

Réduction des coûts en capital des centrales nucléaires



© OCDE, 2000

© Logiciel, 1987-1996, Acrobat, marque déposée d'ADOBE.

Tous droits du producteur et du propriétaire de ce produit sont réservés. L'OCDE autorise la reproduction d'un seul exemplaire de ce programme pour usage personnel et non commercial uniquement. Sauf autorisation, la duplication, la location, le prêt, l'utilisation de ce produit pour exécution publique sont interdits. Ce programme, les données y afférentes et d'autres éléments doivent donc être traités comme toute autre documentation sur laquelle s'exerce la protection par le droit d'auteur.

Les demandes sont à adresser au :

Chef du Service des Publications,
Service des Publications de l'OCDE,
2, rue André-Pascal,
75775 Paris Cedex 16, France.

RÉDUCTION DES COÛTS EN CAPITAL DES CENTRALES NUCLÉAIRES

AGENCE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE
ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

ORGANISATION DE COOPÉRATION ET DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUES

En vertu de l'article 1^{er} de la Convention signée le 14 décembre 1960, à Paris, et entrée en vigueur le 30 septembre 1961, l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) a pour objectif de promouvoir des politiques visant :

- à réaliser la plus forte expansion de l'économie et de l'emploi et une progression du niveau de vie dans les pays Membres, tout en maintenant la stabilité financière, et à contribuer ainsi au développement de l'économie mondiale ;
- à contribuer à une saine expansion économique dans les pays Membres, ainsi que les pays non membres, en voie de développement économique ;
- à contribuer à l'expansion du commerce mondial sur une base multilatérale et non discriminatoire conformément aux obligations internationales.

Les pays Membres originaires de l'OCDE sont : l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la France, la Grèce, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Luxembourg, la Norvège, les Pays-Bas, le Portugal, le Royaume-Uni, la Suède, la Suisse et la Turquie. Les pays suivants sont ultérieurement devenus Membres par adhésion aux dates indiquées ci-après : le Japon (28 avril 1964), la Finlande (28 janvier 1969), l'Australie (7 juin 1971), la Nouvelle-Zélande (29 mai 1973), le Mexique (18 mai 1994), la République tchèque (21 décembre 1995), la Hongrie (7 mai 1996), la Pologne (22 novembre 1996) et la Corée (12 décembre 1996). La Commission des Communautés européennes participe aux travaux de l'OCDE (article 13 de la Convention de l'OCDE).

L'AGENCE DE L'OCDE POUR L'ÉNERGIE NUCLÉAIRE

L'Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire (AEN) a été créée le 1^{er} février 1958 sous le nom d'Agence européenne pour l'énergie nucléaire de l'OECE. Elle a pris sa dénomination actuelle le 20 avril 1972, lorsque le Japon est devenu son premier pays Membre de plein exercice non européen. L'Agence compte actuellement 27 pays Membres de l'OCDE : l'Allemagne, l'Australie, l'Autriche, la Belgique, le Canada, le Danemark, l'Espagne, les États-Unis, la Finlande, la France, la Grèce, la Hongrie, l'Irlande, l'Islande, l'Italie, le Japon, le Luxembourg, le Mexique, la Norvège, les Pays-Bas, le Portugal, la République de Corée, la République tchèque, le Royaume-Uni, la Suède, la Suisse et la Turquie. La Commission des Communautés européennes participe également à ses travaux.

La mission de l'AEN est :

- d'aider ses pays Membres à maintenir et à approfondir, par l'intermédiaire de la coopération internationale, les bases scientifiques, technologiques et juridiques indispensables à une utilisation sûre, respectueuse de l'environnement et économique de l'énergie nucléaire à des fins pacifiques ; et
- de fournir des évaluations faisant autorité et de dégager des convergences de vues sur des questions importantes qui serviront aux gouvernements à définir leur politique nucléaire, et contribueront aux analyses plus générales des politiques réalisées par l'OCDE concernant des aspects tels que l'énergie et le développement durable.

Les domaines de compétence de l'AEN comprennent la sûreté nucléaire et le régime des autorisations, la gestion des déchets radioactifs, la radioprotection, les sciences nucléaires, les aspects économiques et technologiques du cycle du combustible, le droit et la responsabilité nucléaires et l'information du public. La Banque de données de l'AEN procure aux pays participants des services scientifiques concernant les données nucléaires et les programmes de calcul.

Pour ces activités, ainsi que pour d'autres travaux connexes, l'AEN collabore étroitement avec l'Agence internationale de l'énergie atomique à Vienne, avec laquelle un Accord de coopération est en vigueur, ainsi qu'avec d'autres organisations internationales opérant dans le domaine de l'énergie nucléaire.

© OCDE 2000

Les permissions de reproduction partielle à usage non commercial ou destinée à une formation doivent être adressées au Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC), 20, rue des Grands-Augustins, 75006 Paris, France. Tél. (33-1) 44 07 47 70. Fax (33-1) 46 34 67 19, pour tous les pays à l'exception des États-Unis. Aux États-Unis, l'autorisation doit être obtenue du Copyright Clearance Center, Service Client, (508)750-8400, 222 Rosewood Drive, Danvers, MA 01923 USA, ou CCC Online : <http://www.copyright.com/>. Toute autre demande d'autorisation ou de traduction totale ou partielle de cette publication doit être adressée aux Éditions de l'OCDE, 2, rue André-Pascal, 75775 Paris Cedex 16, France.

AVANT-PROPOS

Pour que l'électronucléaire demeure une option viable au cours du prochain millénaire, il faut que les coûts de l'électricité produite par les centrales nucléaires soient compétitifs par rapport à ceux des sources d'énergie de substitution. Si l'on considère les trois principales composantes des coûts de production du nucléaire – capital, combustible et exploitation/maintenance – la composante coûts en capital représente approximativement 60 % du total. C'est pourquoi les efforts en vue de définir et d'évaluer l'efficacité des moyens de réduire ces coûts en capital peuvent contribuer très utilement au maintien de la compétitivité de l'électronucléaire. Ce rapport fait la synthèse de l'expérience et des opinions d'un Groupe d'experts appartenant à quatorze pays Membres de l'OCDE, à l'Agence internationale de l'énergie atomique et à la Commission européenne.

Cette étude a été entreprise sous l'égide du comité chargé des études techniques et économiques sur le développement de l'énergie nucléaire et le cycle du combustible (NDC) de l'Agence pour l'énergie nucléaire. Elle reflète l'opinion collective des experts qui y ont pris part, mais pas nécessairement celle de leurs pays ou organisation d'origine.

Remerciements

Le Secrétariat en charge de l'étude rend hommage aux importantes contributions du Groupe d'experts constitué en vue de l'exécuter. Alors que le Secrétariat a fourni les documents de base et les projections récentes de l'OCDE relatives à la puissance nucléaire installée et à la production d'électricité dans les pays de l'OCDE, les membres du Groupe d'experts ont apporté toutes les données relatives aux coûts et examiné les versions successives du projet de rapport. La présidence du Groupe d'experts a été assurée par M. Andy Yu de l'Énergie atomique du Canada Limitée.

