le gouvernement français entreprit d'établir un programme nucléaire techniquement indépendant. Ses efforts aboutirent en 1981 à l'acquisition par le CÉA de l'intérêt détenu par Westinghouse dans Framatome et à la fin de ses ententes de fabrication sous licence avec ce fabricant américain de réacteurs.

La France a également choisi de standardiser la conception de ses produits pour réacteurs : les produits allaient être fabriqués en série, mais adaptables à différents emplacements. Le résultat a été la réalisation de trois groupes de réacteurs, de classes 900 MW, 1 300 MW et 1 500 MW. Afin de permettre une amélioration de la technologie des réacteurs, l'ÉdF a cependant permis, suivant une progression par étapes, la fabrication de réacteurs de sous-série, au sein d'une classe donnée. Ces réacteurs de sous-série sont des conceptions améliorées de la classe générale. Ainsi, la classe 900 MW compte six réacteurs de pré-série, dix-huit réacteurs de type «CP1» et dix réacteurs du

type «CP2». Tous les 34 réacteurs de cette classe de 900 MW sont en service. Pour ce qui est de la classe 1 300 MW, tous les huit réacteurs du type «P4» sont en service et quatre des douze réacteurs du type «P4» étaient en service à la fin de 1984. Six réacteurs du type «N4» de la classe 1 500 MW sont en construction actuellement. Six petits réacteurs (quatre GGCR, un PWR et surrégénérateur) sont également en service en France. Au cours de 1988, la France prévoit raccorder à son réseau national deux réacteurs de classe 1 300 MW. (Framatome, 1988)

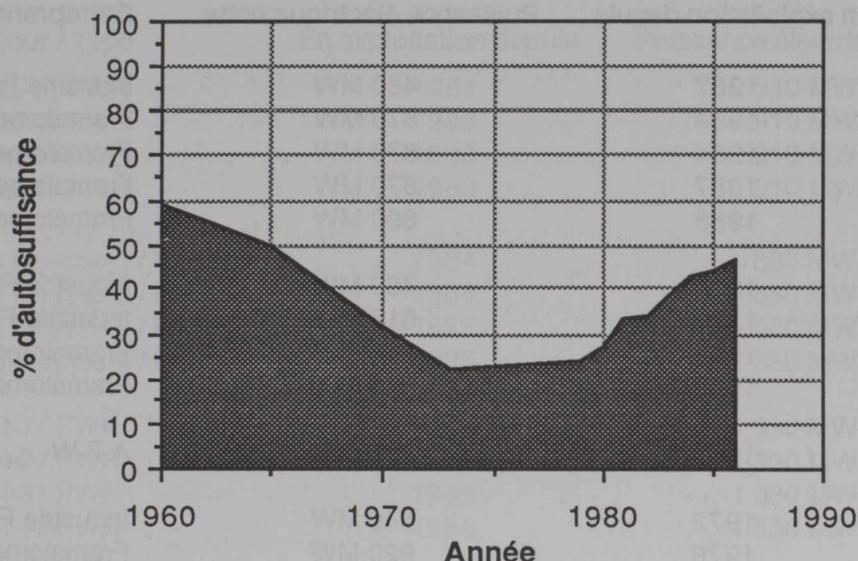
La réalisation du premier réacteur de 900 MW, le Fessenheim 1, a demandé 78 mois. La construction des premiers réacteurs CP1 de la classe 900 MW a demandé en moyenne 78 mois, mais les derniers réacteurs ont pu être construits sur une période moyenne de 60 mois. Il faut de 72 à 80 mois pour construire un réacteur de la classe 1 300 MW, depuis les débuts des travaux de génie civil au raccordement au réseau, mais le programme des travaux de certains de ces réacteurs est délibérément retardé parce que la demande d'électricité n'a pas cru aussi rapidement ces récentes années qu'on l'avait prévu (ÉdF, 1986).

En 1973, la France ne produisait à partir de sources nationales que 22,5 % de son énergie primaire; en 1986, la proportion était passée à 46,2 %, presque entièrement grâce à l'expansion du programme nucléaire. En l'an 2000, la France estime qu'elle sera autosuffisante entre 52 % à 58 % pour ce qui est de son énergie primaire. Le graphique 10 montre le changement dans l'autosuffisance énergétique de la France de 1960 à 1986. Le fléchissement de l'autosuffisance survenu entre 1960 et 1973 reflète la substitution du charbon français par du pétrole importé. L'électricité primaire représentait 32,7 % de la consommation française d'énergie primaire en 1986, et l'électronucléaire permettait de produire 69,7 % de l'électricité consommée. Il s'ensuit donc que l'électronucléaire permet à la France de produire 23 % environ de l'énergie primaire qu'elle consomme. Les Français estiment que l'électronucléaire répondra à 32 % de leur consommation d'énergie primaire en 1990 (comparativement à 1,8 % en 1973); les chiffres sont de 30 % pour le pétrole (66 % en 1973), 15 % pour le charbon (17,2 % en 1973), 12 % pour le gaz naturel (8,4 % en 1973), 8 % pour l'hydro-électricité (5,5 % en 1973) et 3 % pour toutes les formes d'énergie renouvelable (1,1 % en 1973).

2. Le programme actuel des réacteurs de puissance

La France comptait 53 réacteurs de puissance en service, d'une puissance installée nette totale de 44 133 MWe au 1^{er} janvier 1988. Dix autres réacteurs sont en construction et ajouteront 13 410 MWe à la capacité de production de l'électronucléaire de France. Six vieux réacteurs de taille modeste ont été fermés.

Graphique 10 : Autosuffisance de la France en énergie primaire, 1960–1986



Source : Observatoire de l'Énergie, France.

Le tableau 11 donne de plus amples renseignements sur les réacteurs en exploitation en France.

En 1987, l'électronucléaire a représenté 69,8 % de la production totale d'électricité de France. Cette part a cru rapidement dans les années 80, comme le montrent les statistiques suivantes exprimant la part de l'électronucléaire dans le bilan de la production électrique totale : 1986, 69,7 %; 1985, 64,9 %; 1984, 58,7 %; 1983, 48,3 %; et 1982, 38,7 %. Aucun autre pays du monde ne fait aussi largement appel à la fission pour alimenter son réseau électrique. Et la France n'a pas l'intention de s'arrêter là, puisqu'elle projette produire les trois quarts de son électricité (et le tiers de l'énergie primaire totale dont elle aura besoin) à partir du nucléaire en 1990.

La capacité de l'électronucléaire dépasse déjà la charge de base et bon nombre des réacteurs 900 MW sont exploités par cycle, afin de répondre aux besoins de pointe. Le suivi de la charge se fait le plus couramment en mai et en juin. En 1985, il y a eu 935 mises en service cycliques quotidiennes dans le cas des réacteurs de la classe 900

Tableau 11 : Réacteurs de puissance en exploitation en France au 1^{er} janvier 1988

Réacteur / Type	En exploitation depuis	Puissance électrique nette	Entrepreneur
Chinon A-3 / GGCR	1967	480 MW	Industrie France
Chinon B-1 / PWR	1984	870 MW	Framatome
Chinon B-2 / PWR	1984	870 MW	Framatome
Chinon B-3 / PWR	1987	870 MW	Framatome
Chinon B-4 / PWR	1988	890 MW	Framatome
St-Laurent A-1 / GGCR	1969	480 MW	Industrie France
St-Laurent A-2 / GGCR	1971	515 MW	Industrie France
St-Laurent B-1 / PWR	1983	880 MW	Framatome
St-Laurent B-2 / PWR	1983	880 MW	Framatome
Chooz A-1 / PWR	1970	305 MW	A-F-W
Bugey-1 / GGCR	1972	540 MW	Industrie France
Bugey-2 / PWR	1979	920 MW	Framatome
Bugey-3 / PWR	1979	920 MW	Framatome
Bugey-4 / PWR	1979	900 MW	Framatome
Bugey-5 / PWR	1980	900 MW	Framatome
Phénix / FBR	1974	233 MW	Industrie France
Fessenheim-1 / PWR	1977	880 MW	Framatome
Fessenheim-2 / PWR	1978	880 MW	Framatome
Dampierre-1 / PWR	1980	890 MW	Framatome
Dampierre-2 / PWR	1981	890 MW	Framatome
Dampierre-3 / PWR	1981	890 MW	Framatome
Dampierre-4 / PWR	1981	890 MW	Framatome
Gravelines B-1 / PWR	1980	910 MW	Framatome
Gravelines B-2 / PWR	1980	910 MW	Framatome
Gravelines B-3 / PWR	1981	910 MW	Framatome
Gravelines B-4 / PWR	1981	910 MW	Framatome
Gravelines C-5 / PWR	1985	910 MW	Framatome
Gravelines C-6 / PWR	1985	910 MW	Framatome
Tricastin-1 / PWR	1980	915 MW	Framatome
Tricastin-2 / PWR	1980	915 MW	Framatome
Tricastin-3 / PWR	1981	915 MW	Framatome
Tricastin-4 / PWR	1981	915 MW	Framatome

Tableau 11 (suite) : Réacteurs de puissance en exploitation en France au 1^{er} janvier 1988

Réacteur / Type	En exploitation depuis	Puissance électrique nette	Entrepreneur
Blayais-1 / PWR	1981	910 MW	Framatome
Blayais-2 / PWR	1983	910 MW	Framatome
Blayais-3 / PWR	1983	910 MW	Framatome
Blayais-4 / PWR	1983	910 MW	Framatome
Cruas Meysse-1 / PWR	1984	880 MW	Framatome
Cruas Meysse-3 / PWR	1984	880 MW	Framatome
Cruas Meysse-2 / PWR	1985	900 MW	Framatome
Cruas Meysse-4 / PWR	1985	880 MW	Framatome
Paluel-1 / PWR	1985	1 330 MW	Framatome
Paluel-2 / PWR	1985	1 330 MW	Framatome
Paluel-3 / PWR	1986	1 330 MW	Framatome
Paluel-4 / PWR	1986	1 330 MW	Framatome
Saint Alban-1 / PWR	1986	1 335 MW	Framatome
Saint Alban-2 / PWR	1987	1 335 MW	Framatome
Flamanville-1 / PWR	1986	1 330 MW	Framatome
Flamanville-2 / PWR	1987	1 330 MW	Framatome
Cattenom-1 / PWR	1987	1 300 MW	Framatome
Cattenom-2 / PWR	1987	1 300 MW	Framatome
Bellemeville-1 / PWR	1987	1 310 MW	Framatome
Nogent-1 / PWR	1987	1 310 MW	Framatome
Super-Phénix / FBR	1987	1 200 MW	Novatome

Source : France, Commissariat à l'Énergie Atomique, *Les Centrales Nucléaires dans le Monde*, édition de 1987, Paris, 1987, p. 22-23; France, Commissariat à l'Énergie Atomique, *Dossier France au 1^{er} janvier 1988*, CEA/DPg-E/88-53/JCLR, Paris, 1988.

MW. Au cours du mois de pointe de juin, on a compté plus de 200 mises en service cycliques, les réacteurs de 900 MW tournant à moins de 40 % de leur capacité pendant environ 90 de ces cycles (ÉdF, 1986). Certains se sont inquiétés des contraintes que font subir à un réacteur ces fluctuations fréquentes de la puissance, mais les Français n'ont

constaté aucun signe qui permette de conclure que le suivi de la charge accélérât le vieillissement des réacteurs.

En dépit de cette utilisation moins qu'optimale de certains de ses réacteurs, la France soutient que l'énergie électronucléaire est nettement avantageuse du point de vue coût. En 1985, le coût de production du kilowattheure d'énergie électronucléaire était de 0,180 franc tandis que le coût du kWh d'électricité produite par les centrales alimentées au charbon était de 0,405 franc, soit plus du double. L'ÉdF affirme que «le kWh français est le moins cher de l'Europe». Pour une centrale française devant être mise en service en 1992, l'ÉdF prévoit que le coût du kWh produit dans une centrale alimentée au charbon correspondra à plus de 150 % du coût du kWh produit dans une centrale nucléaire (ÉdF, 1986).

La Framatome a eu une performance impressionnante depuis le milieu des années 1970. En France, elle a construit trente-quatre réacteurs de 900 mégawatts entre 1977 et 1987, et douze réacteurs de 1300 mégawatts entre 1984 et 1987. À l'étranger, elle a construit cinq réacteurs de 900 mégawatts entre 1975 et 1985. Ainsi, au total, 51 réacteurs ont été construits en 13 ans seulement, soit une moyenne de presque quatre réacteurs par année. Dix réacteurs de 1300 et 1500 mégawatts seront construits en France entre 1988 et 1993, et quatre réacteurs seront construits à l'étranger pendant la même période. Les ventes à l'étranger ont été faites à la Belgique (trois réacteurs en service et un en construction), à l'Afrique du Sud (deux réacteurs en service), à la Corée du Sud (deux réacteurs en construction) et à la Chine (deux réacteurs en construction) (Framatome, 1988).

Les réacteurs qui sont encore en construction marquent la fin de la phase intensive de mise en oeuvre des réacteurs de la France. Avec la baisse du taux de croissance de la demande, les commandes de réacteurs peuvent tomber aussi bas qu'à un réacteur tous les 18 à 24 mois. Le gouvernement français s'est toutefois engagé à fournir le soutien requis, quel qu'il soit, pour maintenir la capacité de fabrication domestique de réacteurs pendant cette période d'activité réduite. La poursuite des travaux d'entretien des réacteurs en service en France, combinée à toutes les ventes de réacteurs au pays ou à l'étranger, sera suffisante pour maintenir un niveau essentiel d'activité. La Framatome intensifiera ses travaux sur l'amélioration de la tenue des réacteurs, l'augmentation de leur disponibilité, l'accroissement de la sûreté et le perfectionnement des instruments et des systèmes de commande. Elle étudie aussi des programmes d'extension de la durée de vie des réacteurs. Officiellement, les réacteurs français ont une durée d'utilisation prévue de 40 ans, mais ils pourraient être maintenus en service pendant une plus longue période. De plus, la Framatome construit des cuves sous pression pour réacteurs qui comprennent environ un tiers du nombre de soudures des cuves sous pression construites aux États-Unis. Par conséquent, les cuves construites en France sont moins sujettes à la fragilisation à la longue et devraient avoir une plus grande durée de vie.

La Framatome diversifiera aussi ses activités en se spécialisant dans des domaines autres que le nucléaire, par exemple dans les systèmes industriels informatisés, les compresseurs et les turbines, et le matériel et les services spécialisés destinés aux applications spatiales et militaires de haute technologie. Une autre démarche consiste à élaborer des plans d'accords avec des partenaires étrangers. Par exemple, la Framatome a conclu une entente avec la Babcock & Wilcox en vue de la commercialisation d'assemblages combustibles pour le PWR en Amérique du Nord; elle participe à une étude conjointe avec la KWU sur la faisabilité de l'introduction de l'énergie nucléaire en Indonésie; et, avec l'ÉdF et la Westinghouse, elle met au point des services de systèmes et des services de formation informatisés.

Le gouvernement français veut que la Framatome survive au ralentissement temporaire dans le domaine de la construction des réacteurs, quelles que soient les mesures à prendre.

Un objectif de la CÉA, découlant de la détermination de la France à devenir plus indépendante du point de vue énergétique, a été la prise en charge complète du cycle du combustible nucléaire. Cet objectif a été atteint. L'uranium est produit par la COGEMA, qui gère les deux tiers des réserves françaises de ce métal et qui produit 80 % de l'uranium exploité en France. Dans les pays non communistes, la COGEMA a accès à plus de 20 % des réserves d'uranium. Par sa participation directe ou par le biais de sociétés affiliées et de filiales, la COGEMA a acquis une part dans le domaine de l'uranium dans des pays comme le Canada, les États-Unis, l'Espagne, le Gabon, le Niger, la Zambie et le Sénégal. Au Canada, la COGEMA est le principal actionnaire de la société Amok Ltée (avec une participation directe de 38 % et, par le biais de sa filiale en propriété exclusive, la Compagnie de Mokta, une autre participation de 37 %), qui effectue de l'exploitation minière à Cluff Lake (Saskatchewan), et possède une part de 36,4 % dans la Cigar Lake Mining Corp., une entreprise en participation avec la *Saskatchewan Mining Development Corporation* et la Idemitsu. En 1986, la COGEMA a produit 7 700 tonnes de concentrés d'uranium, dont 2 600 tonnes provenant de ses mines françaises (Ambassade du Canada à Paris, 1988; France, CÉA, 1987).

La conversion du minerai en uranium métallique et en hexafluorure d'uranium est effectuée par la Comurhex, qui appartient à 49 % à la COGEMA. La capacité de raffinage et de conversion de la France est d'environ 25 500 tonnes d'uranium par année, soit 25 % de la capacité du monde non communiste. Sa part du marché est à peu près la même. La capacité d'enrichissement de l'uranium de la France est de 11,4 millions d'U.T.S. (unités de travail de séparation des isotopes¹) par année, la capacité

1. L'unité de travail de séparation est une mesure de l'effort nécessaire pour séparer l'uranium en deux composantes, une enrichie et l'autre épuisée. Elle est indépendante du procédé de séparation employé. Le kilogramme est l'unité de travail de séparation; l'effort d'enrichissement et la consommation d'énergie sont calculés par kilogramme de travail de séparation effectué.

mondiale étant, le bloc communiste inclus, de 32,1 millions d'U.T.S./année. La plus grande partie de cette capacité, 10,8 millions d'U.T.S./année, revient à l'usine de l'Eurodif située à Triscatin, le plus gros complexe d'enrichissement de l'uranium au monde. La COGEMA possède une part de 51,5 % dans l'Eurodif. L'Italie, l'Espagne et la Belgique sont les autres actionnaires. L'Eurodif peut fournir le combustible requis pour l'exploitation d'environ quatre-vingt-dix réacteurs de 1000 MW sur une base continue. Elle occupe actuellement environ 43 % du marché mondial de l'enrichissement de l'uranium (NEI, 1988; communication personnelle, CÉA, 14 avril 1988).

La COGEMA oeuvre aussi dans le domaine de la fabrication de combustible. Le combustible destiné aux GGCR et aux réacteurs surrégénérateurs à neutrons rapides est fabriqué par la SICN (Société Industrielle de Combustible Nucléaire), une filiale en propriété exclusive de la COGEMA. La Framatome, qui appartient à parts égales à la COGEMA et à la Framatome, commercialise le combustible destiné au LWR et fabriqué par la FBFC, qui appartient à la COGEMA (25 %), à la Framatome (25 %) et à l'Uranium Pêcheur (50 %). Les combustibles à oxyde mixte (uranium-plutonium) sont fabriqués par la Comcox, qui appartient à 60 % à la COGEMA et à 40 % à la Belgonucléaire. La France a acquis la capacité de fabriquer environ 1550 tonnes de combustible à métal lourd (uranium et plutonium) par année et elle occupe environ 19 % du marché (Ambassade du Canada à Paris, 1988; France, CÉA, 1987; communication personnelle, CÉA, 14 avril 1988).

Le retraitement du combustible épuisé est effectué dans les usines de la COGEMA à Marcoule et à La Haye. On effectue présentement un agrandissement important de l'usine de La Haye qui fera passer sa capacité de retraitement de 400 à 1600 tonnes de métal lourd par année. L'usine de Marcoule a une capacité de 600 tonnes par année. Une des nouvelles installations de retraitement d'une capacité de 800 tonnes par année de La Haye sera consacrée pendant ses 10 premières années d'exploitation à 30 clients étrangers de la COGEMA qui ont signé des contrats de retraitement et financé sa construction.

3. Gestion des déchets radioactifs

ANDRA, l'agence nationale de gestion des déchets radioactifs, est un organisme gouvernemental à but non lucratif établi en 1979 par décret ministériel au sein du CÉA. Cet organisme est responsable de la gestion à long terme de tous les types de déchets radioactifs provenant de toutes les sources. ANDRA reflète la décision du gouvernement français de séparer la gestion des déchets radioactifs des activités de réglementation et d'inspection.

ANDRA a deux responsabilités : 1) gérer les sites d'évacuation existants dont l'un se trouve au Centre de la Manche dans la presqu'île du Cotentin; 2) concevoir de nouvelles installations de stockage à long terme, explorer et mettre le site en valeur, et construire ces installations. Le financement de ces activités, y compris le transport des déchets radioactifs vers les installations de stockage, est assuré directement par les producteurs de déchets, principalement l'ÉdF, mais aussi par des laboratoires de recherche, des hôpitaux, des universités et des industries. Les fonds publics ne sont pas utilisés pour la gestion des déchets, ANDRA signale qu'en 1982, des déchets radioactifs étaient produits, en France, au rythme de 2500 kg par habitant par année (France, CÉA, ANDRA, non daté).

Les déchets radioactifs qui doivent être évacués sont divisés en deux catégories. Les déchets à courte période sont des matériaux radioactifs dont la période est inférieure à 30 ans. Après 300 ans (dix fois la plus grande période possible dans ce groupe), les risques radiologiques résiduels sur le site d'évacuation seront si faibles que l'on pourra permettre l'accès à ce site. Ainsi, les Français considèrent que l'évacuation à de faibles profondeurs convient très bien pour les déchets à courte période. Les déchets à longue période, que leur activité soit faible, intermédiaire ou élevée, doivent être isolés de la population pendant des milliers d'années et, partant, ils doivent être enfouis dans des formations géologiques stables profondes (plusieurs centaines de mètres).

L'évacuation à faible profondeur de déchets à courte période comporte trois niveaux de protection : choix du site, conception des installations et emballage des déchets. L'objectif est de prévenir le transport des matériaux radioactifs par l'eau à l'extérieur du site. Au Centre de la Manche, la majeure partie des déchets est enfermée dans des conteneurs cylindriques en métal. Ces conteneurs sont conservés tels quels s'ils contiennent des déchets de faible activité; ils sont encapsulés dans des monolithes de béton s'ils contiennent des déchets de haute activité. Un système comportant des galeries d'inspection permet de contrôler le taux de radioactivité dans les installations. Commencé en 1969, le Centre de la Manche est passé sous le contrôle d'ANDRA en 1979. Ces installations ont une capacité de 485 000 m³; au milieu de 1986, 350 000 m³ de déchets avaient été mis en place. Avec un taux d'addition des déchets d'environ 30 000 m³ par an, le Centre de la Manche sera rempli en 1991. Un nouveau site d'évacuation a été choisi à environ 250 km de Paris et l'autorisation de construire un dépôt souterrain a été accordée en 1987. Ces installations, appelées Centre de l'Aubé, auront une capacité d'un million de mètres cubes et elles pourront être exploitées pendant environ 30 ans. L'exploitation commerciale devrait débuter à la fin de 1990 ou au début de 1991. Afin de stabiliser la production de déchets à courte période de faible activité à environ 30 000 mètres cubes par an, un vaste programme visant à réduire la production de déchets a été mis en oeuvre dans les centrales nucléaires françaises.

Le second volet des activités d'ANDRA concerne l'évacuation des déchets radioactifs à longue période. Lorsque la deuxième usine de retraitement de La Hague deviendra opérationnelle, environ 4 000 à 5 000 m³ de déchets à longue période seront produits chaque année. En l'an 2000, les déchets accumulés représenteront un volume d'environ 60 000 m³. ANDRA est actuellement engagé dans un programme de recherche d'un site d'évacuation. Le granite, le sel, l'argile et les schistes argileux constituent des formations géologiques appropriées pour l'évacuation des déchets et la France possède un site de recherche dans chacune de ces formations. Une étude a été entreprise en 1987 pour choisir un site unique; cette étude devrait être terminée en 1990. L'étape suivante consistera à construire un laboratoire officiel sur le site choisi, le site devant être validé aux environs de 1995. La construction des installations pourrait être terminée au tout début du prochain siècle, mais ANDRA considère que des retards sont possibles.

Les Français considèrent la gestion des déchets radioactifs comme un problème *technique*; la solution ne peut venir d'un référendum ni dépendre de manifestations populaires. Contrairement à ce qui se passe en Suède et en Allemagne de l'Ouest, les administrations locales en France ne peuvent refuser un site choisi par ANDRA pour l'évacuation des déchets. Jusqu'à maintenant, le programme de gestion des déchets n'a pas suscité de mécontentement important dans la population en général, grâce en partie à un vaste programme d'information du public entrepris par ANDRA. Toutefois, la population serait fortement opposée à l'idée d'accepter des déchets radioactifs d'autres pays.

E. Le programme électronucléaire américain

1. L'évolution du nucléaire aux États-Unis

La première démonstration d'une réaction de fission en chaîne fut réalisée par Enrico Fermi sous les tribunes du Stagg Field à l'Université de Chicago. Fermi construisit une «pile atomique» à uranium naturel modérée au graphite fonctionnant à très faible puissance de façon à pouvoir être refroidie à l'air. Cette pile atteignit la criticité le 2 décembre 1942 et, immédiatement après, on construisit des piles plus puissantes à Hanford dans l'État de Washington, dans le but de produire du plutonium pour fabriquer une bombe atomique.

Plus tard, en 1946, le Congrès vota l'*Atomic Energy Act* qui portait sur la poursuite de la mise au point des armes nucléaires, mais qui définissait un cadre légal pour les applications industrielles. Aux termes de cette loi, l'*Atomic Energy Commission* (AEC) fut créée pour surveiller les activités nucléaires américaines. En 1954, le Congrès approuva la construction de 5 prototypes de réacteurs industriels. Ce

groupe comprenait un réacteur à eau bouillante à l'Argonne National Laboratory près de Chicago; un réacteur refroidi par sodium et modéré par graphite à Santa Susanna en Californie; un réacteur à eau lourde à Oak Ridge, au Tennessee; un surgénérateur expérimental à Idaho Falls; et le prototype de réacteur à eau pressurisée de 60 MW de Shippingport dont l'exploitation commença en 1957. Le réacteur de Shippingport fut le premier réacteur civil à être mis en service aux États-Unis. Il avait été construit par Westinghouse pour le compte de l'AEC. Il a été exploité comme réacteur de puissance jusqu'en 1974 pour terminer comme réacteur d'essai, avant d'être déclassé en 1982.

Avec l'aide de l'AEC, les entreprises privées commencèrent à construire des réacteurs civils. Après Shippingport, Westinghouse construisit le réacteur à eau pressurisée de 185 MW à Yankee Rowe au Massachusetts, qui fut mis en service en 1961. Babcock & Wilcox construisit le réacteur de 265 MW d'Indian Point 1 près de New York, participant ainsi à l'évolution du principe du réacteur à eau pressurisée. Par contre, General Electric opta pour le réacteur à eau bouillante et construisit le réacteur de 200 MW de Dresden 1 dans l'Illinois pour la Commonwealth Edison. Après ces débuts favorables, l'industrie nucléaire américaine se développa rapidement au cours des années 60 et 70.

L'accident survenu à l'unité 2 de la centrale nucléaire de Three Mile Island près de Harrisburg, en Pennsylvanie, le 28 mars 1979, a entraîné un important retard dans le programme nucléaire américain. La centrale a été lourdement endommagée, et des matières radioactives ont été rejetées dans l'environnement. La dose moyenne de rayonnement absorbée par la population vivant dans un rayon de cinq milles de la centrale a été évaluée à environ 10 % du rayonnement naturel annuel, et l'exposition maximale de la population en général à l'extérieur de cette limite a été estimée à 70 millirems. [Ce niveau d'exposition équivaut à environ la moitié des niveaux de sources naturelles, médicales, etc., auxquels une personne moyenne serait exposée pendant une année.] L'exposition de la population en général a été si faible qu'on a conclu qu'il n'y aurait aucune augmentation mesurable des taux de cancers, des troubles de développement et des effets génétiques. Néanmoins, l'accident a eu un impact profond. Selon les auteurs du *Report of the President's Commission on the Accident at Three Mile Island* de 1979 (p. 2) :

... L'accident a été déclenché par des défaillances mécaniques dans la centrale et s'est aggravé à cause d'une combinaison d'erreurs humaines commises en essayant de corriger la situation [...] Au cours des 4 jours qui ont suivi, la direction de la centrale, les agents fédéraux et de l'État et la population en général sont restés dans l'incertitude quant à l'étendue et à la gravité de l'accident. Il est toutefois clair que son incidence, au pays et à l'étranger, a suscité de profondes inquiétudes quant à la sûreté de l'énergie nucléaire [...]

La Commission a déclaré que ses résultats ne signifiaient pas que l'énergie nucléaire était en soi trop dangereuse pour être exploitée, mais que «des changements fondamentaux s'imposaient pour que ces risques [associés à l'énergie nucléaire] soient

maintenus dans des limites tolérables». La Commission a conclu que les problèmes étaient essentiellement liés à l'humain et non au matériel.

Lorsque nous disons que les problèmes fondamentaux sont liés aux personnes, notre intention n'est pas de limiter ce terme aux erreurs commises par certaines personnes — même s'il s'en commet. Nous voulons dire de façon plus générale que notre enquête a révélé des problèmes liés au «système» qui fabrique, exploite et réglemente les centrales nucléaires. Il y a des problèmes structureux dans les divers organismes, il y a des lacunes dans les divers processus et il y a un manque de communication entre les personnes et les groupes clés [...]

Nous remarquons que la réglementation est une source de préoccupation. Il incombe évidemment à la *Nuclear Regulatory Commission* d'établir des règlements pour garantir la sûreté des centrales nucléaires. Nous sommes toutefois convaincus que les règlements ne peuvent à eux seuls garantir la sûreté. En effet, lorsqu'un règlement devient aussi volumineux et aussi complexe que ceux qui s'appliquent actuellement, il peut nuire à la sûreté nucléaire. Les règlements sont si complexes que le service public, ses fournisseurs et la NRC doivent déployer des efforts considérables pour s'assurer que les règlements sont respectés [...]

La plus grande «préoccupation» de chacun est celle de la sûreté du matériel, ce qui diminue l'importance de l'élément humain dans l'électronucléaire. Nous sommes tentés de dire que, même si un effort considérable a été déployé pour garantir le fonctionnement optimal du matériel lié à la sûreté et à la disponibilité de tout le matériel de secours nécessaire, la NRC et l'industrie n'ont pas reconnu suffisamment que les êtres humains qui gèrent et exploitent les centrales constituent un important système de sûreté (États-Unis, *The President's Commission on the Accident at the Three Mile Island*, 1979, p. 8-10).

Le Comité est d'avis que certains de ces problèmes systémiques persistent dans le programme électronucléaire américain.

Les États-Unis ont mis fin aux travaux sur les réacteurs surrégénérateurs lorsque le Congrès a refusé toute aide additionnelle au projet du surrégénérateur de 350 MW de Clinch River, Tennessee. Entrepris en 1973, le projet de Clinch River avait coûté près de 2 milliards de dollars US lorsque le projet a été arrêté.

On a calculé que l'accroissement de la puissance installée d'origine nucléaire aux États-Unis depuis l'embargo pétrolier de 1973 avait permis de remplacer plus de 3,5 milliards de barils de pétrole importé, soit une économie d'environ 100 milliards \$US. Le coût de l'accroissement de cette puissance installée s'est élevé à 130 milliards \$US. En 1973, l'énergie nucléaire se classait cinquième aux États-Unis parmi les diverses sources d'électricité. Les centrales nucléaires dépassèrent les centrales alimentées au pétrole en 1980, les centrales alimentées au gaz en 1983 et les centrales hydro-électriques en 1984. Aujourd'hui, les centrales nucléaires sont en deuxième position, derrière les centrales au charbon.

Bien que la consommation totale d'énergie aux États-Unis en 1986 ait augmenté de seulement 2 % environ par rapport à 1973, la demande d'électricité a augmenté de plus de 40 %. Durant la même période, la demande d'énergie non électrique a baissé d'approximativement 11 %.

À la fin de 1987, des référendums avaient été tenus dans 13 États. Ces référendums portaient sur la fermeture des centrales en exploitation ou sur l'arrêt des travaux de construction d'autres centrales. Les 13 propositions avaient été défaites. Sept consultations ont eu lieu en 1976; deux ont été tenues depuis l'accident de Tchernobyl. Trois tentatives de fermer l'une des centrales en exploitation du Maine, la centrale Maine Yankee, ont échoué dans les proportions de 60-40 (1980), 55-45 (1982) et 59-41 (1987). La centrale Maine Yankee a produit de l'électricité pendant 15 ans, à un coût d'exploitation moyen de 2,5 ¢/kWh, l'un des plus bas coûts au monde (USCEA, 1988b). Au moins trois tentatives de fermeture de réacteurs de puissance en exploitation auront lieu en 1988 (en Californie, en Orégon et au Massachussets).

2. Le programme actuel des réacteurs de puissance

Les États-Unis possèdent le plus vaste programme électronucléaire au monde. Le 1er janvier 1988, 109 réacteurs étaient en service, avec une puissance installée totale de 97,2 GW, soit 14 % de la puissance installée électrique totale du pays. Ces centrales ont fourni environ 18 % de l'électricité produite aux États-Unis en 1987. Trente-trois des 50 États ont accordé des permis d'exploitation de réacteurs nucléaires, l'Illinois venant en tête avec 13 réacteurs. Quatorze réacteurs supplémentaires sont en construction, d'une puissance globale de 16,6 GW, et deux réacteurs d'une puissance de 2,2 GW sont en commande. Quatre États (Vermont, Connecticut, New Jersey et Caroline du Sud) produisent plus de 50 % de leur électricité dans des centrales nucléaires, le Vermont venant en tête avec 76 % en 1987. Douze autres États produisent plus de 25 % de leur électricité dans des centrales nucléaires (USCEA, 1988a). Le tableau 12 donne la liste des centrales nucléaires en exploitation dans chaque état au 1er janvier 1988.

Les PWR ont dominé le programme américain, avec deux fois la puissance installée des BWR (65 299 MW par rapport à 32 802 MW, en juillet 1987). À l'exception de deux BWR, tous les réacteurs actuellement en construction aux États-Unis sont du type PWR (NEI, 1988, p. 13).

Même si ce programme, le plus important du monde, est une réalisation impressionnante pour le pays qui est à l'origine de la filière LWR, le désarroi frappe aujourd'hui le programme nucléaire américain. Aucune nouvelle centrale n'est planifiée aux États-Unis et la plus récente commande, abstraction faite des annulations, remonte à octobre 1973. Tous les réacteurs en construction aux États-Unis sont donc âgés d'au moins 15 ans. On a bien fait comprendre au Comité qu'aucune nouvelle commande de réacteur ne sera passée tant que durera la conjoncture.

