

de 5% pour l'énergie sous toutes ses formes, de 6% pour l'énergie électrique et de 32% les premières années à 13% les dernières années pour l'énergie provenant des centrales nucléaires. La part de l'ensemble des besoins énergétiques mondiaux que représente l'énergie nucléaire devrait s'accroître pour passer de moins de 1% en 1970 à environ 21% en 1990, aux dépens surtout du charbon mais aussi en partie pour remplacer le gaz naturel sur le marché nord-américain.

Le concept du réacteur de puissance modéré à l'eau lourde offre la perspective d'une production abondante d'énergie à un coût relativement faible pour répondre à cette demande. Le réacteur canadien CANDU (CANada-Deutérium-Uranium) utilise de l'eau lourde (oxyde de deutérium) pour ralentir ou «modérer» les neutrons libérés par la fission nucléaire. La forte économie de neutrons réalisée par l'emploi de ce modérateur avec des matières fissibles transparentes aux neutrons (alliages de zirconium) signifie que de l'uranium naturel peut être utilisé comme combustible. Toutefois, le CANDU est suffisamment souple pour qu'on puisse incorporer dans son système d'alimentation en combustible de l'uranium enrichi, du plutonium récupéré à partir du combustible utilisé ou du thorium.

Un élément essentiel du système CANDU est de l'eau lourde, composée de deux atomes de deutérium (hydrogène lourd) et d'un atome d'oxygène. Du point de vue chimique et physique, l'eau lourde est semblable à l'eau ordinaire, mais sa densité est d'environ 10% supérieure. Toutefois, étant donné qu'elle possède des propriétés nucléaires spéciales, on peut employer de l'uranium naturel dans un réacteur nucléaire où elle sert de modérateur. Les réacteurs utilisant de l'eau légère doivent être chargés d'uranium enrichi. La production d'eau lourde a constitué un élément critique du programme canadien d'énergie nucléaire. L'usine de production d'eau lourde de Bruce, d'une capacité de 800 tonnes par an, est entrée en activité en 1973 et à la fin de l'année elle produisait à environ 80% de sa capacité théorique. L'Hydro-Ontario s'est prévalu de son option d'achat de l'usine auprès de l'Énergie Atomique du Canada, Limitée et a annoncé son intention de construire trois autres usines du genre sur le même emplacement à Bruce. En Nouvelle-Écosse, la réorganisation de l'usine de Glace Bay s'est poursuivie et la remise en service est prévue pour 1975; par ailleurs, le fonctionnement de l'usine de la Canadian General Electric à Port Hawkesbury s'est amélioré sensiblement par suite des modifications apportées. À la fin de 1973, le gouvernement fédéral a annoncé que l'Énergie Atomique du Canada, Limitée construirait une nouvelle usine d'une capacité de 800 tonnes par an à Gentilly, au Québec.

En août 1973, le gouvernement canadien a annoncé la vente à la Tohoku Electric Power Company du Japon de 1,000 tonnes courtes d'oxyde d'uranium provenant de ses réserves générales et des réserves dont il est copropriétaire avec la Denison. Selon les termes du contrat, la livraison s'effectuera entre 1977 et 1981.

13.3 Pétrole

13.3.1 Réserves

À la fin de 1973, les réserves canadiennes prouvées de pétrole brut classique récupérable et de liquides extraits du gaz naturel (propane, butanes et pentanes plus) se chiffraient à 9,3 milliards de barils et les réserves de gaz naturel récupérable à 52,5 billions de pi³. Ces réserves sont situées pour la majeure partie en Alberta et les estimations ne comprennent pas les réserves attribuables aux sables bitumineux de l'Athabasca ni les récentes découvertes des régions limitrophes du Canada. Aux niveaux de production actuels, ces réserves prouvées pourront continuer à fournir du pétrole pendant 12 ans et du gaz pendant 17 ans.

En 1973, on a enregistré une diminution nette des réserves de pétrole pour la quatrième année consécutive et une baisse sensible des réserves prouvées de gaz pour la deuxième année. Selon une estimation récente de la Commission géologique du Canada, le potentiel récupérable ultime du Canada s'établissait à 99,2 milliards de barils de pétrole et 782,9 billions de pi³ de gaz. Les réserves potentielles comprennent, outre les volumes déjà produits ou prouvés, des volumes qu'il reste à découvrir en se fondant sur les prédictions géologiques.

D'après une évaluation des sables pétrolifères de l'Alberta effectuée cette année par l'Office de conservation des ressources énergétiques de l'Alberta, les réserves récupérables ultimes de pétrole brut synthétique provenant de tous les dépôts bitumineux de cette province se chiffrent à 250 milliards de barils, dont environ 26,5 milliards pourront sans doute être