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|--|----|
| AVANT-PROPOS | 3 |
| EXPOSÉ DE SYNTHÈSE | 9 |
| INTRODUCTION | 17 |
| Vue d'ensemble de l'étude | 17 |
| Objectifs et champ..... | 17 |
| Méthode de travail..... | 18 |
| Étude antérieure..... | 18 |
| Évolution récente..... | 19 |
| Autres études pertinentes..... | 20 |
| Situation de l'électronucléaire et aspects économiques..... | 20 |
| État des centrales nucléaires..... | 20 |
| Aspects économiques de l'électronucléaire..... | 25 |
| Données sur les coûts en capital..... | 27 |
| Nomenclature des coûts en capital | 27 |
| Données recueillies..... | 30 |
| RÉDUCTION DES COÛTS EN CAPITAL | 33 |
| Augmentation de la taille des centrales | 33 |
| Économies d'échelle..... | 34 |
| L'expérience française | 35 |
| L'expérience canadienne | 38 |
| L'expérience américaine | 41 |
| Amélioration des méthodes de construction..... | 41 |
| Introduction des matériels par le haut | 42 |
| Modularisation | 43 |
| Coffrages glissants | 43 |
| Méthodes de construction parallèle..... | 44 |
| Câblage des contrôles-commandes | 44 |
| Tuyauteries et soudures | 44 |
| Coordination des plannings des différents sous-traitants | 44 |
| Récapitulatifs des économies réalisables..... | 45 |
| Gestion de la construction | 45 |

| | |
|--|----|
| Réduction des délais de construction..... | 45 |
| Gestion de projet et maîtrise des coûts | 45 |
| Facteurs affectant le planning de construction | 46 |
| Facteurs déterminant les économies réalisables | 47 |
| Optimisation des plannings | 48 |
| Tranches multiples, standardisation et enchaînement des chantiers..... | 48 |
| Comparaison des gains de temps..... | 48 |
| Comparaison des délais de construction en fonction du type de réacteur | 49 |
| Amélioration de la conception..... | 49 |
| Disposition des installations | 50 |
| Accessibilité | 50 |
| Simplification de la conception..... | 50 |
| Recours à l’informatique et à la modélisation | 51 |
| Autres aspects de la conception..... | 51 |
| Les réacteurs de demain | 52 |
| De nouveaux concepts de réacteurs de petite taille | 53 |
| Amélioration des achats, de l’organisation et des contrats..... | 54 |
| Stratégies d’achat | 54 |
| Optimisation de la stratégie d’achat au Royaume-Uni..... | 56 |
| L’expérience française | 57 |
| Standardisation et construction en série | 57 |
| Paramétrage des effets de la standardisation et de la construction de séries..... | 58 |
| Effets de la standardisation et de la construction en série | 60 |
| L’expérience coréenne | 64 |
| L’expérience britannique..... | 65 |
| Construction de tranches multiples | 67 |
| Exemple canadien..... | 67 |
| Exemple mexicain | 68 |
| Exemple tchèque | 68 |
| Exemple français | 68 |
| Exemple suédois..... | 69 |
| Exemple américain | 69 |
| Exemple britannique..... | 69 |
| Cadre et procédures réglementaires..... | 71 |
| L’expérience passée | 72 |
| Les procédures d’autorisation | 74 |
| Incidences sur le coût des centrales nucléaires..... | 75 |
| Cahier des charges des exploitants de réacteurs à eau ordinaire avancés (URD)..... | 75 |
| Objectif de ce document..... | 75 |
| Politique de simplification des réacteurs à eau ordinaire avancés..... | 76 |
| Portée du document..... | 76 |
| Doctrines..... | 77 |

| | |
|--|-----|
| Cahier des charges des électriciens européens (European Utility Requirements – EUR)..... | 79 |
| Finalité de l'EUR..... | 79 |
| Structure du document..... | 80 |
| Stratégies relatives aux coûts en capital | 80 |
| CONCLUSIONS | 83 |
| RÉFÉRENCES | 85 |
| ANNEXES | |
| Annexe 1 : Liste des membres du Groupe d'experts..... | 87 |
| Annexe 2 : Coûts en capital des réacteurs de la prochaine génération..... | 89 |
| Annexe 3 : Liste des abréviations et glossaire d'expressions..... | 109 |
| TABLEAUX | |
| Tableau 1 : État du parc nucléaire (au 31 décembre 1997)..... | 20 |
| Tableau 2 : Estimations de la production d'électricité totale et d'origine nucléaire..... | 21 |
| Tableau 3 : Estimations de la puissance installée totale et nucléaire..... | 23 |
| Tableau 4. Nomenclature des coûts hors intérêts intercalaires | 28 |
| Tableau 5. Coûts en capital des centrales nucléaires | 31 |
| Tableau 6. Ventilation de l'investissement en capital (tranche unique) en pourcentage du coût total, hors intérêts intercalaires, d'une tranche de 300 MWe..... | 36 |
| Tableau 7. Ventilation des investissements en capital (deux tranches) en pourcentage du coût total, hors intérêts intercalaires, d'une tranche de 300 MWe..... | 36 |
| Tableau 8. Ventilation des investissements en capital (tranche unique) en pourcentage du coût total, hors intérêts intercalaires, d'une seule tranche CANDU 6 | 39 |
| Tableau 9. Ventilation des investissements en capital (deux tranches) en pourcentage du coût total, hors intérêts intercalaires, d'une seule tranche CANDU 6 | 39 |
| Tableau 10. Ventilation des investissements en capital correspondant à des coûts spécifiques, hors intérêts intercalaires, pour des réacteurs à eau ordinaire avancés de type évolutif aux États-Unis..... | 42 |
| Tableau 11. Caractéristiques principales de SIR, KALIMER et PBMR | 54 |
| Tableau 12. Pourcentage d'économie par rapport à la stratégie initiale..... | 56 |
| Tableau 13. Économies réalisées grâce à la standardisation (1 000 Won/kWe)..... | 65 |
| Tableau 14. Coûts spécifiques hors intérêts intercalaires des centrales CANDU au Canada..... | 68 |
| FIGURES | |
| Figure 1. Coût d'une centrale à tranche unique en pourcentage du coût total, hors intérêts intercalaires, d'une tranche de 300 MWe..... | 37 |
| Figure 2. Coût d'une centrale à deux tranches en pourcentage du coût total, hors intérêts intercalaires, d'une tranche de 300 MWe..... | 37 |
| Figure 3. Ratio du coût spécifique hors intérêts intercalaires (tranche de 300 MWe = 100) | 38 |
| Figure 4. Coût d'une centrale à tranche unique en pourcentage du coût total, hors intérêts intercalaires, d'un CANDU 6 de 670 MWe..... | 40 |
| Figure 5. Coût d'une centrale à deux tranches en pourcentage du coût total, hors intérêts intercalaires, d'un CANDU 6 de 670 MWe..... | 40 |

| | | |
|------------|--|----|
| Figure 6. | Ratio des coûts spécifiques, hors intérêts intercalaires, (1 CANDU 6 de 670 MWe = 100)..... | 41 |
| Figure 7. | Techniques de maîtrise de projet couramment utilisées | 46 |
| Figure 8. | Tranches/site sans effet de productivité..... | 61 |
| Figure 9. | Tranches/site avec effet de productivité..... | 61 |
| Figure 10. | Tranches/site sans effet de productivité..... | 62 |
| Figure 11. | Tranches/site avec effet de productivité..... | 62 |
| Figure 12. | Tranches/site sans effet de productivité..... | 63 |
| Figure 13. | Tranches/site avec effet de productivité..... | 63 |
| Figure 14. | Coût moyen d'une tranche faisant partie d'un programme de construction de <i>n</i> tranches | 64 |
| Figure 15. | Économies par rapport aux coûts en capital de deux tranches uniques | 71 |

EXPOSÉ DE SYNTHÈSE

Les perspectives à court terme s'offrant à l'électronucléaire dans les pays de l'OCDE manquent de dynamisme. Cependant, il faut pouvoir disposer dans l'avenir immédiat d'une option économique, respectant l'environnement et acceptable pour le public telle que l'électronucléaire, si l'on veut que se concrétisent les engagements pris par de nombreux pays du monde en faveur d'une atténuation du changement climatique et d'une voie de développement durable pour l'avenir. Afin de maintenir l'énergie nucléaire en tant que solution de rechange viable sur le marché futur de l'énergie, il importe que l'électronucléaire soit concurrentiel par rapport aux autres sources d'énergie.