La centrale américaine moyenne est aujourd'hui âgée de 19 ans. Bien que de nombreuses centrales, classiques et nucléaires, fassent l'objet de programmes de

Tableau 12 : Réacteurs de puissance en exploitation aux États-Unis le 1^{er} janvier 1988

État	Réacteur / Type	Exploitation commerciale	Puissance électrique nette (MW)	Entrepreneur
Alabama	Joseph M. Farley 1-2 / PWR	77/81	829/829	Westinghouse
	Browns Ferry 1-3 / BWR	74/75/77	1065/1065/1065	General Electric
Arizona	Palo Verde 1-3 / PWR	86/86/88	1270/1270/1270	Combustion Engineering
Arkansas	Arkansas Nuclear 1-2 / PWR	74/80	850/912	Babcock & Wilcox
Californie	Diablo Canyon 1-2 / PWR	85/86	1084/1106	Westinghouse
	Rancho Seco 1 / PWR	75	918	Babcock & Wilcox
	San Onofre 1 / PWR	68	436	Westinghouse
	San Onofre 2-3 / PWR	83/84	1070/1080	Combustion Engineering
Colorado	Fort St. Vrain / HTGR	79	330	General Atomic
Connecticut	Haddam Neck / PWR	68	582	Westinghouse
	Millstone 1 / BWR	70	660	General Electric
	Millstone 2 / PWR	75	870	Combustion Engineering
	Millstone 3 / PWR	86	1153	Westinghouse
Floride	Crystal River 3 / PWR	77	850	Babcock & Wilcox
	Turkey Point 3-4 / PWR	72/73	666/666	Westinghouse
	St. Lucie 1-2 / PWR	76/83	839/839	Combustion Engineering
Georgie	Edwin I. Hatch 1-2 / BWR	75/79	775/781	General Electric
	Alvin W. Vogtle 1 / PWR	87	1122	Westinghouse
Illinois	Dresden 2-3 / BWR	70/71	794/794	General Electric
	Zion 1-2 / PWR	73/74	1040/1040	Westinghouse
	Quad Cities 1-2 / BWR	72/72	789/789	General Electric
	LaSalle 1-2 / BWR	84/84	1078/1078	General Electric
	Braidwood 1-2 / PWR	88/88	1120/1120	Westinghouse
	Byron 1-2 / PWR	85/87	1120/1120	Westinghouse
Iowa	Clinton 1 / BWR	87	933	General Electric
	Duane Arnold / BWR	75	565	General Electric
Kansas	Wolf Creek / PWR	85	1150	Westinghouse
Louisiane	River Bend 1 / BWR	86	940	General Electric
	Waterford 3 / PWR	85	1104	Combustion Engineering
Maine	Maine Yankee / PWR	72	825	Combustion Engineering
Maryland	Calvert Cliffs 1-2 / PWR	75/77	825/825	Combustion Engineering
Massachusetts	Pilgrim 1 / BWR	72	670	General Electric
	Yankee / PWR	61	175	Westinghouse

Tableau 12 (suite) : Réacteurs de puissance en exploitation aux États-Unis le 1^{er} janvier 1988

État	Réacteur / Type	Exploitation commerciale	Puissance électrique nette (MW)	Entrepreneur
Michigan	Big Rock Point / BWR	65	69	General Electric
	Palisades / PWR	71	777	Combustion Engineering
	Fermi 2 / BWR	88	1100	General Electric
	Donald C. Cook 1-2 / PWR	75/78	1030/1100	Westinghouse
Minnesota	Monticello / BWR	71	545	General Electric
	Prairie Island 1-2 / PWR	73/74	530/530	Westinghouse
Mississippi	Grand Gulf 1 / BWR	85	1250	General Electric
Missouri	Callaway / PWR	84	1120	Westinghouse
Nebraska	Cooper / BWR	74	760	General Electric
	Fort Calhoun 1 / PWR	73	492	Combustion Engineering
New Jersey	Oyster Creek / BWR	69	650	General Electric
	Salem 1-2 / PWR	77/81	1106/1106	Westinghouse
	Hope Creek 1 / BWR	86	1067	General Electric
New York	Indian Point 2-3 / PWR	73/76	873/965	Westinghouse
	James A. FitzPatrick / BWR	75	816	General Electric
	Shoreham / BWR	(a)	809	General Electric
	Nine Mile Point 1-2 / BWR	69/88	610/1080	General Electric
	Robert E. Ginna / PWR	70	470	Westinghouse
Caroline du Nord	Brunswick 1-2 / BWR	77/75	821/821	General Electric
	Shearon Harris 1 / PWR	87	900	Westinghouse
	William McGuire 1-2 / PWR	81/84	1129/1129	Westinghouse
Ohio	Perry 1 / BWR	87	1205	General Electric
	Davis-Besse 1 / PWR	77	860	Babcock & Wilcox
Oregon	Trojan / PWR	76	1130	Westinghouse
Pennsylvanie	Beaver Valley 1-2 / PWR	76/87	833/836	Westinghouse
	Three Mile Island 1-2 / PWR	74/78 (b)	819/900	Babcock & Wilcox
	Susquehanna 1-2 / BWR	83/85	1050/1050	General Electric
	Peach Bottom 2-3 / BWR	74/86	1065/1065	General Electric
	Limerick 1 / BWR	86	1055	General Electric
Caroline du Sud	H.B. Robinson 2 / PWR	71	700	Westinghouse
	Oconee 1-3 / PWR	73/74/74	846/846/846	Babcock & Wilcox
	Catawba 1-2 / PWR	85/86	1129/1129	Westinghouse
	Summer 1 / PWR	84	885	Westinghouse
Tennessee	Sequoyah 1-2 / PWR	81/82	1148/1148	Westinghouse

Tableau 12 (suite) : Réacteurs de puissance en exploitation aux États-Unis le 1^{er} janvier 1988

État	Réacteur / Type	Exploitation commerciale	Puissance électrique nette (MW)	Entrepreneur
Texas	South Texas Project 1 / PWR	88	1250	Westinghouse
Vermont	Vermont Yankee / BWR	72	528	General Electric
Virginie	Surry 1-2 / PWR	72/73	781/781	Westinghouse
	North Anna 1-2 / PWR	78/80	926/926	Westinghouse
Washington	WPPSS 2 / BWR	84	1100	General Electric
Wisconsin	Point Beach 1-2 / PWR	70/72	485/485	Westinghouse
	Kewaunee / PWR	74	535	Westinghouse

Notes : Les licences d'exploitation à faible puissance ou à pleine puissance des réacteurs dont l'exploitation a commencé en 1988 ont été délivrées avant la fin de 1987.

- a) Une licence d'exploitation à faible puissance sans restriction a été délivrée pour le réacteur de Shoreham le 3 juillet 1985, mais son exploitation commerciale a été refusée.
- b) Le réacteur Three Mile Island 2 est fermé depuis l'accident du 28 mars 1979 et n'est pas un réacteur autorisé. Le réacteur Three Mile Island 1 a été fermé le 28 mars 1979, mais la reprise de son exploitation commerciale a été permise le 8 novembre 1985.

Source : U.S. Council for Energy Awareness, *Electricity from Nuclear Energy*, édition de 1988, Washington, D.C., 1988, p. 9-19.

prolongation, le vieillissement du parc électrique américain est cause d'une dégradation du rendement de la production. Comme aucune capacité nouvelle n'est installée, la fiabilité du réseau laissera bientôt à désirer, ce qui est en fait déjà manifeste en Nouvelle-Angleterre. Le *New England Power Pool* a dû procéder à des baisses de tension à trois reprises en 1987, alors que deux centrales en état de marche, celle de Shoreham au Long Island, de New York, et celle de Seabrook, au Vermont, étaient inutilisées (Seabrook peut-être chargée, mais non exploitée, et demeure dans la catégorie des centrales en construction, bien qu'elle soit terminée à 100 %.). Bien que ces circonstances offrent au Canada la possibilité d'exporter de l'électricité, cette situation ne satisfait pas les Américains.

Les commissions des services publics étatiques rechignent de plus en plus à permettre l'inclusion dans le tarif de base des coûts entiers des centrales nucléaires (et de certaines centrales au charbon) parachevées. Entre 1980 et 1986, les organismes de réglementation des États ont abaissé les coûts admissibles des nouveaux réacteurs entrant en service des montants qui suivent (les sommes sont en devise américaine; l'année de l'entrée en exploitation est indiquée entre parenthèses) («Disallowances by State Regulators for Nuclear Units (1980-1986)», *Nuclear Industry*, mars-avril 1988, p. 64) :

Wolf Creek (Kansas, 1985)	1641,0 millions
Waterford 3 (Louisiane, 1985)	284,0 millions
Summer 1 (Caroline du Sud, 1984)	123,0 millions
Susquehanna 1 (Pennsylvanie, 1983)	287,0 millions
Susquehanna 2 (Pennsylvanie, 1985)	560,0 millions
Shoreham 1 (New York, inexploité)	1395,0 millions
San Onofre 2 et 3 (Californie, 1983 et 1984)	328,0 millions
Millstone 3 (Connecticut, 1986)	353,0 millions
Limerick 1 (Pennsylvanie, 1986)	368,9 millions
Grand Gulf 1 (Mississippi, 1985)	49,0 millions
Fermi 2 (Michigan, 1988/1985 licence d'exploitation pleine puissance)	680,0 millions
Callaway 1 (Missouri, 1984)	421,7 millions
Byron 1 (Illinois, 1985)	101,5 millions

Le montant précis des coûts non reconnus peut varier, les décisions des organismes de réglementation étant contestées devant les tribunaux. La plupart des services américains appartiennent à des intérêts privés et ce sont, au bout du compte, les actionnaires qui font les frais de ces décisions. On comprend aisément pourquoi ils hésitent à consentir de nouveaux investissements dans l'électronucléaire.

Le coût de l'électronucléaire est l'objet d'un débat aux États-Unis. Les premières centrales nucléaires présentent un net avantage sur les centrales au mazout. Le *Science Concepts* de Washington, dans une étude financée par le U.S. *Council for Energy Awareness*, estime que le coût sur l'ensemble du cycle de vie de l'électronucléaire, moyenné sur tous les réacteurs parachevés en 1987, est de 4,7 cents/kWh, alors que celui des centrales "au mazout est de 8,2 cents/kWh (scénario de prix du pétrole bas), de 9,7 cents/kWh (scénario de base) ou de 11,4 cents/kWh (scénario de prix du pétrole

élevé). S'il n'est tenu compte que du sous-groupe des centrales nucléaires les plus chères (parachevées entre 1984 et 1987), le *Science Concepts* constate que leur coût (7,6 cents/kWh) est légèrement inférieur à celui des centrales au mazout dans le scénario de bas prix. Étant donné l'important effet immédiat de la répercussion des coûts d'immobilisation d'un réacteur dans le tarif de base, le coût de la première année de l'électronucléaire des réacteurs coûteux récents est estimé dépasser de 60 % le coût de la première année des centrales au mazout, mais demeure tout de même inférieur de 20 % au coût sur le cycle de vie de l'électricité produite au mazout, dans le cas du scénario de base employé par le *U.S. Department of Energy* (DOE) pour établir le prix futur du pétrole. On estime à 30 ans dans ces calculs le cycle de vie des centrales nucléaires et au mazout. Les projections des prix du pétrole utilisées sont celles du DOE. Dans le scénario de prix du pétrole bas, le pétrole se vendra 27,83 \$US le baril (en dollars constants de 1987) en l'an 2000. Dans le scénario de base, son prix sera de 34,18 \$US; dans le scénario de prix élevé, il sera de 43 \$US. Dans ce dernier scénario, on prévoit que le prix du pétrole redescendra à 30 \$US en 2010, par suite de l'utilisation de substituts qui réduiront la demande (Science Concepts, 1988).

L'*Energy Information Administration* (EIA) du DOE a publié récemment une étude portant sur les frais d'exploitation des centrales nucléaires américaines. Les constatations de l'EIA ne sont pas rassurantes pour l'industrie nucléaire des États-Unis. La question à laquelle l'EIA a tenté de répondre était la suivante : «Quels sont les facteurs qui ont provoqué la montée des frais d'exploitation non liés au combustible des réacteurs de puissance entre 1975 et 1984?» L'analyse a porté aussi bien sur les immobilisations post-opérationnelles que sur les frais d'exploitation et de maintenance. L'EIA n'a pas pu déterminer tous les facteurs qui ont contribué à la montée du coût de l'électronucléaire, ni n'a ventilé tous les coûts, mais elle est tout de même parvenue à d'importantes constatations. (États-Unis, DOE, EIA, 1988)

Elle a conclu que les principaux facteurs ayant contribué à la hausse des frais d'exploitation et de maintenance étaient : a) les effets réels de la hausse des salaires, le prix des matériaux, les frais d'exploitation et de maintenance décalés et l'inflation; b) le resserrement de la réglementation de la NRC; et c) les augmentations du coût de l'énergie de remplacement. Le vieillissement et l'expérience accrue en matière d'exploitation réduisent les frais d'exploitation et de maintenance, et ces frais tendent à diminuer à mesure qu'augmentent la valeur des nouvelles immobilisations. Certains États ont mis en oeuvre des programmes incitatifs (par lesquels les services d'électricité ont un meilleur rendement sur le capital si les centrales fonctionnent bien, mais sont pénalisés si ce n'est pas le cas), ce qui a contribué à accroître les frais d'exploitation et de maintenance. La hausse du coût des immobilisations post-opérationnelles a été attribuable essentiellement aux facteurs suivants : a) le resserrement de la réglementation de la NRC; b) des coûts inexplicables; c) le vieillissement des installations; et d) le remplacement des générateurs de vapeur et l'obturation des fissures de la tubulure. Le recours à la maintenance, mesuré d'après les frais réels moyens d'exploitation et de

maintenance des années antérieures, a pour effet de réduire les coûts des nouvelles immobilisations, en proportion inverse des frais de maintenance. L'effet de la réglementation étatique sur les coûts des immobilisations n'a pas pu être déterminé. (États-Unis, DOE, EIA, 1988)

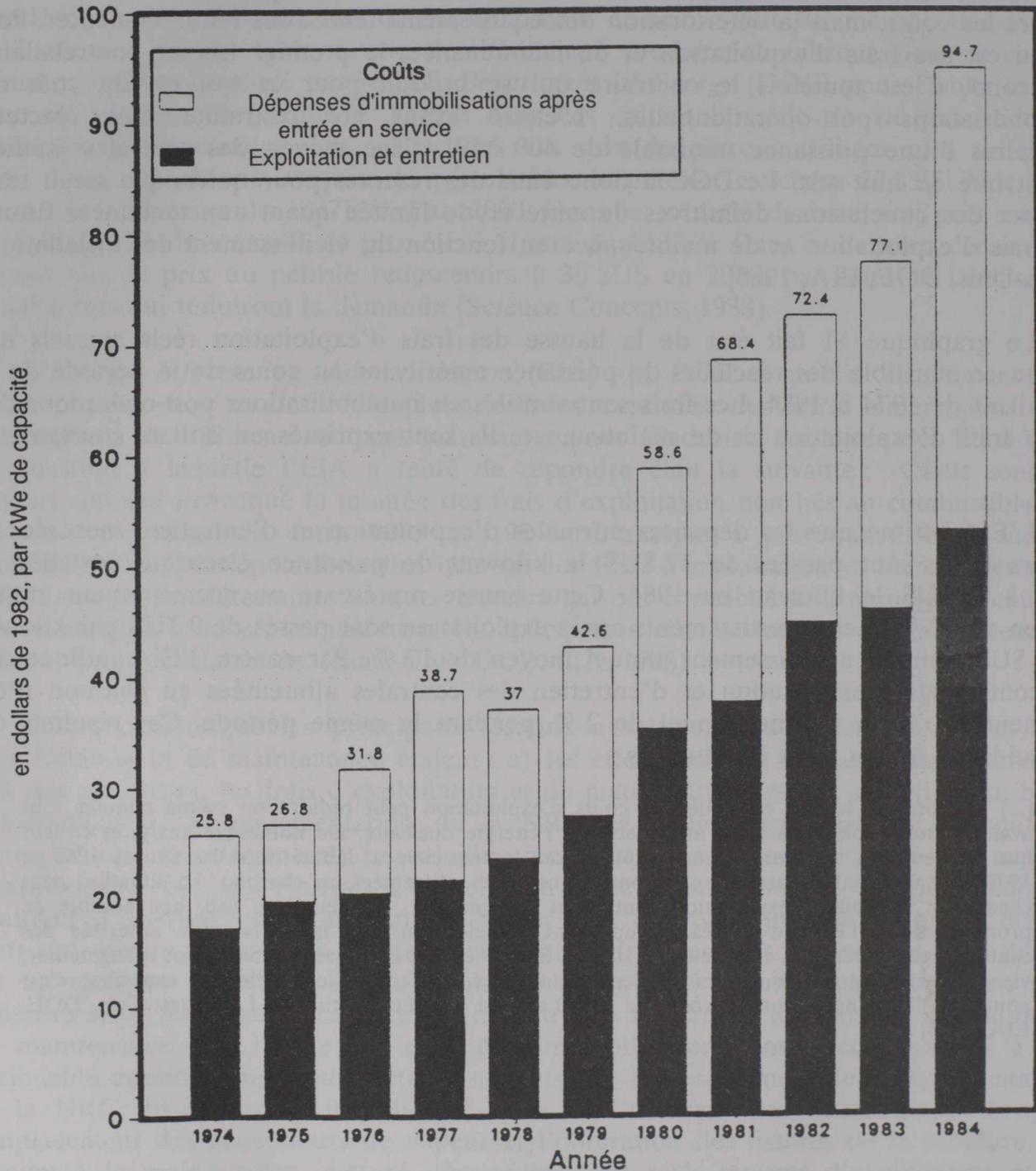
Le vieillissement des installations a un double effet : l'expérience acquise tend à réduire les coûts, mais la détérioration des équipements tend à les faire augmenter. Pour ce qui est des frais d'exploitation et de maintenance, le premier facteur contrebalance le second. C'est toutefois le contraire qui se produit pour ce qui est du coût des immobilisations post-opérationnelles. L'étude ayant été restreinte aux réacteurs nucléaires d'une puissance minimale de 400 MW, l'âge moyen des centrales étudiées n'était que de huit ans. Le DOE a donc émis des réserves pour quiconque serait tenté de tirer des conclusions définitives de cette étude limitée quant aux tendances futures des frais d'exploitation et de maintenance en fonction du vieillissement des installations. (États-Unis, DOE, EIA, 1988)

Le graphique 11 fait état de la hausse des frais d'exploitation réels annuels non liés au combustible des réacteurs de puissance américains au cours de la période de 11 ans allant de 1974 à 1984. Les frais sont ventilés en immobilisations post-opérationnelles et en frais d'exploitation et de maintenance; ils sont exprimés en dollars constants de 1982.

L'EIA estime que les dépenses normales d'exploitation et d'entretien, mesurées en dollars 1982, sont passées de 17 \$US le kilowatt de puissance électrique installée en 1974 à 53 \$US le kilowatt en 1984. Cette hausse représente un accroissement annuel moyen de 12 %. Les investissements après exploitation sont passés de 9 \$US par kilowatt à 42 \$US, soit un accroissement annuel moyen de 17 %. Par contre, l'EIA indique que les coûts réels d'exploitation et d'entretien des centrales alimentées au charbon n'ont augmenté qu'à un rythme annuel de 2 % pendant la même période. Ces résultats ont amené l'EIA à tirer deux conclusions.

[...] D'abord, la hausse continue des coûts d'exploitation peut réduire ou même annuler tout avantage sur le plan des coûts attribuables à l'énergie nucléaire. De nombreux analystes croient que les centrales nucléaires dont l'exploitation commerciale a débuté dans les années 1960 et 1970 étaient rentables par comparaison aux centrales alimentées au charbon. La situation peut changer si les coûts d'exploitation continuent d'augmenter. En deuxième lieu, bon nombre de promoteurs de l'énergie nucléaire supposent actuellement que la durée utile autorisée des centrales nucléaires sera supérieure à 40 ans. Si les coûts d'exploitation continuent d'augmenter, viendra peut-être un temps où il sera avantageux de fermer les anciennes centrales; c'est pourquoi l'hypothèse d'une durée utile de 40 ans est peut-être optimiste. [...] (États-Unis, DOE, EIA, 1988, p. 1)

Graphique 11 : Hausse des frais d'exploitation réels annuels non liés au combustible des réacteurs américains d'une puissance minimale de 400 MW, 1974-1984



Source : États-Unis, DOE, EIA, Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, *An Analysis of Nuclear Power Plant Operating Costs*, DOE/EIA-0511, Washington, D.C., 16 mars 1988, p. viii.

La Nuclear Regulatory Commission (NRC) réglemente l'utilisation civile des matières nucléaires aux États-Unis. Créée par l'*Energy Reorganization Act* de 1974, la NRC a repris les fonctions de réglementation de l'ancienne Atomic Energy Commission. L'*Energy Research and Development Agency* (qui devait à son tour être intégrée au *Department of Energy*) assumait les autres fonctions de l'AEC. La NRC est chapeautée par cinq commissaires qui sont nommés par le Président pour des mandats de cinq ans, sous réserve de l'aval du Sénat. Avec ses 3 300 employés et un budget moyen de 400 millions de dollars US, la NRC dispose d'un personnel 12,5 fois supérieur et d'un budget plus de 19 fois supérieur à ceux de son homologue canadien, la Commission de contrôle de l'énergie atomique. Le programme nucléaire civil américain porte sur une capacité de production huit fois environ supérieure à celle visée par le programme canadien. À titre de comparaison, il serait plus intéressant de mentionner que la CCÉA compte deux avocats parmi ses effectifs, tandis que la NRC en compte environ 200.

La NRC assume trois fonctions fondamentales, en plus de délivrer les permis d'exportation et d'importation de matières et de matériel nucléaires :

- 1) La Commission émet les permis de construction et d'exploitation des centrales et autres installations nucléaires. Elle émet les permis de possession et d'utilisation de matières nucléaires à des fins médicales, industrielles, éducatives et de recherche. Le pouvoir de réglementation pour la délivrance de permis touchant des matières nucléaires a toutefois été transféré à 29 États en vertu de l'*Agreement States Programme* de la NRC.
- 2) La Commission mène des inspections et des enquêtes pour s'assurer que toute activité autorisée par un permis s'effectue dans le respect des règlements, et elle veille à ce que les règlements soient appliqués.
- 3) La Commission est légalement mandatée pour mener un vaste programme de recherche en matière de réglementation dans les domaines de la sûreté, de la sécurité et de l'évaluation environnementale nucléaires. Depuis l'accident de Three Mile Island, la recherche en matière de réglementation a coûté en moyenne plus de 100 millions de dollars US par année (États-Unis, NRC, non daté).

Les opérations de la NRC sont réparties entre trois bureaux. L'*Office of Nuclear Reactor Regulation* évalue les demandes de construction et d'exploitation de réacteurs de puissance; effectue les inspections et délivre les permis de construction et d'exploitation des réacteurs de puissance; effectue les inspections et délivre les permis de construction et d'exploitation des réacteurs de recherche et d'essai; et délivre les permis aux exploitants de réacteurs.

L'*Office of Nuclear Material Safety and Safeguards* est chargé de délivrer les permis pour les installations liées au cycle du combustible nucléaire; de délivrer les

permis de possession et d'utilisation de matières radioactives; de réglementer le conditionnement des matières radioactives pour fins de transport; d'élaborer des lignes de conduite pour protéger les installations et les matières nucléaires contre le vol, le sabotage ou le détournement; et d'examiner l'application des mesures de sécurité de l'AIÉA relatives aux matières nucléaires de source américaine utilisées dans des pays étrangers. Ce bureau dirige aussi l'exécution des responsabilités de la Commission en vertu de la *Nuclear Waste Policy Act* de 1982, de la *Low-Level Radioactive Waste Policy Act* de 1980 et de la *Low-Level Radioactive Waste Policy Amendments Act* de 1985, qui régissent l'élimination des déchets faiblement radioactifs, et de la *Uranium Mill Tailings Radiation Control Act* de 1978.

L'*Office of Nuclear Regulatory Research* planifie et met en oeuvre des programmes de recherche en matière de réglementation nucléaire, élabore des étalons et résoud des questions de sûreté dans les installations réglementées; élabore et promulgue des règlements techniques; et coordonne les travaux de recherche au sein et à l'extérieur de la Commission.

Lorsqu'on a demandé au Comité pourquoi la NRC avait mis au point un système de réglementation des réacteurs de puissance aussi normatif, le directeur de la Commission, Harold Denton, a fait observer que les 109 réacteurs de puissance exploitables aux États-Unis s'inspiraient d'au moins 60 configurations distinctes. La normalisation n'a pas été un objectif des constructeurs de réacteurs commerciaux aux États-Unis.

La question de la responsabilité civile est traitée dans la *Price-Anderson Act* qui établit un système d'indemnisation privée et publique pour des dommages corporels et matériels causés par un accident nucléaire. Toute centrale nucléaire commerciale d'une puissance nominale de 100 MWe ou plus doit détenir une assurance-responsabilité civile. Une assurance fédérale limitée couvre les activités du DOE (la plupart étant liées à la défense). La loi a été adoptée en 1957 et a été reconduite deux fois pour des périodes de 10 ans. La première reconduction a pris fin le 31 juillet 1987, et le Congrès envisageait une deuxième reconduction au moment de la visite du Comité à Washington.

La loi Price-Anderson prévoit une assurance en deux tranches. Les premiers 160 millions de dollars US sont fournis par deux consortiums privés d'assureurs responsabilité nucléaire, *American Nuclear Insurers* et *Mutual Atomic Energy Liability Underwriters*. Si un accident devait causer plus de 160 millions de dollars US de dommages, «chaque exploitant d'une centrale nucléaire commerciale serait tenu responsable d'une part, établie au prorata, des dommages excédant la première tranche d'assurance, jusqu'à 5 millions de dollars par réacteur par année par incident, sans dépasser 10 millions de dollars pour chaque réacteur dans une même année» (États-Unis, NRC, 1983, p. 1). Ainsi en vertu de la présente version de la loi

Price-Anderson, la responsabilité maximale par accident est fixée à 700 millions de dollars US environ. En vertu des projets de modification de la loi que le Congrès entend introduire, il semble généralement convenu que l'assurance-responsabilité sera portée à environ 7 milliards de dollars US. Dans la version de la loi proposée par la Chambre des représentants, chaque exploitant d'un réacteur de puissance deviendrait responsable des dommages jusqu'à concurrence de 63 millions de dollars US par réacteur par accident, montant payable à un fonds d'indemnisation, à raison de 10 millions de dollars US par année. La première tranche d'assurance serait maintenue à 160 millions de dollars US. Dans la version du Sénat, à chaque réacteur serait associée une responsabilité allant jusqu'à 12 millions de dollars US par année pendant un maximum de cinq ans, ce qui donne une protection maximale d'environ 6,6 milliards de dollars US avec le nombre actuel de réacteurs autorisés. Les deux projets de modification prévoient une correction pour tenir compte de l'inflation. Aucun des deux projets n'étendrait la responsabilité aux fabricants des réacteurs ou aux autres fournisseurs, même lorsque le fournisseur est coupable de négligence ou de violation préméditée des règlements fédéraux en matière de sûreté. Une partie du débat porte sur la question de savoir si la Price-Anderson Act devrait être renouvelée pour 10 ans (version de la Chambre) ou pour 20 ans (version du Sénat) (Price-Anderson Campaign, «Briefing Packet»). Il y a tout lieu de croire que la Chambre et le Sénat s'entendront pour la reconduire sur 15 ans.

En août 1988, la Chambre et le Sénat sont arrivés à un compromis au sujet du renouvellement de la loi Price-Anderson. La Loi fut prorogée pour 15 ans, jusqu'au 1^{er} août 2002. Le plafond de responsabilité passa à environ 7 milliards de dollars US et s'applique maintenant aux détenteurs de permis de la NRC, et aux installations des entrepreneurs du DOE. Dans le cas des détenteurs de permis de la NRC, les dommages seront payés par le groupe d'assureurs décrit ci-dessus. Dans le cas d'un accident survenant dans une installation nucléaire d'un entrepreneur du DOE, le gouvernement fédéral paiera les dommages. Si les dommages consécutifs à un accident nucléaire dépassent les 7 milliards de dollars US, le Président doit soumettre au Congrès un plan de compensation incluant une estimation des dommages et des recommandations en ce qui concerne les sources de financement pour les dommages excédant la limite de responsabilité. Dans une nouvelle orientation, la Loi permet au secrétaire de l'Énergie d'imposer des amendes pouvant atteindre 100 000 dollars US par jour aux entrepreneurs qui enfreignent les règlements du DOE en matière de sécurité. Les employés des entrepreneurs sont passibles de poursuites judiciaires s'ils enfreignent délibérément les règles de sécurité. Ces poursuites civiles ne s'appliquent pas aux laboratoires de recherche nucléaire du DOE (tels Los Alamos, Lawrence Livermore, Sandia et Brookhaven).

Les critiques de la loi Price-Anderson font remarquer que la NRC a proposé au Congrès, en 1983, de ne pas limiter la responsabilité des services publics : tout exploitant serait alors tenu de payer des montants annuels de 10 millions de dollars US par

réacteur jusqu'au règlement complet des dommages causés par un accident. La figure 10 indique que les frais d'exploitation non liés au combustible avaient déjà atteint 95 dollars US par kilowatt de puissance installée (en dollars constants de 1982) en 1984; une hausse des frais d'exploitation de 10 millions de dollars US par réacteur (en dollars de 1988) ne représenterait pas une augmentation importante et pourrait être absorbée par les consommateurs sous la forme d'une hausse de tarifs. Les critiques veulent aussi que les fournisseurs et les entrepreneurs soient tenus responsables dans une certaine mesure. Un service public peut poursuivre un fournisseur pour dommages, — comme l'a fait GPU Nuclear Corp. (consortium composé de *Metropolitan Edison*, de *Jersey Central Power and Light* et de *Pennsylvania Electric*) à l'endroit du fabricant de réacteurs, *Babcock & Wilcox*, pour des dommages causés sur place à la centrale de Three Mile Island — mais le fournisseur n'est pas tenu de détenir une assurance-responsabilité ni d'indemniser des particuliers.

Certains services publics des États-Unis n'ont pas réussi à réaliser un degré acceptable d'engagement en matière d'exploitation des centrales nucléaires. À la suite de l'accident de Three Mile Island, l'industrie nucléaire américaine a créé son *Institute of Nuclear Power Operations* (INPO), destiné à surveiller l'exploitation des centrales nucléaires des services publics. Certains résultats obtenus par l'INPO sont très inquiétants. Par exemple, l'INPO signale qu'à la centrale nucléaire Peach Bottom en Pennsylvanie les opérateurs du réacteur dormaient, s'amusaient à des jeux vidéo ou étaient distraits de quelque autre façon pendant qu'ils étaient de service dans la salle de commande. Le 31 mars 1987, la *Nuclear Regulatory Commission* a ordonné la fermeture de la centrale Peach Bottom à la suite de rapports indiquant que des opérateurs dormaient à leur poste. Dans un échange avec la gestion de l'entreprise de services publics, l'INPO a décrit son mécontentement dans les termes suivants :

[...] le manque flagrant de professionnalisme d'une vaste gamme d'employés de quart (à tous les quarts) que les superviseurs ont toléré est le reflet d'une défaillance importante dans la gestion d'une installation nucléaire. Un tel comportement place l'industrie et la nation dans une situation très embarrassante.

D'autres entreprises de services publics, comme la Duke Power, dont le siège est en Caroline du Nord, ont apporté une importante contribution au nucléaire et elles mènent des programmes qui connaissent du succès. En général, cependant, les entreprises américaines n'ont pas atteint les facteurs de charge pour la durée de vie que de nombreuses entreprises européennes et japonaises, et l'Ontario Hydro, ont atteint.

L'industrie nucléaire américaine est à un point tournant. À défaut d'un rajeunissement important, elle pourrait languir au cours des années à venir.

3. Gestion des déchets radioactifs

Le graphique 12 montre le cycle du combustible nucléaire américain. Les flèches en traits continus représentent le cycle du combustible actuel sans retraitement commercial et sans installation d'élimination des déchets; les flèches en traits pointillés montrent ce que serait le cycle du combustible si les États-Unis optaient pour le retraitement du combustible épuisé et l'évacuation des déchets.

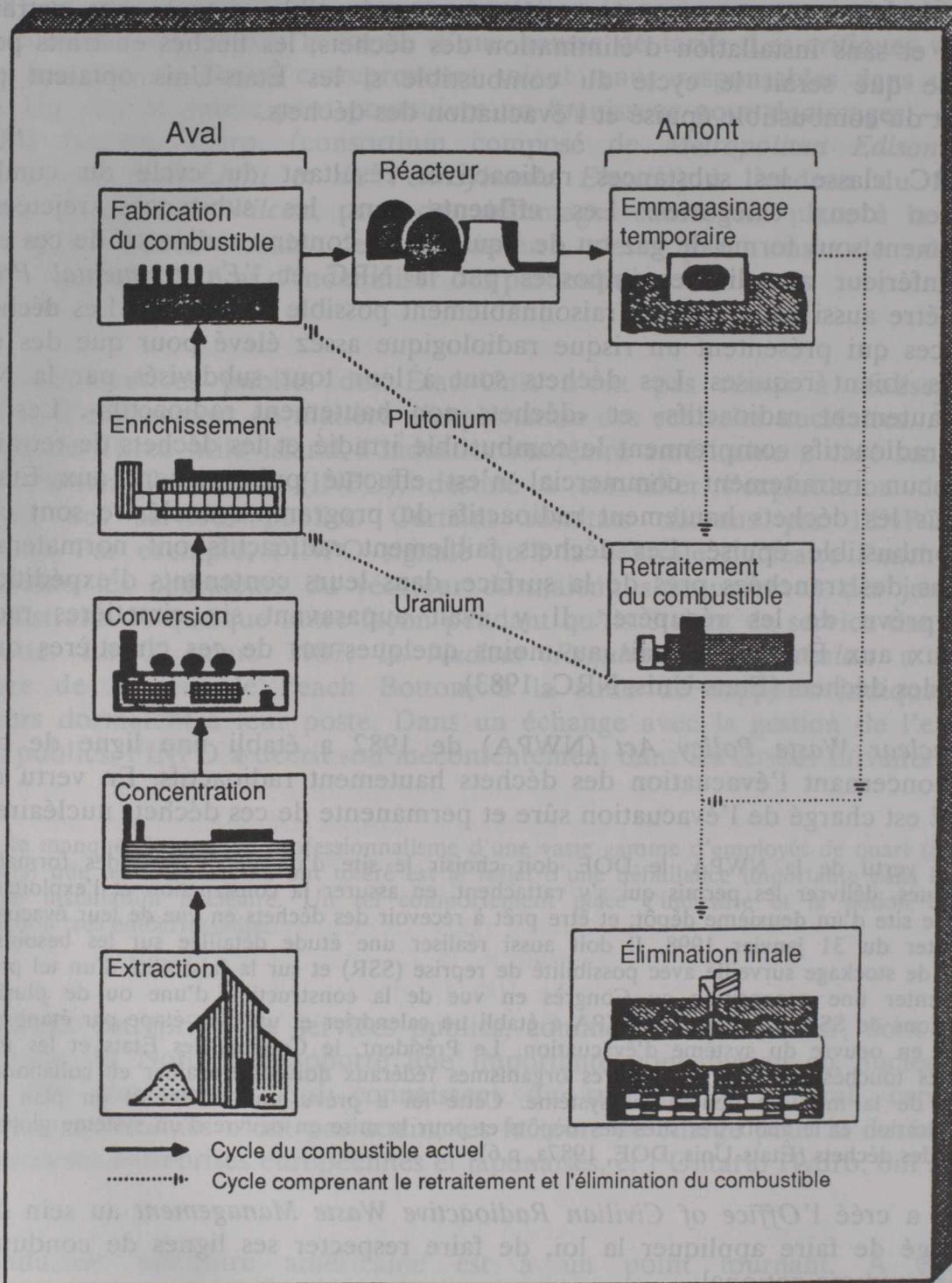
La NRC classe les substances radioactives résultant du cycle du combustible nucléaire en deux catégories. Les **effluents** sont les substances rejetées dans l'environnement sous forme de gaz ou de liquides. Le contenu radioactif de ces effluents doit être inférieur aux limites imposées par la NRC et l'*Environmental Protection Agency*, et être aussi bas qu'il soit raisonnablement possible de le faire. Les **déchets** sont les substances qui présentent un risque radiologique assez élevé pour que des mesures particulières soient requises. Les déchets sont à leur tour subdivisés par la NRC en «déchets hautement radioactifs» et «déchets non hautement radioactifs». Les déchets hautement radioactifs comprennent le combustible irradié et les déchets de retraitement. Comme aucun retraitement commercial n'est effectué présentement aux États-Unis, presque tous les déchets hautement radioactifs du programme nucléaire sont contenus dans le combustible épuisé. Les déchets faiblement radioactifs ont normalement été enfouis dans des tranchées près de la surface, dans leurs contenants d'expédition, sans qu'il soit prévu de les récupérer. Il y avait auparavant six cimetières radioactifs commerciaux aux États-Unis mais au moins quelques-uns de ces cimetières ont cessé d'accepter des déchets (États-Unis, NRC, 1983).

La *Nuclear Waste Policy Act* (NWPA) de 1982 a établi une ligne de conduite nationale concernant l'évacuation des déchets hautement radioactifs. En vertu de cette loi, le DOE est chargé de l'évacuation sûre et permanente de ces déchets nucléaires.

En vertu de la NWPA, le DOE doit choisir le site d'un dépôt dans des formations géologiques, délivrer les permis qui s'y rattachent, en assurer la construction et l'exploitation; choisir le site d'un deuxième dépôt; et être prêt à recevoir des déchets en vue de leur évacuation à compter du 31 janvier 1998. Il doit aussi réaliser une étude détaillée sur les besoins en matière de stockage surveillé avec possibilité de reprise (SSR) et sur la faisabilité d'un tel projet, et présenter une proposition au Congrès en vue de la construction d'une ou de plusieurs installations de SSR. De plus, la NWPA a établi un calendrier et un plan étape par étape pour la mise en oeuvre du système d'évacuation. Le Président, le Congrès, les États et les tribus indiennes touchés, le DOE et d'autres organismes fédéraux doivent travailler en collaboration en vue de la mise en oeuvre du système. Cette loi a prévu un mandat et un plan pour l'identification et le choix des sites des dépôts et pour la mise en oeuvre d'un système global de gestion des déchets (États-Unis, DOE, 1987a, p.6).

La loi a créé l'*Office of Civilian Radioactive Waste Management* au sein du DOE et l'a chargé de faire appliquer la loi, de faire respecter ses lignes de conduite et de gérer le programme national.

Graphique 12 : Cycle du combustible nucléaire américain



Source: États-Unis, DOE, EIA, Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, *World Nuclear Fuel Cycle Requirements 1987*, DOE/EIA-0436(87), Washington, D.C., 27 août 1987, p. 2.

Deux organismes fédéraux ont la tâche de déterminer les exigences de la réglementation applicable à l'évacuation des déchets hautement radioactifs. La *Nuclear Regulatory Commission* est le principal organisme chargé du choix du site du dépôt, de sa construction, de son exploitation et de son déclassement. Elle délivrera les permis relatifs au dépôt et définira ses critères techniques. L'*Environmental Protection Agency*, (EPA) est chargée d'élaborer, pour les dépôts, des normes visant à protéger la santé et à assurer la sécurité de la population.

La NWPA exige que les utilisateurs d'énergie électronucléaire paient le coût de l'évacuation du combustible nucléaire épuisé. Le gouvernement fédéral perçoit des droits de 1 millième de dollar par kilowattheure (0,1 ¢/kWh) des entreprises de services publics qui exploitent des centrales nucléaires. L'argent perçu est accumulé dans le *Nuclear Waste Fund* et sert à payer tous les éléments du programme d'évacuation des déchets : le dépôt, toute construction d'installations de SSR, le transport des déchets et l'aide fédérale à la participation des États et des tribus indiennes. On revoit annuellement l'état du fonds afin de s'assurer que des sommes suffisantes y sont accumulées pour couvrir le coût complet du système d'évacuation. Au 31 janvier 1988, le solde du fonds s'élevait à 1967,6 millions de dollars US. Le gouvernement fédéral paiera pour les déchets militaires qui seront placés dans le dépôt.

La NWPA exige que le DOE construise et exploite un dépôt et se charge des activités reliées au choix du site d'un deuxième dépôt. Jusqu'à récemment, les études de sites pour le premier dépôt portaient sur trois types de formation géologique : dômes de sel et dépôts de sel stratifiés dans le comté de Deaf Smith au Texas, basalte au site Hanford dans l'état de Washington, et tuf volcanique (cendres volcaniques solidifiées) au mont Yucca dans le Nevada. Dans des amendements récents apportés par le Congrès à la NWPA, le choix du site a été limité au mont Yucca, malgré les objections des représentants du Nevada, sous réserve des études de confirmation. Les amendements de la NWPA statuent que les travaux aux sites Hanford et Deaf Smith doivent être abandonnés graduellement dans les 90 jours, à l'exception des travaux de récupération. La disposition de la NWPA relative au choix du site d'un deuxième dépôt dans des formations géologiques a été abrogée et remplacée par une disposition stipulant que le DOE doit faire rapport au Président et au Congrès entre 2007 et 2010 sur la nécessité d'un deuxième dépôt. L'autorisation de choisir un site de stockage surveillé avec possibilité de reprise (SSR), de construire les installations et de les exploiter a été donnée dans les amendements. Par la même occasion, les amendements ont annulé la proposition du Secrétaire à l'énergie visant à construire une installation de SSR sur le site de l'ancien réacteur Clinch River à Oak Ridge (Tennessee). Les amendements statuent que dans le choix d'un site de SSR «le Secrétaire ne doit montrer aucune préférence pour les sites qui ont été choisis antérieurement».

Le calendrier actuel de mise en place du premier dépôt dans des formations géologiques comprend les objectifs suivants (Kay, 1988, p. 8) :

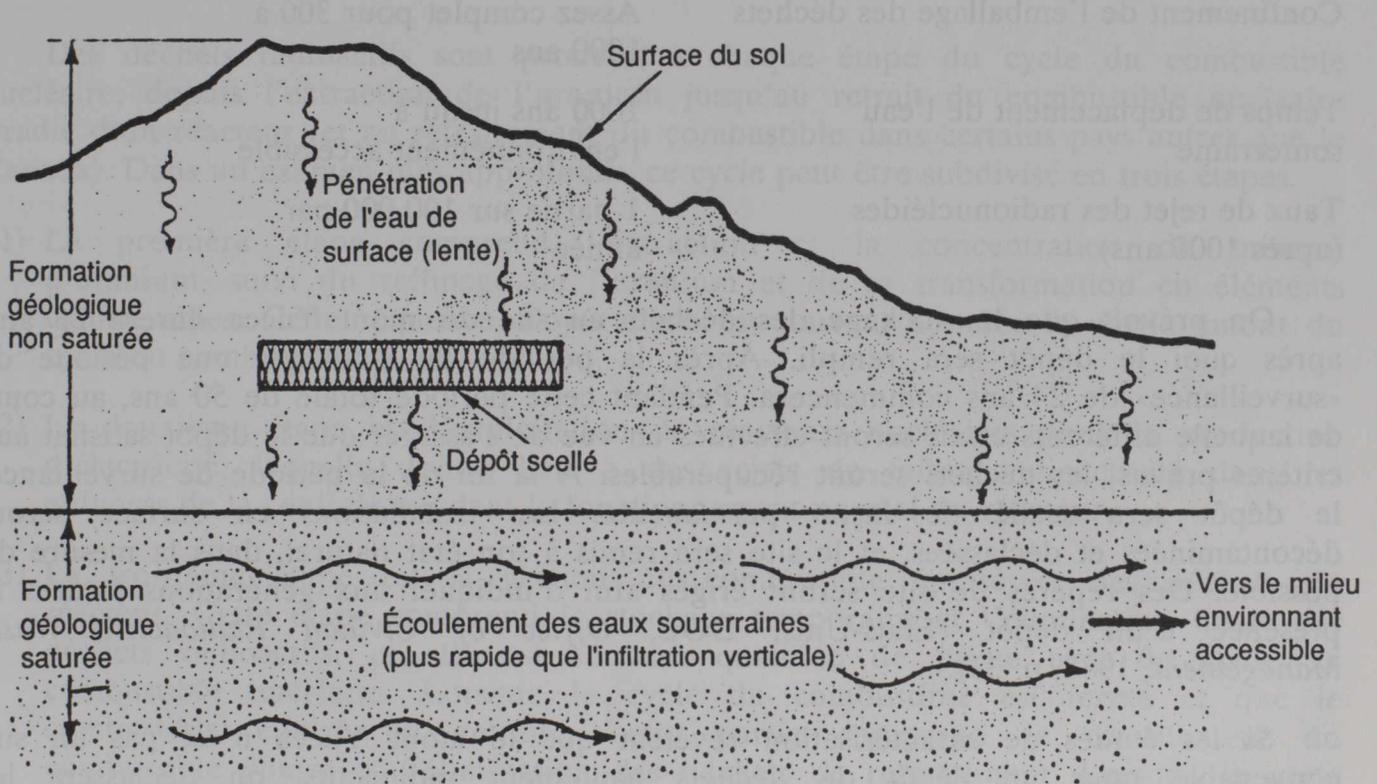
. Début de la construction du puits d'exploration	2e trimestre 1989
. Début des essais <i>in situ</i>	4e trimestre 1990
. Présentation du rapport de choix du site et de l'énoncé des incidences environnementales au Président	1994
. Présentation de la demande d'autorisation à la NRC	1995
. Réception de l'autorisation de construction de la NRC	1998
. Début de la construction	1998
. Début des opérations de la phase 1	2003
. Début des opérations de la phase 2	2006

Le processus de délivrance de permis pour le site et d'autorisation comporte quatre étapes : caractérisation, autorisation de construction, délivrance de permis pour le dépôt et déclassement du dépôt. Des rapports doivent être présentés à la NRC et aux organismes fédéraux et d'État à chaque étape; ces documents sont rendus publics. Le site doit satisfaire à une exigence de confinement des déchets pendant 10 000 ans établie par l'EPA. Le mont Yucca est situé dans une région aride du sud-ouest des États-Unis. Le dépôt serait construit au-dessus de la nappe phréatique dans une zone rocheuse où existe un écoulement très lent d'eau souterraine vers le bas, comme le montre schématiquement le graphique 13.

Le mont Yucca est situé dans le sud du Nevada à la limite ouest du site d'essai du Nevada, à environ 100 milles de Las Vegas. Le site chevauche la jonction de trois blocs de terre fédérale. La plus grande partie du dépôt et les installations connexes en surface seraient à l'intérieur du champ de tir Nellis de l'armée de l'air, et de plus petites parties seraient comprises à l'intérieur du site d'essai du Nevada et sur des terrains gérés par le *Bureau of Land Management*.

La roche du dépôt est un tuf soudé, les restes solidifiés d'une coulée de cendres volcaniques chaudes produite au cours d'une période de volcanisme qui a commencé il y a 16 millions d'années et s'est terminée il y a 8 millions d'années environ. La coulée de roches volcaniques a environ 6 500 pieds d'épaisseur au site. Les principaux critères de conception pour un dépôt dans des formations géologiques exploitées sont énumérés dans la liste qui suit. (Communication personnelle : Jerome Saltzman, *Office of Civilian Radioactive Waste Management*, DOE, Washington, D.C., 1^{er} mai 1988.)

Graphique 13 : Coupe schématique du site proposé au mont Yucca



Source: États-Unis, DOE, Office of Civilian Radioactive Waste Management, *Site Characterization Plan – Overview: Yucca Mountain Site, Nevada Research and Development Area, Nevada. Consultation Draft*, DOE/RW-0161, Washington, D.C., janvier 1988, p. 41.

Principaux paramètres	Exigence/critère
Types de déchets acceptés	Combustible épuisé, déchets de retraitement vitrifiés et déchets militaires hautement radioactifs.
Capacité	70 000 tonnes de déchets

Taux de stockage	Phase 1 (2003) : 400 tonnes/année Phase 2 (2008) : 3000 tonnes/année
Confinement de la radioactivité	10 000 ans
Confinement de l'emballage des déchets	Assez complet pour 300 à 1000 ans
Temps de déplacement de l'eau souterraine	1000 ans jusqu'à l'environnement accessible
Taux de rejet des radionucléides (après 1000 ans)	1 partie sur 100 000 par année

On prévoit que le stockage des déchets au site du mont Yucca durera 26 ans, après quoi le dépôt sera rempli. Après la période de stockage, une période de «surveillance» de 24 ans commencera. Pendant cette période totale de 50 ans, au cours de laquelle différents essais seront effectués en vue de s'assurer que le dépôt satisfait aux critères prévus, les déchets seront récupérables. À la fin de la période de surveillance, le dépôt sera scellé de façon permanente. Les installations en surface seront décontaminées et déclassées, et le site sera remis à son état naturel, dans la mesure du possible. Des repères de site seront érigés afin d'indiquer aux générations futures la présence d'un dépôt (États-Unis, DOE, *Office of Civilian Radioactive Waste Management*, 1988, p. 33).

Si les études de caractérisation révèlent que le mont Yucca n'est pas un site convenable pour un dépôt de déchets hautement radioactifs, on déclassera les installations exploratoires et on déterminera un nouveau site.

LA GESTION DES DÉCHETS RADIOACTIFS AU CANADA

A. Le cycle du combustible nucléaire au Canada

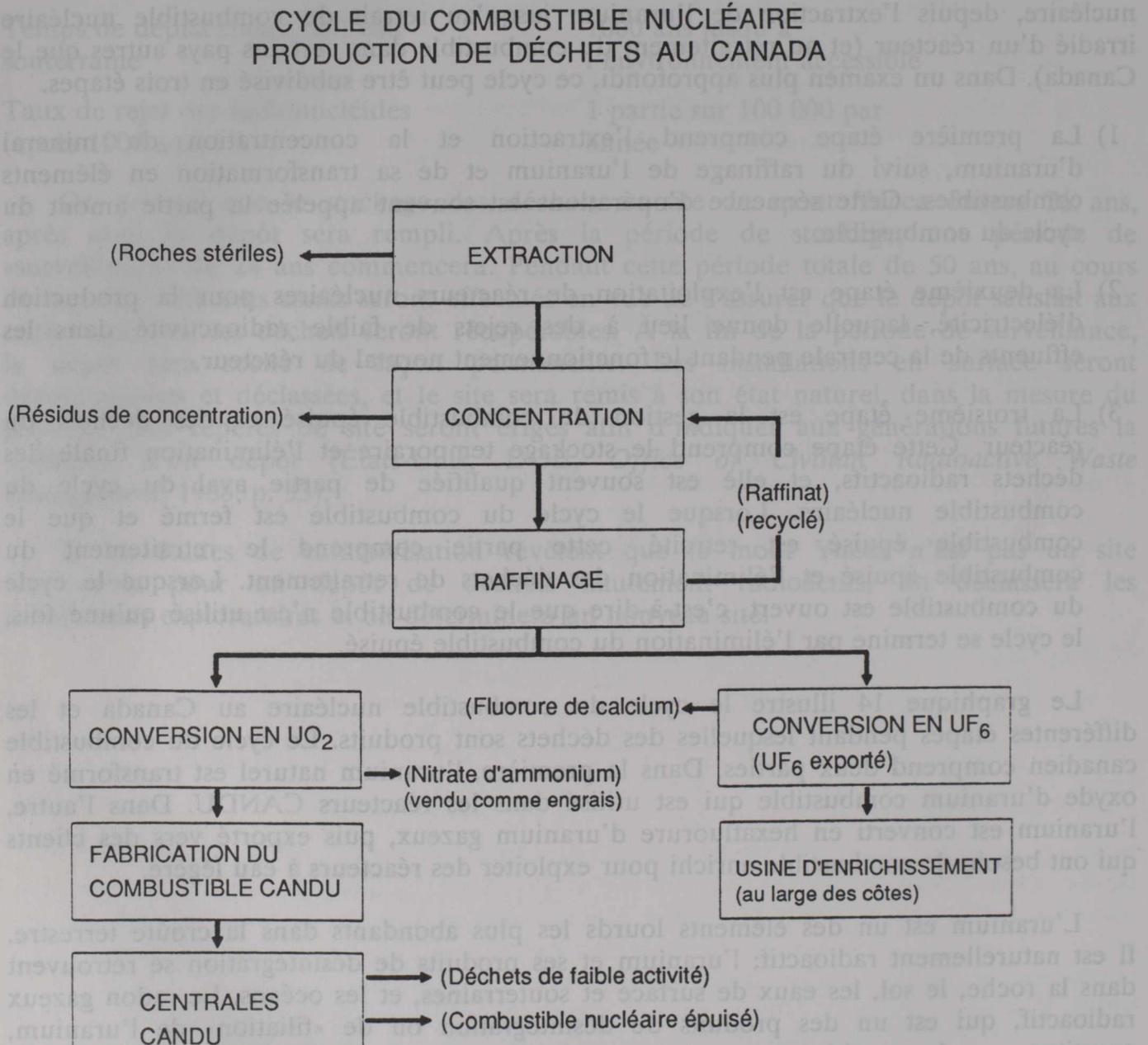
Des déchets radioactifs sont produits à chaque étape du cycle du combustible nucléaire, depuis l'extraction de l'uranium jusqu'au retrait du combustible nucléaire irradié d'un réacteur (et au retraitement du combustible dans certains pays autres que le Canada). Dans un examen plus approfondi, ce cycle peut être subdivisé en trois étapes.

- 1) La première étape comprend l'extraction et la concentration du minerai d'uranium, suivi du raffinage de l'uranium et de sa transformation en éléments combustibles. Cette séquence d'opérations est souvent appelée la partie amont du cycle du combustible.
- 2) La deuxième étape est l'exploitation de réacteurs nucléaires pour la production d'électricité, laquelle donne lieu à des rejets de faible radioactivité dans les effluents de la centrale pendant le fonctionnement normal du réacteur.
- 3) La troisième étape est la gestion du combustible épuisé et des déchets du réacteur. Cette étape comprend le stockage temporaire et l'élimination finale des déchets radioactifs, et elle est souvent qualifiée de partie aval du cycle du combustible nucléaire. Lorsque le cycle du combustible est fermé et que le combustible épuisé est retraité, cette partie comprend le retraitement du combustible épuisé et l'élimination des déchets de retraitement. Lorsque le cycle du combustible est ouvert, c'est-à-dire que le combustible n'est utilisé qu'une fois, le cycle se termine par l'élimination du combustible épuisé.

Le graphique 14 illustre le cycle du combustible nucléaire au Canada et les différentes étapes pendant lesquelles des déchets sont produits. Le cycle du combustible canadien comprend deux parties. Dans la première, l'uranium naturel est transformé en oxyde d'uranium combustible qui est utilisé dans les réacteurs CANDU. Dans l'autre, l'uranium est converti en hexafluorure d'uranium gazeux, puis exporté vers des clients qui ont besoin de combustible enrichi pour exploiter des réacteurs à eau légère.

L'uranium est un des éléments lourds les plus abondants dans la croûte terrestre. Il est naturellement radioactif; l'uranium et ses produits de désintégration se retrouvent dans la roche, le sol, les eaux de surface et souterraines, et les océans. Le radon gazeux radioactif, qui est un des produits de désintégration ou de «filiation» de l'uranium, constitue un danger bien reconnu dans l'exploitation de l'uranium et a été plus récemment reconnu comme un danger possible dans certains foyers canadiens. Les

Graphique 14 : Le cycle du combustible nucléaire au Canada et ses déchets associés



Source : Communication personnelle : Eva Rossinger, Établissement de recherches nucléaires de Whiteshell, ÉACL, Pinawa (Manitoba), 4 juillet 1988.

concentrations d'uranium jugées exploitables sont appelées «corps minéralisés». Dans toute exploitation d'uranium, des quantités substantielles de roches stériles sont extraites en même temps que le minerai d'uranium. La roche stérile contient certaines matières radioactives, mais sa teneur en uranium est trop faible pour en justifier le traitement. Les déchets miniers sont entreposés en surface à proximité de la mine, et la pratique la plus répandue consiste à recouvrir la roche stérile de terre et de végétation (Lyon et Tutiah, 1984).

Le minerai d'uranium est transporté vers une usine de concentration, habituellement située près de la mine, où l'uranium est séparé de la roche stérile résiduelle. Le minerai est broyé en un sable fin auquel des produits chimiques sont ajoutés pour en dissoudre l'uranium. Le liquide contenant l'uranium dissous est ensuite soumis à un traitement chimique pour en extraire l'uranium; le concentré résultant est filtré et séché en un produit appelé «yellowcake», qui est un concentré d'uranium. Les déchets ou «résidus» de concentration comprennent la roche stérile finement broyée et les matières radioactives autres que l'uranium. Ces déchets sont rejetés de l'usine de concentration sous la forme d'une boue et sont en général stockés dans des bassins à résidus (Lyon et Tutiah, 1984). Les résidus de concentration de certaines mines de la Saskatchewan sont toutefois plus radioactifs et sont stockés dans des enceintes de béton.

Une bonne gestion des résidus de concentration est importante. Les résidus contiennent non seulement des matières radioactives provenant de la chaîne de désintégration de l'uranium, mais aussi des éléments toxiques tels que de l'arsenic et du sélénium qui sont présents dans le corps minéralisé. Les bassins à résidus devraient être conçus de façon à empêcher tout liquide contaminé de fuir dans le réseau des eaux souterraines et dans les cours d'eau de surface, et la quantité de radon gazeux qui s'échappe dans l'atmosphère devrait être contrôlée. Malheureusement, les résidus d'extraction et de concentration de l'uranium ne sont pas toujours bien gérés au Canada.

Le tableau 13 est une liste des installations d'extraction et de concentration de l'uranium qui détenaient des permis de la CCÉA le 31 mars 1988. Toutes les installations d'extraction et de concentration de l'uranium au Canada sont actuellement situées en Ontario et en Saskatchewan. Le tableau 13 ne couvre pas les permis que la CCÉA a délivrés pour le «prélèvement de minerai» ou l'«exploration souterraine», permis autorisant des sociétés à extraire des quantités limitées de minerai d'uranium à des fins d'essais ou à d'autres fins non commerciales.

Le concentré d'uranium est transporté depuis les diverses usines de concentration vers la seule raffinerie d'uranium canadienne qui soit exploitée par Ressources Eldorado Ltée à Blind River (Ontario). Cette raffinerie peut produire 18 000 tonnes de trioxide d'uranium (UO_3) par année. Les déchets de raffinage sont appelés raffinat et contiennent des matières radioactives indésirables ainsi qu'un peu d'uranium utile. Le

raffinat est recyclé dans une des deux usines de concentration d'uranium à Elliot Lake (voir le tableau 13) dans le but d'en extraire davantage d'uranium. Les constituants résiduels du raffinat sont rejetés à même les résidus de concentration (Canada, ÉACL, 1984; Canada, CCÉA, 1988).

Tableau 13 : Installations canadiennes d'extraction et de concentration de l'uranium pour lesquelles des permis ont été délivrés par la CCÉA

Installation et lieu	Détenteur de permis	Capacité
Cluff Lake, Phase II (Saskatchewan)	Amok Ltd.	1 000 tonnes d'uranium/an
Collins Bay B-Zone, Eldor Mines (Saskatchewan)	Eldorado Resources Ltd.	3 200 tonnes d'uranium/an
Denison Mines, Elliot Lake (Ontario)	Denison Mines Ltd.	10 900 tonnes à concentrer/jour 4 000 tonnes de raffinat acide/an 900 tonnes de raffinat chaulé/an
Key Lake (Saskatchewan)	Key Lake Mining Corp.	5 700 tonnes d'uranium/an
Panel Mine, Elliot Lake (Ontario)	Rio Algom Ltd.	3 000 tonnes d'uranium/jour
Quirke Mine, Elliot Lake (Ontario)	Rio Algom Ltd.	6 350 tonnes à concentrer/jour 5 000 tonnes de raffinat acide/an
Stanleigh Mine, Elliot Lake (Ontario)	Rio Algom Ltd.	6 000 tonnes à concentrer/jour
Stanrock Mine, Elliot Lake (Ontario)	Denison Mines Ltd.	3 800 tonnes de minerai/jour

Source : Canada, CCÉA, *Rapport annuel 1987-1988*, Ottawa, 1988, p. 18.

Le trioxide d'uranium produit à Blind River est transformé en l'un ou l'autre de deux produits, selon que l'uranium est destiné à devenir du combustible CANDU ou selon qu'il sera vendu à l'étranger pour être enrichi et servir de combustible dans des réacteurs à eau légère. Les deux types de conversion sont effectuées par Les Ressources Eldorado dans des usines de conversion situées à Port Hope (Ontario). La plus grande partie de l'uranium produit au Canada est destiné à l'exportation. Cet uranium est converti en hexafluorure d'uranium (UF_6), dans une étape préparatoire à l'enrichissement, et est exporté sous cette forme. Le principal résidu de ce processus de conversion est le fluorure de calcium. On n'a actuellement trouvé aucune utilisation

pour le fluorure de calcium qui est enfoui dans un site de gestion des déchets, mais ses possibilités comme agent fondant dans la production d'acier sont à l'étude. Au Canada, cette branche du cycle du combustible nucléaire ne produit aucun autre déchet puisque les usines d'enrichissement sont situées dans des pays étrangers (Canada, ÉACL, 1984).

L'uranium utilisé dans les réacteurs CANDU, soit 20 % environ de notre production d'uranium, est converti en dioxyde d'uranium (UO_2), processus qui produit du nitrate d'ammonium comme résidu. Le nitrate d'ammonium est très peu radioactif et est vendu comme engrais liquide commercial aux agriculteurs locaux (Lyon et Tutiah, 1984).

Les Ressources Eldorado peuvent aussi produire à Port Hope de l'uranium métallique et des alliages d'uranium, ainsi que du diuranate d'ammonium, à partir d'uranium épuisé.

Le dioxyde d'uranium destiné aux réacteurs CANDU est transformé par frittage en pastilles, puis en faisceaux de combustible. Des quantités négligeables de déchets sont produits lors de la fabrication du combustible. Le nom des sociétés qui détenaient un permis de la CCÉA le 31 mars 1988 pour fabriquer du combustible au Canada, ainsi que le lieu et la capacité de leurs installations, sont (Canada, CCÉA, 1988, p. 20) :

. La Générale Électrique du Canada Inc. :

Toronto (Ontario) — 1 050 tonnes d'uranium par an sous forme
de pastilles de combustible

Peterborough (Ontario) — 1 000 tonnes d'uranium par an
sous forme de pastilles de combustible

. Zircatec Precision Industries Inc. :

Port Hope (Ontario) — 900 tonnes d'uranium par an sous forme
de pastilles et de faisceaux de combustible

. Earth Sciences Extraction Co. :

Calgary (Alberta) — 70 tonnes de composés à base d'oxyde d'uranium
par an

Un réacteur en fonctionnement rejette dans l'environnement de petites quantités de matières radioactives à même ses effluents liquides et aériens. Ces rejets sont contrôlés et limités conformément aux règlements de la CCÉA. Les rejets d'un réacteur qui fonctionne normalement représentent une très faible fraction des rayonnements naturels auxquels tous les Canadiens sont exposés.

L'exploitation et l'entretien d'un réacteur produisent aussi d'autres types de déchets radioactifs. Plus de 99 % de toute la radioactivité associée à la partie aval du cycle du combustible nucléaire provient du combustible irradié après utilisation dans

les réacteurs de puissance canadiens. Ces faisceaux de combustible épuisé fortement radioactifs contiennent une série de nouveaux radionucléides. Leur gestion sûre est une composante essentielle du programme canadien d'énergie nucléaire.

Le tableau 14, fourni par l'Établissement de recherches nucléaires de Whiteshell de l'ÉACL, résume la production de déchets dans le cycle du combustible CANDU complet. Les quantités de déchets correspondent à la production et à l'utilisation d'un faisceau de combustible CANDU, avec un épuisement de combustible estimé à 7500 mégawatts-jours par tonne d'uranium. Les niveaux de réactivité du combustible irradié correspondent aux niveaux observés un an après rejet du réacteur. Aux étapes de l'extraction minière et de la concentration, les valeurs sont données pour le minerai d'uranium de l'Ontario et pour le minerai plus riche de la Saskatchewan. Le volume de déchets produit est le plus grand aux étapes de l'extraction et de la concentration de l'uranium. La gestion des déchets à ces étapes dépend du niveau de radioactivité par unité de volume des déchets. Les résidus de concentration dans les mines de l'Ontario sont stockés à l'air libre, ceux de la Saskatchewan sont stockés dans des silos de béton.

Les déchets radioactifs de faible activité produits par les centrales nucléaires sont placés dans des tranchées de terre, des trous gainés de tuile ou des silos de béton. C'est, de loin, le combustible irradié qui est le plus radioactif. Le combustible épuisé est stocké dans des piscines garnies de béton et remplies d'eau ou dans des contenants en béton secs refroidis à l'air. Les contenants en béton sont utilisés pour stocker le combustible épuisé provenant du déclassement des centrales de Douglas Point, Gentilly 1 et NPD. Le Canada n'a pas encore établi de méthode d'évacuation finale des déchets hautement radioactifs, mais il concentre son programme de recherche sur l'enfouissement profond en formations géologiques stables. Le principe adopté est d'isoler les déchets hautement radioactifs jusqu'à ce que les dangers radiologiques aient atteint un niveau acceptable et de gérer ces déchets de façon que les générations futures n'héritent pas du fardeau de la gestion ou de la surveillance des déchets.

Un autre aspect du problème de la gestion des déchets est associé au déclassement des réacteurs nucléaires et des autres installations nucléaires.

B. Gestion des déchets fortement radioactifs

Dans son étude sur la gestion des déchets radioactifs, le Comité a concentré ses efforts sur la partie aval du cycle du combustible nucléaire. Cet examen a été étendu aux pays visités par le Comité et plus particulièrement à la Suède, dont le programme de gestion des déchets comporte plusieurs parallèles avec le programme canadien.

Tableau 14 : Production de déchets dans le cycle du combustible CANDU par faisceau de combustible

Quantité de déchets produite par un faisceau de combustible CANDU, qui produit 33,6 millions de kWh d'électricité, suffisamment pour fournir l'énergie nécessaire pour la cuisine, le chauffage, etc. dans un foyer canadien moyen pendant plus de 100 ans.

	Quantité		Radioactivité totale ⁽¹⁾	
	Minerai de l'Ont.	Minerai de la Sask.	Minerai de l'Ont.	Minerai de la Sask.
Extraction (stérile)	20 tonnes	10 tonnes	0,0008 Curie	0,008 Curie
Concentration (résidus de concentration)	20 tonnes	1 tonne	0,0713 Curie	0,0648 Curie
Raffinage (raffinat – recyclé)	(8 kilogrammes) ⁽²⁾		0,00004 Curie	
Conversion (nitrate d'ammonium – vendu comme engrais)	(20 kilogrammes) ⁽²⁾		Fond	
Centrales				
• Déchets de faible radioactivité ⁽³⁾	0,43 mètre cube		1,7 Curies	
• Combustible épuisé ⁽⁴⁾	20 kilogrammes (0,005 m ³)		16 000 Curies	

1) Un Curie (Ci) est pratiquement égal à la quantité de radioactivité dans un gramme de radium 226.

2) Les déchets du raffinage et les déchets de la conversion sont entièrement recyclés.

3) Moyenne pour l'Ontario Hydro, 1986 et 1987, à la réception. Après traitement, le volume a été réduit à une moyenne de 0,29 mètre cube.

4) En supposant un épuisement de 7 500 MW-jours par tonne. L'activité spécifiée est celle observée un an après rejet du réacteur.

Source : Communication personnelle : Eva Rossinger, Établissement de recherches nucléaires de Whiteshell, ÉACL, Pinawa (Manitoba), 4 juillet 1988.

La gestion des déchets radioactifs dans la partie aval du cycle du combustible est essentiellement une question de gestion du combustible nucléaire épuisé, en l'absence de retraitement de ce combustible. Des quantités relativement faibles de matières radioactives sont produites d'autres façons, et ces matières sont appelées déchets de réacteur. Par exemple, une certaine quantité du deutérium contenu dans l'eau lourde absorbe des neutrons et est convertie en tritium radioactif; des filtres à eau éliminent de petites quantités de produits de corrosion radioactifs; et des vêtements jetables peuvent renfermer de faibles quantités de matières radioactives.

Le combustible irradié est fortement radioactif, et les éléments combustibles épuisés contiennent plus de 100 radionucléides qui ont été produits pendant le fonctionnement du réacteur. Ces radionucléides se répartissent en deux groupes. La première catégorie comprend les **produits de fission** provenant de la fission d'un atome lourd en deux atomes légers. Cette fission ne se produit pas toujours de la même façon, de sorte qu'une série de produits de fission est produite dans le combustible. Certains de ces nouveaux éléments sont stables mais les autres se désintègrent eux-mêmes à l'intérieur de leur période caractéristique, formant parfois de nouveaux radionucléides. Les produits de fission ont tendance à être de puissants émetteurs bêta et gamma, et la majorité ont des périodes relativement courtes.

Le deuxième groupe de radionucléides contenus dans le combustible épuisé inclut les **actinides**. Les actinides constituent une série d'éléments de numéro atomique égal ou supérieur à 89, qui possèdent des propriétés chimiques semblables. L'uranium et le plutonium sont les éléments les mieux connus de ce groupe. Dans un réacteur CANDU, l'uranium 235 absorbe un neutron par fission pour entretenir la réaction en chaîne. L'autre 1,5 neutron produit en moyenne par fission est absorbé par d'autres matières, principalement l'uranium 238. Les actinides sont produits par une série de réactions d'absorption de neutrons et de désintégrations radioactives. Ils ont tendance à être des émetteurs alpha, et un grand nombre d'entre eux ont de longues périodes.

Le tableau 15 donne la composition d'un faisceau de combustible CANDU avant et après irradiation dans un réacteur, avec une période de refroidissement de six mois. Les quantités sont exprimées en grammes et les constituants totalisent 19 kilogrammes. Le calcul suppose un épuisement du combustible de 6500 gigajoules par kilogramme d'uranium. Le tableau 16 est une liste de certains des produits de fission importants qu'on retrouve dans le combustible épuisé CANDU. Les actinides les plus importants présents dans le combustible épuisé CANDU sont indiqués au tableau 17. Les deux tableaux donnent les niveaux d'activité au moment du rejet, après un an et après 10 ans. Parmi les produits de fission, le technétium 99, l'iode 129 et le césium 135 présentent le plus grand danger à long terme. Parmi les actinides, le plutonium 239 et le plutonium 240 sont les plus dangereux à long terme.