À l'heure actuelle, les dépenses en capital requises pour construire une centrale nucléaire représentent d'ordinaire quelque 60 % des coûts de production d'électricité, les coûts du combustible 20 %, et les dépenses d'exploitation et de maintenance les 20 % restants. Étant donné que les coûts en capital constituent la part prédominante des coûts de production, les compagnies d'électricité auraient intérêt à définir des moyens permettant de réduire ces coûts et à en évaluer le potentiel, afin de préserver la compétitivité de l'électronucléaire.

La présente étude a été entreprise sous l'égide du Comité de l'AEN chargé des études techniques et économiques sur le développement de l'énergie nucléaire et le cycle du combustible (NDC). Elle fait la synthèse des données d'expérience et des opinions d'experts des pays de l'OCDE, en inventoriant les moyens qui ont été conçus afin de réduire les coûts en capital des centrales nucléaires et qui ont fait leurs preuves, et en évaluant les possibilités qu'ils offrent en vue d'atteindre cet objectif de réduction des coûts. Les plus importants de ces moyens sont récapitulés ci-dessous.

Augmentation de la taille des centrales

En général, à mesure que la taille des centrales nucléaires augmente, le coût spécifique en capital, hors intérêts intercalaires, (exprimé en dollars/kWe) de la construction de la centrale diminue, en raison des économies d'échelle. Toutefois, il convient de noter que les économies d'échelle peuvent être limitées par des restrictions matérielles à l'accroissement des dimensions de certains systèmes ou composants (cœur du réacteur, barreaux combustibles, aubes des turbines, par exemple). En outre, la taille maximale d'une tranche raccordée à un réseau d'énergie électrique peut aussi être limitée par des considérations de stabilité du réseau, de profil de la demande d'électricité, de réserve tournante ou d'autres caractéristiques propres au réseau électrique. Une baisse des coûts d'environ 12 à 13 % est indiquée par le Canada et la France, suite à l'augmentation de la taille des centrales. Des informations plus détaillées sont données dans le tableau ci-après.

| | | | | | |
|------------|---|---------|---------|-----------|-----------|
| Canada | Puissance installée de la centrale – MWe | 1 × 670 | 1 × 881 | 2 × 670 | 2 × 881 |
| | Ratio des coûts spécifiques hors intérêts intercalaires | 100 | 88 | 86 | 75 |
| États-Unis | Puissance installée de la centrale – MWe | 1 × 600 | 1 × 900 | 1 × 1 300 | |
| | Ratio des coûts spécifiques hors intérêts intercalaires | 100 | 79 | 65 | |
| France | Puissance installée de la centrale – MWe | 1 × 300 | 1 × 650 | 1 × 1 000 | 1 × 1 350 |
| | Ratio des coûts spécifiques hors intérêts intercalaires | 100 | 67 | 55 | 48 |
| | Puissance installée de la centrale – MWe | 2 × 300 | 2 × 650 | 2 × 1 000 | 2 × 1 350 |
| | Ratio des coûts spécifiques hors intérêts intercalaires | 79 | 55 | 46 | 41 |

Source : Données sur les coûts fournies par des membres du Groupe d'experts en réponse au questionnaire de l'AEN.

Amélioration des méthodes de construction

La commodité, l'efficacité et la rentabilité au stade de la construction d'une centrale nucléaire sont des facteurs déterminants pour améliorer la qualité et réduire la durée et les coûts de construction. Les pays Membres de l'OCDE ont élaboré diverses techniques en vue d'améliorer la qualité de construction et de réduire la durée de cette dernière. Le tableau suivant récapitule les économies potentielles sur les coûts que d'importantes méthodes améliorées de construction permettent d'obtenir.

| Méthode de construction | Économies potentielles sur les coûts (en % du coût total) | Filière de réacteur/Origine | Commentaires |
|--|---|-------------------------------|---|
| Introduction des matériels par le haut | 2,4 | CANDU – Canada | Réduction de 15 % de la durée du chantier. |
| Modularisation | 1,4 – 4,0 | REB – Suède CANDU – Canada | Réduction possible de la durée du chantier. |
| Recours au coffrage glissant | Indéterminées | REB – Suède | Réduction de 5 % de la durée du chantier |
| Construction en parallèle | Indéterminées | n.d. | Réduction potentielle de la durée du chantier. |
| Amélioration du câblage du système de contrôle-commande | 1,0 | CANDU – Canada | – |
| Coudes de canalisations préfabriqués et réduction du contrôle de soudage | 0,4 | CANDU – Canada | Réduction potentielle de la durée du chantier due à moins d'interruptions et d'inspections requises |
| Ordonnancement de l'intervention des sous-traitants | 6,0 – 8,0 | REB – Mexique | Réduction potentielle de la durée du chantier |

Source : Données sur les coûts fournies par les membres du Groupe d'experts en réponse au questionnaire de l'AEN.

Réduction de la durée du chantier

De nombreuses méthodologies ont été appliquées afin de réduire l'ensemble de la durée de construction. Les mesures suivantes ont été définies comme offrant des possibilités d'améliorer le déroulement du programme :

- méthodes avancées d'ingénierie ;
- simplification de la construction de la dalle du réacteur ;
- techniques de modularisation ;
- préfabrication (cuvelage du réacteur, boucliers de protection primaire et secondaire) ;
- utilisation de grues pour fortes charges ;
- exécution préalable des travaux d'ingénierie et de la délivrance des autorisations ;
- contrôle efficace des modifications, planification, surveillance, retour d'information et maîtrise du projet ;
- amélioration de la valorisation du capital humain et de la formation de la main-d'œuvre ;
- optimisation des heures de travail par le recours au travail posté ;
- politique dynamique en matière de relations industrielles ;
- optimisation de l'accès aux alentours du site et aux locaux occupés par les contractants ;
- amélioration des interfaces de construction et de l'intégration ;
- ordonnancement informatisé de la gestion du projet ;
- achats conditionnels ;
- services d'inspection ;
- rationalisation et réduction de la documentation notamment par l'assurance et le contrôle de qualité.

Amélioration de la conception

La conception d'une centrale nucléaire représente environ 10 % du total des coûts en capital. Des défauts de conception auraient des conséquences importantes au stade de la construction et de l'exploitation ultérieure de la centrale. Les études systématiques portant sur les améliorations de la conception structurelle et fonctionnelle ont progressé dans les pays de l'OCDE, débouchant sur des améliorations de conception qui facilitent la construction. Des améliorations de conception ont été obtenues dans les principaux domaines suivants :

- configuration de la centrale ;
- accessibilité ;
- simplification des plans ;
- simulation et modélisation à l'aide d'ordinateurs de type avancé.

À l'heure actuelle, les concepteurs de centrales s'emploient très activement à créer de nouvelles centrales qui soient moins complexes et dépendent davantage de systèmes de sûreté passifs. Le fait de s'en remettre à des phénomènes naturels, tels que la remise en circulation naturelle de l'eau de refroidissement, la dissipation de la chaleur par rayonnement et les coefficients de température négatifs, permet des conceptions plus simples qui exigent moins de matériel mécanique et électrique. Le recours accru à la conception et à l'ingénierie assistées par ordinateur contribue aussi à abaisser les coûts.