Tableau 15 : Composition d'un faisceau de combustible CANDU avant et après irradiation

Constituant	Nouveau combustible (grammes)	Combustible irradié (grammes)
Actinides		
Uranium 238	18 865	18 725
Uranium 235	134	44
Autres isotopes de l'uranium	1	15
Plutonium	-	71
Autres actinides	-	1
Produits de fission		
Iode	-	1
Césium	-	11
Technétium	-	4
Autres produits de fission	-	128
Total	19 000	19 000

Source : Communication personnelle : William T. Hancox, Société de recherche de l'ÉACL, Ottawa, 9 février 1988.

La plupart des produits de fission nouvellement produits sont inactifs. Le combustible rejeté contient 98,85 % d'oxyde d'uranium en poids; les 1,15 % restants — constitués essentiellement de produits de fission et de divers isotopes du plutonium — comprennent 0,65 % de produits de fission inactifs, 0,11 % de produits de fission actifs et 0,38 % de plutonium.

Lorsque le combustible épuisé est retiré pour la première fois du réacteur, la radioactivité provient essentiellement des produits de fission, comme le montre la comparaison des niveaux d'activité dans les tableaux 16 et 17. Avec le temps, l'activité du combustible épuisé diminue, devenant à peu près 10 fois moindre après la première

décennie, à mesure que les radionucléides de courte période se font rares. Après 200 ans environ, l'activité des produits de fission chute en-deçà de l'activité des actinides, ces derniers devenant désormais les principales sources de radioactivité. L'activité des produits de fission continue de chuter rapidement et, après 500 ans, cette activité est d'environ 1/100 000 de sa valeur initiale. L'activité des actinides diminue lentement et, après 500 ans, atteint environ 1/15 de sa valeur initiale. Le stockage à court terme dans l'eau, au site même des réacteurs, permet de diminuer le danger des produits de fission, tandis que l'élimination du combustible épuisé est recommandée pour empêcher les actinides de s'échapper d'un site d'enfouissement permanent.

Tableau 16 : Certains produits de fission dans le combustible irradié CANDU

Radionucléide	Période (ans)	Activité (curies/kilogramme d'uranium)			Rayonnements importants
		lors du rejet	après 1 an	après 10 ans	
Tritium (H-3)	12,3	0,17	0,16	0,10	bêta
Krypton 85	10,7	2,22	2,19	1,23	bêta, gamma
Strontium 89	0,14	443	3,95	$9,8 \times 10^{-20}$	bêta, gamma
Strontium 90	29	17,5	16,0	12,9	bêta
Yttrium 91	0,16	578	77	$1,1 \times 10^{-16}$	bêta, gamma
Zirconium 95	0,18	825	17,3	$1,3 \times 10^{-14}$	bêta, gamma
Niobium 95	0,10	802	36,6	$2,9 \times 10^{-14}$	bêta, gamma
Technétium 99	$2,1 \times 10^5$	$3,4 \times 10^{-3}$	$3,4 \times 10^{-3}$	$3,4 \times 10^{-3}$	bêta, gamma
Ruthénium 106	1,0	182	101	0,21	bêta
Iode 129	$1,6 \times 10^7$	$7,9 \times 10^{-6}$	$7,9 \times 10^{-6}$	$7,9 \times 10^{-6}$	bêta, gamma
Iode 131	0,02	525	$1,2 \times 10^{-11}$	0	bêta, gamma
Césium 134	2,17	16,9	11,3	0,55	bêta, gamma
Césium 135	$2,3 \times 10^6$	$4,5 \times 10^{-5}$	$3,8 \times 10^{-5}$	$3,8 \times 10^{-5}$	bêta
Césium 137	30,2	25,3	24,8	20,2	bêta, gamma
Cérium 144	0,78	424	181	0,06	bêta, gamma
Prométhium 147	2,6	58,9	50,7	4,7	bêta, gamma

Source : Boulton, J. (éd.), *Management of Radioactive Fuel Wastes: The Canadian Disposal Program*, AECL-6314, Établissement de recherches nucléaires de Whiteshell, Société de recherche de l'Énergie atomique du Canada, Limitée, Pinawa (Manitoba), octobre 1978, p. 19.

La chaleur totale produite par un faisceau de combustible irradié CANDU, une fois retiré du réacteur, est représentée en fonction du temps dans la moitié supérieure du graphique 15, et les niveaux d'activité des produits de fission et des actinides après le retrait du combustible hors du réacteur sont représentés en fonction du temps dans la moitié inférieure du graphique 15. Ces valeurs sont caractéristiques du combustible CANDU après une consommation moyenne de 7,500 mégawatts-jours/tonne d'uranium. L'échelle de temps est logarithmique et s'étend d'une seconde à 10 millions d'années. L'échelle des ordonnées qui représente la production de chaleur dans le diagramme de la moitié supérieure et la radioactivité dans le diagramme de la moitié inférieure est aussi logarithmique et couvre 11 ordres de grandeur.

Tableau 17 : Certains actinides dans le combustible irradié CANDU

Radionucléide	Période (ans)	Activité (curies/kilogramme d'uranium)			Rayonnements importants
		lors du rejet	après 1 an	après 10 ans	
Neptunium 237	$2,1 \times 10^6$	$2,1 \times 10^{-5}$	$2,1 \times 10^{-5}$	$2,2 \times 10^{-5}$	alpha, gamma
Plutonium 238	87,7	$7,2 \times 10^{-2}$	$8,3 \times 10^{-3}$	$8,0 \times 10^{-2}$	alpha, gamma
Plutonium 239	$2,4 \times 10^4$	0,15	0,15	0,15	alpha, gamma
Plutonium 240	$6,8 \times 10^3$	0,24	0,24	0,24	alpha, gamma
Plutonium 241	14,7	22,9	21,8	14,2	bêta, gamma
Américium 241	432	$11,5 \times 10^{-3}$	$4,7 \times 10^{-2}$	0,3	alpha, gamma
Américium 243	$7,4 \times 10^3$	$5,3 \times 10^{-4}$	$5,3 \times 10^{-4}$	$5,3 \times 10^{-4}$	alpha, gamma
Curium 242	0,45	2,58	0,44	$8,9 \times 10^{-6}$	alpha, gamma
Curium 244	18,1	$1,6 \times 10^{-2}$	$1,5 \times 10^{-2}$	$1,1 \times 10^{-2}$	alpha, gamma

• actinide fissile

Source : Boulton, J. (éd.), *Management of Radioactive Fuel Wastes: The Canadian Disposal Program*, AECL-6314, Établissement de recherches nucléaires de Whiteshell, Société de recherche de l'Énergie atomique du Canada, Limitée, Pinawa (Manitoba), octobre 1978, p. 19.

Le graphique 15 révèle que la production de chaleur d'un faisceau de combustible CANDU irradié, une fois retiré du réacteur, est tombée à moins d'un millièème de sa valeur initiale après trois ans environ. La radioactivité atteint à peine 1/10 000 de sa valeur initiale après 100 ans environ.

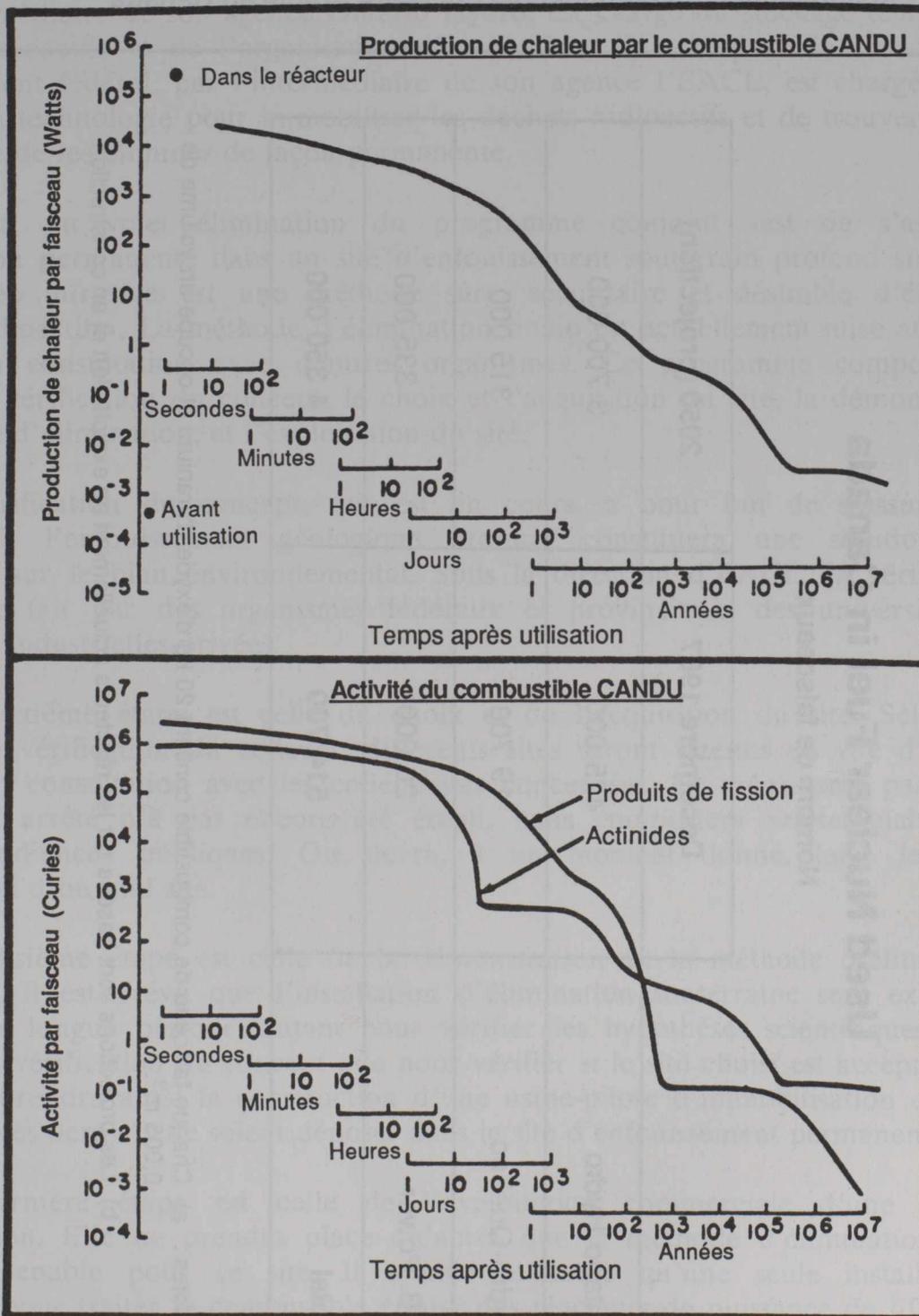
Wastes: The Canadian Disposal Program, AECL-6314, Établissement de recherches nucléaires de Whiteshell, Société de recherche de l'Énergie atomique du Canada, Limitée, Pinawa (Manitoba), octobre 1978, p. 20.

Le tableau 18, fourni par l'Établissement de recherches nucléaires de Whiteshell de l'ÉACL, contient des données sur la quantité de combustible irradié qui doit être évacuée au Canada. La première colonne donne la quantité de combustible épuisé produit jusqu'à la fin de 1987, par service public d'électricité; la seconde colonne contient des projections de ce que seront ces quantités en 2050, compte tenu des réacteurs de puissance canadiens actuellement en exploitation et en construction.

On peut penser que 4,35 millions de faisceaux de combustible épuisé est un chiffre élevé, mais, à raison de 20 kilogrammes d'oxyde d'uranium par faisceau, cela correspond à 87 000 tonnes. À titre de comparaison, les installations de la Syncrude dans les sables pétrolifères de l'Alberta, fonctionnant à plein rendement, peuvent extraire et traiter plus de 100 000 tonnes de sable pétrolifère pendant un poste de travail de 8 heures. [À plein rendement, la Syncrude peut extraire et traiter 300 000 tonnes de sable bitumineux et produire 175 000 barils de bitume en 24 heures.] Ainsi, la quantité de combustible épuisé à gérer est importante, mais en aucune façon exorbitante.

Le combustible irradié est retiré du coeur du réacteur à l'aide d'un télémanipulateur, puis transféré dans un bassin de stockage rempli d'eau. La protection contre le rayonnement est assurée par les quelque quatre mètres d'eau qui recouvrent les faisceaux de combustible et par les épais parois en béton du bassin. Cette méthode, couramment appelée «stockage par voie humide», est utilisée un peu partout au monde depuis plus de 40 ans et constitue un moyen sûr pour stocker et récupérer ultérieurement le combustible pendant qu'il refroidit et que son niveau de radioactivité diminue. Toutefois, ces bassins ont un coût de construction élevé et exigent l'application d'importantes mesures d'entretien et de contrôle. L'ÉACL a été la première à essayer une nouvelle méthode, appelée «stockage par voie sèche», comportant le transfert du combustible épuisé dans des conteneurs renforcés de béton ayant la forme de silos d'environ 6 mètres de hauteur et 2,5 mètres de diamètre. Des rangées de conteneurs sont aménagées sur de béton, puis le combustible épuisé est introduit dans ces conteneurs qui sont ensuite fermés hermétiquement. La chaleur est éliminée par refroidissement convectif naturel à l'air. La méthode de stockage par voie sèche permet de réaliser des économies considérables; les conteneurs ont une durée utile prévue d'au moins 50 ans. Le stockage par voie sèche constitue donc une solution attrayante dans le cadre d'une stratégie de mise hors service différée. Ce concept a été éprouvé à l'Établissement de recherches nucléaires de Whiteshell et a depuis été utilisé pour stocker du combustible épuisé aux centrales de Gentilly-1 et de Douglas Point, ainsi qu'à Chalk River. Il a fallu onze conteneurs pour stocker le combustible épuisé à Gentilly-1; vu la plus grande quantité de combustible irradié provenant de Douglas Point, il a été nécessaire de construire 47 conteneurs un peu plus gros.

Graphique 15 : Production de chaleur et niveaux de radioactivité du combustible CANDU irradié



Source : Boulton, J. (éd.), *Management of Radioactive Fuel Wastes: The Canadian Disposal Program*, AECL-6314, Établissement de recherches nucléaires de Whiteshell, Société de recherche de l'Énergie atomique du Canada, Limitée, Pinawa (Manitoba), octobre 1978, p. 20.

Tableau 18 : Accumulation du combustible nucléaire irradié au Canada

	Décembre 1987	2050 (projection)
Ontario Hydro	475 000	3 700 000
Hydro-Québec	19 700	315 000
N.B. Power	20 000	335 000
Total	514 700	4 350 000

Notes : a) Chaque faisceau de combustible contient 20 kg d'oxyde d'uranium et occupe un volume de 0,005 m³.

b) Les projections sont basées sur les réacteurs actuellement en exploitation et en construction.

Le programme canadien de gestion des déchets radioactifs est mené en vertu d'une entente conjointe entre le gouvernement fédéral et le gouvernement de l'Ontario, entente qui a été annoncée le 5 juin 1978. Cette entente définit quatre grands secteurs de responsabilité en matière de gestion de tels déchets. Le gouvernement de l'Ontario, par l'intermédiaire de son agence Ontario Hydro, est chargé du stockage temporaire des déchets radioactifs et de l'organisation d'un système de transport de ces déchets. Le gouvernement fédéral, par l'intermédiaire de son agence l'ÉACL, est chargé de mettre au point la technologie pour immobiliser les déchets radioactifs et de trouver un moyen convenable de les éliminer de façon permanente.

Le but du volet élimination du programme conjoint «est de s'assurer que l'élimination permanente dans un site d'enfouissement souterrain profond situé dans la roche ignée intrusive est une méthode sûre, sécuritaire et désirable d'éliminer les déchets radioactifs». La méthode d'élimination finale est actuellement mise au point par ÉACL, en consultation avec d'autres organismes. Ce programme comporte quatre étapes : la vérification du concept; le choix et l'acquisition du site; la démonstration de la méthode d'élimination; et l'exploitation du site.

La vérification du concept, qui est en cours, a pour but de s'assurer que le concept de l'enfouissement géologique profond constituera une solution sûre et acceptable sur le plan environnemental. Sous la direction d'ÉACL, la vérification du concept se fait par des organismes fédéraux et provinciaux, des universités et des entreprises industrielles privées.

La deuxième étape est celle du choix et de l'acquisition du site. Selon ce que révélera la vérification du concept, différents sites seront retenus en vue d'essais plus poussés, en consultation avec les collectivités concernées. Le mécanisme par lequel ce choix sera arrêté n'a pas encore été établi, mais comportera vraisemblablement de longues audiences publiques. On devra, à un moment donné, faire le choix et l'acquisition d'un seul site.

La troisième étape est celle de la démonstration de la méthode d'élimination au site choisi. Il est prévu que l'installation d'élimination souterraine sera expérimentée durant une longue période, autant pour vérifier les hypothèses scientifiques élaborées pendant la vérification du concept que pour vérifier si le site choisi est acceptable. Cette étape comprendra aussi la construction d'une usine-pilote d'immobilisation des déchets avant que ces derniers ne soient déposés dans le site d'enfouissement permanent.

La dernière étape est celle de l'exploitation commerciale d'une installation d'élimination. Elle ne prendra place qu'après que la méthode d'élimination aura été jugée convenable pour ce site. Il semble probable qu'une seule installation sera construite pour traiter le combustible épuisé des réacteurs de puissance de l'Ontario, du Québec et du Nouveau-Brunswick.

Un projet de calendrier a été établi pour le volet élimination du programme. Les cibles particulières (Boulton, 1978, p. 59 et 61) sont :

- a) vérifier d'ici 1981 les concepts de base de l'élimination du combustible irradié ou des déchets combustibles dans la roche dure profonde, au moins dans la mesure d'un consensus général;
- b) recommander des sites techniquement acceptables parmi lesquels les gouvernements pourront choisir un site définitif et aménager un site d'enfouissement de démonstration d'ici 1985;
- c) perfectionner le site de démonstration jusqu'à un point où la construction d'un site d'enfouissement à l'échelle réelle pourra être envisagée d'ici l'an 2000.

Le graphique 16 décrit le calendrier publié en 1978 pour le programme expérimental d'élimination des déchets. À l'époque, ce calendrier a été jugé trop optimiste, notamment par la communauté scientifique qui était en mesure de cerner l'ampleur de l'effort de R et D nécessaire pour la première étape, soit la vérification du concept. Le temps a donné raison à la critique.

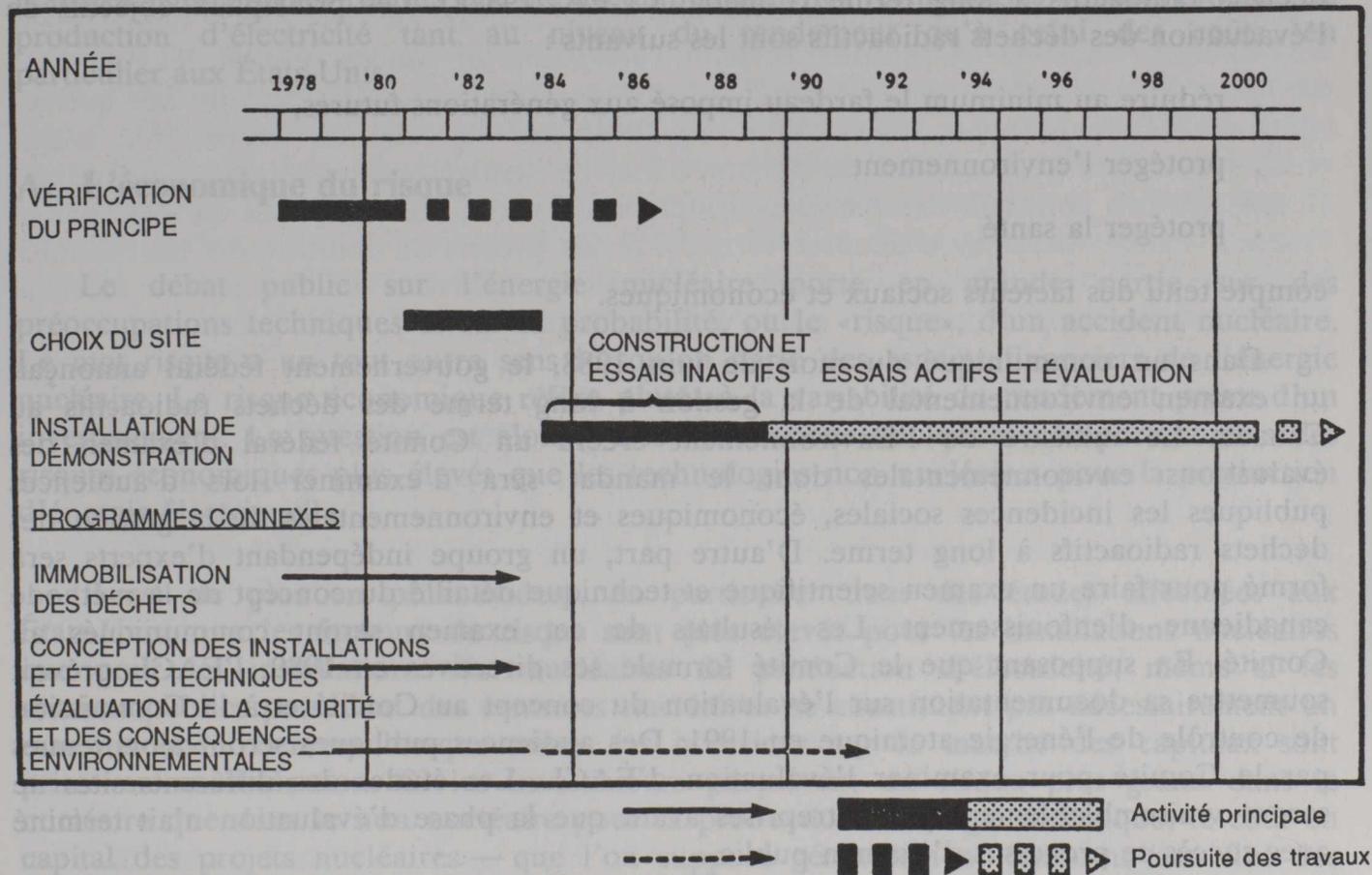
Le retard que connaît le programme d'élimination des déchets radioactifs ne constitue pas un problème de sécurité publique. Les méthodes d'entreposage temporaire du combustible épuisé se sont avérées assez satisfaisantes et pourraient être utilisées pendant une période indéfinie. Les retards enregistrés ont pour effet de réduire la confiance du public dans le programme de gestion des déchets, de rendre la population encore plus incertaine des progrès réalisés et d'augmenter le coût total de la recherche consacrée au programme.

La responsabilité de la R et D revient surtout à l'ÉACL. Dans le passé, l'ÉACL effectuait la recherche presque entièrement au sein même de son établissement; de nos jours, elle fait aussi appel à des chercheurs de l'extérieur. Un bon nombre d'entreprises privées et d'universités apportent une contribution technique importante au programme.

L'ÉACL a publié chaque année, et publie maintenant tous les six mois, un rapport sur l'avancement de son programme de gestion des déchets; chaque année, un Comité consultatif technique (CCT) indépendant se prononce sur la pertinence du programme canadien. Le CCT est composé de dix membres, choisis à même une liste de candidats soumis par les grandes sociétés scientifiques et de génie du Canada. Quatre caractéristiques de son fonctionnement garantissent son autonomie. Premièrement, seules peuvent être membres du CCT les personnes recommandées par des sociétés savantes canadiennes. Deuxièmement, le CCT fait publiquement rapport chaque année. Troisièmement, les membres du CCT ont entièrement droit de regard sur tous les aspects du programme de recherche. Quatrièmement, le CCT dispose de ressources pour obtenir l'avis d'autres spécialistes ou d'experts-conseils, lorsqu'il en éprouve le besoin.

Les hôtes suédois du Comité ont souligné que le CCT avait été invité à donner son avis sur le programme suédois de gestion des déchets radioactifs et qu'il l'avait fait pour le plus grand bien du programme.

Graphique 16 : Calendrier établi en 1978 pour le Programme d'élimination du combustible épuisé



Source : Boulton, J. (éd.), *Management of Radioactive Fuel Wastes: The Canadian Disposal Program*, AECL-6314, Établissement de recherches nucléaires de Whiteshell, Société de recherche de l'Énergie atomique du Canada, Limitée, Pinawa (Manitoba), octobre 1978, p. 60.

La Commission de contrôle de l'énergie atomique joue un rôle fondamental dans la mise au point d'une technologie appropriée de gestion des déchets. Lorsque la

vérification du concept sera terminée, la CCÉA se prononcera sur l'acceptabilité du concept. La Commission a aussi décidé qu'elle appliquerait la même procédure de délivrance de permis à un site d'enfouissement qu'à n'importe quelle autre installation nucléaire. Par conséquent, la population devra être informée avant que le site ne soit choisi; le site proposé devra être approuvé par la CCÉA; et la Commission devra donner son aval pour l'aménagement du site, pour le dépôt des matières radioactives dans le site d'enfouissement, pour l'exploitation du site à l'échelle commerciale et pour le contrôle et la surveillance éventuelle du site.

La CCÉA a énoncé une politique pour la réglementation de l'évacuation des déchets radioactifs à long terme (Canada, CCÉA, 1987a). Les principaux objectifs de l'évacuation des déchets radioactifs sont les suivants :

- . réduire au minimum le fardeau imposé aux générations futures,
- . protéger l'environnement
- . protéger la santé

compte tenu des facteurs sociaux et économiques.

Dans un communiqué du mois de juin 1988, le gouvernement fédéral annonçait un examen environnemental de la gestion à long terme des déchets radioactifs au Canada. Le ministre de l'Environnement créera un Comité fédéral d'examen des évaluations environnementales dont le mandat sera d'examiner lors d'audiences publiques les incidences sociales, économiques et environnementales de la gestion des déchets radioactifs à long terme. D'autre part, un groupe indépendant d'experts sera formé pour faire un examen scientifique et technique détaillé du concept de la méthode canadienne d'enfouissement. Les résultats de cet examen seront communiqués au Comité. En supposant que le Comité formule ses directives en 1989, l'ÉACL prévoit soumettre sa documentation sur l'évaluation du concept au Comité et à la Commission de contrôle de l'énergie atomique en 1991. Des audiences publiques seront alors tenues par le Comité pour examiner l'évaluation d'ÉACL. Les études des différents sites ne seront vraisemblablement pas entreprises avant que la phase d'évaluation n'ait terminé avec succès ce processus d'examen public.

Peu de temps avant de terminer le présent rapport, le Comité a appris que le gouvernement suisse avait officiellement reconnu le principe de l'enfouissement des déchets radioactifs. La Suède et la Suisse sont les seuls pays ayant des centrales nucléaires à exiger une démonstration d'élimination sûre. Tous deux ont annoncé que les critères exigés avaient été satisfaits. La Suède et la Suisse prévoient enfouir leur déchets radioactifs dans des formations géologiques profondes et stables, comme le fait le Canada.

LES ASPECTS ÉCONOMIQUES DE L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

Plus les pays occidentaux ont acquis de l'expérience dans l'exploitation des centrales atomiques, plus le nucléaire a été un sujet controversé. Les divers groupes d'intérêt ont exprimé leur inquiétude au sujet de l'environnement et de la sécurité, mais l'aspect le plus critique du débat entourant le nucléaire est l'aspect économique puisque c'est là que les promesses de l'énergie nucléaire n'ont pas été entièrement réalisées. Des progrès relatifs ont été accomplis dans les technologies concurrentielles de production d'électricité tant au niveau du rendement qu'à celui des coûts, en particulier aux États-Unis.

A. L'économique du risque

Le débat public sur l'énergie nucléaire porte en grande partie sur des préoccupations techniques et sur la probabilité, ou le «risque», d'un accident nucléaire. Le mot risque a un tout autre sens lorsqu'on parle des aspects financiers de l'énergie nucléaire. Le risque économique réfère plutôt à la variabilité du rendement prévu d'un investissement. La question est alors : «Les installations nucléaires comportent-elles des risques économiques plus élevés que les technologies non nucléaires pour la production d'énergie électrique?»

Il est de plus en plus évident, en particulier dans des études effectuées aux États-Unis, que les facteurs de risque sont plus élevés pour les installations nucléaires que pour les installations non nucléaires de production d'électricité, même si les services publics possédant des centrales nucléaires ne constituent pas nécessairement un mauvais investissement lorsque toutes les occasions sur le marché des capitaux sont prises en considération. Si les investisseurs perçoivent un risque plus grand dans le nucléaire que dans le non nucléaire pour la production d'énergie électrique, le coût en capital des projets nucléaires — que l'on suppose généralement uniforme aux fins des études de comparaison des coûts de production d'énergie électrique — sera plus élevé puisque le taux de rentabilité des investissements constitue une part importante du coût en capital.

Plusieurs grandes sociétés américaines d'investissement suggèrent que le risque économique est en effet plus élevé dans le cas des centrales nucléaires. Après l'accident de Three Mile Island, la *Merrill Lynch* a conclu que les investisseurs institutionnels considèrent comme un facteur de risque l'utilisation de l'énergie nucléaire par une entreprise de service public. D'autres courtiers, comme la *Salomon Brothers*, conseillent à leurs clients de se méfier des sociétés possédant des installations nucléaires.

Il y a plusieurs années, la *U.S. Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) permettait à la *Connecticut Yankee Atomic Energy Corporation* un rendement des capitaux propres de 17 %, ce qui était à l'époque le rendement le plus élevé jamais accordé à une entreprise américaine de service public productrice d'électricité. La FERC a invoqué dans cette décision le risque associé à l'énergie nucléaire au lendemain de l'accident de Three Mile Island; les investisseurs s'estiment peu protégés lorsque le seul actif d'un service public est un réacteur nucléaire (États-Unis, DOE, EIA, 1984).

Trois événements ayant contribué à l'établissement d'une prime de risque pour l'énergie nucléaire sont mentionnés dans une étude réalisée en 1984 par le département de l'Énergie des É.-U. et intitulée *Investor Perceptions of Nuclear Power* : 1) l'accident de Three Mile Island de mars 1979; 2) la prise de conscience ultérieure du fait que les coûts de nettoyage après un accident de l'ampleur de celui de Three Mile Island pourraient dépasser 1 milliard de dollars US et ne seraient pas entièrement assurables, ce qui pourrait entraîner des pertes considérables; 3) les décisions prises en 1982 par la *Tennessee Valley Authority* d'annuler certains de ses projets de construction de centrales nucléaires et par la *Nuclear Regulatory Commission* d'arrêter les travaux au réacteur Zimmer, avec un avertissement quant à la fermeture possible des réacteurs 2 et 3 à Indian Point (États-Unis, DOE, EIA, 1984).

Cette étude suggère qu'en raison de l'accident à Three Mile Island, la valeur d'un investissement dans une entreprise nucléaire de service public aurait diminué de 10 % par rapport à celle d'un investissement dans une entreprise non nucléaire de service public. Une telle diminution pourrait découler du fait que les investisseurs qui achètent réellement de tels titres veulent une prime au rendement de un ou deux points de pourcentage. Deux autres facteurs ont contribué à accroître l'inquiétude des investisseurs. En premier lieu, à la fin de 1982, les annulations de centrales nucléaires avaient coûté 15 milliards de dollars US; selon les estimations, les investisseurs avaient absorbé 30 % de ces coûts. En second lieu, les centrales nucléaires américaines avaient fonctionné en moyenne à seulement un peu plus de 55 % de leur capacité nominale [le facteur de charge cumulatif moyen pour tous les réacteurs américains de 150 Mwe et plus était de 56,6 % à la fin de juin 1987], alors que dans des études de coût comparatives, on supposait un facteur de charge de 70 %. Les actionnaires doivent aussi assumer une partie des coûts entraînés par ce rendement effectif inférieur au rendement prévu (États-Unis, DOE, EIA, 1984).

Que signifient ces conclusions américaines pour l'investissement dans les installations nucléaires canadiennes? La structure de l'industrie canadienne de l'énergie électrique diffère à plusieurs égards de celle de cette industrie aux États-Unis. Le fait que la plupart des entreprises canadiennes de services publics sont de propriété publique signifie que leurs actions ne sont pas échangées sur le marché boursier. À l'opposé des entreprises américaines de services publics dont la plupart appartiennent

au secteur privé et doivent se financer par la vente d'actions, les entreprises canadiennes dépendent des gouvernements provinciaux pour ce qui est des décisions ultimes en matière de stratégie d'expansion et des capitaux propres.

L'investissement indirect, par lequel des investisseurs achètent des obligations à long terme émises par les entreprises provinciales de services publics, constitue une source majeure de fonds pour les entreprises canadiennes. Une proportion élevée de ces obligations sont émises à l'étranger. Le fait que les entreprises canadiennes de services publics comptent sur l'investissement indirect explique leur ratio d'autonomie financière plus élevé.

Dans la mesure où des gouvernements provinciaux garantissent des emprunts à leurs entreprises de services publics, ces entreprises sont dans une meilleure position face à l'investissement que leurs contreparties américaines. La cote de crédit d'une entreprise canadienne de service public est directement reliée à la cote de crédit de la province mère. Il existe une autre différence : les actifs des entreprises canadiennes de services publics ne sont pas autant concentrés dans le domaine nucléaire que le sont ceux de certaines entreprises américaines de services publics, quoique les 38 % de l'actif immobilisé de l'Ontario Hydro que représentent ses centrales nucléaires constituent un montant important.

Une autre différence majeure est le rendement supérieur des centrales canadiennes. À la fin de juin 1987, les réacteurs canadiens avaient atteint un facteur de charge cumulatif moyen de 78,7 %. Seules la Suisse (79,7 %) et la Finlande (79,3 %), parmi les pays non communistes exploitant quatre centrales ou plus, avaient dépassé ce rendement. Même en considérant le facteur de charge moyen pour la période de 12 mois se terminant le 30 juin 1987 (afin de tenir compte de la fermeture des unités Pickering 1 et 2 pour retubage), le résultat était de 71,4 %.

Néanmoins, en comparant les coûts du nucléaire à ceux des autres technologies, le coût en capital des installations nucléaires devrait être corrigé en fonction du risque. Puisque tout porte à croire que de telles primes de risque sont exigées par les investisseurs du secteur privé, les décisions des entreprises de services publics au Canada devraient refléter les coûts réels sur le marché, même si ces coûts peuvent ne pas se manifester de manière aussi explicite que dans les entreprises privées de services publics aux États-Unis.

B. Le nucléaire par rapport au charbon

Dans le monde occidental industrialisé, le choix en matière d'expansion de la capacité de production d'électricité, au cours des prochaines décennies, est entre les centrales alimentées au charbon et les centrales nucléaires. Des facteurs régionaux

peuvent modifier la perspective, mais l'étude de l'AIEA sur les nouvelles expansions de la capacité de production d'électricité confirme cette alternative fondamentale, au moins à court terme.

Dans un grand nombre de pays, l'hydro-électricité n'est plus une option puisque des barrages ont déjà été construits aux emplacements les plus prometteurs ou que des considérations environnementales interdisent tout autre aménagement. La phase II du projet hydro-électrique de la baie James au Québec constitue toutefois une exception notable à cette règle.

La plupart des pays ne sont pas prêts aujourd'hui à accepter le risque, en termes de prix et de sécurité d'approvisionnement, que pose l'utilisation du pétrole importé pour accroître leur puissance de base. Les pays qui peuvent compter sur des approvisionnements en gaz naturel utilisent le gaz pour couvrir les périodes de pointe ou même pour accroître leur puissance de base. Cependant, le gaz naturel n'est pas aussi disponible ou aussi bon marché que le charbon pour la production d'électricité.

Il ne reste donc que le charbon et l'énergie nucléaire pour un grand nombre de pays. L'énergie nucléaire est économiquement préférée pour la production continue d'électricité en régime de base alors que le charbon est mieux adapté à la production temporaire ou en période de pointe. Néanmoins, les Français ont démontré que les réacteurs nucléaires pouvaient fonctionner en suivi de charge.

Certains pays ont accepté d'emblée l'énergie nucléaire faute d'autres solutions; par contre, au Canada, le charbon est abondant et les technologies du transport et de la combustion plus propre en font une solution viable et concurrentielle. D'après certains fonctionnaires avec qui les membres du Comité se sont entretenus en Suède, en Allemagne fédérale et en France, l'énergie nucléaire est nettement la source de production d'électricité à grande échelle la moins coûteuse à l'heure actuelle et elle est considérée (sauf en Suède) comme un élément nécessaire de toute stratégie visant à satisfaire la demande d'électricité jusqu'au siècle prochain. À cause de questions plus émotives, certains programmes nucléaires à l'étranger s'embourbent.

Au Canada, la question économique que pose l'utilisation du charbon plutôt que celle de l'énergie nucléaire est une question essentiellement régionale. Le nucléaire présente un avantage à long terme au niveau des coûts pour l'Ontario Hydro et la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick, selon les experts de l'exploitation des installations nucléaires. Le système CANDU se mérite de bonnes cotes en matière de rendement, de fiabilité et de sécurité, facteurs clés de toute décision d'investissement. Cependant, le charbon est de toute évidence le meilleur choix dans d'autres régions, notamment là où des centrales peuvent être construites à côté ou à proximité de mines de charbon à ciel ouvert comme en Alberta et en Saskatchewan. À mesure que s'améliorent les technologies de la préparation, du transport et de la

combustion du charbon, et que les marchés continuent de s'adapter, le charbon indigène pourrait devenir une option viable pour le centre du Canada. Et le Canada, contrairement à la plupart des autres nations industrialisées, possède toujours des réserves hydro-électriques appréciables dans certaines régions du pays, y compris le Nord.

Un engagement à l'endroit de l'énergie nucléaire, du charbon ou de l'hydro-électricité ne se limite pas à engager des dépenses pendant la construction et la durée d'exploitation des centrales et des postes; c'est également l'abandon volontaire d'une technologie qui pourrait s'avérer préférable à mesure qu'elle se perfectionne et que les coûts en sont connus.

C. Indicateurs de coûts du nucléaire au Canada

Les réacteurs nucléaires au Canada présentent une bonne fiche économique en termes de coût énergétique unitaire normalisé. L'ÉACL et l'Ontario Hydro ont comparé les coûts passés d'installations nucléaires et alimentées au charbon en Ontario et ont constaté que les centrales nucléaires sont plus rentables aujourd'hui que les centrales thermiques comparables. L'écart prévu par Ontario Hydro grandira pendant les années 90 et les 25 premières années du siècle prochain, pour en arriver au point où le coût du kilowatt-heure des centrales nucléaires ontariennes comme Pickering B et Bruce B sera plus de 50 % inférieur à celui des centrales thermiques comparables équipées d'épurateurs par voie humide.

Malgré tout, le dossier économique du développement du nucléaire au Canada a été moins reluisant que prévu. Des dépassements de devis atteignant des proportions considérables ont caractérisé les installations nucléaires. Pickering B, coût estimé 1 585 millions de dollars, coût réel 3 862 millions (cinq fois plus que Pickering A); Bruce B, coût estimé 3 869 millions de dollars, coût réel 6 036 millions avec une mise en service deux ans plus tard que prévu; Point Lepreau, coût estimé 466 millions de dollars, coût réel 1 448 millions et quatre ans de retard. Néanmoins, des études de l'ÉACL et de l'Ontario Hydro indiquent que les réacteurs nucléaires canadiens sont plus rentables que leurs homologues alimentés au charbon.

Les services publics d'électricité au Canada utilisent généralement deux méthodes pour exprimer les coûts de production. Dans la méthode du **coût annuel**, les coûts de production réels, dans des centrales existantes ou futures, sont évalués en dollars courants, avec des hypothèses au sujet des taux d'inflation et des taux d'intérêt futurs. Le résultat est une projection des coûts de production annuels variant au cours de la vie d'une centrale. Cette méthode est dite méthode du **coût énergétique unitaire total (CEUT)**. Pour l'Ontario Hydro, le CEUT est défini comme étant le coût total annuel de la production d'énergie (en dollars courants) divisé par la quantité totale annuelle

d'énergie produite (en mégawatts-heures d'équivalent électrique, qui englobe l'électricité et l'équivalent électrique de l'énergie-vapeur utile produite à la centrale Bruce A).

La méthode du coût sur la **durée d'utilisation** est généralement utilisée pour comparer différents types de centrales futures. Le résultat est un coût annuel moyen exprimé en dollars constants et appelé **coût énergétique unitaire égalisé (CEUE)**. En 1984, le CEUE d'une unité CANDU de l'Ontario Hydro était de 21 millièmes de dollars le kWh comparativement à un CEUE de 33 millièmes de dollar le kWh pour une centrale alimentée au charbon. (Ceci pourrait être interprété comme un rendement «moyen» des centrales nucléaires par rapport aux centrales thermiques en Ontario). Dans certains rapports, le coût énergétique moyen sur la durée d'utilisation est exprimé en dollars constants par mégawatt-heure.

Les estimations des coûts mettant en cause les taux d'escompte et le coût en capital sont sujettes à révision à mesure que changent les conditions économiques et en particulier les taux d'intérêt. Les coûts de la main-d'oeuvre ont beaucoup augmenté à la fin des années 70 et des retards ainsi que des problèmes imprévus causés par des générateurs de vapeur défectueux ont retardé la mise en service des installations CANDU et en ont augmenté le coût.

En outre, les chiffres présentés ne sont pas entièrement comparables et l'inflation n'en est pas la seule raison. Une centrale mise en service plus tard que prévu ne coûte pas uniquement la somme de toutes les dépenses d'installation. Le coût de l'énergie de remplacement nécessaire en attendant une mise en service tardive doit également être pris en considération, tout comme l'importance d'une durée de vie reportée de plusieurs années dans le futur. Les retards de construction entraînent des frais financiers additionnels qui s'ajoutent au prix final. Enfin, et ceci découle de l'expérience canadienne restreinte, chaque centrale ayant ses coûts propres, on ne peut vraiment pas établir de coût moyen pour une installation nucléaire normalisée.

Une caractéristique commune aux mégaprojets en général, et aux centrales nucléaires canadiennes en particulier, est qu'il est impossible de prédire avec certitude ce que ces projets auront vraisemblablement coûté le jour de la mise en service et encore moins une fois leur durée d'exploitation écoulée. Si les rapports favorables d'organismes comme l'ÉACL et l'Ontario Hydro concernant la rentabilité sont vrais, cela indique qu'on a eu beaucoup de chance ou bien que l'énergie nucléaire est tellement supérieure sur le plan économique que des dépassements de coût de plusieurs milliards de dollars ne menacent pas la rentabilité économique d'un projet nucléaire.

Le tableau 19 permet de comparer le coût énergétique unitaire total (CEUT) de la production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire à celui de la production à partir de combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz) dans le réseau de l'Ontario Hydro pendant la période de cinq ans allant de 1982 à 1986. Le coût moyen calculé au

tableau 19 englobe les coûts d'exploitation, d'entretien, d'administration et de combustible, ainsi que la dépréciation et les frais de financement. Sont exclus les coûts associés à la transmission, à la distribution et aux activités d'administration-gestion de l'entreprise. En ce qui concerne l'aspect nucléaire, sont aussi exclus les coûts attribuables au déclassement du réacteur et à l'évacuation du combustible épuisé.

Tableau 19 : Rendement économique des centrales nucléaires et alimentées aux combustibles fossiles de l'Ontario Hydro, 1982 à 1986

Année	Coût moyen (cents/kWh)		% d'avantage en termes de coûts (nucléaire sur le charbon)
	Nucléaire	Combustible fossiles	
1982	1,754	3,413	49 %
1983	1,874	3,371	44 %
1984	2,197	3,445	36 %
1985	2,794	4,043	31 %
1986	3,004	4,733	37 %

Remarque : Le coût moyen par kilowatt-heure englobe les coûts attribuables à la production, mais exclut les coûts associés à la transmission, à la distribution et aux activités d'administration-gestion de l'entreprise. Ces valeurs reflètent les coûts comptables historiques de l'exploitation pendant les années mentionnées. Les coûts des combustibles fossiles englobent tous les coûts associés à l'utilisation du charbon, du pétrole et du gaz naturel.

Source : Ontario Hydro, *Inside Hydro*, Corporate Relations Branch, Toronto, décembre 1987, p. 109.

D'après ces renseignements, le coût de l'énergie nucléaire est inférieur à celui de l'énergie obtenue par les combustibles fossiles (en grande partie le charbon). Il est toutefois intéressant de noter que cet avantage du nucléaire a diminué pendant les quatre premières années mentionnées au tableau 19 pour ensuite quelque peu se rétablir en 1986 lorsque les unités qui étaient encore en construction à Pickering B et à Bruce B furent mises en service. Au bout de cinq années, le coût moyen de production d'un kilowatt-heure d'électricité à partir de l'énergie nucléaire s'était accru de 71,3 %, comparativement à 38,7 % pour la production à partir de combustibles fossiles. Il semble alors raisonnable de douter des prévisions à long terme de l'Ontario Hydro quant à un avantage croissant du nucléaire sur le charbon au niveau des coûts. Une telle projection est présentée au graphique 17 où l'on indique les prévisions jusqu'en 2018 des coûts énergétiques unitaires totaux en dollars courants par

mégawatt-heure d'équivalent électrique aux centrales de Nanticoke et de Lambton alimentées au charbon et aux centrales nucléaires Pickering A et Bruce A.

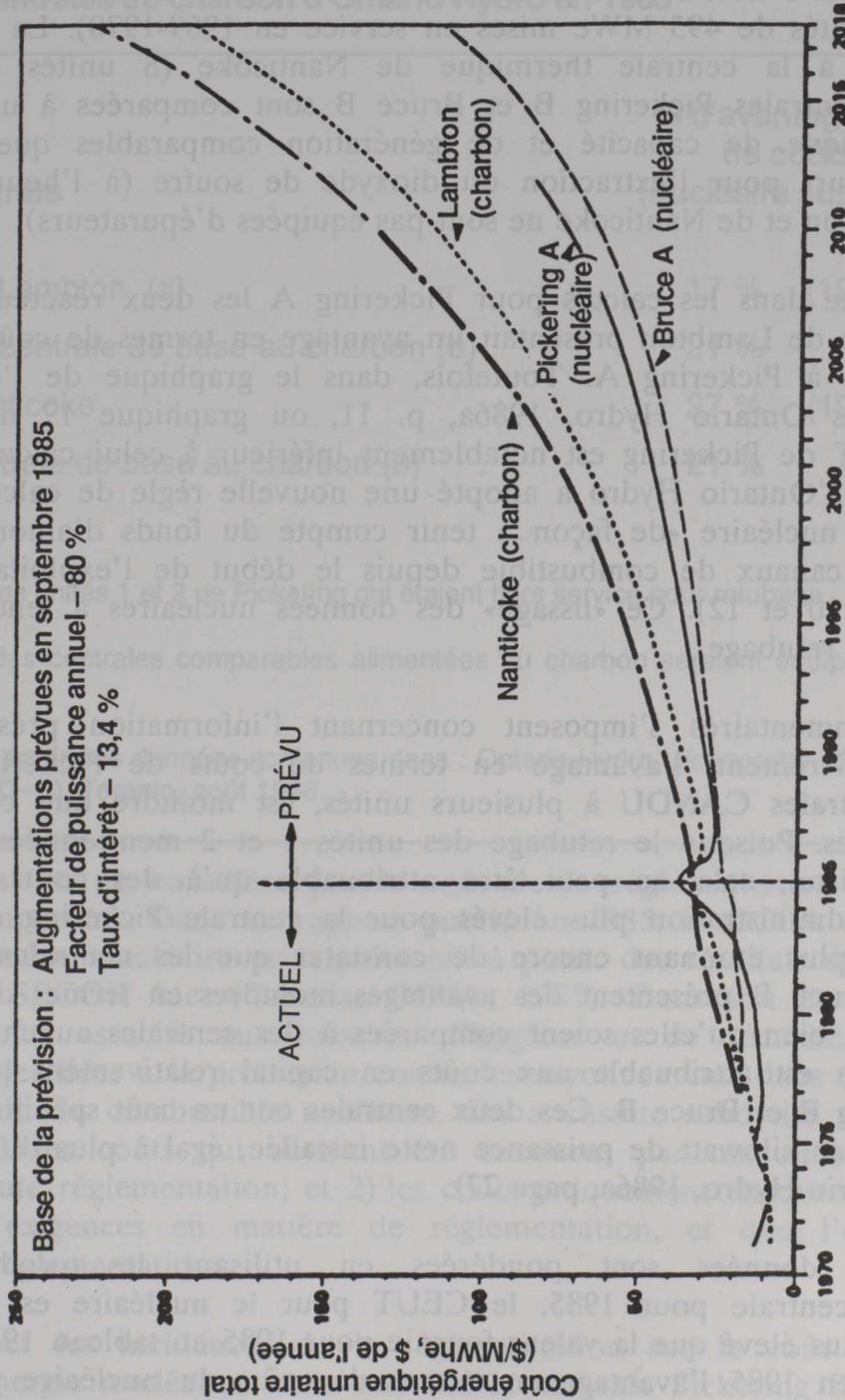
Les projections du graphique 17 «excluent le reconditionnement probable des épurateurs pour l'extraction du SO₂ dans les centrales au charbon, mais elles tiennent compte du remplacement des tubes de force dans les centrales nucléaires» (Ontario Hydro, 1986a, page 23). Toutefois, lorsque ces prévisions ont été faites, l'Hydro n'avait pas anticipé le retubage rapide des unités 3 et 4 de la centrale Pickering A. L'accroissement du CEUT pour Pickering A, attribuable au retubage des unités 1 et 2, est évident dans le graphique 17; il serait utile de recalculer cette projection en tenant compte du retubage rapide des unités 3 et 4.

Les projections tiennent compte des coûts futurs associés au déclassement des centrales nucléaires et à l'évacuation du combustible épuisé. L'Ontario Hydro a introduit les coûts du déclassement ainsi que ceux du transport, du stockage et de l'évacuation du combustible irradié, dans ses calculs du coût de l'énergie nucléaire en 1982. Les coûts associés à l'enlèvement futur des tubes de force ont été introduits en 1984. En ce qui concerne les données de 1985 relatives à Pickering A, le coût énergétique unitaire était évalué à 0,64 \$/MWh pour le déclassement futur et à 0,73 \$/MWh pour le transport, le stockage et l'évacuation du combustible irradié. Le coût énergétique unitaire pour le remplacement des tubes de force était de 13,12 \$/MWh; le remplacement n'ayant pas été prévu, on n'en avait pas tenu compte dans les prévisions, ce qui se traduit par une augmentation considérable du CEUT. En ce qui concerne les données de 1985 relatives à la centrale Bruce A, le coût énergétique unitaire était évalué à 0,15 \$/MWh pour le déclassement futur et à 0,45 \$/MWh pour le transport, le stockage et l'évacuation du combustible épuisé. Le coût du remplacement futur des tubes de force était évalué à 0,50 \$/MWh (Ontario Hydro, 1986a).

À partir de ces projections, l'Ontario Hydro a émis les conclusions suivantes (Ontario Hydro, 1986a, page 23) :

- . les avantages en termes de coûts de la centrale nucléaire Pickering A devraient être rétablis une fois les tubes de force remplacés;
- . les avantages en termes de charge de base du réacteur CANDU-PHWR devraient continuer;
- . les avantages en termes de charge de base du réacteur CANDU-PHWR devraient augmenter;
- . la caractéristique de «résistance à l'inflation» du réacteur CANDU-PHWR est indiquée.

Graphique 17 : Coût énergétique unitaire total pour les principales centrales nucléaires et thermiques en exploitation dans le réseau de l'Ontario Hydro, 1970-2018



Source : Ontario Hydro, *Economics of CANDU-PHW – 1985*, NGD-10, Toronto, août 1986, p. 24.

À partir de renseignements plus détaillés pour 1985, la dernière année pour laquelle ces données sont généralement disponibles, il est possible d'établir une comparaison économique intéressante. Le tableau 20 résume, centrale par centrale, les avantages en termes de coûts de la production d'électricité au moyen du nucléaire par rapport à des centrales comparables alimentées au charbon. La centrale Pickering A, moins les unités 1 et 2 hors service pour retubage, est comparée à la centrale thermique de Lambton (4 unités de 495 MWe mises en service en 1969-1970). La centrale Bruce A est comparée à la centrale thermique de Nanticoke (8 unités de 497 MWe, 1973-1978). Les centrales Pickering B et Bruce B sont comparées à une centrale au charbon hypothétique de capacité et de génération comparables que l'on suppose équipée d'épurateurs pour l'extraction du dioxyde de soufre (à l'heure actuelle, les centrales de Lambton et de Nanticoke ne sont pas équipées d'épurateurs).

Si l'on compte dans les calculs pour Pickering A les deux réacteurs à l'arrêt, la centrale thermique de Lambton présentait un avantage en termes de coûts de 35 %, en 1985, par rapport à Pickering A. Toutefois, dans le graphique de l'Ontario Hydro (graphique 1 dans Ontario Hydro, 1986a, p. 11, ou graphique 17 dans le présent rapport), le CEUT de Pickering est notablement inférieur à celui calculé à partir des données de 1985; l'Ontario Hydro a adopté une nouvelle règle de calcul en 1985 qui corrige le CEUT nucléaire «de façon à tenir compte du fonds d'amortissement pour l'enlèvement des canaux de combustible depuis le début de l'exploitation» (Ontario Hydro, 1986a, p. 10 et 12). Ce «lissage» des données nucléaires a tendance à cacher l'effet financier du retubage.

Plusieurs commentaires s'imposent concernant l'information présentée dans le tableau 20. Premièrement, l'avantage en termes de coûts de Pickering A, la plus ancienne des centrales CANDU à plusieurs unités, est moindre que celui des autres centrales nucléaires. Puisque le retubage des unités 1 et 2 mentionnées ne figure pas dans la comparaison, cela ne peut être attribuable qu'à des coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration plus élevés pour la centrale Pickering A qui est plus ancienne. Il est plus étonnant encore de constater que les centrales plus récentes Pickering B et Bruce B présentent des avantages moindres en termes de coûts que la centrale Bruce A, bien qu'elles soient comparées à des centrales au charbon équipées d'épurateurs. Cela est attribuable aux coûts en capital relativement plus élevés des centrales Pickering B et Bruce B. Ces deux centrales ont un coût spécifique, mesuré en dollars courants par kilowatt de puissance nette installée, égal à plus du triple de celui de Bruce A (Ontario Hydro, 1986a, page 27).

Lorsque les données sont pondérées en utilisant les productions nettes d'électricité par centrale pour 1985, le CEUT pour le nucléaire est de 3,223, soit d'environ 15 % plus élevé que la valeur fournie pour 1985 au tableau 19. Cela réduirait à environ 20 % en 1985 l'avantage en termes de coûts du nucléaire par rapport au charbon. La diminution de l'avantage du nucléaire est attribuable à l'inclusion dans la

comparaison détaillée de la gestion du combustible épuisé, du déclassement et d'autres coûts spécifiques au nucléaire.

Tableau 20 : Avantage en termes de coûts des centrales nucléaires sur les centrales au charbon d'Ontario Hydro en 1985

Centrale	% d'avantage en termes de coûts (1985) (nucléaire sur le charbon)
Pickering A vs. Lambton (a)	17 % (1983 : 29 %)
Pickering B vs. centrale de base au charbon (b)	21 %
Bruce A vs. Nanticoke	27 % (1983 : 40 %)
Bruce B vs. centrale de base au charbon (b)	21 %

a) N'englobe pas les unités 1 et 2 de Pickering qui étaient hors service pour retubage.

b) Suppose que des centrales comparables alimentées au charbon seraient équipées de laveurs à pulvérisation.

Source : Calculé à partir des données contenues dans : Ontario Hydro, *Economics of CANDU-PHW - 1985*, NGD-10, Toronto, août 1986.

Au Canada, on ne considère pas le coût de la réglementation nucléaire comme un problème important. Dans un rapport publié en 1985, la CCÉA a évalué les coûts de la réglementation nucléaire principalement à partir des résultats d'une étude faite à contrat par la SECOR Inc. (Canada, CCÉA, 1981). Dans son étude, la SECOR a identifié les coûts associés aux mesures d'hygiène et de sécurité et aux mesures environnementales liées à la protection contre les rayonnements dans chaque portion du cycle d'utilisation du combustible nucléaire. On a ensuite subdivisé ces coûts en deux composantes : 1) les coûts qui auraient été encourus par un utilisateur prudent en l'absence de toute réglementation; et 2) les coûts uniquement encourus pour que soient respectées les exigences en matière de réglementation, et que l'on appelle «coût marginal de la réglementation».

Pour évaluer les incidences de la réglementation sur le coût en capital de la production d'énergie nucléaire, on a examiné la centrale Pickering B. Sur un coût en capital global de 3 097 millions \$ pour cette centrale, 309,5 millions \$, soit 10 % du total,

ont été attribués aux mesures d'hygiène et de sécurité et aux mesures environnementales liées à la protection contre les rayonnements. De ce total, on estime que 196,9 millions (6,4 %) représentent les coûts qu'aurait encourus un utilisateur prudent mais non soumis à une réglementation; on a estimé à 112,6 millions \$ (3,6 %) le coût marginal de la réglementation.

Pour évaluer les coûts des mesures de sécurité et de réglementation dans un réacteur en activité, on a choisi l'exemple de la centrale Bruce A pendant l'année d'exploitation 1980. On a estimé à 30,7 millions \$, soit à 8,9 % du coût total de la production d'électricité par la centrale Bruce A pendant l'année, le coût total des dépenses consacrées aux mesures d'hygiène et de sécurité et aux mesures environnementales liées à la protection contre les rayonnements. On a estimé à 15,55 millions \$ (4,5 %) les coûts qu'aurait encourus un utilisateur non soumis à la réglementation; le coût marginal de la réglementation représente donc 15,15 millions \$ (4,4 %).

La CCÉA est parvenue à la conclusion que les coûts de la réglementation des réacteurs nucléaires au Canada ne représentaient qu'un pourcentage relativement faible du coût total de la production d'électricité. Toutefois, la Commission a signalé que ces résultats n'étaient qu'approximatifs parce qu'ils étaient fondés sur l'étude de deux centrales spécifiques et qu'il était difficile de répartir correctement les dépenses entre l'utilisateur prudent et le coût marginal de la réglementation. Quoi qu'il en soit, «l'existence d'un organisme compétent de réglementation semble être une condition préalable pour que le public accepte le programme CANDU de production d'énergie nucléaire» (Harvie, 1985, p. 2).

D. Les arguments économiques contre le nucléaire

1. Profil des dépenses

Le risque et l'incertitude sont deux éléments indésirables, et par suite coûteux, de tout projet d'investissement. Abstraction faite des aspects se rattachant à la sûreté, tout investissement dans une centrale nucléaire par rapport à une centrale au charbon comparable est perçu par de nombreux services publics comme extrêmement risqué. Cette perception est renforcée par le témoignage de la CÉÉNB devant le Comité concernant une deuxième unité à Pointe-Lepreau. Bien que les services publics étatiques du Canada ne soient pas dans la même position que les services privés des États-Unis (où les coûts en capital sont sensibles au moindre retard attribuable à des blocages du processus réglementaire dus aux pressions du public), les frais de financement, c'est-à-dire le produit du capital emprunté par le taux d'intérêt, sont tout aussi sensibles aux retards.

Étant donné que la majeure partie des coûts des centrales nucléaires sont encourus dès le début (en raison de l'importance des coûts de construction par rapport aux frais d'exploitation et au coût du combustible), les services publics ont de toute façon à faire face à des frais de financement élevés et tout retard du programme de construction a des conséquences beaucoup plus coûteuses que dans le cas d'une centrale thermique dont les coûts de construction (ou en capital) constituent une proportion relativement moindre des coûts totaux au cours de la vie d'une centrale. Enfin, il faut généralement plus de temps pour raccorder au réseau une centrale nucléaire qu'une centrale thermique de capacité équivalente. Cela signifie que non seulement les frais de financement d'une centrale au charbon sont moins élevés, mais aussi que le charbon permet l'adoption de stratégies de planification plus souples et plus pertinentes. L'évolution des coûts en capital des réacteurs CANDU, exprimés en dollars courants, par unité de puissance nette installée de l'Ontario Hydro (incluant l'équivalent électrique de l'énergie-vapeur utile produite à la centrale Bruce-A) est présentée au tableau 21.

Tableau 21 : Évolution des coûts des centrales nucléaires de l'Ontario Hydro, en dollars courants par kilowatt de puissance nette installée

Centrale	Coût spécifique (\$/kWe)	Années de mise en service
<i>Coût réel</i>		
Pickering A	362,4	1971-1973
Bruce A	606,0	1977-1979
<i>Coût estimé</i>		
Pickering B	1871,1	1983-1986
Bruce B	1821,8	1984-1987
Darlington	3095,3	1988-1992

Source : Ontario Hydro, *Economics of CANDU-PWH - 1985*, NGD-10, Toronto, août 1986, p. 27.

Il ressort manifestement du tableau 21 que le coût en capital des trois centrales les plus modernes est considérablement supérieur à celui des centrales initiales Pickering A et Bruce A, même en tenant compte de l'inflation.

Parmi les réacteurs de puissance, le CANDU est cher. Son coût en capital est plus élevé qu'un réacteur LWR de capacité comparable. À ce coût s'ajoutent les frais non récurrents de la charge d'eau lourde de CANDU. [Le coût estimé de l'inventaire initial d'eau lourde destinée aux quatre nouveaux réacteurs de Darlington est de 1 539 millions \$, ce qui représente presque 14 % du coût total en capital prévu pour la centrale.] Bien que les frais d'exploitation du CANDU soient beaucoup moindres que ceux d'un LWR, les coûts initiaux demeurent un important élément de la décision de tout service public quant au choix du type de réacteur qui sera installé.

Le tableau 22 résume des données de l'Ontario Hydro comparant une centrale à quatre réacteurs CANDU, (en se basant sur les coûts de la centrale Bruce A) à une centrale à quatre réacteurs PWR comparable. Tous les coûts énergétiques unitaires sont exprimés en dollars de 1985 par mégawatt-heure d'équivalent électrique. Les coûts du déclassement, de l'évacuation du combustible épuisé et du retubage ne sont pas inclus dans le tableau 22. Les réacteurs CANDU sont censés fonctionner avec un facteur de capacité nette moyen de 78 %; dans le cas des PWR, l'analyse est faite avec un facteur «élevé» de 68 %, puis avec un facteur «moyen» de 61 %.

Le coût énergétique unitaire total du CANDU est inférieur à celui du PWR, mais des hypothèses de calcul peuvent être remises en question. Le facteur de capacité nette présumé du PWR est en moyenne de 61 %, le chiffre ayant été établi d'après des données d'exploitation internationales de 1985. [Le facteur de charge sur la durée de vie, pondéré en fonction de la capacité mondiale des PWR à la mi-1987 était en moyenne de 62,7 %.] Par ailleurs, les facteurs de charge annuels moyens obtenus dans plusieurs pays industrialisés exploitant au moins quatre PWR ont été de beaucoup supérieurs au facteur «élevé» de 68 % employé au tableau 22. La Suisse, qui exploite trois PWR et deux BWR, a réalisé un facteur de charge cumulatif de 79,7 % au 30 juin 1987. Le facteur de charge était de 79,3 % pour la Finlande (deux PWR et deux BWR) et de 78,0 % pour la Belgique, qui exploite huit PWR (NEI, 1988, p. 13 et 19). Ainsi, quelques pays ont amélioré de façon notable le rendement des PWR et des BWR.

La décision d'exclure les coûts de l'enlèvement des tubes de force, fondée sur le fait que «ces exclusions ont un effet négligeable sur les coûts relatifs de différents types de centrales nucléaires dans le cadre d'un programme important» (Ontario Hydro, 1986a, p. 36), semble aussi devoir être remise en question. Bien que l'Ontario Hydro tienne compte maintenant des coûts futurs du déclassement, de l'évacuation du combustible et du remplacement des tubes de force, les auteurs de l'étude constatent que ces coûts «sont entachés d'une trop grande incertitude pour être indicatifs dans les comparaisons entre différents types de centrale» (Ontario Hydro, 1986a, p. 36).

Tableau 22 : Coûts des CANDU de l'Ontario Hydro comparés aux coûts estimés des PWR pour 1985

	CANDU	PWR	
		Facteur de charge élevé	Facteur de charge moyen
Puissance de la centrale (MWe nets)	4 x 809	4 x 809	4 x 809
Facteur d'utilisation	78 %	68 %	61 %
Coût énergétique unitaire, intérêt et amortissement			
Capital sec	10,44	11,98	13,35
Mise en service	0,42	0,48	0,54
Combustible	0,14	0,69	0,77
Eau lourde	2,75	—	—
Coût énergétique unitaire total, intérêt et amortissement	13,75	13,15	14,66
Coût énergétique unitaire, exploitation, maintenance et administration	4,18	4,79	5,34
Coût énergétique unitaire, entretien du combustible	4,65	8,90	8,90
Coût énergétique unitaire, entretien de l'eau lourde	0,37	—	—
Coût énergétique unitaire total	22,95	26,84	28,90

Source : Ontario Hydro, *Economics of CANDU-PHW - 1985*, NGD-10, Toronto, août 1986, p. 37.

Il est clair, d'après le tableau 22, que l'eau lourde est une composante importante des coûts du programme canadien. Dans ces calculs, les frais initiaux d'approvisionnement en eau lourde et de maintien des réserves d'eau lourde représentent 13,6 % du CEUT du CANDU, qui s'élève à 22,95. D'après l'Ontario Hydro, le coût de la production d'eau lourde à Bruce dépend du rythme de production. Pour 1987, l'Ontario Hydro indique que le coût de la production d'eau lourde s'élève à 364 \$ le kilogramme (en divisant le coût de production total en 1987, soit 256,6 millions de

dollars, par 705 tonnes produites). En 1988, le rythme de production ayant été bien plus faible, le coût est estimé à 563 \$ le kilogramme (en divisant le coût de production de 243,1 millions de dollars, prévu pour 1988, par 432 tonnes d'eau lourde). Pour 1989, l'Hydro prévoit une production plus élevée et un coût projeté de 351 \$ le kilogramme. Il s'agit ici du coût unitaire de production, non de la valeur marchande — le montant que reçoit l'Hydro pour des ventes extérieures n'est pas toujours lié aux coûts de production.] La société estime, dans sa comptabilité interne, que le coût de l'approvisionnement initial en eau lourde des quatre nouveaux réacteurs de Darlington s'élèvera à 1 539 millions \$ (avec les frais de transport et de stockage) sur un coût total en capital estimé maintenant à 11 171 millions \$ (Communication personnelle : Cameron Campbell, Relations gouvernementales, Ontario Hydro, 8 août 1988). Si l'on postule qu'il faut disposer d'un inventaire initial en eau lourde de 0,8 tonne par mégawatt de puissance installée à Darlington, le coût unitaire de l'eau lourde est alors approximativement de 545 \$ le kilogramme (sans compter les frais de transport et de stockage).

2. Problèmes des tubes de force des CANDU

La détérioration des tubes de force des réacteurs de la centrale Pickering A est un bon exemple de ce qui peut aller de travers, même dans les meilleures conditions de planification et de développement. L'Ontario Hydro estimait que les coûts directs des matériaux, de la main-d'oeuvre et de l'équipement nécessaires à l'enlèvement et au remplacement des tubes de force, y compris la remise en service des unités 1 et 2 de Pickering, atteignaient 402 millions de dollars en novembre 1987. À cela il faut ajouter le coût de l'énergie de remplacement, soit environ de 200 000 à 250 000 dollars par jour pour chacun des réacteurs. Par conséquent, le coût de l'énergie de remplacement a plus que doublé les répercussions financières directes du retubage.

Le retubage des unités 1 et 2 ne relève pas uniquement de l'Ontario Hydro. Même si ces deux unités appartiennent à cette société, elle a conclu avec la province de l'Ontario et l'ÉACL une entente couvrant leur construction et leur exploitation. Conformément à cette entente de récupération des investissements nucléaires, l'Ontario Hydro a versé annuellement aux deux autres parties des sommes s'élevant aux deux tiers environ des avantages financiers découlant de l'exploitation des deux réacteurs (fondés sur l'avantage opérationnel net lié à l'électricité produite par les unités 1 et 2 de Pickering comparativement aux unités 1 et 2 de Lambton, alimentées au charbon). D'autre part, l'entente prévoyait que les coûts du retubage et de l'énergie de remplacement seraient assumés à parts égales par l'ÉACL et la province. Depuis la fin de 1983, la valeur de la récupération des investissements a été négative et l'est demeurée durant le retubage. L'Ontario Hydro ne s'est pas adressée aux deux autres parties pour l'acquittement de cette dette; selon une clause modifiée de l'entente de récupération des investissements, Ontario Hydro récupérera ce «déficit» accumulé, incluant les intérêts,

au cours du reste de la durée de l'entente (soit d'ici à 2003). Par conséquent, seulement un tiers environ du coût du retubage sera perçu auprès des clients tarifés de l'Ontario Hydro; le reste sera, en fait, déduit des recettes qu'auraient autrement enregistrées l'ÉACL et la province de l'Ontario de l'exploitation des unités 1 et 2.

Au 31 décembre 1987, le montant du déficit s'élevait à 205 millions de dollars (Ontario Hydro, 1988a, p. 38), l'ÉACL et la province se partageant le remboursement de cette dette à parts à peu près égales. Selon l'entente modifiée, l'Ontario Hydro doit commencer la récupération de cette somme lorsque les deux unités seront remises en service.