On peut citer les exemples suivants de réacteurs de la prochaine génération qui ont été mis au point dans les pays de l'OCDE : le REB de type avancé, le réacteur CANDU de type avancé, l'AP600, le REB 90+, l'EPR, l'ESBWR (REB simplifié de type évolutif), le KNGR, le SIR, le SWR1000 (REB allemand de 1000 MWe), et le Système 80+.

Amélioration des achats, de l'organisation et des aspects contractuels

Un élément déterminant dans la gestion des projets est la stratégie contractuelle appliquée aux achats concernant la centrale, qui dépend du savoir-faire et de l'expérience du propriétaire. L'une de ces stratégies est la méthode clés en mains. Le propriétaire achète sa centrale aux termes d'un contrat clés en main passé avec un constructeur unique qui fournira tous les équipements et coordonnera l'ensemble des travaux de construction. Dans cette option, l'essentiel du risque afférent aux coûts et au programme est assumé par un maître d'œuvre ou consortium unique, et les interfaces entre le propriétaire et les fournisseurs responsables sont réduits au minimum. Afin de couvrir le risque lié aux coûts et au programme, le maître d'œuvre ou le consortium peut demander un prix plus élevé pour l'installation faisant l'objet du contrat clés en main, selon les conditions de concurrence à l'époque de l'appel d'offres.

L'autre stratégie est la méthode du contrat à enveloppes multiples (méthode par lots). Le propriétaire lance une procédure complète de contrats multiples pour la fourniture et la mise en place de plusieurs centaines d'éléments d'équipement. Dans cette option, le propriétaire peut encourir des dépenses plus élevées afférentes à la coordination technique, au contrôle des interfaces et au suivi des travaux de construction. Cependant, cela peut permettre au propriétaire de payer moins au total, d'exercer un contrôle direct sur les coûts et de réduire au minimum le paiement de provisions pour aléas au maître d'œuvre.

Le contrat par enveloppe fractionnée (méthode par îlots) se situe entre ces deux extrêmes, le nombre d'enveloppes pouvant varier entre quelques-unes et plusieurs douzaines ; l'objectif est de réduire certaines interfaces sans majorer notablement le surcoût des entrepreneurs. Les ressources en matière d'ingénierie des compagnies d'électricité constituent un facteur important dans la répartition des enveloppes dans cette option.

Il n'est pas possible d'affirmer qu'une solution particulière est d'une façon générale préférable aux autres et qu'elle aboutira dans tous les cas à un coût inférieur à celui des autres options. Il faut trouver l'équilibre optimal pour la réduction du coût et la gestion du projet qui peut varier en fonction de l'infrastructure nucléaire du pays et des ressources en matière d'ingénierie du propriétaire. On peut néanmoins soutenir que, du seul fait qu'il existe plusieurs solutions, celles-ci peuvent se trouver en concurrence, ce qui peut aboutir à une réduction du coût en capital selon le nombre de centrales qui seront construites en série.

Standardisation et construction en série

Le potentiel le plus important de réduction du coût en capital tient peut-être à l'utilisation de modèles standardisés de centrales et à la construction en série de centrales conçues de façon similaire. Les avantages qui découlent de la standardisation, ont principalement trait à la consolidation de la sûreté des centrales et au fait qu'il est ainsi possible d'éviter une large part des travaux d'étude de la tête de série. L'incidence sur la sûreté résulte principalement de l'adoption de méthodes éprouvées et de l'applicabilité plus large du retour d'expérience d'exploitation. Les dépenses afférentes aux travaux

d'étude de la tête de série sont évitées grâce à la standardisation des méthodes de conception, de fabrication, de construction, d'autorisation et d'exploitation mises au point pour le premier projet.

La construction en série de tranches standardisées abaisse les coûts moyens d'investissement :

- par une répartition des charges fixes sur l'ensemble des tranches du programme (effet de programme) ;
- par des gains de productivité rendus possibles à la fois au niveau de l'atelier, s'agissant de la fabrication des équipements, et à celui du bureau d'études s'agissant du traitement des documents propres à chaque site, de même que de la construction des bâtiments, du montage et des essais (effet de productivité).

Les réductions de coûts obtenues par standardisation et construction en séries varient, d'après les informations fournies, entre 15 et 40 % selon les pays et le nombre de séries. Le coût de la tête de série, qui est une charge fixe du programme, correspond aux coûts des éléments suivants :

- études fonctionnelles ;
- établissement des spécifications techniques en vue des commandes d'équipements ;
- configuration générale du bloc centrale ;
- conception détaillée des travaux de génie civil de bâtiments standard ;
- conception détaillée des équipements ;
- conception détaillée des canalisations et du câblage ;
- établissement des procédures d'essais et de mise en service ;
- établissement des documents d'exploitation ;
- études de sûreté ;
- homologation des équipements et installations.

Construction de tranches multiples

La construction de plusieurs tranches sur le même site offre des possibilités de réduction du coût en capital, notamment en matière de :

- aménagement du site d'implantation ;
- coûts de la procédure d'autorisation ;
- main-d'œuvre de chantier ;
- installations communes.

Outre le partage évident du coût du terrain, les coûts liés à la délivrance de l'autorisation relative au site peuvent aussi être partagés entre des tranches multiples. Pendant la phase de construction, il est possible de réaliser des gains de productivité et des économies connexes considérables grâce à la construction échelonnée et au roulement des diverses équipes de professionnels d'une tranche à la suivante. De surcroît, par la répétition de la construction, il existe un apprentissage de la main-d'œuvre professionnelle qui abrège le temps d'exécution d'une tâche donnée et réduit en conséquence à la fois le coût de main-d'œuvre et le délai de construction.

Les centrales à tranches multiples permettent d'obtenir une réduction notable des coûts grâce à l'utilisation d'ouvrages communs tels que : les routes d'accès, les bâtiments provisoires du chantier de construction, les bâtiments administratifs et de maintenance, les entrepôts, les circuits auxiliaires (eau déminéralisée, vapeur auxiliaire, air comprimé, alimentation électrique de secours, stockage des

gaz, etc.) le poste de garde, la station de traitement des effluents radioactifs et les ouvrages d'amenée et de rejet d'eau.

Près de 90 % des parcs nucléaires mondiaux sont conçus sous la forme de centrales à tranches multiples. La construction de tranches multiples conduit, d'après les informations reçues, à une réduction d'environ 15 % des coûts en capital.

Réglementation et mesures gouvernementales

L'expérience acquise aux États-Unis à la suite de l'accident de Three Mile Island offre un exemple instructif des incidences qu'ont les prescriptions réglementaires sur la conception des centrales, la durée de la construction et, finalement, sur les coûts en capital.

Au cours de la dernière décennie, l'industrie nucléaire des États-Unis a subi d'importantes transformations en matière de procédures de gestion et d'exploitation, mettant en jeu divers aspects réglementaires. On observe au sein de l'industrie nucléaire des États-Unis et de la NRC une large adhésion en faveur d'une application aux actuelles centrales d'une procédure réglementaire fondée sur une prise en compte des risques et des performances. Dans une telle démarche, l'organisme de réglementation établirait des prescriptions de base et fixerait des objectifs globaux en matière de performances. Il appartiendrait alors à la direction de la centrale de décider de la meilleure façon d'atteindre les objectifs fixés. Des « performances fondées sur la réglementation » sont susceptibles de réduire les coûts lors des travaux d'inspection et de maintenance en service dans le cas des centrales en exploitation.