Pour être juste, il faut cependant souligner que l'expérience acquise a permis d'établir des mesures préventives pour les installations futures et de réaliser des techniques complexes et efficaces de détection et de correction des problèmes de tubes de force.

3. Gestion des déchets nucléaires et déclasserment des centrales

La question de la gestion des déchets nucléaires soulève la controverse au Canada, comme dans la plupart des pays dotés de programmes électronucléaires. Le coût estimé de l'élimination de ces déchets ne sera pas vraiment établi tant que le gouvernement et l'industrie nucléaire n'auront pas adopté de politique définitive d'élimination de leurs déchets. Bien qu'il soit convaincu que la gestion des déchets nucléaires se fait avec sérieux et dans un total esprit de sécurité au Canada, le Comité admet que la question, et les coûts potentiellement élevés qui en découlent, ne se pose même pas dans le cas des centrales non nucléaires.

Le coût du déclasserment des installations nucléaires est un autre facteur dont il faut tenir compte dans les calculs. La durée de vie utile d'un réacteur CANDU n'a pas encore été déterminée avec précision mais il faudra engager des sommes supplémentaires lorsqu'il sera déclassé. Bien que plusieurs installations soient en cours de déclasserment au Canada, la plus récente étant le réacteur NPD, aucune grande station comptant plusieurs réacteurs n'est encore parvenue à la fin de son cycle opérationnel. Cela ne surviendra que dans vingt ou trente ans. Il a donc fallu estimer les coûts de déclasserment de même que les fonds actuellement mis de côté à cette fin.

Il est plus facile, par contre, de moderniser des centrales alimentées en combustibles fossiles, en y intégrant de nouveaux équipements ou de nouvelles technologies, et aussi plus probable qu'on utilise une partie de leur puissance pour couvrir des pointes plus tard durant leur vie. On peut ainsi reporter à plus tard les importants investissements nécessaires à leur remplacement, ou même songer à les moderniser, ce qui est plus facile que de financer la construction d'une nouvelle centrale.

Dans une étude réalisée en 1986 par l'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire, à laquelle le Canada a fourni des informations, on évaluait le coût de déclasser des installations nucléaires (OCDE, AÉN, 1986a). Le déclasser y était divisé en trois étapes. La première étape du déclasser consiste à bloquer et à sceller les systèmes mécaniques tout en conservant la première barrière de contamination utilisée pendant l'exploitation. Certains systèmes de manipulation du carburant peuvent être maintenus opérationnels pour d'éventuels travaux de décontamination. L'accès à l'enceinte de confinement est contrôlé et l'usine est surveillée en permanence. La deuxième étape du déclasser consiste à enlever les pièces du réacteur facilement démontables et à mettre en place une barrière de contamination à long terme. Si l'enceinte de confinement a cessé de jouer un rôle de protection radiologique, elle peut être éliminée. Les parties non radioactives de l'usine peuvent être recyclées. La surveillance est moins serrée. La troisième étape du déclasser consiste à éliminer tous les équipements et les ouvrages contaminés. À moins d'être alors réutilisés, le site ne fait plus l'objet de restrictions et il n'est plus nécessaire de le surveiller.

En se fondant sur ces étapes de déclasser et en convertissant les données nationales reçues en dollars US de 1984, l'AÉN a calculé le coût du déclasser d'un réacteur de 1300 MWe de taille standard, incluant un fond de prévoyance de 25 %. Pour un PHWR de 1300 MWe de type CANDU, le déclasser (troisième étape) immédiat atteindrait le coût actualisé de 145 millions de dollars (1984). Si la stratégie utilisée était de commencer par un déclasser de première étape, suivi d'un stockage de 30 ans et d'un déclasser de troisième étape, le coût actualisé atteindrait 117 millions de dollars US (1984). En appliquant un taux d'escompte de 5 % à l'année de fermeture, les coûts passent à 129 millions de dollars US (1984) pour le déclasser immédiat et à 29 millions de dollars pour le déclasser différé (OCDE, AÉN, 1986a, p. 9). En supposant 1) une vie utile du réacteur de 20, 25 ou 30 ans; 2) une stratégie de déclasser immédiat ou différé; et 3) des taux d'escompte de 0 %, 5 % ou 10 %, le coût de déclasser d'un PHWR de 1300 MWe par unité d'électricité produite pendant la vie du réacteur a été, dans tous les cas, inférieur à un millièr de dollar US (1984) par kilowatt-heure. Des taux d'escompte plus élevés et une plus longue vie utile du réacteur ont pour effet de faire baisser le coût unitaire calculé (OCDE, AÉN, 1986a, p. 62-63).

L'Ontario Hydro prévoit dans sa comptabilité le déclasser des réacteurs et le coût d'élimination des combustibles dans la catégorie «coûts d'enlèvement des biens fixes et de l'élimination du combustible irradié» (Ontario Hydro, 1988a, p. 43). Le coût d'enlèvement des biens fixes comprend le coût de déclasser des centrales nucléaires et des usines de production d'eau lourde après leur mise hors service, ainsi que le coût du remplacement des chambres de combustible. À la fin de l'année 1987, l'Ontario Hydro avait accumulé 311 millions de dollars de coûts d'enlèvement (162 millions pour le déclasser et 149 millions pour le remplacement des chambres de combustible).

L'Ontario Hydro prévoit retarder le déclassement et attendre 30 ans entre la fermeture d'une installation et son démontage. Pour estimer le coût futur de l'élimination du combustible irradié, l'Ontario Hydro pose comme hypothèse qu'une installation commerciale d'élimination des déchets acceptera du combustible irradié à partir de l'an 2010. À la fin de 1987, l'Ontario Hydro avait accumulé 306 millions de dollars en coûts d'élimination de carburant irradié. Le rapport de l'Ontario Hydro indique la série de suppositions faites pour calculer le coût de retubage, de déclassement et d'élimination du combustible.

4. L'aide gouvernementale

Ceux qui critiquent le développement du nucléaire au Canada mentionnent fréquemment l'aide massive accordée par le gouvernement à la recherche et au développement dans le domaine nucléaire et disent qu'aucune autre industrie n'a joui d'une aide comparable. Jusqu'à la fin de l'année financière 1978-1979, le gouvernement fédéral avait investi au total environ 3,4 milliards de dollars courants dans le développement et l'utilisation de l'énergie nucléaire au Canada, selon une étude préparée en 1980 par le ministère des Finances (Canada, ÉMR, 1981, p. 301-330).

Cette étude présentait un résumé de l'aide accordée par le gouvernement fédéral dans quatre grandes catégories. Sur les 3,4 milliards de dollars investis depuis la Deuxième Guerre mondiale, 56 % ont été consacrés au développement de l'énergie nucléaire, 22 % à la production d'eau lourde, 22 % au financement des ventes d'énergie nucléaire et 2 % à l'appui de l'industrie de l'uranium.

Dans cette étude, les dépenses ont été en outre subdivisées selon les rubriques suivantes : 1) recherche et développement — 2137,1 millions de dollars; 2) réacteurs prototypes (Douglas Point et Gentilly 1) — 157,5 millions de dollars; 3) réacteurs commerciaux — 385,5 millions de dollars; 4) ventes de réacteurs à l'exportation — 305,4 millions de dollars; 5) usines d'eau lourde — 540,2 millions de dollars; 6) réglementation et assurances — 41,8 millions de dollars; 7) Eldorado nucléaire Ltée — 64,7 millions de dollars; 8) Uranium Canada Ltée — 42,7 millions de dollars; et 9) flux financiers divers — 16,0 millions de dollars. Certaines de ces dépenses étaient des emprunts à rembourser, par exemple, lors de la mise en service d'un réacteur exporté ou lors de la conclusion de ventes d'eau lourde.

Récemment, le Comité a obtenu des renseignements qui indiquent que le gouvernement fédéral a investi 3,3 milliards de dollars en plus depuis l'année financière 1978/1979. L'ÉACL a reçu la majeure partie de cette subvention — 3 085,6 millions \$ pendant l'année financière 1987/1988 pour financer la R et D nucléaire, le programme fédéral de production d'eau lourde, et le déclassement et la protection des réacteurs prototypes. Sur ce total, 816,9 millions \$ correspondent à la radiation des prêts aux usines d'eau lourde et des intérêts qu'elles ont à payer. De l'année financière 1979/1980

à 1988/1989, les fonds affectés par le fédéral à la Commission de contrôle de l'Énergie atomique ont totalisé 187,8 millions \$. Le financement par le fédéral du programme de fusion nucléaire, principalement du projet conjoint Tokamak de Varennes au Québec, s'élève à environ 33 millions \$. Par conséquent, au total, le gouvernement fédéral a investi près de 7 milliards de dollars dans le développement de l'énergie nucléaire en 40 ans. Les coûts de l'eau lourde ont joué un rôle prépondérant dans le développement de l'énergie nucléaire au Canada, puisqu'ils représentent presque le quart de toute l'aide financière du gouvernement fédéral.

Pour ce qui est des coûts de la réglementation, le fardeau du financement de la CCÉA, l'organisme national de réglementation, ne pèse pas sur les titulaires de permis. Par comparaison, aux États-Unis, le Congrès a exigé de la *Nuclear Regulatory Commission* qu'elle perçoive des utilisateurs des frais pour couvrir 45 % de son budget. Pour 1988, le budget de la NRC est de 392,8 millions \$US. Les dépenses totales de réglementation de la CCÉA ont été de 42 millions de dollars entre 1946 et 1979. Ses dépenses annuelles se chiffrent maintenant à environ 24,4 millions de dollars, sans compter les dépenses consacrées à la recherche par la CCÉA qui s'élèvent à 79,2 millions \$ pendant cette période.

Enfin, toute la question de la responsabilité nucléaire fait l'objet d'un débat continu entre les critiques du nucléaire et l'industrie. À l'heure actuelle, la *Loi sur la responsabilité nucléaire* exige des exploitants qu'ils souscrivent une assurance civile de 75 millions de dollars pour chacune de leurs installations. Cette assurance se compose de deux volets.

- a) La CCÉA exige une assurance de base, que l'exploitant contracte auprès d'un assureur privé approuvé. Au Canada, il s'agit en l'occurrence du consortium appelé Pool canadien d'assurance des risques atomiques (NIAC).
- b) L'exploitant doit souscrire une assurance supplémentaire, jusqu'à concurrence de 75 millions pour certaines installations. Cette assurance peut prendre la forme d'une entente de réassurance passée avec le gouvernement fédéral, pourvu que cette entente soit approuvée par le Conseil du trésor.

En 1987, les primes d'assurance des centrales Pickering A et B ainsi que Bruce A et B de l'Ontario Hydro ont été de 1,667 million de dollars. En 1986, les primes représentaient environ 0,1 % du coût de l'électricité produite. Si l'entière responsabilité devait être à la charge de l'industrie nucléaire, les frais d'assurance modifieraient l'économie de l'électronucléaire. Certains adversaires du nucléaire prétendent même que les coûts de l'option nucléaire deviendraient alors prohibitifs au Canada, même si la NRC américaine a proposé de transférer aux services publics nucléaires américains l'entière responsabilité qu'elle assumait. Le Comité ne croit pas qu'une plus grande assurance-responsabilité publique au Canada représentera un fardeau excessif pour l'industrie nucléaire.

E. Conclusion

D'après les données économiques qu'il a examinées, le Comité conclut que l'énergie nucléaire est moins coûteuse que l'énergie produite par des combustibles fossiles dans les installations de l'Ontario Hydro et de la *New Brunswick Electric Power Commission*. Ceci ne veut pas dire que les coûts du nucléaire sont toujours plus bas. Le remplacement des tubes des installations 1 et 2 a fait passer temporairement le coût énergétique unitaire de la centrale Pickering A au-dessus de celui d'une centrale au charbon de l'Ontario Hydro, de capacité équivalente. Le remplacement des tubes dans les installations 3 et 4 aura des conséquences moins sérieuses, maintenant que l'Hydro a établi un fonds d'amortissement pour couvrir ces dépenses. La NBEPC fait remarquer qu'à Point Lepreau, le coût énergétique unitaire, qui est de 5,5 cents le kilowatt-heure, a surpassé le coût de la production d'électricité à partir de pétrole à Coleson Cove en 1986. Toutefois, Point Lepreau était une source bien moins coûteuse d'électricité avant l'effondrement des prix du pétrole, et l'électricité d'origine nucléaire redeviendra concurrentielle lorsque le prix du pétrole aura remonté. Un autre élément de supériorité de Point Lepreau est la performance exceptionnelle de ce réacteur pendant ses cinq premières années de fonctionnement.

Plus inquiétante est la tendance de l'énergie nucléaire à perdre progressivement une partie de sa rentabilité économique par rapport au charbon, comme l'indiquent les données de l'Ontario Hydro. Même si l'on ne tient pas compte de l'impact du remplacement des tubes à Pickering, l'avantage économique du nucléaire est amoindri. La raison principale en est l'escalade du coût en capital des centrales Pickering B, Bruce B et Darlington au-delà des valeurs facilement explicables par les forts taux d'inflation de cette période. Dans de tels cas, il faut effectuer des analyses des coûts plus récentes et plus détaillées pour suivre en détail cette évolution et comprendre ses conséquences pour l'avenir.

Sur la scène internationale, le Comité perçoit une situation ambiguë. En France et en Suède, l'électricité d'origine nucléaire présente un net avantage par rapport aux autres méthodes de production d'électricité à grande échelle, malgré la décision prise par la Suède de progressivement réduire la capacité de production de ses centrales nucléaires. En Allemagne de l'Ouest, l'électricité d'origine nucléaire est nettement moins coûteuse que celle produite à partir du charbon extrait du sous-sol de ce même pays, et l'on prévoit que cette tendance continuera à s'accroître. En Allemagne, étant donné le bas prix actuel du charbon thermique, le coût de l'électricité produite à partir de charbon rejoint presque celui de l'électricité d'origine nucléaire, mais les compagnies allemandes de services publics devront installer des épurateurs dans leurs centrales thermiques, et cet énorme investissement fera monter énormément le coût de la production d'électricité à partir du charbon. La France et l'Allemagne considèrent

toutes deux l'énergie nucléaire comme un élément essentiel et toujours plus important de leur système de production d'énergie électrique.

Le programme nucléaire des États-Unis rencontre des difficultés sur plusieurs fronts. La complexité de la réglementation, les retards dus à cette réglementation, les poursuites engagées par divers groupes, la prolifération des types de réacteurs, l'insuffisance des ressources et de la formation du personnel assurées par certaines compagnies durant la réalisation de leurs programmes nucléaires, contribuent à élever considérablement les coûts. Le Comité est encore incertain quant à la façon de résoudre ces divers problèmes. Le gouvernement des États-Unis a pris des mesures pour faire progresser le programme de gestion des déchets radioactifs, ce qui peut rassurer un peu le public, mais jusqu'à présent, il ne semble pas que le gouvernement et l'industrie nucléaire aient découvert la façon de surmonter le malaise général de l'industrie.

QUEL EST L'AVENIR DE L'INDUSTRIE NUCLÉAIRE CANADIENNE?

L'Ontario Hydro devra accroître la capacité de production de son réseau dans les années 1990, mais il n'est pas assuré que le prochain accroissement sera basé sur l'énergie nucléaire. L'Hydro-Québec envisage l'agrandissement de son complexe hydro-électrique de la Baie James, et il est peu probable qu'elle envisage l'addition d'installations nucléaires avant une date éloignée dans le XXI^e siècle. La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick pourrait être un acheteur pour le CANDU 300, mais elle est prudente sur le plan de l'engagement financier. Une entente de partage des risques avec le gouvernement fédéral semble nécessaire pour que ce projet puisse aller de l'avant. Néanmoins, la vente d'un CANDU 300 est essentielle pour l'effort de commercialisation de l'ÉACL, et le gouvernement fédéral devrait étudier attentivement la possibilité d'un accord avec la CÉENB.

Il est évident que les ventes de réacteurs seules ne permettront pas à l'ÉACL de traverser sans aide financière la période creuse qui s'annonce. Afin de réduire la nécessité de recours à l'aide fédérale, l'ÉACL doit considérer d'autres avenues commerciales.

L'une de ces avenues est le Programme canadien d'acquisition de sous-marins. Dans son récent Livre blanc, le ministre de la Défense annonçait l'intention du gouvernement de faire l'acquisition d'une flotte de 10 à 12 sous-marins à propulsion nucléaire. On a par la suite demandé l'aide de l'ÉACL pour l'évaluation des vendeurs potentiels du réacteur de propulsion nucléaire. Celle-ci a répondu en établissant un Service de propulsion marine à Ottawa. Un groupe de travail composé de personnel supérieur de la Société de recherche et des Opérations CANDU de l'ÉACL a récemment joué un rôle consultatif auprès du programme des sous-marins.

Comme l'ÉACL représente le principal bassin de connaissances et de compétences en matière de technologie nucléaire, il est à prévoir que ce rôle consultatif s'élargira à mesure que les exigences du programme se préciseront. En raison des inquiétudes exprimées par les fournisseurs étrangers potentiels de réacteurs au sujet de la confidentialité du transfert de technologie, il semble probable que la participation de l'ÉACL en tant que société de la Couronne serait préférée à celle des sociétés de nucléaire du secteur privé. Il a été suggéré que l'ÉACL agisse en tant que principal contractant pour tous les éléments nucléaires du programme des sous-marins.

Étant donné les exigences du programme des sous-marins en matière de contenu canadien, l'acquisition créerait un nombre appréciable d'emplois tant à l'ÉACL que dans l'industrie nucléaire du secteur privé.

Une autre avenue est l'"usine de kaons" proposée. Les responsables du TRIUMF, l'installation nationale canadienne d'étude des mésons, située à Vancouver, ont proposé récemment la construction, au coût de 400 millions de dollars, d'un accélérateur qui produirait des faisceaux de particules plus énergiques et plus intenses destinés à une vaste gamme d'études de pointe en science fondamentale et en science appliquée. Un grand nombre des compétences requises pour la construction de cette usine de kaons sont les mêmes que les compétences requises dans l'industrie du nucléaire, et elles touchent notamment la robotique, la télémanipulation, la surveillance des radiations et la protection contre les radiations.

Ce projet offre la possibilité de maintenir cette base de compétences par l'expansion des activités d'un grand nombre de participants de l'industrie. L'ÉACL, par son expérience de participation aux travaux effectués sur le TRIUMF et ses compétences éprouvées dans ces secteurs de technologie, semble un candidat pour des travaux importants de conception et de génie.

Suite à la proposition des responsables du TRIUMF, on attend maintenant que le gouvernement fédéral prenne une décision relative au financement.

Au sein même de l'ÉACL, un certain nombre de services commerciaux tentent de trouver des applications commerciales aux retombées technologiques du nucléaire. Au Service commercial SENSYS, situé à Nepean, que le Comité a visité, on met présentement au point un dispositif de surveillance de l'usure des moteurs destiné aux marchés militaires et industriels. La Morton-Thiokol des États-Unis a accordé à l'ÉACL un contrat d'études techniques visant à améliorer les joints toriques d'étanchéité de moteur du lanceur de la navette, dont la défaillance a provoqué la destruction de Challenger. Une société satellite de Chalk River a été établie pour commercialiser les détecteurs de rayonnement basés sur la méthode de détection à bulles mise au point par l'ÉACL. Ce sont là des exemples de mesures importantes visant à élargir et diversifier le champ d'activités de l'ÉACL.

Une tendance inquiétante est la pénurie de personnel scientifique et technique compétent qui commence à se faire sentir dans tous les secteurs de l'industrie nucléaire, en dépit du ralentissement des activités. De nombreuses organisations canadiennes, des secteurs public et privé, signalent qu'elles éprouvent des difficultés à trouver du personnel expérimenté pour combler les postes vacants. Bien que cette pénurie soit pour l'instant limitée aux postes des niveaux intermédiaire et supérieur, la baisse marquée du nombre d'étudiants inscrits aux programmes de formation en nucléaire des universités et des collèges pose un grave problème de main-d'oeuvre à long terme.

Les facteurs qui contribuent à la pénurie à court terme sont notamment l'attrition normale et la perte de personnel au niveau intermédiaire attribuable aux faibles possibilités d'avancement dans un domaine de plus en plus restreint. Le manque

d'intérêt pour les programmes de formation en nucléaire observé chez les nouveaux étudiants reflète l'opinion peu favorable au nucléaire d'une partie importante de la population et la crainte des faibles possibilités d'avancement.

Compte tenu de l'âge moyen du personnel technique spécialisé dans le domaine nucléaire, des 30 à 40 ans (peut-être même plus) de soutien opérationnel requis pour les réacteurs de puissance et de la pénurie de personnel nouveau, on devra accorder une attention particulière au maintien d'un bassin adéquat de compétences techniques dans les années 1990 et au-delà.

Suite au ralentissement général des activités dans l'industrie, certaines sociétés ont réduit ou cessé leurs activités dans le domaine nucléaire. La DSMA-Atcon, une société d'experts-conseils du secteur privé, auparavant active dans le domaine nucléaire, a apparemment cessé ses activités canadiennes en 1986-1987. Le Groupe d'Analyse Nucléaire, qui exerçait ses activités à l'École Polytechnique de Montréal, n'offre plus de services de soutien à l'Hydro-Québec. La CAE n'a pas été choisie à la suite de l'offre présentée par son Service du simulateur de centrale nucléaire en réponse à un appel d'offres récent; elle a perdu une partie de son personnel spécialisé en nucléaire, et elle remettrait apparemment en question ses activités reliées au simulateur de réacteur. Un grand nombre des travailleurs spécialisés qui ont quitté ces organisations sont une perte permanente pour l'industrie du nucléaire. Cette érosion de la main-d'oeuvre dans la base industrielle qui soutient le programme de l'énergie nucléaire est aussi inquiétante.

Pour supporter l'industrie nucléaire dans les années à venir, il faudrait élaborer un cadre institutionnel solide. Le gouvernement fédéral devrait énoncer une position claire concernant le rôle qu'il entend faire jouer à l'énergie nucléaire dans le développement énergétique futur au Canada et indiquer dans quelle mesure il appuie l'option nucléaire. Le public a besoin de mieux connaître la position du gouvernement fédéral en matière de gestion des déchets radioactifs ainsi que de sécurité et de responsabilité dans le domaine de l'énergie nucléaire. L'étude ontarienne à paraître concernant les aspects économiques de la production d'énergie électrique d'origine nucléaire par l'Ontario Hydro viendra clarifier cet aspect de la situation.

Vu le risque que présentent les substances radioactives pour la santé, je préfère que le gouvernement garde le contrôle des utilisations de l'énergie atomique.

ANNEXE A**DEUX OPINIONS DIVERGENTES****Déclaration du député de Cape Breton—The Sydneys**

Je pense, comme le Comité, que l'énergie nucléaire est une source d'énergie future nécessaire et acceptable du point de vue de l'environnement, bien que ses lacunes m'apparaissent plus importantes que ne le laisse entendre le rapport, et je fais miennes les 14 recommandations formulées. Contrairement au Comité, toutefois, je n'accepte pas que certains importants aspects du développement du nucléaire soient confiés au secteur privé.

Le Comité est favorable à la privatisation de la Société radiochimique et de la Division des produits médicaux à la condition que l'ÉACL retienne un intérêt minoritaire dans les nouvelles sociétés et que le contrôle de celles-ci ne passe pas à l'étranger. Je m'oppose à la privatisation de ces secteurs de l'ÉACL car j'estime qu'il est contraire aux intérêts du pays que la commercialisation de toute une gamme de substances radioactives se fasse par le secteur privé, et parce que l'ÉACL perdrait une importante source de revenu. La fabrication et la vente de radioisotopes à des fins médicales, d'irradiation des aliments et des eaux usées et industrielles seraient mieux contrôlées par le secteur public. Je ne m'oppose cependant pas, de façon générale, à la privatisation des secteurs commerciaux de l'ÉACL, dont bon nombre travaillent au développement d'utilisations technologiques non nucléaires.

Pour des raisons semblables, je désapprouve le déploiement commercial du SLOWPOKE, même s'il s'agit d'un réacteur thermique comparativement sûr. L'idée que le Canada soit parsemé de tels réacteurs de faible puissance exploités par des intérêts privés à des fins de chauffage urbain ou de production de chaleur industrielle me tracasse.

Vu le risque que présentent les substances radioactives pour la santé, je préfère que le gouvernement garde le contrôle des utilisations de l'énergie atomique.

Déclaration du député de Yorkton—Melville

Les Néo-démocrates reconnaissent et respectent la réelle inquiétude que soulève dans le grand public la participation active du Canada à l'âge nucléaire. C'est pourquoi ils ont accepté de prendre part à l'examen économique de l'énergie nucléaire qui ne fut pas, comme les Conservateurs l'avaient promis, une enquête parlementaire sur tous les aspects du cycle du combustible nucléaire. Nous avons espéré que le Comité se pencherait au moins sur les aspects économiques de la question en toute objectivité. Malheureusement, l'analyse du Comité est si simpliste et si aveuglément pro-nucléaire que les Néo-démocrates se doivent de la rejeter.

Le Comité n'a pas su déterminer les coûts réels du nucléaire ni ne s'est attaché à considérer sérieusement le potentiel économique et énergétique des économies d'énergie et des sources d'énergie de remplacement, tel l'hydrogène. Le rapport du Comité est un tel ramassis de données choisies, d'hypothèses subjectives et de pures spéculations qu'on est presque tenté de conclure qu'il a été rédigé par l'industrie nucléaire elle-même, et non par un Comité impartial de la Chambre des communes.

ANNEXE B

Liste des témoins

Témoins	Date	Fascicule
Du ministère de l'Énergie des Mines et des Ressources : Arthur Kroeger, sous-ministre; Robert W. Morrison, directeur général, Direction de l'uranium et de l'énergie nucléaire; Ted Thexton, conseiller, Nucléaire.	03/11/87	29
De l'Énergie atomique du Canada Limitée : James Donnelly, président; Stan Hatcher, président, Société de recherche; Ronald Veilleux, secrétaire corporatif et vice-président; des relations de l'entreprise; Michel Therrien, vice-président exécutif.	04/11/87	30
De l'Office national de l'énergie : Roland Priddle, président; Mark Segal, directeur, Direction de l'économie; Alex Karas, directeur, Direction de l'électricité.	18/11/87	31
De la Commission de contrôle de l'énergie atomique : René J.-A. Lévesque, président; Zigmund Domaratzki, directeur général, Direction générale de la réglementation des réacteurs; David Smythe, directeur général, Direction générale de la réglementation des matières nucléaires et des radioéléments; John Beare, directeur, Direction des études normatives; R.W. Blackburn, directeur, Direction de la planification et de l'administration.	18/11/87	32

Témoins	Date	Fascicule
De l'Enquête énergétique : Norman Rubin, directeur, Recherche nucléaire.	19/11/87	33
De l'Association nucléaire canadienne : Noel O'Brien, président du conseil; Michael Harrison, président; Ian Wilson, vice-président; Rita Dionne-Marsolais, vice-présidente, Information; Nick Ediger, directeur et ancien président du conseil.	01/12/87	34
De l'Association canadienne de l'électricité : Wallace Read, président Hans Konow, directeur, Affaires publiques.	15/12/87	37
De Ontario Hydro : Lorne McConnell, vice-président, Programme du réseau; Mitch Rothman, économiste en chef et directeur, Études économiques et prévisions; Ken Snelson, directeur, Planification des ressources du réseau de grand transport; Ted Bazeley, directeur, Approvisionnement en combustibles fossiles; Richard Furness, agent des relations gouvernementales.	16/12/87	38
De la firme Passmore Associates International : Jeff Passmore, président; David Argue, associé principal.	02/03/88	39

ANNEXE C

Témoins	Date	Fascicule
De la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick : Terry Thompson, directeur des affaires publiques; A.R. Mackenzie, directeur d'usine.	04/03/88	40
De Marbec Resource Consulting : Brian Kelly, président.	10/03/88	41
De Torrie, Smith and Associates : Ralph Torrie, président.		
De Trans-Alta : Walter Saponja, premier vice-président, Génération; Ed Barry, vice-président, Recherches.	10/05/88	42
De l'Ontario Nuclear Safety Review : M. Kenneth Hare, président.	14/06/88	43

Déplacement du Comité dans le sud et l'Est de l'Ontario, du 20 au 23 mars 1988

Compagnie générale électrique du Canada Limitée, Peterborough

Paul Schofield, vice-président, Systèmes d'énergie et Services

Sil Dragan, directeur — Commercialisation, Manutention des combustibles nucléaires, Systèmes d'énergie et Services

Dean A. Wasson, directeur — Produits nucléaires, Système d'énergie et Services

Dave Irvin, directeur — Manutention des combustibles nucléaires, Système d'énergie et Services

ANNEXE C

Déplacements du Comité

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources a effectué trois déplacements en Ontario et deux à l'étranger afin d'approfondir ses connaissances en matière d'énergie. Voici la liste des organismes et des personnes que le Comité a consultés au cours de ses voyages.

Déplacement du Comité aux laboratoires nucléaires de Chalk River, le 1^{er} mars 1988

Laboratoires nucléaires de Chalk River, Chalk River

Peter J. Harvey, directeur général, Laboratoires nucléaires de Chalk River

Ralph E. Green, vice-président, Développement des réacteurs

Howard K. Rae, vice-président, Utilisation des rayonnements et isotopes

J.C. Douglas Milton, vice-président, Physique et Sciences de la Santé

Donald H. Charlesworth, directeur, Division de la technologie de la gestion des déchets

Bernard DeAbreu, directeur, Direction générale de l'exploitation des réacteurs

Rudy M. Lepp, directeur Division des éléments et de l'instrumentation

Gerald F. Lynch, directeur général, Unité fonctionnelle des systèmes d'énergie locaux

Norman E. Gentner, Direction générale de la radiobiologie

William R. Taylor, spécialiste technique, Direction générale de la conception des systèmes mécaniques

Lorna E. Evans, directrice, Affaires publiques

Déplacement du Comité dans le sud et l'est de l'Ontario, du 20 au 23 mars 1988

Compagnie générale électrique du Canada Limitée, Peterborough

Paul Schofield, vice-président, Systèmes d'énergie et Services

Sil Dragan, directeur — Commercialisation, Manutention des combustibles nucléaires, Systèmes d'énergie et Services

Dean A. Wasson, directeur — Produits nucléaires, Système d'énergie et Services

Dave Irwin, directeur — Manutention des combustibles nucléaires, Système d'énergie et Services

Harvey R. Lee, directeur — Manutention des combustibles nucléaires, Systèmes d'énergie et Services

Invar Manufacturing Ltd, Batawa

Brian Riden, vice-président et directeur général

Maurice Mainville, directeur général des ventes

James A. Steenburg, directeur du contrôle des matériaux

Opérations CANDU, Énergie atomique du Canada, Limitée, Mississauga

Don S. Lawson, président

H.M. VanAlstyne, vice-président, Technique

Dennis R. Shiflett, vice-président, Unité fonctionnelle des services techniques

L. John Ingolsfrud, vice-président, Unité fonctionnelle de Ontario Hydro

David N. Harrington, adjoint exécutif du président

Masoneilan/Dresser Canada, Inc., Mississauga

Brian E. Minns, vice-président et directeur général

Ray Briggs, directeur des ventes et de la commercialisation

Babcock & Wilcox Canada, Cambridge

Paul Koenderman, président

James Smith, directeur de la commercialisation des produits nucléaires

Malcolm Cox, directeur des projets

Dennis Dueck, directeur du génie

Bruce Nuclear Power Development, Ontario Hydro, Tiverton

Terry D. Squire, Relations internes

Brian Wood, directeur des opérations

Darrell Davidson, directeur

Les Broad, directeur de la centrale, Centrale de Douglas Point

Cameron D. Campbell, analyste, Relations gouvernementales, Relations internes (Toronto)

RESOLUTE Development Corp., Kincardine

Sam MacGregor, président

Déplacements du Comité en Suède, en République Fédérale d'Allemagne et en France, du 8 au 16 avril 1988

Suède**Ambassade du Canada, Stockholm**

Son Excellence Dennis B. Browne

Gregory J. Kozicz, troisième secrétaire et vice-consul

Ministère de l'Environnement et de L'Énergie, Stockholm

M. Rolf Annerberg, sous-secrétaire d'État

Lars Ekecrants, expert

Centre de sécurité et de formation nucléaire, Nyköping

Rolf I. Odin, ingénieur principal et directeur de projets

Institut national de la protection contre les radiations, Stockholm

Gunnar Johansson, agent de protection contre les radiations

Régie nationale du combustible nucléaire épuisé, Stockholm

Olof Söderberg, directeur

Nils Rydell, ingénieur en chef

Margaretha Stalfors, directrice financière

Bureau d'inspection de l'énergie nucléaire de la Suède, Stockholm

Sören Norrby, directeur, Division des déchets nucléaires

Studsvik Energiteknik AB, Nyköping

Walter Hübner, vice-président, Recherche et développement, Division de la technologie énergétique

Claes Harfors, vice-président, Service des centrales, Division nucléaire

Eric Hellstrand, vice-président, Analyse des systèmes et de la sécurité, Division nucléaire

Lennart Devell, sous-chef, Analyse des systèmes et de la sécurité, Division nucléaire

Per Linder, directeur de projet, Division nucléaire

Société de gestion des déchets et des combustibles nucléaires de la Suède, Stockholm

Sten Bjurström, président

Régie d'État de l'énergie de Suède, Östhammar

Arthur Monsen, directeur, Département des services

République Fédérale d'Allemagne

Ambassade du Canada, Bonn

Son Excellence W.T. Delworth

Maureen Lofthouse, conseillère, Science et Technologie

Richard Têtu, conseiller, Politique

Christian Luckner, Science et Technologie

Dennis Baker, consul général du Canada (Düsseldorf)

Gouvernement de la République fédérale d'Allemagne, Bonn

Albert Probst, secrétaire d'État parlementaire, ministère fédéral de la Recherche et de la Technologie

Martin Grüener, secrétaire d'État parlementaire, ministère fédéral de l'Environnement, de la Conservation de la nature et de la Sécurité nucléaire

Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG, Essen

Klaus P. Messer, directeur

France

Ambassade du Canada, Paris

Alain Dudoit, conseiller politique

Robert Hage, conseiller, Affaires politiques

Jean-Pierre Juneau, ministre-conseiller, Affaires politiques

Ian MacLean, conseiller économique

Commissariat à l'Énergie atomique, Paris

Pierre Cachera, directeur, Technologie et Équipement

Pierre Hammer, adjoint au directeur de la Technologie

Philippe Raimbault, Liaison — Relations internationales

Framatome, Paris

Pierre-Yves Gatineau, président, Relations internationales

Association France-Canada, Paris

Sénateur Adolphe Chauvin, président

Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs, Paris

Armand Faussat, adjoint au directeur

Institut national des sciences et techniques nucléaires, Saclay

Yves Chelet, directeur

Georges Le Guelte, adjoint au directeur

Déplacement du Comité à Washington (D.C.), du 1 au 4 mai 1988**Ambassade du Canada**

Leonard H. Legault, sous-chef de mission et ministre (Économie)

T. D'Arcy McGee, conseiller (Commerce)

Jonathan Fried, premier secrétaire

Ross Glasgow, premier secrétaire

Ministère de l'Énergie

Theodore J. Garrish, sous-secrétaire

Del Bunch, sous-secrétaire adjoint principal, Énergie nucléaire

Richard H. Williamson, sous-secrétaire adjoint, Affaires extérieures

Jerome Saltzman, sous-directeur, Bureau du développement et de la localisation des installations, Bureau de la gestion civile des déchets radioactifs

Mary Ann Novak, adjointe spéciale au sous-secrétaire, Énergie nucléaire

Betsy O'Brien, Division des prévisions et de l'analyse des données, Gestion de l'information en matière d'énergie

Dan Nikodem, Bureau des combustibles de remplacement et du nucléaire, Gestion de l'information en matière d'énergie

Wanda M. Klimkiewicz, adjointe, Programme international, Bureau des affaires internationales et des situations d'urgence énergétique

Comité du Sénat sur l'énergie et les ressources naturelles

Benjamin S. Cooper, personnel d'encadrement

Mary Louise Wagner, personnel d'encadrement

Marilyn Meigs, cadre, Bureau du sénateur James A. McClure

Commission de la réglementation nucléaire

Harold Denton, directeur, Affaires publiques et gouvernementales

Stuart A. Treby, conseiller juridique adjoint en matière de réglementation du cycle combustible

Joseph F. Sento, conseiller juridique adjoint suppléant en matière d'audiences

Hans B. Schechter, spécialiste principal des relations internationales

Service de recherche du Congrès

Warren H. Donnelly, spécialiste principal

Robert L. Ciciak, chef, Section de la technologie avancée, Division de la recherche sur la politique scientifique

Carl E. Behrens, chef, Section des minéraux et des combustibles, Division des ressources naturelles et de l'énergie

Francis T. Miko, spécialiste en relations internationales, Division de la Défense nationale et des Affaires étrangères

Mark Holt, analyste de la politique énergétique

Conseil américain d'information en matière d'énergie

Harold B. Finger, président-directeur général

Bill Harris, vice-président principal

Paul Turner, vice-président, Communications et publications industrielles

John R. Siegel, vice-président, Programmes techniques

Carl A. Goldstein, vice-président, Relations avec le public et les médias

Groupe de recherche d'intérêt public des États-Unis

Cathleen Welch, coordonnatrice de la politique énergétique

Ken Bossong, Projet sur la masse critique

Sous-comité de l'énergie et de l'électricité de la Chambre des représentants

Sue Sheridan, conseillère

Tom S. Runge, conseiller

Pat Davis, conseiller, Commission de réglementation nucléaire

Conseil de l'énergie nucléaire des États-Unis

Edward M. Davis, président

John T. Conway, président du conseil et vice-président administratif, Affaires générales,
Consolidated Edison Company of New York, Inc.