Les centrales nucléaires actuelles aux États-Unis ont fait l'objet d'autorisations délivrées dans le cadre d'un système en deux étapes qui remonte aux années 50. La procédure d'autorisation applicable aux futures centrales nucléaires fait en sorte que tous les principaux aspects – conception, sûreté, choix du site d'implantation et préoccupations du public – soient réglés avant le démarrage de la construction d'une centrale. Aux termes de cette nouvelle procédure, il est possible de délivrer conjointement le permis de construire et l'autorisation d'exploitation, si tous les règlements en vigueur sont respectés. Dans de nombreux cas, l'allongement des délais de construction résultait de prescriptions réglementaires changeantes ; tout particulièrement, les centrales construites au cours des années 80 ont dû opérer d'importantes et coûteuses modifications des plans et des équipements pendant la construction. Grâce à ces réformes de la procédure d'autorisation des centrales nucléaires, il y aura moins de chance que de telles situations se reproduisent à l'avenir, du fait de l'instauration d'une procédure stable et prévisible garantissant une participation constructive du public à chaque stade.

Le Cahier des charges des électriciens [*Utility Requirements Document – URD*] constitue le premier niveau de standardisation des futurs paliers de REO de type avancé et spécifie les exigences techniques et économiques (relatives tant à une centrale évolutive simplifiée qu'à une centrale de taille moyenne) intégrant des caractéristiques de sûreté passive. L'URD contient plus de 20 000 spécifications détaillées pour des modèles de REO de type avancé.

Toutes les grandes compagnies d'électricité d'Europe occidentale participent à l'établissement d'un Cahier des charges des compagnies d'électricité européennes [*European Utility Requirements – EUR*] visant les centrales nucléaires équipées de REO devant être construites en Europe occidentale après l'an 2000 [1]. Les méthodes, objectifs et critères en matière de sûreté des futures centrales, leur situation de dimensionnement, leurs performances cibles, les spécifications de leurs circuits et équipements font tous l'objet d'une harmonisation sous la direction des producteurs d'électricité. On

en escompte des avantages dans deux domaines : le renforcement de la compétitivité de l'énergie nucléaire et l'amélioration de son acceptation par le public et les autorités responsables.

En conclusion, le rapport montre qu'il y a de nombreux moyens de réduire les coûts en capital des centrales nucléaires. Les réductions de coûts seront significatives si plusieurs des mesures identifiées dans ce rapport sont mises en œuvre simultanément. Certains pays, mais pas tous, ont déjà recours à plusieurs de ces mesures.

INTRODUCTION

Vue d'ensemble de l'étude

Objectifs et champ

La présente étude a été préconisée par le Comité chargé des études techniques et économiques sur le développement de l'énergie nucléaire et le cycle du combustible (NDC) au titre de son programme de travail pour 1997-1998, et a été entérinée par le Comité de Direction de l'AEN. Elle a pour double objectif de définir les moyens utilisés ou conçus pour réduire les coûts en capital des centrales nucléaires et d'évaluer leur efficacité dans la mesure du possible. Le présent rapport s'appuie sur les enseignements d'une précédente étude exécutée en 1988-1990.

L'étude a pour principaux objectifs :

- d'analyser de façon approfondie les coûts en capital des centrales nucléaires dans les pays Membres de l'AEN ;
- de définir de façon aussi détaillée que possible les divers moyens de réduire les coûts en capital ;
- d'estimer les réductions des coûts en capital obtenues grâce aux différents moyens définis.

L'étude comporte :

- un examen des coûts en capital des centrales nucléaires dans les pays Membres de l'AEN, couvrant les tranches en service et en construction, ainsi que les réacteurs de type avancé en cours de mise au point ;
- une analyse des principaux éléments qui constituent les coûts en capital des centrales nucléaires ;
- une analyse quantitative des divers moyens permettant de réduire ces coûts, qui ont été recensés dans l'étude de 1988 ;
- un inventaire des méthodes améliorées d'ingénierie, de conception, d'achat et de construction utilisées pour réduire les coûts en capital des centrales nucléaires ;
- un inventaire des moyens techniques utilisés dans les modèles de réacteurs de type avancé (par exemple, AP600 aux États-Unis, EPR – réacteur à eau sous pression européen – SIR – Réacteur Intégral Sûr – en Europe, ABWR – réacteur à eau bouillante de type avancé – au Japon, CANDU avancé au Canada et KNGR – réacteur coréen de la prochaine génération – en République de Corée) en vue de réduire les coûts en capital ;
- un inventaire des mesures gouvernementales (par exemple, gestion du programme nucléaire, réglementation parvenue à maturité, rationalisation des procédures d'autorisation) qui pourraient contribuer à la réduction des coûts en capital.

Ce projet ne couvre pas les coûts du cycle du combustible ni les dépenses d'exploitation et de maintenance, car il a pour objectif d'analyser les coûts en capital. Cependant, il est admis que les méthodes de réduction des coûts en capital ne doivent pas méconnaître les majorations potentielles des dépenses d'exploitation et de maintenance qui pourraient compromettre les avantages globaux en termes de coûts de production de l'électricité. Les méthodes de réduction des coûts en capital ne doivent non seulement préserver, mais aussi améliorer les performances techniques et de sûreté des tranches nucléaires.

Méthode de travail

La présente étude a été exécutée par un groupe ad hoc d'experts comprenant des représentants de gouvernements, de compagnies d'électricité, d'instituts de recherche, d'architectes industriels et de constructeurs de réacteurs nucléaires. L'Allemagne, la Belgique, le Canada, la République de Corée, la Finlande, la France, la Hongrie, le Japon, le Mexique, les Pays-Bas, la Suède, la République tchèque, le Royaume-Uni et la Turquie étaient représentés au sein de ce groupe de même que l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) et la Commission européenne (CE). On trouvera à l'annexe 1 la liste des membres du Groupe d'experts.

Un questionnaire, utilisant une nomenclature des coûts, a été diffusé aux pays Membres afin de recueillir les informations suivantes :

- données sur les coûts en capital des centrales nucléaires ;
- expérience acquise en matière de réduction des coûts en capital ;
- aspects économiques des réacteurs de la prochaine génération ;
- mesures réglementaires et gouvernementales en vue de réduire les coûts en capital.

Des réponses au questionnaire ont été reçues des membres du Groupe d'experts et des États-Unis (non représentés au sein du groupe). Elles ont fourni des données sur le coût en capital et sur sa réduction. L'Allemagne, la République de Corée, le Canada, le Royaume-Uni et l'AIEA ont fourni des informations concernant les aspects économiques des réacteurs de la prochaine génération. Le Mexique a présenté des données financières sur les réacteurs à eau bouillante (REB) de type avancé. En outre, un certain nombre de participants ont soumis, lors des réunions du Groupe d'experts, des informations sur les coûts en capital dans leurs pays respectifs. Les tableaux et les figures contenus dans ce rapport reposent sur ces informations, sauf indication contraire.

Étude antérieure

En 1988, l'Agence pour l'énergie nucléaire avait constitué un Groupe d'experts sous les auspices du NDC en vue d'exécuter une étude concernant les moyens de réduire les coûts en capital des centrales nucléaires. Cette étude avait pour objectif principal de rechercher dans quelle mesure les coûts en capital de l'électronucléaire pourraient être réduits afin de permettre de déterminer ensuite si l'électronucléaire serait en mesure de conserver sa marge de compétitivité par rapport aux combustibles fossiles malgré la chute notable des prix de ces derniers.