Andrea Dravo, vice-présidente, Planification stratégique

Kevin Billings, vice-président, Relations gouvernementales

Diane Holmes, directrice, Développement

Duke Power Company

K.P. Lau, spécialiste des affaires du Congrès, ministère de l'Ingénierie

Déplacement du Comité dans la région d'Ottawa, le 26 mai 1988**AECL Radiochemical Company, Kanata**

Paul O'Neil, président

David Drummond, directeur, Contrôle de la qualité des isotopes

John Worswick, directeur, Opérations liées au cobalt

AECL Medical Products Division, Kanata

Frank H. Warland, vice-président

Peter E. Habgood, directeur général, Fabrication

Robert L. Wolff, directeur général, Services, Technologie, Administration et Ressources
humaines

Steve R. Lee, directeur commercial

SENSYS, Nepean

Philip Campbell, directeur général

- Ken Bossong, Projet sur la masse critique
- Sue Sheridan, conseiller
- Tom S. Ronger, conseiller
- Pat Davis, conseiller, Commission de réglementation nucléaire
- Conseil de l'énergie nucléaire des États-Unis, Bureau de la sûreté nucléaire
- Edward M. Davis, président
- John T. Conway, président du conseil et vice-président administratif, Affaires générales, Consolidated Edison Company of New York, Inc.
- Kevin Billings, vice-président, Relations gouvernementales
- Diane Holmes, directrice, Développement
- Duke Power Company
- K.P. Lau, spécialiste des affaires du Congrès, ministère de l'énergie
- Section de la recherche et de développement, le 26 mai 1988
- AECI, Radiochemical Company, Kansas
- David Drummond, directeur, Contrôle de la qualité des isotopes
- John Weiswick, directeur, Opérations liées au cobalt
- AECI Medical Products Division, Kansas
- Frank H. Wuland, vice-président
- Peter E. Habgood, directeur général, Fabrication
- Robert L. Wolff, directeur général, Services, Technologie, Administration et Ressources humaines
- Steve R. Lee, directeur, Relations avec les clients

ANNEXE D

Abréviations et sigles utilisés dans le rapport

ACÉ	Association canadienne de l'électricité
AEC	Atomic Energy Commission (États-Unis)
AGR	réacteur avancé refroidi au gaz
AIÉA	Agence internationale de l'énergie atomique (Autriche)
ANC	Association nucléaire canadienne
ANDRA	Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs
ANEC	American Nuclear Energy Council
Bq	Becquerel (unité de mesure de la radioactivité)
BWR	réacteur à eau bouillante
CANDU	CANada-Deutérium-Uranium
CANDU-BLW	réacteur CANDU à eau ordinaire bouillante
CANDU-OCR	réacteur CANDU refroidi par matière organique
CANDU-PHWR	réacteur CANDU à eau lourde sous pression
CCÉA	Commission de contrôle de l'énergie atomique
CÉA	Commissariat à l'Énergie Atomique (France)
CÉÉNB	Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick
CGÉ	Compagnie générale électrique du Canada
CERN	Organisation européenne pour la recherche nucléaire
CLAB	installation centrale de stockage provisoire du combustible nucléaire épuisé (Suède)
DOE	Department of Energy (États-Unis)
ÉACL	Énergie atomique du Canada Limitée
ÉdF	Électricité de France (France)
ÉMR	Énergie, Mines et Ressources Canada
EPA	Environmental Protection Agency (États-Unis)
EURATOM	Communauté européenne de l'énergie atomique
FBR	réacteur surrégénérateur à neutrons rapides
GCR	réacteur refroidi au gaz
GGCR	réacteur à l'uranium naturel, modéré au graphite et refroidi au gaz
GW	gigawatt
HTR	réacteur à haute température
HWP	usine d'eau lourde
HWR	réacteur à eau lourde
INPO	Institute of Nuclear Power Operations (États-Unis)

KSU	Kärnkraftsäkerhet och Utbildning AB (Centre de formation et de sûreté nucléaires de la Suède)	
KWU	Kraftwerk Union (Allemagne de l'Ouest)	
LMFBR	réacteur surrégénérateur à neutrons rapides refroidi par métal liquide	
LNCR	Laboratoires nucléaires de Chalk River	
LWGR	réacteur à graphite à eau ordinaire	
LWR	réacteur à eau ordinaire	
MWe ou MW	mégawatts (électriques)	ACR
MWt	mégawatts (thermiques)	ABC
NEI	Nuclear Engineering International (États-Unis)	AGR
NIAC	Pool canadien d'assurance des risques atomiques	ALFA
NPD	Centrale nucléaire de démonstration	ANC
NRC	Nuclear Regulatory Commission (États-Unis)	ANDRA
NRU et NRX	réacteurs de recherche (Canada)	ANEC
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques	Bp
ONÉ	Office nationale de l'énergie	BWR
PHWR	réacteur à eau lourde sous pression	CANDU
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt (Agence physique-technique, Allemagne de l'Ouest)	CANDU-BLW
PWR	réacteur à eau ordinaire sous pression	CANDU-OCR
R et D	recherche et développement	CANDU-PWRK
R, D et D	recherche, développement et démonstration	CCBA
RBMK	reactor Bolche Molchnastie Kipiache (URSS)	CEA
REP	réacteur à eau sous pression	CENB
RFA	République fédérale d'Allemagne	CCE
RWE	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk (Allemagne de l'Ouest)	CERN
SFR	dépôt final des déchets de réacteurs (Suède)	CLAB
SKB	Svensk Kärnbränslehantering AB (Société suédoise de gestion du combustible et des déchets nucléaires)	DOE
SKI	Statens kärnkraftinspektion (Corps d'inspection de l'énergie nucléaire de la Suède)	EACL
SKN	Statens kärnbränslenämnd (Commission nationale suédoise du combustible nucléaire épuisé)	Ebf
SKR	devise suédoise (couronne)	EMR
SR	Société radiochimique	EPA
SRSC	système de refroidissement de secours du coeur	EURATOM
SSI	Statens stralskyddsintitut (Institut national suédois de radioprotection)	FBR
THTR	réacteur à haute température au thorium	GCR
USCEA	U.S. Council for Energy Awareness	GCGR
ZEEP	Zero Energy Experimental Pile	GW
		HTR
		HWP
		HWR
		INPO

ANNEXE E

Terminologie

Les définitions données dans la présente section et dans la section suivante sont extraites, avec des modifications mineures, du rapport de l'ONE intitulé *Électricité : Compendium de termes*, bulletin d'information n° 8, mai 1985; du rapport d'Ontario Hydro intitulé *Meeting Future Energy Needs : Draft Demand/Supply Planning Strategy*, rapport 666 SP, décembre 1987; et du rapport de la Conférence mondiale de l'énergie intitulé *Energy Terminology*, 2^e édition, Pergamon Press, 1986.

Terminologie des réseaux d'énergie électrique

Accumulation ou emmagasinage : Eau retenue dans un réservoir. L'eau accumulée sert à compenser les variations naturelles du débit d'un cours d'eau de façon que la production d'une centrale hydroélectrique fluctue le moins possible pendant de telles variations naturelles.

Accumulation par pompage : Aménagement selon lequel de l'eau est pompée d'un réservoir d'aval dans un réservoir d'amont, en dehors des périodes de pointe. Pendant les périodes de pointe, l'eau est libérée dans le réservoir d'aval à travers des turbines hydroélectriques, produisant ainsi de l'électricité. Les turbines sont habituellement réversibles de sorte qu'elles peuvent aussi servir de pompes dans le système.

Anhydride sulfureux : Gaz asphyxiant, inodore et lourd, dont la formule chimique est SO_2 . On en retrouve dans les gaz de carneau des chambres de combustion, notamment celles des centrales thermiques. En présence de lumière, il se combine à la vapeur d'eau dans l'atmosphère pour produire de l'acide sulfurique; avec d'autres acides, il mène au phénomène des précipitations acides.

Avantages sociaux : Avantages, tangibles ou intangibles, découlant d'un projet. Les avantages sociaux se distinguent des avantages privés en ce sens qu'ils comprennent tous les avantages d'un projet, peu importe s'ils profitent aux promoteurs du projet.

Capacité de production (ou productibilité) : Charge maximale qu'une centrale ou une installation est capable de couvrir dans des conditions spécifiées.

Centrale : Centrale comprenant un ou plusieurs groupes électrogènes pour la production d'électricité. Les principaux types de centrales sont les centrales hydroélectriques, les centrales nucléaires et les centrales thermiques (au charbon, à l'huile ou au gaz naturel). Dans certaines régions du monde, comme dans la région des Geysers en Californie, les centrales géothermiques commencent à couvrir une part importante de la puissance installée.

Centrale au fil de l'eau : Centrale hydroélectrique qui n'a pratiquement pas de réservoir et qui doit donc exploiter l'écoulement naturel du cours d'eau. La puissance de la centrale peut donc être sujette à des variations considérables.

Centrale de base : Centrale normalement utilisée pour couvrir la charge de base ou une partie de la charge de base d'un réseau et qui, partant, fonctionne à puissance maximale lorsque cette puissance est disponible. Les centrales de base sont en général de grandes installations dont les coûts d'exploitation sont bas.

Centrale hydroélectrique : Centrale dont les moteurs primaires sont des turbines hydrauliques.

Centrale thermique : Centrale dont les génératrices sont entraînées par des gaz ou de la vapeur produits par des combustibles (tels que le charbon, le pétrole, le gaz, le bois ou des déchets) en combustion ou par une réaction nucléaire.

Charge (hydraulique) : Différence de hauteur entre le niveau d'eau immédiatement en amont d'une centrale hydroélectrique et le niveau d'eau immédiatement en aval. La puissance de la centrale est proportionnelle à la charge hydraulique.

Charge de base : Charge minimale constante pendant une période donnée.

Circuit : Tout conducteur ou ensemble de conducteurs servant à transporter l'électricité.

Circuit commun : Ensemble de conducteurs électriques servant de connexions communes entre deux ou plusieurs circuits. Un circuit commun peut être constitué de barres rigides («barres omnibus») ou de câbles.

Coefficient ou facteur de charge : Rapport de la charge moyenne pendant une période désignée à la charge maximale ou de pointe pendant la même période, habituellement exprimée en pourcentage de la charge de pointe. Le coefficient de charge annuel pour l'ensemble du réseau d'Ontario Hydro est d'environ 68 %.

Cogénération : Production conjointe d'électricité et de chaleur utile (en général sous forme de vapeur).

Consommation spécifique de chaleur : Mesure du rendement thermique d'une centrale, généralement exprimée en British thermal units par kilowattheure net. Pour la calculer, il faut diviser l'enthalpie totale (Btu) du combustible brûlé par la production résultante nette d'électricité en kilowattheures. En unités métriques, la consommation spécifique de chaleur est exprimée en kilojoules par kilowattheure.

Consortium d'électricité : Groupement d'au moins deux réseaux d'électricité interconnectés, conçus et exploités pour couvrir de la manière la plus fiable et la plus économique possible leurs charges combinées.

Convertisseur : Installation dont la fonction est de convertir un courant continu en un courant alternatif ou une fréquence de courant alternatif en une autre.

Courant : Circulation d'électricité dans un conducteur. Le courant est mesuré en ampères.

Courant alternatif : Courant électrique qui circule alternativement dans un sens puis dans le sens inverse. En Amérique du Nord, la norme est de 60 cycles complets par seconde; on dit alors que le courant a une fréquence de 60 hertz. On utilise presque toujours le courant alternatif dans les réseaux électriques car il peut être transmis et distribué beaucoup plus économiquement que le courant continu.

Courant continu : Courant qui circule toujours dans le même sens (par opposition au courant alternatif). Le courant fourni par une batterie est un courant continu.

Coût de production marginal croissant : Coût de production d'une unité additionnelle d'énergie électrique au-delà d'une quantité de base préétablie.

Coût évité : Coût que devrait assumer un service public d'électricité pour accroître la puissance installée si ce service devait produire lui-même l'électricité au lieu de l'acheter d'un producteur indépendant.

Coût marginal : Coût de production d'une unité additionnelle d'électricité. Lorsque l'unité additionnelle peut être fournie simplement en augmentant la production de la centrale existante, ce coût est habituellement qualifié de «coût marginal à court terme» ou «coût croissant»; lorsqu'une nouvelle centrale doit fournir la production additionnelle, ce coût est habituellement qualifié de «coût marginal à long terme».

Coûts sociaux : Coûts ou dommages, tangibles ou intangibles, qui découlent d'un projet. Les coûts sociaux se distinguent des coûts privés en ce sens qu'ils comprennent tous les coûts d'un projet qui sont à la charge de tous les citoyens plutôt que les coûts qui sont à la seule charge des promoteurs du projet.

Débit moyen d'un cours d'eau : Moyenne arithmétique de tous les débits observés dans un cours d'eau pendant une période donnée, en général un an.

Décalage de la charge : Déplacement de la demande d'électricité d'une période à une autre, habituellement d'une période de pointe à une période de faible charge.

Délestage : Interruption de l'alimentation en électricité d'un secteur ou d'un groupe d'abonnés pour maintenir le fonctionnement sûr et ininterrompu du reste d'un réseau d'électricité. Cette mesure est parfois prise en cas d'urgence lorsque la charge totale du réseau dépasse la capacité de production disponible pour la couvrir.

Demande : Quantité d'électricité que les clients veulent acheter. Le terme «demande» est souvent utilisé comme synonyme de «puissance», qui est la quantité d'énergie électrique fournie par unité de temps.

Demande de pointe : Charge maximale consommée par un abonné, par un groupe d'abonnés ou par l'ensemble du réseau au cours d'une période déterminée, par exemple un an.

Diagramme de charge : Évolution de l'utilisation ou de la production d'électricité lorsque la demande est représentée en fonction du temps.

Disjoncteur : Interrupteur servant à ouvrir ou à fermer un circuit électrique pendant le fonctionnement normal du système ou lors d'une panne.

Distribution de la charge : Courbe qui, pour une période déterminée (par exemple un jour, un mois ou un an), indique le pourcentage de temps pendant lequel la demande a dépassé différentes valeurs ou différents pourcentages de la valeur maximale.

Diversité saisonnière : Variation de la charge dont les maximums sont répartis au cours des différentes saisons de l'année. Par exemple, les pointes annuelles de la plupart des réseaux d'électricité canadiens se produisent en hiver, tandis que celles d'un grand nombre de réseaux américains se produisent en été à cause des besoins de climatisation. Les réseaux qui présentent de telles différences peuvent réaliser des économies d'échelle en concluant des échanges d'énergie sur une base saisonnière.

Économie de partage : Formule très répandue de tarification de l'énergie, notamment de l'énergie d'économie vendue par un service public à un autre, selon laquelle l'économie totale résultant d'une vente est partagée également entre l'acheteur et le vendeur.

Économie stratégique : Améliorations de rendement que n'entreprendraient pas les abonnés seulement pour les économies qu'ils pourraient réaliser. Pour promouvoir les initiatives d'économie stratégique, les services publics d'électricité ou les gouvernements doivent fournir une aide financière, créer d'autres incitatifs ou éliminer les barrières.

Électrotechnologie : Technologie qui fait appel à l'électricité, en particulier les nouvelles technologies utilisées pour remplacer d'autres sources d'énergie. Exemple : les pompes à chaleur électriques utilisées pour sécher le bois dans des fours, à la place de l'air chauffé par combustion sur place.

Emprise (ou tracé) : Bande de terrain sur laquelle une ligne de transport d'électricité est située et sur laquelle la compagnie d'électricité a acquis le droit légal d'effectuer des travaux de construction et d'entretien, de limiter la croissance de la végétation, et parfois de limiter les travaux de construction par des tiers. La largeur de l'emprise varie en fonction de la tension de la ligne.

Énergie d'économie : Énergie vendue par un réseau électrique à un autre afin que soit économisé le coût de production lorsque l'acheteur est capable de couvrir les charges par l'intermédiaire de son propre réseau.

Énergie de remplacement du combustible : Énergie vendue par un service public d'électricité à un autre dans le but de permettre à l'acheteur d'éviter de brûler du combustible dans ses propres installations thermiques. Le prix de l'énergie de remplacement du combustible est généralement égal à un pourcentage du coût de combustible évité par l'acheteur.

Énergie interruptible : Énergie fournie aux termes d'une convention qui permet la réduction et la cessation des livraisons au gré du fournisseur.

Énergie inutilisable : Capacité de production d'énergie dans une centrale qui ne peut être utilisée parce que cette énergie ne peut être transmise correctement de la centrale à la charge. Par exemple, une partie de la capacité de production de la centrale nucléaire Bruce est inutilisable.

Énergie moyenne : Énergie qui serait produite par les centrales hydroélectriques dans un système fluvial dans des conditions de débit moyen.

Énergie ou technologie de substitution : Source d'énergie ou technologie qui n'est pas encore largement utilisée, par opposition aux sources d'énergie et aux technologies «classiques». Le terme s'applique généralement aux sources d'énergie renouvelables et à de petites installations décentralisées. Exemple : énergie photovoltaïque, chauffage solaire, énergie éolienne et production d'électricité à partir de déchets.

Entente d'interconnexion : Entente passée entre deux services publics d'électricité pour gérer l'exploitation des interconnexions entre leurs réseaux respectifs. En général, une telle entente définit différentes classes de transferts d'électricité entre les services publics et précise les tarifs qui seront applicables entre les deux services publics.

Entretien programmé : Entretien du matériel effectué conformément à un calendrier préétabli.

Facteur de charge : Pour toute installation, rapport entre la charge moyenne pendant une certaine période et la puissance nominale de l'installation. Le facteur d'utilisation est généralement exprimé en pourcentage.

Gestion de la demande : Mesures prises par un service public d'électricité ou un autre organisme pour modifier la consommation d'électricité des clients (quantité consommée ou heures de consommation). Ces mesures peuvent être divisées en trois groupes : croissance de la charge, décalage de la charge et réduction de la charge.

Groupe de pointe : Groupe électrogène destiné à fonctionner de façon intermittente pour couvrir les charges de pointe.

Groupe électrogène : Ensemble qui comprend la génératrice, le moteur primaire qui entraîne la génératrice et tous les éléments connexes qui doivent fonctionner ensemble pour produire de l'électricité. Un groupe électrogène peut généralement fonctionner indépendamment des autres groupes dans une station qui en comprend plusieurs.

Haute tension : Toute tension supérieure à 750 volts.

Hertz : Unité de fréquence des courants alternatifs, autrefois exprimée en cycles par seconde. En Amérique du Nord, la fréquence du courant de secteur a été normalisée à 60 hertz.

Indisponibilité : État de toute composante d'un circuit qui ne peut remplir sa fonction prévue à cause d'un événement associé avec cette composante. Une indisponibilité ne cause pas obligatoirement une interruption du service chez des abonnés.

Liaison asynchrone : Interconnexion à courant continu entre deux réseaux à courant alternatif, ainsi appelée car il n'est pas nécessaire que les deux réseaux soient synchrones.

Licence : Licence visant l'exportation de force motrice à l'extérieur du Canada, délivrée aux termes de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, après une audience publique. Toute licence est sujette à l'approbation du Gouverneur en conseil.

Ligne de transport : Ligne utilisée pour transporter de l'électricité sous haute tension. Les lignes de transport peuvent être aériennes, sous-marines ou souterraines. Les lignes de tension inférieures à 115 kilovolts sont habituellement appelées lignes de distribution.

Ligne d'interconnexion synchrone : Toute ligne d'interconnexion en courant alternatif. Tous les groupes électrogènes reliés par une telle ligne doivent être synchronisés.

Mise sous cocon : Conserver le matériel qui est excédentaire pour les besoins courants ou qui a atteint la fin de sa vie normale. Le matériel mis sous cocon ne peut être utilisé immédiatement mais peut, une fois préparé, être réutilisé dans l'avenir.

Moteur primaire : Turbine ou moteur qui entraîne une génératrice.

Période de pointe : Périodes pendant lesquelles des demandes relativement élevées sont satisfaites par un réseau d'électricité, par opposition aux autres périodes.

Pertes : Énergie ou puissance perdue dans des circuits ou du matériel, principalement sous la forme de chaleur, lorsqu'un courant circule dans le circuit.

Planification intégrée : Planification conjointe par différents réseaux d'électricité dans le but de minimiser les coûts totaux. La planification intégrée est une caractéristique d'un véritable consortium d'électricité.

Pluies acides : Terme général s'appliquant à toute forme de précipitation qui a été acidifiée par la présence de polluants atmosphériques, principalement les oxydes de soufre et d'azote.

Pointe d'été : Charge maximale dans un réseau d'électricité pendant l'été, dont la cause est habituellement la climatisation par temps chaud.

Pointe d'hiver : Charge maximale dans un réseau d'électricité pendant la période de six mois allant d'octobre à mars. Au Canada, la pointe d'hiver se produit presque toujours en décembre ou en janvier.

Poste : Station où la tension du réseau d'électricité haute tension est réduite à un niveau se prêtant à la distribution et où l'alimentation en tension réduite commence et peut être coupée ou établie.

Poste de commande : Salle de commande d'où proviennent les instructions pour la commutation des installations électriques, centrales ou lignes, et pour la modification de la quantité d'électricité produite dans les centrales. En général, un tel centre est équipé de télécommandes, d'instruments de télémesure et d'ordinateurs. Des cartes informatisées du réseau indiquent l'état de fonctionnement des groupes électrogènes, des lignes de transmission et des principaux postes. Des appareils de mesure indiquent les charges couvertes par les groupes et les lignes ainsi que les tensions en des points choisis. Ainsi, le surveillant du réseau dispose d'une image complète des principaux éléments du réseau et il peut coordonner les opérations.

Poste de sectionnement : Installation électrique dont la fonction est de connecter ou de déconnecter sélectivement les lignes de transport d'un réseau en antenne.

Probabilité d'indisponibilité forcée : Probabilité que le service d'un groupe électrogène particulier ou d'un autre élément du réseau soit interrompu en raison d'une panne.

Production indépendante (privée) : Production d'une installation appartenant à des producteurs autres qu'un service public, ou exploitée par ceux-ci. Ces producteurs possèdent habituellement des centrales à seule fin de fournir l'électricité nécessaire au fonctionnement de leurs propres installations industrielles et commerciales. Le terme s'applique aussi aux centrales privées dont le seul but est de vendre de l'électricité à un service public.

Puissance : Taux de livraison d'énergie (par exemple, un service public d'électricité peut vendre une puissance de 50 mégawatts); ou

Quantité maximale d'électricité qu'un élément d'une installation ou un réseau peut transporter ou livrer (par exemple, un groupe électrogène peut avoir une puissance nominale de 50 mégawatts).

Puissance absorbée par les auxiliaires : Puissance électrique absorbée par les installations auxiliaires d'une centrale, plus la puissance dissipée dans les transformateurs de la centrale.

Puissance à court terme : Puissance, et énergie associée, qu'un service public achète à un autre service public dans le but de s'assurer en tout temps un approvisionnement en puissance pendant la période de l'engagement.

Rejet de groupes électrogènes : Débranchement de certains groupes électrogènes dans un réseau électrique pour maintenir un fonctionnement sûr dans le reste du réseau. Cette mesure est quelquefois prise si, à la suite d'une urgence, une grande partie de la charge a été brusquement coupée. La charge est alors insuffisante pour absorber la puissance produite par les génératrices. S'ils ne sont pas débranchés, les groupes fonctionnent avec une vitesse excessive, élevant la fréquence et la tension dans le réseau à des niveaux inacceptables.

Réseau : Réseau de lignes de transport d'électricité et de connexions.

Réseau de distribution : Ensemble des lignes, transformateurs, interrupteurs, etc. utilisés pour distribuer l'électricité aux clients sur de courtes distances à partir du réseau de transmission. La distribution se fait généralement sous des tensions relativement faibles (44 kilovolts et moins).

Réseau d'électricité : Toutes les installations interconnectées d'un service public d'électricité. Un réseau d'électricité comprend les centrales, les transformateurs, les postes de sectionnement, les lignes de transport, les postes, les lignes de distribution et les circuits d'alimentation des abonnés, c'est-à-dire toutes les installations requises pour assurer des services électriques aux abonnés.

Réseau de transport : Lignes, transformateurs, commutateurs, etc., utilisés pour transporter de l'électricité en grande quantité entre des sources d'approvisionnement et d'autres parties principales du réseau. Le transport se fait en général sous des tensions de 115 kilovolts et plus.

Réseau électrique haute tension : Ensemble des installations de production et de transmission de courant haute tension (en général 115 kilovolts et plus).

Réseau interconnecté : Réseau constitué d'au moins deux réseaux électriques individuels reliés entre eux par des lignes d'interconnexion.

Réseau isolé : Réseau d'électricité qui n'est pas interconnecté avec un autre réseau (par exemple, la Commission d'énergie du Nord canadien). Les réseaux isolés ont habituellement une puissance relativement faible.

Réserve tournante : Portion de la puissance de réserve qui est réellement mise en service dans le réseau, et qui, sans produire la puissance maximale, est prête à couvrir automatiquement une charge au moindre avis.

Service public d'électricité : Organisme dont le but principal est de produire, transmettre et/ou distribuer de l'énergie électrique.

Source d'énergie primaire : Source d'énergie primaire à partir de laquelle l'électricité est produite, par exemple chute d'eau, uranium (par fission nucléaire), charbon, pétrole, gaz naturel, vent, biomasse, rayonnement solaire direct, énergie géothermique et énergie des marées.

Source d'énergie renouvelable : Source d'énergie qui se renouvelle d'elle-même, notamment les diverses manifestations de l'énergie solaire (énergie hydroélectrique, biomasse, énergie éolienne, rayonnement solaire direct, énergie des vagues et courants océaniques), l'énergie des marées et l'énergie géothermique.

Stabilité : Capacité des réseaux d'électricité de demeurer synchronisés.

Supraconducteur : Conducteur électrique qui offre une résistance négligeable au passage de l'électricité.

Surplus d'énergie : Énergie en excès des besoins de son propriétaire, charge et réserve comprises. De l'énergie excédentaire est produite lorsque la puissance totale excède la charge totale; elle est souvent vendue sous la forme d'énergie interruptible.

Synchronisme : État de génératrices de courant alternatif qui sont «en phase», c'est-à-dire synchronisées de façon que leurs ondes de tension atteignent leur maximum et leur minimum exactement au même instant. Cet état est une condition essentielle pour que des génératrices de courant alternatif fonctionnent dans le même réseau.

Tarification au coût marginal : Tarification selon laquelle les prix sont fixés au coût de la dernière unité produite (marginale) plutôt qu'au coût moyen de toute la production.

Tarifs différenciés dans le temps : Tarifs qui varient selon l'heure du jour, le jour de la semaine ou la saison.

Tension : Force électrique, mesurée en volts ou en multiples du volt (par exemple en kilovolts) qui fait circuler un courant dans un circuit. En Amérique du Nord, la tension normalisée à des fins résidentielles est de 115 volts pour la plupart des appareils et de 230 volts pour les gros appareils électroménagers tels que les cuisinières, les sècheuses et les chauffe-eau. Les tensions de distribution dans les secteurs urbains et ruraux varient de 4 à 44 kV environ. Les tensions des lignes de transport les plus courantes sont 115, 132, 230, 345, 500 et 735 kilovolts. Plus la tension est élevée, plus une ligne peut transporter des puissances élevées.

Transfert entre des services publics d'électricité : Transfert de puissance électrique entre au moins deux services publics d'électricité. Le Règlement sur l'Office national de l'énergie (partie VI) définit cinq catégories de transfert entre des services publics d'électricité, à savoir :

- 1) Transfert en vue d'une correction : Transfert de puissance d'énergie électrique à des fins telles que
 - a) le redressement des comptes de fourniture d'énergie électrique, b) la compensation pour pertes électriques, c) la compensation pour services rendus, d) la livraison de la production faisant l'objet d'un droit ou e) la transmission d'avantages en amont ou en aval.
- 2) Transfert relatif au transport : Transfert de puissance d'énergie électrique d'un service public d'électricité, en vue de la livraison à une tierce partie ou au service public originaire, par l'intermédiaire des circuits d'un autre service public d'électricité.

- 3) **Transfert d'équivalents** : Échange de quantités égales de puissance ou d'énergie électrique au cours d'une période déterminée.
- 4) **Transfert en vue de la vente** : Transfert de puissance ou d'énergie électrique en exécution d'un contrat de vente.
- 5) **Transfert en vue de l'emmagasinage** : Transfert d'énergie électrique «accumulée» à l'époque considérée sous la forme d'un volume d'eau retenu dans le réservoir d'un autre service public d'électricité, en prévision de la remise d'une quantité équivalente d'énergie électrique à une date ultérieure.

Transformateur : Dispositif électromagnétique pour élever ou abaisser la tension d'un courant alternatif.

Transmission à courant continu : Transmission d'électricité sous forme de courant continu à la place du courant alternatif habituel. Le courant continu présente certains avantages pour la transmission d'un point à un autre sur de longues distances et pour interconnecter des réseaux qui seraient instables si on essayait de les relier par un courant alternatif. Il existe quatre installations de courant continu haute tension en service au Canada : 1) la liaison sous-marine avec l'Île de Vancouver; 2) la ligne de transmission aérienne au-dessus de la rivière Nelson (Manitoba); 3) la liaison asynchrone au-dessus de la rivière Eel (Nouveau-Brunswick); et 4) la liaison asynchrone de Chateaugay (Québec).

Transport de transit : Transport d'électricité fournie par un service public par l'intermédiaire des circuits d'un autre service public et destinée à une tierce partie ou au réseau de départ.

Très haute tension (T.H.T.) : Toute tension de transmission supérieure aux tensions couramment utilisées. Les services publics d'électricité ont généralement considéré que les T.H.T. étaient égales ou supérieures à 345 kilovolts, bien que de telles tensions soient de plus en plus courantes.

Turbine (hydraulique) : Moteur primaire tournant dans lequel de l'énergie mécanique est produite par la force de l'eau, de la vapeur ou des gaz qui sont dirigés contre un aube solidaire d'un arbre tournant.

Ultra haute tension : Tension supérieure à 1000 kilovolts environ.

Valeur nominale (figurant sur la plaque signalétique) : Valeur maximale en régime continu d'une génératrice ou d'une autre installation électrique dans les conditions désignées par le fabricant, telle qu'indiquée sur la plaque signalétique apposée sur le dispositif.

Zone de service : Zone dans laquelle un service public d'électricité est tenu ou a le droit de desservir des abonnés.

Terminologie de l'énergie nucléaire

Actinides : Groupe d'éléments de numéro atomique égal ou supérieur à 89 et qui présentent des propriétés chimiques similaires. Ce groupe comprend des éléments naturels, comme le thorium et l'uranium, de même que les éléments «transuraniens», qui sont produits artificiellement, comme le plutonium et l'américium. Parmi leurs isotopes on compte des émetteurs alpha à longue période dont il faut tenir compte dans l'élimination des déchets radioactifs.

Arrêt d'urgence : Action d'arrêter brusquement un réacteur nucléaire pour éviter une situation dangereuse ou en réduire les conséquences.

Caloporteur : Liquide ou gaz que l'on fait circuler à l'intérieur ou autour du cœur d'un réacteur pour évacuer la chaleur.

CANDU : Famille de réacteurs à fission nucléaire mis au point au Canada, dans lesquels l'uranium naturel est utilisé comme combustible et l'eau lourde comme modérateur et caloporteur.

Combustible nucléaire : Substance contenant un ou plusieurs nucléides fissiles capables d'entretenir une réaction nucléaire en chaîne dans un réacteur. L'expression peut aussi désigner une substance contenant un ou plusieurs nucléides fertiles qui peuvent être transmutés en nucléides fissiles.

Critique : Un réacteur est dit «critique» lorsque le taux de production de neutrons est exactement égal au taux de disparition des neutrons, c'est-à-dire lorsque le facteur de multiplication des neutrons est égal à un. Lorsque le facteur de multiplication dépasse un, le réacteur est «surcritique»; lorsque le facteur est inférieur à un, le réacteur est «sous-critique».

Cycle du combustible : Suite des opérations, par exemple fabrication, utilisation, retraitement, refabrication et réutilisation, auxquelles le combustible nucléaire peut être soumis.