Onze pays Membres, l'Union européenne et l'AIEA ont pris part à cette étude et mis en commun leur expérience, leurs points de vues et leurs connaissances concernant diverses méthodes de réduction des coûts en capital des centrales nucléaires. On a cerné et décrit un certain nombre de mesures de réduction des coûts dans un rapport diffusé en 1990 sous forme de document de travail mis à la disposition des experts. Les moyens les plus importants permettant de réduire les coûts en capital des centrales nucléaires relevés dans cette étude étaient : l'augmentation de la taille des centrales, la

construction de tranches multiples, la standardisation et la construction de plusieurs tranches d'un même type, les améliorations apportées à la conception et aux méthodes de construction, la réduction des délais de construction et l'amélioration des performances. Cependant, le rapport n'a pas réussi à donner une analyse quantitative de l'efficacité des diverses mesures cernées.

Évolution récente

Depuis le début des années 90, on n'a enregistré que très peu de commandes de nouvelles centrales nucléaires dans les pays Membres de l'OCDE, mais l'électronucléaire demeure une importante source d'énergie. A l'heure actuelle, l'électricité d'origine nucléaire couvre 25 % de la consommation totale d'énergie électrique dans les pays de l'OCDE et représente 17 % de la production mondiale d'électricité. De plus en plus, les pays à forte croissance d'Asie devraient recourir à l'énergie nucléaire pour satisfaire leur forte demande d'électricité.

On peut s'attendre à une relance des programmes électronucléaires dans un certain nombre de pays de l'OCDE, étant donné les objectifs de protection de l'environnement et de développement durable. L'électricité d'origine nucléaire est une source d'énergie ne libérant pas de carbone et figure parmi les moyens rentables de réduire les émissions de gaz à effet de serre imputables au secteur énergétique. La production actuelle d'électricité d'origine nucléaire permet d'éviter l'émission de quelque 2,3 milliards de tonnes de dioxyde de carbone, soit approximativement 7 à 8 % des émissions mondiales de CO₂.

La libéralisation du marché de l'énergie est déjà un fait accompli dans plusieurs pays et tend à être adoptée dans de nombreux autres pays. La libéralisation du secteur de l'électricité pourrait avoir une incidence notable sur l'avenir de l'électronucléaire, qui est traditionnellement centralisé et placé sous la tutelle de l'État. La libéralisation du marché a pour but essentiel d'améliorer l'efficacité économique globale. En conséquence, la compétitivité de l'électronucléaire dans le cadre d'un secteur de l'électricité déréglementé, serait d'un grand intérêt.

Les aspects économiques de l'électronucléaire ont déjà été démontrés dans plusieurs pays et les travaux se poursuivent. Au cours de la décennie écoulée, des progrès ont été réalisés concernant des modèles et types de réacteurs, à savoir des réacteurs de la prochaine génération tels que l'AP600, System80+, l'EPR, le REB avancé, le REB90, le SIR, le CANDU de type avancé, et le KNGR. Ces réacteurs de la prochaine génération ont pour but primordial de réduire le coût de production. Pour réaliser cet objectif, ils doivent nécessiter de moindres dépenses d'investissement, facteur qui représente la fraction la plus importante du coût de production. À ce jour, la mesure dans laquelle ce but a été atteint n'apparaît pas clairement.

Dans la plupart des pays de l'OCDE, à l'exception de la République de Corée, du Japon, de la Hongrie et de la Turquie, il n'existe pas de programme précis de construction de nouvelles centrales nucléaires. Même si dans certains cas, des décisions de ne pas investir dans des centrales nucléaires ont été prises pour des raisons autres qu'économiques, il est manifeste qu'il y aura une incitation à accroître la production d'électricité d'origine nucléaire, si la rentabilité économique peut être démontrée sans équivoque. C'est pourquoi, dans la plupart des pays Membres où les décisions visant la construction de nouvelles tranches nucléaires sont en suspens, il existe une forte concurrence de la part des sources d'énergie de substitution. Il importe donc d'être assuré que le coût en capital d'une centrale nucléaire (principal élément de coût de la production d'électricité d'origine nucléaire) peut être réduit considérablement.

Autres études pertinentes

En plus de l'étude intitulée « Means to Reduce the Capital Cost of Nuclear Power Plants » [2] (Moyens de réduire les coûts en capital des centrales nucléaires) de 1988-1990, l'AEN a récemment achevé et publié un certain nombre de rapports sur les aspects économiques de l'électronucléaire. Ces rapports couvrent des sujets tels que les prévisions des coûts de production d'électricité [3], les aspects économiques du cycle du combustible nucléaire [4], les coûts de l'évacuation des déchets de haute activité [5], les coûts des dépôts de déchets de faible activité [6] et les coûts du déclassement des installations nucléaires [7].

Situation de l'électronucléaire et aspects économiques

État des centrales nucléaires

À la fin de 1997, on comptait 358 réacteurs couplés au réseau dans seize pays de l'OCDE, représentant une puissance nucléaire installée de 300,9 GWe (voir tableau 1). Ces centrales nucléaires ont produit 2 006,6 TWh en 1997, ce qui correspond à environ 24,3 % de la production totale d'électricité dans les pays de l'OCDE. Ces dernières années, il y a stagnation des programmes électronucléaires dans la plupart des pays de l'OCDE. Plusieurs de ces pays ont même décidé d'exclure temporairement ou à titre définitif la construction de nouvelles centrales nucléaires de leurs plans d'expansion de leur parc électrique. En 1997, dix réacteurs d'une puissance installée de 9,4 GWe étaient en construction dans quatre pays de l'OCDE – la République de Corée, la France, le Japon et la République tchèque – et six nouvelles tranches nucléaires seulement, quatre REB (4,7 GWe) au Japon et deux REP (2,0 GWe) en République de Corée, faisait l'objet d'engagements fermes.

Les dernières statistiques publiées par l'AEN concernant respectivement les chiffres réels et estimés de la production d'électricité d'origine nucléaire et de la puissance nucléaire installée jusqu'en 2010 [8], sont présentées dans les tableaux 2 et 3. La puissance nucléaire installée dans les pays de l'OCDE devrait s'accroître, passant de 300,9 GWe en 1997 à 325,9 GWe en 2010. Toutefois, la part du nucléaire dans la puissance installée totale et la production d'électricité devrait baisser entre 1997 et 2010, passant respectivement de 16,0 à 14,3 % et de 24,3 à 22,0 %.

Tableau 1. État du parc nucléaire (au 31 décembre 1997)

| PAYS | Raccordé au réseau | | En construction | | En commande ferme | | À l'état de projet | |
|--------------------|--------------------|---------------------|-----------------|---------------------|-------------------|---------------------|--------------------|---------------------|
| | Tranches | Puissance installée | Tranches | Puissance installée | Tranches | Puissance installée | Tranches | Puissance installée |
| Allemagne | 19 | 21,1 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 |
| Belgique | 7 | 5,7 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 |
| Canada | 21 | 15,5 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 |
| Corée (Rép. de) | 12 | 10,3 | 6 | 5,4 | 2 | 2,0 | 8 | 9,2 |
| Espagne | 9 | 7,3 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 |
| États-Unis | 110 | 101,0 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 |
| Finlande | 4 | 2,4 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 |
| France | 59 | 62,9 | 1 | 1,4 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 |
| Hongrie | 4 | 1,8 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 1 | 0,6 |
| Japon (a) | 54 | 43,6 | 1 | 0,8 | 4 | 4,7 | 17 (b) | 18,4 (b) |
| Mexique | 2 | 1,3 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 |
| Pays-Bas | 1 | 0,5 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 |
| République tchèque | 4 | 1,6 | 2 | 1,8 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 |
| Royaume-Uni | 35 | 12,7 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 |
| Suède | 12 | 10,1 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 |
| Suisse | 5 | 3,1 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 |
| Turquie | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 0 | 0,0 | 10 (c) | 6,5 (c) |
| TOTAL | 358 | 300,9 | 10 | 9,4 | 6 | 6,7 | 36 | 34,7 |

(a) Données brutes converties en données nettes par le Secrétariat.

(b) Poste d'ajustement à des fins de cohérence entre les projections relatives à la puissance installée établies par le Secrétariat et les autres colonnes de ce tableau.

(c) La Turquie projette de construire 10 REL (réacteur à eau lourde) ou 5 REP représentant une puissance installée totale de 6,5 GWe.

Tableau 2. Estimations de la production d'électricité totale et d'origine nucléaire

TWh nets

| PAYS | 1997 (effective) | | | 2000 | | |
|--------------------|------------------|----------------|-------------|----------------|----------------|-------------|
| | Totale | Nucléaire | % | Totale | Nucléaire | % |
| Allemagne | 450,3 (f) | 160,1 (f) | 35,6 | 467,0 | 160,0 | 34,3 |
| Australie (b) | 172,6 (f) | 0,0 | 0,0 | 190,9 | 0,0 | 0,0 |
| Autriche | 55,2 (f) | 0,0 | 0,0 | 55,9 | 0,0 | 0,0 |
| Belgique | 75,0 (f) | 45,1 (f) | 60,1 | 71,6 | 45,2 | 63,1 |
| Canada | 550,0 (f) | 77,9 (f) | 14,2 | 557,0 | 100,0 | 18,0 |
| Corée (Rép. de) | 219,0 (f) | 77,1 (f) | 35,2 | 267,8 | 100,5 | 37,5 |
| Danemark | 50,4 (a) | 0,0 | 0,0 | 34,7 (a) | 0,0 | 0,0 |
| Espagne | 181,2 (f) | 53,1 (f) | 29,3 | 164,9 (a) | 53,1 (a) | 32,2 |
| États-Unis | 3 597,0 (f) | 690,0 (f) | 19,2 | 3 711,0 | 690,0 | 18,6 |
| Finlande | 65,8 | 20,0 | 30,4 | 72,6 | 21,0 | 28,9 |
| France | 481,0 (f) | 376,0 (f) | 78,2 | 485,0 | 380,0 | 78,4 |
| Grèce | 40,1 (f) | 0,0 | 0,0 | 46,8 | 0,0 | 0,0 |
| Hongrie | 35,1 | 14,0 | 39,9 | 38,5 | 14,2 | 36,9 |
| Irlande | 18,9 (f) | 0,0 | 0,0 | 22,3 | 0,0 | 0,0 |
| Islande | 5,6 | 0,0 | 0,0 | 7,7 | 0,0 | 0,0 |
| Italie | 240,4 | 0,0 | 0,0 | 271,2 | 0,0 | 0,0 |
| Japon (b,c,e) | 879,6 (a) | 288,4 (a) | 32,8 | 917,6 | 292,6 | 31,9 |
| Luxembourg | 1,2 | 0,0 | 0,0 | 1,9 (a) | 0,0 | 0,0 |
| Mexique | 161,4 | 10,5 | 6,5 | 173,0 | 11,0 | 6,3 |
| Norvège | 111,6 | 0,0 | 0,0 | 115,1 | 0,0 | 0,0 |
| Nouvelle Zélande | 35,2 (f) | 0,0 | 0,0 | 36,2 | 0,0 | 0,0 |
| Pays-Bas | 83,3 | 2,4 | 2,9 | 88,4 | 3,4 | 3,8 |
| Portugal | 33,6 | 0,0 | 0,0 | 38,2 | 0,0 | 0,0 |
| République tchèque | 60,0 | 11,7 | 19,5 | 65,3 (a) | 21,6 (a) | 33,1 |
| Royaume-Uni | 325,1 (f) | 89,4 (f) | 27,5 | 340,0 (a) | 87,0 (a) | 25,6 |
| Suède | 144,9 (f) | 67,0 (f) | 46,2 | 145,1 (a) | 67,7 (a) | 46,7 |
| Suisse | 60,5 | 23,9 | 39,5 | 60,0 | 24,0 | 40,0 |
| Turquie | 111,2 | 0,0 | 0,0 | 147,8 | 0,0 | 0,0 |
| TOTAL | 8 245,1 | 2 006,6 | 24,3 | 8 593,5 | 2 071,3 | 24,1 |
| OCDE Amérique | 4 308,4 | 778,4 | 18,1 | 4 441,0 | 801,0 | 18,0 |
| OCDE Europe | 2 630,4 | 862,7 | 32,8 | 2 740,0 | 877,2 | 32,0 |
| OCDE Pacifique | 1 306,4 | 365,5 | 28,0 | 1 412,5 | 393,1 | 27,8 |

(a) Estimation du Secrétariat.

(b) Pour l'exercice budgétaire (juillet à juin dans le cas de l'Australie, avril à mars dans le cas du Japon).

(c) Données brutes converties en données nettes par le Secrétariat.

(d) Y compris l'électricité produite par l'utilisateur (autoproduction) sauf indication contraire.

(e) À l'exclusion de l'électricité produite par l'utilisateur (autoproduction).

(f) Données provisoires.

Tableau 2. Estimations de la production d'électricité totale et d'origine nucléaire (suite)