Déchets radioactifs : Matières radioactives indésirables obtenues lors du traitement, de la manipulation ou de l'utilisation des matières radioactives. Ces déchets peuvent être classés selon leur niveau d'activité ou leur période de la façon suivante :

A. Selon la teneur en radionucléides

déchets faiblement radioactifs : déchets qui en raison de leur faible teneur en radionucléides ne nécessitent pas de protection pour leur manipulation normale.

déchets hautement radioactifs : liquides hautement radioactifs séparés pendant le retraitement chimique du combustible irradié; ou combustible irradié du réacteur lorsqu'on ne prévoit pas retraiter le combustible épuisé; ou tout autre déchet d'un niveau de radioactivité comparable.

déchets moyennement radioactifs : déchets ayant un niveau de radioactivité inférieur à celui des déchets hautement radioactifs mais qui nécessitent néanmoins une protection pour leur manipulation.

B. Selon la période

déchets à courte période : déchets dont la radioactivité décroît à un niveau considéré comme insignifiant du point de vue radiologique, dans une période de temps au cours de laquelle les contrôles administratifs peuvent s'exercer. Dans certains pays, les radionucléides ayant une période inférieure à 30 ans sont considérés comme appartenant à cette catégorie.

déchets à longue période : déchets dont la radioactivité ne décroît pas à un niveau acceptable dans une période de temps au cours de laquelle les contrôles administratifs peuvent s'exercer.

Eau lourde : Oxyde de deutérium ou D_2O . Eau dans laquelle l'atome d'hydrogène existe sous forme de l'isotope d'hydrogène appelé deutérium. À l'état pur, l'eau lourde est utilisée comme modérateur et caloporteur dans le réacteur CANDU.

Énergie de fission : Énergie libérée par la fission d'un atome.

Énergie nucléaire : Énergie produite dans une centrale où la vapeur entraînant les turbines est produite à partir de la fission atomique plutôt qu'à partir d'une combustion.

Fission nucléaire : Division d'un noyau lourd en deux parties (rarement plus), habituellement accompagnée de l'émission de neutrons, de rayonnement gamma et de libération d'énergie.

Gestion des déchets radioactifs : Toutes les activités administratives et opérationnelles qui sont à prendre en compte dans la manutention, le traitement, le conditionnement, le transport, le stockage et l'élimination des déchets radioactifs.

Inventaire de combustible : Quantité totale du combustible nucléaire investi dans un réacteur, un ensemble de réacteurs ou un cycle de combustible tout entier.

Isotopes : Nucléides ayant le même nombre atomique mais des masses différentes (la masse est proportionnelle au nombre total de protons et de neutrons dans le noyau). Par exemple, l'hydrogène, dont le numéro atomique est 1, comprend trois isotopes : l'hydrogène normal ou protium (un proton dans le noyau); le deutérium (un proton et un neutron); et le tritium (un proton et deux neutrons), qui est instable.

Masse critique : Masse minimale de matière fissile de configuration et de composition déterminées, dans des conditions spécifiées, qui peut maintenir une réaction en chaîne critique.

Matière fertile : Isotopes susceptibles d'être transformés, directement ou indirectement, en matière fissile par capture de neutrons (particulièrement l'uranium 238 et le thorium 232).

Matière fissile : Nucléides susceptibles de subir facilement une fission par interaction avec des neutrons lents (exemples : uranium 235, uranium 233, plutonium 239 et plutonium 241).

Modérateur : Matière utilisée pour réduire l'énergie des neutrons (c'est-à-dire pour produire des neutrons «lents» ou thermiques) par diffusion et ralentissement sans capture excessive des neutrons.

Nucléide : Espèce atomique particulière. Le deutérium et le tritium, bien qu'ils soient tous deux des isotopes de l'hydrogène, sont des nucléides différents.

Période : Temps nécessaire pour que la moitié des atomes présents dans une substance radioactive se désintègrent spontanément et que de ce fait la substance voit son activité réduite à la moitié de sa valeur initiale.

Produits de fission : Nucléides produits soit par fission, soit par désintégration radioactive subséquente des nucléides ainsi formés.

Radioactivité : Propriété qu'ont certains nucléides d'émettre spontanément des particules ou un rayonnement gamma à partir de leur noyau, de se scinder spontanément ou d'émettre des rayons X.

Réacteur à eau bouillante : Réacteur dans lequel de l'eau est utilisée comme caloporteur et modérateur, et peut bouillir dans le cœur.

Réacteur à eau lourde : Réacteur utilisant de l'eau lourde comme modérateur. Le caloporteur peut être un gaz, de l'eau ordinaire ou de l'eau lourde (comme dans le réacteur CANDU). Selon le type, le combustible peut être de l'uranium naturel ou de l'uranium enrichi.

Réacteur à eau ordinaire : Réacteur utilisant de l'eau ordinaire (légère) comme caloporteur et modérateur. Le BWR et le PWR sont des exemples de réacteurs à eau ordinaire.

Réacteur (à fission) nucléaire : Dispositif dans lequel une réaction en chaîne auto-entretenu de fission nucléaire peut être maintenue et dirigée. L'expression «réacteur nucléaire» est quelquefois appliquée à un dispositif dans lequel une réaction de fusion nucléaire peut être produite et dirigée (réacteur à fusion).

Réacteur de puissance : Réacteur destiné principalement à produire de l'énergie. Parmi les réacteurs de puissance on compte les réacteurs de production d'électricité, les réacteurs de production de chaleur

(utilisée dans le traitement industriel, dans le chauffage urbain, etc.), et les réacteurs de propulsion utilisés dans les navires de surface et les sous-marins à propulsion nucléaire.

Réacteur rapide : Réacteur dans lequel la fission nucléaire est provoquée principalement par des neutrons rapides.

Réacteur refroidi au gaz : Réacteur dans lequel un gaz est utilisé comme caloporteur et du graphite comme modérateur. Le réacteur refroidi au gaz, parfois appelé réacteur de type «Magneox», utilise de l'uranium naturel; le «réacteur avancé refroidi au gaz» (AGR) et le «réacteur à haute température refroidi au gaz» (HTGR) utilisent du combustible enrichi.

Réacteur surrégénérateur : Réacteur qui produit de la matière fissile à partir de matière fertile en quantité supérieure à la quantité de matière fissile consommée pour le fonctionnement du réacteur (c.-à-d. dont le rapport de conversion ou de régénération est supérieur à un).

Réacteur thermique : Réacteur dans lequel la fission est produite principalement par des neutrons thermiques ou «lents».

Retraitement du combustible : Traitement du combustible nucléaire après son utilisation dans un réacteur, en vue d'éliminer les produits de fission et de récupérer la matière fissile et la matière fertile.

Uranium enrichi : Uranium dans lequel le pourcentage de l'isotope uranium 235 fissile a été porté au-delà de 0,71 %, proportion dans laquelle on le retrouve dans l'uranium naturel.

Uranium naturel : Uranium dont la composition isotopique est naturelle (99,28 % d'uranium 238 fertile, 0,71 % d'uranium 235 fissile et 0,006 % d'uranium 234).

Bibliographie choisie

- (1) Ahearne, John F., «A Comparison of Nuclear Power Regulation in Canada and the United States», *The Safety of Ontario's Nuclear Power Reactors: A Scientific and Technical Review. Selected Consultants' Reports*, Ontario Nuclear Safety Review, Toronto, 29 février 1988.
- (2) Aikin, A.M., J.M. Harrison et F.K. Hare, *La gestion des déchets nucléaires au Canada*, Rapport EP 77-6, Secteur de la politique énergétique, Énergie, Mines et Ressources, Ottawa, 31 août 1977.
- (3) American Nuclear Energy Council, *Report to Members and the 100th Congress*, Washington, non daté.
- (4) Bothwell, Robert, *Nucleus: The History of Atomic Energy of Canada Limited*, University of Toronto Press, Toronto, 1988.
- (5) Boulton, J. (éd.), *Management of Radioactive Fuel Wastes: The Canadian Disposal Program*, AECL-6314, Établissement de recherches nucléaires de Whiteshell, Société de recherche de l'énergie atomique du Canada, Limitée, Pinawa, Manitoba, octobre 1978.
- (6) Broad, L.G., *Douglas Point: Summary of Decommissioning to Date*, Énergie atomique du Canada, Limitée, 1^{er} octobre 1986.
- (7) Breest, H.-Ch., *Nuclear Energy in the Federal Republic of Germany*, Édition n° 101, Federal Ministry for Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, République fédérale d'Allemagne, mars 1988.
- (8) Brooks, G.L. et R.S. Hart, *The CANDU 300 Reactor System*, Exploitation CANDU, Énergie atomique du Canada, Limitée, Mississauga, Ontario, février 1988.
- (9) Canada, Commission de contrôle de l'énergie atomique, *Annual Report 1987-88*, Ottawa, 1988.
- (10) Canada, Commission de contrôle de l'énergie atomique, *Estimating the Costs of AECB Regulation*, INFO-0023-2, étude effectuée par SECOR Inc. de Montréal, Ottawa, avril 1981.
- (11) Canada, Commission de contrôle de l'énergie atomique, *La réglementation des activités nucléaires au Canada*, INFO-0108, Ottawa, 5 décembre 1983.
- (12) Canada, Commission de contrôle de l'énergie atomique, *Objectifs, exigences et lignes directrices réglementaires à long terme pour l'évacuation des déchets radioactifs*, document réglementaire R-104, Ottawa, 5 juin 1987a.
- (13) Canada, Commission de contrôle de l'énergie atomique, *Les répercussions de l'accident de Tchernobyl sur la sûreté des réacteurs CANDU*, INFO-0234(F), Ottawa, mai 1987b.
- (14) Canada, Énergie atomique du Canada, Limitée, *Coup d'oeil sur le nucléaire*, Affaires publiques du bureau central, Ottawa, septembre 1987.
- (15) Canada, Énergie atomique du Canada, Limitée, Exploitation CANDU, *CANDU in Canada's Future: A 30-year Vision. A Summary Document*, Mississauga, Ontario, mai 1988a.
- (16) Canada, Énergie atomique du Canada, Limitée, Exploitation CANDU, *CANDU 300 Technical Highlights*, Mississauga, Ontario, non daté.

- (17) Canada, Énergie atomique du Canada, Limitée, Exploitation CANDU, *Présentation au Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources*, Sheridan Park, 22 mars 1988b.
- (18) Canada, Énergie atomique du Canada, Limitée, Exploitation CANDU, «The Douglas Point Story», *Power Projections* (Special Edition), juin 1984.
- (19) Canada, Énergie atomique du Canada, Limitée, Bureau du Québec et Hydro-Québec, Vice-présidence Information, Direction Édition et Production, *Cobalt 60 : Le futur au présent*, Montréal, 1987.
- (20) Canada, Énergie atomique du Canada, Limitée, Radiochemical Company, *World List of Industrial Gamma Irradiators*, Kanata (Ontario), mars 1986.
- (21) Canada, Énergie atomique du Canada, Limitée, Société de recherche, *Acoustic Borehole Meter*, Laboratoires nucléaires de Chalk River, Chalk River (Ontario), non daté.
- (22) Canada, Énergie atomique du Canada, Limitée, Société de recherche, *Eddy Current Probes*, Laboratoires nucléaires de Chalk River, Chalk River (Ontario), mars 1987.
- (23) Canada, Énergie atomique du Canada, Limitée, Société de recherche, «AECL Assists U.S. Space Program», *Labstracts*, vol 2, no. 6, juin 1987.
- (24) Canada, Énergie atomique du Canada, Limitée, Société de recherche, *TASCC*, Laboratoires nucléaires de Chalk River, Chalk River, Ontario, 1987.
- (25) Canada, Énergie, Mines et Ressources, *Revue de l'industrie nucléaire : Problèmes et perspectives 1981-2000*, Ottawa, 1982.
- (26) Canada, Énergie, Mines et Ressources, *Aperçu de la politique nucléaire*, rapport ER81-2F, Ottawa, 1981.
- (27) Canada, ministère des Affaires extérieures, Visite en France du Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources, Ambassade du Canada, Paris, avril 1988.
- (28) Canada, Chambre des communes, Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources, *Le pétrole — Rareté ou sécurité?*, Ottawa, septembre 1987.
- (29) Canada, Chambre des communes, Comité permanent de l'environnement et des forêts, *Les déchets hautement radioactifs au Canada : La onzième heure a sonné*, Ottawa, janvier 1988.
- (30) Canada, Science Council, *Food Irradiation: Prospects for Canadian Technology Development Statement*, Ottawa, avril 1987.
- (31) Canadian Fusion Fuels Technology Project, *Fusion Energy and Canada's Role*, non daté.
- (32) Clegg, L.J. et J.R. Coady, *Radioactive Decay Properties of CANDU Fuel. Volume 1 : The Natural Uranium Fuel Cycle*, AECL-4436/1, Établissement de recherches nucléaires de Whiteshell, Société de recherche de l'énergie atomique du Canada, Pinawa (Manitoba), janvier 1977.
- (33) Denault, Paul et Pabrita L. De, «Gentilly 1 Nears "Static State"», *Nuclear Engineering International* (nouveau tirage), août 1985.
- (34) «Disallowances by State Regulators for Nuclear Units (1980-1986)», *Nuclear Industry*, mars-avril 1968, p. 84.
- (35) Duke Power Company, *1987 Annual Report*, Charlotte, North Carolina, 1988.

- (36) Dyring, Eric, «Sweden after Chernobyl: Revival of the Nuclear Power Debate», *Current Sweden*, No. 354, mars 1987.
- (37) Edin, Karl-Axel, «Sweden after Chernobyl: Consequences of the Nuclear Accident», *Current Sweden*, No. 353, février 1987.
- (38) Eisberg, Robert et Robert Resnick, *Quantum Physics of Atoms, Molecules, Solids, Nuclei and Particles*, John Wiley & Sons, Toronto, 1974.
- (39) Électricité de France, *Résultats techniques d'exploitation 1987*, Paris, janvier 1988.
- (40) Électricité de France, *Le programme français d'électronucléaire*, Paris, 1986.
- (41) Eldorado Ressources Limitée, *Uranium et électricité*, 5^e édition, Ottawa, août 1985.
- (42) République fédérale d'Allemagne, ministère fédéral de l'Environnement, Nature Conservation and Nuclear Safety, *Nuclear Safety Regulations in the Federal Republic of Germany*, Édition n° 134, avril 1988.
- (43) République fédérale d'Allemagne, Federal Ministry for Research and Technology, *Fourth Nuclear Program 1973 to 1976 of the Federal Republic of Germany*, Bonn, 1974.
- (44) Federal Republic of Germany, Physikalisch-Technische Bundesanstalt, *Final Disposal of Radioactive Waste*, No. 9, Braunschweig, October 1985.
- (45) Framatome, *Rapport annuel de 1986*, Paris, juin 1987.
- (46) Framatome, *Visit to France of a Canadian Delegation Led by Mrs. Barbara Sparrow*, Briefing Notes, Paris, 14 avril 1988.
- (47) France, Agence Nationale pour la gestion des Déchets Radioactifs, *ANDRA: A Government Agency for Safe Radioactive Waste Management*, Commissariat à l'Énergie Atomique, Paris, non daté.
- (48) France, Commissariat à l'Énergie Atomique, *Les Centrales Nucléaires dans le Monde*, Paris 1987.
- (49) Gentner, N.E. et D.P. Morrison, «Detection and Impact on Cancer Causation of Persons Exhibiting Abnormal Susceptibility to Carcinogenic Agents», Toxicology Workshop, Chalk River Nuclear Laboratories, Chalk River (Ontario), 3 novembre 1987.
- (50) Gordon, Joshua et al., *1986 Nuclear Power Safety Report*, Public Citizen, Critical Mass Energy Group, Washington, D.C., septembre 1987.
- (51) Grisdale, Margaret C., «The Safety Implications of the Legal, Regulatory, and Organisational Framework Within Which Ontario's CANDU Reactors Operate»' *The Safety of Ontario's Nuclear Power Reactors: A Scientific and Technical Review*. Vol. 2 Appendices, Appendix VII, Ontario Nuclear Safety Review, Toronto, 29 février 1988.
- (52) Harvie, J.D., *Costs and Benefits of Nuclear Regulation in Canada*, Commission de contrôle de l'énergie atomique, Ottawa, 3 juin 1985.
- (53) Howles, Laurie, «Nuclear Station Achievement 1987», *World Nuclear Industry Handbook 1988*, Nuclear Engineering International, Sutton, Angleterre, 1988, p. 19-22.

- (54) Hubbert, M. King, «Energy Resources» in *Resources and Man*, National Academy of Sciences-National Research Council, Committee on Resources and Man, W.H. Freeman and Company, San Francisco, 1969.
- (55) Japon, Commission de l'énergie atomique, *Long-Term Program for Development and Utilization of Nuclear Energy*, 22 juin 1987.
- (56) Japon, Centre de localisation industrielle, *Nuclear Power Plants Siting in Japan*, Tokyo, mars 1988.
- (57) Kay, Charles E., «Statement before the Committee on Appropriations, Subcommittee on Energy and Water Development», Office of Civilian Radioactive Waste Management, Department of Energy, Washington, D.C., 17 mars 1988.
- (58) Kehoe, Keiki et Kathleen Welch, *\$100 Billion in Contracts: Not a Penny at Risk. The Safety Implications of the Price-Anderson Act on the Department of Energy's Nuclear Contractors*, Environmental Policy Institute et U.S. Public Interest Research Group, Washington, D.C., février 1988.
- (59) Kehoe, Keiki et al., *From Contact Lenses to Cornfields: The Public is Not Protected. A Study of Nuclear Insurance in America*, rapport mixte du Environmental Policy Institute, du U.S. Public Interest Research Group et de la Union of Concerned Scientists, Washington, D.C., 28 septembre 1986.
- (60) Kriesberg, Joseph, *Shutdown Strategies: Citizen Efforts To Close Nuclear Power Plants*, Public Citizen, Critical Mass Energy Project, Washington, D.C., non daté.
- (61) Kriesberg, Joseph, *Too Costly To Continue: The Economic Feasibility of a Nuclear Phase-Out*, Public Citizen, Critical Mass Energy Project, Washington, D.C., novembre 1987.
- (62) Kriesberg, Joseph et Kenneth Boley, *Nuclear Lemons: An Assessment of America's Worst Commercial Nuclear Reactors*, Public Citizen, Critical Mass Energy Project, Washington, D.C., avril 1988.
- (63) Leclercq, Jacques, *L'Âge nucléaire*, Hachette, Paris, 1986.
- (64) Lennox, Frank H. et Mark P. Mills, *Electricity from Nuclear Energy, Burden or Bargain? An Analysis of the Cost of Nuclear Electricity Versus Oil-Priced and Non-Utility Electricity*, Science Concepts, Inc., Washington, D.C., mars 1988a.
- (65) Lennox, Frank H. et Mark P. Mills, *The Cost of Turning Off U.S. Nuclear Electricity Plants*, Science Concepts, Inc., Washington, D.C., avril 1988b.
- (66) Lortie, Pierre et Robin Schweitzer, *A Strategy for the Development and Strengthening of the Canadian Nuclear Industry*, rapport final, SECOR Inc., Montréal, 23 mars 1981.
- (67) Lynch, G.F., *SLOWPOKE Energy System: Nuclear Technology in Local Energy Supply*, Local Energy Systems Business Unit, Société de recherche, Énergie atomique du Canada Limitée, février 1988.
- (68) Lynch, G.F., *SLOWPOKE — Its Application to District Heating*, AECL-9515, Chalk River Nuclear Laboratories, Atomic Energy of Canada Limited, Chalk River, Ontario, juillet 1987.
- (69) Lynch, G.F. et al., *Unattended Nuclear Systems for Local Energy Supply*, Paper 4.2.2.2, 13th Congress of the World Energy Conference, Cannes, France, 5-11 octobre 1986.

- (70) Lyon, Robert et Marvis Tutiah, *Nuclear Fuel Waste Management : Protecting the Future*, WNRE 2-500, Nuclear Information Series, Whiteshell Nuclear Research Establishment, AECL, Pinawa (Manitoba), janvier 1984.
- (71) MacGregor, Sam, *Bruce Energy Centre : Status as at July 23, 1987*, RESOLUTE Development Corp., Kincardine, Ontario, non daté.
- (72) Mears, Dan, «Modular High Temperature Gas-Cooled Reactor : An Attractive Second Generation Nuclear Option Designed To Meet Utility/User Needs», présentation de la Gas-Cooled Reactor Associates au U.S. Council on Energy Awareness, au Nuclear Management and Resources Council et au American Nuclear Energy Council, 17 mars 1988.
- (73) Meneley, Daniel A., «Ontario Hydro's CANDU Nuclear Stations : An outline of Safety-related Design Aspects» in Ontario, Nuclear Safety Review, *The Safety of Ontario's Nuclear Power Reactors : A Scientific and Technical Review*. Vol. 2 Appendices, Appendix 1, Toronto, 29 février 1988, p. 1/2.
- (74) «Nuclear Energy After Chernobyl : Views from Four Countries», *The Energy Journal*, vol. 9, n° 1, janvier 1988, p. 27-39.
- (75) Nuclear Engineering International, «Reactor Statistics», *World Nuclear Industry Handbook 1988*, Reed Business Publishing, Sutton, Angleterre, 1988.
- (76) Ontario Hydro, *Annual Report 1987*, Toronto, avril 1988.
- (77) Ontario Hydro, *Economics of CANDU-PHW — 1985*, NGD-10, Toronto, août 1986a.
- (78) Ontario Hydro, *Heavy Water*, Toronto, non daté.
- (79) Ontario Hydro, *Inside Hydro*, Corporate Relations Branch, Toronto, décembre 1987a.
- (80) Ontario Hydro, *Meeting Future Energy Needs : Draft Demand/Supply Planning Strategy*, Report 666 SP et Report 666A SP (Supplementary Documents), System Planning Division, Toronto, décembre 1987.
- (81) Ontario Hydro, *Ontario Hydro CANDU Operating Experience*, NGD-9, Toronto, 1986.
- (82) Ontario Hydro, «Ontario Hydro Submits Environmental Assessment for Acid Gas Scrubbers», Media Relations, Toronto, 15 février 1988b.
- (83) Ontario Hydro, «Retubing Announced at Pickering Units 3 & 4», Media Relations, Toronto, 16 mars 1988c.
- (84) Ontario, Legislative Assembly, Select Committee on Ontario Hydro Affairs, *The Management Nuclear Fuel Waste — Final Report*, Toronto, juin 1980
- (85) Ontario, Nuclear Safety Review, *The Safety of Ontario's Nuclear Power Reactors : A Scientific and Technical Review*. A Submission to the Ontario Nuclear Safety Review by Atomic Energy of Canada Limited, Toronto, 29 février 1988a.
- (86) Ontario, Nuclear Safety Review, *The Safety of Ontario's Nuclear Power Reactors : A Scientific and Technical Review*. Ontario Hydro Submission to the Ontario Nuclear Safety Review, Toronto, 29 février 1988b.

- (87) Ontario, Nuclear Safety Review, *The Safety of Ontario's Nuclear Power Reactors : A Scientific and Technical Review*. Report to the Minister, F. Kenneth Hare, Commissioner, Toronto, 29 février 1988c.
- (88) Ontario, Nuclear Safety Review, *The Safety of Ontario's Nuclear Power Reactors : A Scientific and Technical Review*. Vol. 1 Report to the Minister, Technical Report and Annexes, F. Kenneth Hare, Commissioner, Toronto, 29 février 1988d.
- (89) Ontario, Royal Commission on Electric Power Planning, *A Race Against Time : Interim Report on Nuclear Power in Ontario*, septembre 1978.
- (90) Ontario, Royal Commission on Electric Power Planning, *The Report of the Royal Commission on Electric Power Planning*, Volumes 1-9, Toronto, février 1980.
- (91) Organisation de coopération et de développement économiques, Agence de l'énergie nucléaire, *Déclassement des installations nucléaires : Faisabilité, besoins et coûts*, Paris, 1986a.
- (92) Organisation de coopération et de développement économiques, Agence de l'énergie nucléaire, *Gestion du combustible nucléaire irradié, expérience et options*, Paris, 1986b.
- (93) Organisation de coopération et de développement économiques, Agence de l'énergie nucléaire, *Prévision des coûts de l'électricité produite par des centrales nucléaires ou au charbon mises en service en 1995*, Paris, 1986c.
- (94) Pannell, B.J. et F.R. Campbell, *Three Mile Island — A Review of the Accident and Its Implications for CANDU Safety*, INFO-0003, Commission de contrôle de l'énergie atomique, Ottawa, mars 1980.
- (95) Price-Anderson Campaign, «Floor Vote Briefing Packet», Washington, D.C., 25 janvier 1988 plus update.
- (96) Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk, *Annual Report and Accounts 1986/87*, Essen, février 1988.
- (97) Robertson, J.A.L., *L'énergie nucléaire au Canada : Le système CANDU*, AECL-6328(rév. 1), Exploitation CANDU, Énergie atomique du Canada, Limitée, Ottawa, juillet 1984.
- (98) Söderberg, Olof, «Organizing Nuclear Waste Management — The Swedish Approach», communication présentée au colloque The Back-End of the Fuel Cycle, Munich, 18-21 mai 1987.
- (99) Suède, Kärnkraftsäkerhet och Utbildning AB, *Summary of Operating Experience at Swedish Nuclear Power Plants — 1987*, Stockholm, février 1988.
- (100) Suède, ministère de l'Industrie, *Guidelines for the Swedish Energy Policy : A Summary of the Government Bill Presented in February 1985*, Stockholm, 1986.
- (101) Suède, ministère de l'Industrie, *New Swedish Nuclear Legislation*, Ds I 1984:18, Stockholm, 1984.
- (102) Suède, Secrétariat de prospective, *Energy in Transition : A Report on Energy Policy and Future Options*, Stockholm, 1977.
- (103) Suède, Statens kärnbränslenämnd, *Legal Documents on the Management of Spent Nuclear Fuel and Radioactive Waste in Sweden*, Stockholm, mars 1987a.
- (104) Suède, Statens kärnbränslenämnd, *Management and Disposal of Spent Nuclear Fuel : Review of a Programme Research, Development and Other Measures*, Stockholm, mai 1987b.

- (105) Suède, Statens kärnbränslenämnd, *SKI Swedish Nuclear Power Inspectorate: A Presentation of Our Activities*, Stockholm, non daté.
- (106) Suède, Statens strålskyddinstitut, *The Swedish National Institute of Radiation Protection*, Stockholm, 1987.
- (107) Suède, Studsvik Energiteknik AB, Studsvik Nuclear, *Waste Incineration Systems*, Nyköping, 1987.
- (108) Suède, Svensk Kärnbränslehantering AB, *Activities*, Stockholm, 1985.
- (109) Suède, Svensk Kärnbränslehantering AB, *Central Interim Storage Facility for Spent Nuclear Fuel — CLAB*, Stockholm, 1986.
- (110) Suède, Svensk Kärnbränslehantering AB, *Final Repository for Reactor Waste — SFR*, Stockholm, non daté (a).
- (111) Suède, Svensk Kärnbränslehantering AB, *M/S Sigyn*, Stockholm, non daté (b).
- (112) Suède, Svensk Kärnbränslehantering AB, *Stripa: A Deep Underground Research Facility for Nuclear Waste Disposal*, Stockholm, sans date (c).
- (113) Suède, Forum atomique suédois, *Nuclear Sweden VI*, Stockholm, non daté.
- (114) Thexton, H.E., «Canada» in *Nuclear Power: Policy and Prospects*, P.M.S. Jones (éd.), John Wiley & Sons, Toronto, 1987.
- (115) Tin, E., *On-Site Dry Storage of the Douglas Point Spent Fuel in Concrete Canisters*, Exploitation CANDU, Énergie atomique du Canada, Limitée, Mississauga, Ontario, janvier 1988.
- (116) Tong, L.S. et Joel Weisman, *Thermal Analysis of Pressurized Water Reactors*, 2^e édition, American Nuclear Society, 1979.
- (117) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, Office of Coal, Nuclear, Electric And Alternate Fuels, *An Analysis of Nuclear Power Plant Operating Costs*, DOE/EIA-0511, Washington, D.C., mars 1988.
- (118) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, *Annual Outlook for U.S. Electric Power 1987: Projections Through 2000*, DOE/EIA-0474(87), Washington, D.C., mai 1987a.
- (119) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, *Commercial Nuclear Power 1987: Prospects for the United States and the World*, DOE/EIA-0438(87), Washington, D.C., juillet 1987b.
- (120) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, *Domestic Uranium Mining and Milling Industry: 1986 Viability Assessment*, DOE/EIA-0477(86), Washington, D.C., novembre 1987c.
- (121) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, *Electric Power Annual 1986*, DOE/EIA-0348(88), Washington, D.C., septembre 1987d.
- (122) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, *Historical Plant Cost and Annual Production Expenses for Selected Electric Plants 1985*, DOE/EIS-0455(85), Washington, D.C., juin 1987e.

- (123) États-Unis, Department of Energy, energy Information Administration, Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, *Uranium Industry Annual 1986*, DOE/EIA-0478(86), Washington, D.C., October 1987f.
- (124) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, *Uranium Industry Annual 1988*, DOE/EIA-0478(86), Washington, D.C., octobre 1987f.
- (125) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, *U.S.-International Electricity Trade: Projections through 1995*, DOE/EIA-0496, Washington, D.C., septembre 1986.
- (126) États-Unis, Department of Energy, Energy Information Administration, Office of Coal, Nuclear, Electric and Alternate Fuels, *World Nuclear Fuel Cycle Requirements 1987*, DOE/EIA-0436(87), Washington, D.C., août 1987g.
- (127) États-Unis, Department of Energy, Office of Civilian Radioactive Waste Management, *Answers to Your Questions on High-Level Nuclear Waste*, DOE/RW-0152, Washington, D.C., novembre 1987a.
- (128) États-Unis, Department of Energy, Office of Civilian Radioactive Waste Management, *Draft Mission Plan Amendment*, DOE/RW-0128, Washington, D.C., janvier 1987b.
- (129) États-Unis, Department of Energy, Office of Civilian Radioactive Waste Management, *Site Characterization Plan — Overview: Yucca Mountain Site, Nevada Research and Development Area, Nevada*, DOE/RW-0161, Washington, D.C., janvier 1988.
- (130) États-Unis, Federal Energy Regulatory Commission, *Administrative Determination of Full Avoided Costs, Sales of Power to Qualifying Facilities, and Interconnection Facilities*, Notice of Proposed Rulemaking, Washington, D.C., 16 mars 1988a.
- (131) États-Unis, Federal Energy Regulatory Commission, *Regulations Governing Bidding Programs*, Notice of Proposed Rulemaking, Washington, D.C., 16 mars 1988b.
- (132) États-Unis, Federal Energy Regulatory Commission, *Regulations Governing Independent Power Producers*, Notice of Proposed Rulemaking, Washington, D.C., 16 mars 1988c.
- (133) États-Unis, Nuclear Regulatory Commission, Office of Public Affairs, «Disposal of Radioactive Waste», Washington, D.C., mai 1983.
- (134) États-Unis, Nuclear Regulatory Commission, *Implications of the Accident at Chernobyl for Safety Regulation of Commercial Nuclear Plants in the United States: Draft for Comment*, NUREG-1251, Washington, D.C., août 1987a.
- (135) États-Unis, Nuclear Regulatory Commission, Office of Governmental and Public Affairs, «NRC Mission — To Protect Public Health and Safety», Washington, D.C., mai 1987b.
- (136) États-Unis, Nuclear Regulatory Commission, Office of Public Affairs, «Price-Anderson Act», Washington, D.C., janvier 1983.
- (137) États-Unis, Nuclear Regulatory Commission, *The Nuclear Regulatory Commission: Fact Sheet*, NUREG BR-0099, Rev. 2, Office of Governmental and Public Affairs, Washington, D.C., non daté.

- (138) États-Unis, The President's Commission on the Accident at Three Mile Island, *Report of The President's Commission on the Accident at Three Mile Island*, JohnG. Kemeney, Chairman, Washington, D.C., octobre 1979.
- (139) U.S. Council on Energy Awareness, *Electricity from Nuclear Energy : 1988 Edition*, Washington, D.C., 1988a.
- (140) U.S. Council on Energy Awareness, «Nuclear Energy at the Ballot Box : 13 Wins, No Losses», *Energy Update*, Washington, avril 1988b, p. 1-2.
- (141) Wargo, J.R., «Under the Microscope : The Future of the NRC», *Nuclear Industry*, mars/avril 1988, p. 41-51.

Respectueusement soumis,

Membres du Comité présents: Paul Gagnon, Len Gustafson, Russell

MacLellan et Barbara Sparrow.

Membres du Comité présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, attaché de

la présidence.

BARBARA SPARROW

Le rapport de travail de son projet de rapport.

Il est convenu, - Que le projet de rapport soit adopté en tant que Dixième rapport du comité à la Chambre, et que soient tirés 3 500 exemplaires dudit rapport, munis d'une couverture spéciale.

Il est convenu, - Que le comité retienne les services d'un éditeur pour la version française du rapport.

Il est convenu, - Que le comité obtienne de la Chambre un ordre lui permettant de déposer son Dixième rapport chez le greffier de la Chambre si celle-ci s'est prorogée.

À 9 h 40, le comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

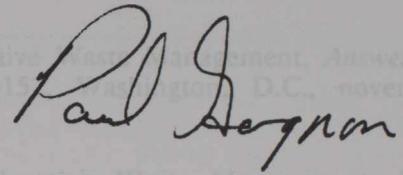
Le greffier du Comité

Eugene Morawski

Conformément à l'article 99(2) du Règlement, le Comité demande que le gouvernement dépose une réponse globale au présent rapport.

Un exemplaire des Procès-verbaux et témoignages du Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources (*fascicules nos 29, 30, 31, 32, 33, 34, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 47 et 48, qui contient ce rapport*) est déposé.

Respectueusement soumis,



La présidente,
BARBARA SPARROW

PROCÈS VERBAUX

LE MARDI 21 juin 1988

(76)

Le Comité permanent de l'énergie, des mines et des ressources se réunit à huis clos, aujourd'hui à 8 h 20, dans la pièce 306 de l'édifice de l'Ouest, sous la présidence de Barbara Sparrow, (présidente).

Membres du comité présents: Paul Gagnon, Len Gustafson, Russell MacLellan et Barbara Sparrow.

Aussi présents: Dean Clay, conseiller; Lawrence Harris, attaché de recherche.

Le comité reprend l'étude de son projet de rapport.

Il est convenu, - Que le projet de rapport soit adopté en tant que Dixième rapport du comité à la Chambre, et que soient tirés 3 500 exemplaires dudit rapport, munis d'une couverture spéciale.

Il est convenu, - Que le comité retienne les services d'un éditeur pour la version française du rapport.

Il est convenu, - Que le comité obtienne de la Chambre un ordre lui permettant de déposer son Dixième rapport chez le greffier de la Chambre si celle-ci s'est prorogée.

À 9 h 40, le comité s'ajourne jusqu'à nouvelle convocation de la présidente.

Le greffier du Comité

Eugene Morawski