TWh nets

| PAYS | 2005 | | | 2010 | | |
|--------------------|----------------|----------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|
| | Totale | Nucléaire | % | Totale | Nucléaire | % |
| Allemagne | 483,0 | 160,0 | 33,1 | 485,0 | 160,0 | 33,0 |
| Australie (b) | 210,6 | 0,0 | 0,0 | 223,8 | 0,0 | 0,0 |
| Autriche | 60,4 | 0,0 | 0,0 | 66,8 | 0,0 | 0,0 |
| Belgique | 75,2 | 45,2 | 60,1 | 80,4 | 45,2 | 56,2 |
| Canada | 583,0 | 101,0 | 17,3 | 600,0 | 97,0 | 16,2 |
| Corée (Rép. de) | 341,7 | 133,0 | 38,9 | 408,1 | 186,0 | 45,6 |
| Danemark | 35,6 (a) | 0,0 | 0,0 | 35,6 (a) | 0,0 | 0,0 |
| Espagne | 167,0 (a) | 53,1 (a) | 31,8 | 169,4 (a) | 53,1 (a) | 31,3 |
| États-Unis | 4 030,0 | 652,0 | 16,2 | 4 329,0 | 610,0 | 14,1 |
| Finlande | 77,0 | 21,0 | 27,3 | 85,0 | 21,0 | 24,7 |
| France | 515,0 | 400,0 | 77,7 | 540,0 | 410,0 | 75,9 |
| Grèce | 54,0 | 0,0 | 0,0 | 63,3 | 0,0 | 0,0 |
| Hongrie | 41,0 | 14,2 | 34,6 | 43,0 | 16,2 | 37,7 |
| Irlande | 27,5 | 0,0 | 0,0 | 32,9 | 0,0 | 0,0 |
| Islande | 8,0 | 0,0 | 0,0 | 8,3 | 0,0 | 0,0 |
| Italie | 311,0 | 0,0 | 0,0 | 341,0 | 0,0 | 0,0 |
| Japon (b,c,e) | 1 008,3 (a) | 373,4 (a) | 37,0 | 1 099,0 | 454,1 | 41,3 |
| Luxembourg | 1,9 (a) | 0,0 | 0,0 | 1,9 (a) | 0,0 | 0,0 |
| Mexique | 198,5 | 11,0 | 5,5 | 242,9 | 11,0 | 4,5 |
| Norvège | 119,2 | 0,0 | 0,0 | 128,0 | 0,0 | 0,0 |
| Nouvelle Zélande | 39,7 | 0,0 | 0,0 | 43,3 | 0,0 | 0,0 |
| Pays-Bas | 97,2 | 0,0 | 0,0 | 106,8 | 0,0 | 0,0 |
| Portugal | 43,5 | 0,0 | 0,0 | 50,8 | 0,0 | 0,0 |
| République tchèque | 76,3 (a) | 24,0 (a) | 31,5 | 83,9 (a) | 24,0 (a) | 28,6 |
| Royaume-Uni | 372,0 (a) | 69,0 (a) | 18,5 | 389,0 (a) | 51,0 (a) | 13,1 |
| Suède | 144,5 | 63,5 | 43,9 | 148,3 | 63,5 | 42,8 |
| Suisse | 61,0 | 24,0 | 39,3 | 61,8 | 24,0 | 38,8 |
| Turquie | 251,9 | 9,1 | 3,6 | 351,5 | 18,2 | 5,2 |
| TOTAL | 9 434,0 | 2 153,5 | 22,8 | 10 218,8 | 2 244,3 | 22,0 |
| OCDE Amérique | 4 811,5 | 764,0 | 15,9 | 5 171,9 | 718,0 | 13,9 |
| OCDE Europe | 3 022,2 | 883,1 | 29,2 | 3 272,7 | 886,2 | 27,1 |
| OCDE Pacifique | 1 600,3 | 506,4 | 31,6 | 1 774,2 | 640,1 | 36,1 |

(a) Estimation du Secrétariat.

(b) Pour l'exercice budgétaire (juillet à juin dans le cas de l'Australie, avril à mars dans le cas du Japon).

(c) Données brutes converties en données nettes par le Secrétariat.

(d) Y compris l'électricité produite par l'utilisateur (autoproduction) sauf indication contraire.

(e) À l'exclusion de l'électricité produite par l'utilisateur (autoproduction).

(f) Données provisoires.

Tableau 3. Estimations de la puissance installée totale et nucléaire

GWe nets

| PAYS | 1997 (effective) | | | 2000 | | |
|--------------------|------------------|--------------|-------------|----------------|--------------|-------------|
| | Totale | Nucléaire | % | Totale | Nucléaire | % |
| Allemagne | 101,2 (f) | 21,1 (f) | 20,8 | 103,1 | 21,1 | 20,5 |
| Australie (b) | 38,5 (f) | 0,0 | 0,0 | 41,5 | 0,0 | 0,0 |
| Autriche | 17,5 (f) | 0,0 | 0,0 | 18,1 | 0,0 | 0,0 |
| Belgique | 15,2 (a) | 5,7 | 37,5 | 15,4 | 5,7 | 37,0 |
| Canada | 111,9 (f) | 15,5 (f) | 13,9 | 117,0 | 16,0 | 13,7 |
| Corée (Rép. de) | 41,5 (f) | 10,3 (f) | 24,8 | 52,7 | 13,7 | 26,0 |
| Danemark | 9,0 (a) | 0,0 | 0,0 | 9,6 (a) | 0,0 | 0,0 |
| Espagne | 48,5 (f) | 7,3 (f) | 15,1 | 47,8 (a) | 7,3 | 15,3 |
| États-Unis | 799,0 (f) | 101,0 (f) | 12,6 | 843,0 | 99,0 | 11,7 |
| Finlande | 15,5 | 2,4 | 15,5 | 16,7 | 2,7 | 15,6 |
| France | 114,5 (f) | 62,9 (f) | 54,9 | 112,8 | 63,1 | 55,9 |
| Grèce | 9,9 (f) | 0,0 | 0,0 | 11,3 | 0,0 | 0,0 |
| Hongrie | 7,5 | 1,8 | 24,5 | 8,0 | 1,8 | 23,0 |
| Irlande | 4,3 (f) | 0,0 | 0,0 | 4,7 | 0,0 | 0,0 |
| Islande | 1,0 | 0,0 | 0,0 | 1,3 | 0,0 | 0,0 |
| Italie | 70,5 | 0,0 | 0,0 | 73,9 | 0,0 | 0,0 |
| Japon | 213,5 (a) | 43,6 (f) | 20,4 | 234,5 | 43,7 | 18,6 |
| Luxembourg | 1,3 | 0,0 | 0,0 | 1,4 (a) | 0,0 | 0,0 |
| Mexique | 34,8 | 1,3 | 3,8 | 38,1 | 1,4 | 3,6 |
| Norvège | 27,8 | 0,0 | 0,0 | 27,9 | 0,0 | 0,0 |
| Nouvelle Zélande | 7,6 (f) | 0,0 | 0,0 | 7,8 | 0,0 | 0,0 |
| Pays-Bas | 19,9 | 0,5 | 2,4 | 20,5 | 0,5 | 2,3 |
| Portugal | 9,4 | 0,0 | 0,0 | 10,6 | 0,0 | 0,0 |
| République tchèque | 14,9 | 1,6 | 10,7 | 15,3 | 2,5 | 16,4 |
| Royaume-Uni | 73,6 | 12,7 | 17,3 | 81,0 (a) | 12,1 (a) | 14,9 |
| Suède | 33,7 | 10,1 | 30,0 | 34,8 (a) | 9,5 | 27,3 |
| Suisse | 15,8 | 3,1 | 19,4 | 16,0 | 3,2 | 20,0 |
| Turquie | 22,0 | 0,0 | 0,0 | 28,1 | 0,0 | 0,0 |
| TOTAL | 1 879,7 | 300,9 | 16,0 | 1 993,0 | 303,2 | 15,2 |
| OCDE Amérique | 945,7 | 117,8 | 12,5 | 998,1 | 116,4 | 11,7 |
| OCDE Europe | 632,9 | 129,2 | 20,4 | 658,3 | 129,4 | 19,7 |
| OCDE Pacifique | 301,1 | 53,9 | 17,9 | 336,5 | 57,4 | 17,1 |

(a) Estimation du Secrétariat.

(b) Pour l'exercice budgétaire (juillet à juin dans le cas de l'Australie, avril à mars dans le cas du Japon).

(c) Données brutes converties en données nettes par le Secrétariat.

(d) Y compris l'électricité produite par l'utilisateur (autoproduction) sauf indication contraire.

(e) À l'exclusion de l'électricité produite par l'utilisateur (autoproduction).

(f) Données provisoires.

Tableau 3. Estimations de la puissance installée totale et nucléaire (suite)

GWe nets

| PAYS | 2005 | | | 2010 | | |
|--------------------|----------------|--------------|-------------|----------------|--------------|-------------|
| | Totale | Nucléaire | % | Totale | Nucléaire | % |
| Allemagne | 105,0 | 21,0 | 20,0 | 106,0 | 21,0 | 19,8 |
| Australie (b) | 46,0 | 0,0 | 0,0 | 48,4 | 0,0 | 0,0 |
| Autriche | 18,4 | 0,0 | 0,0 | 18,7 | 0,0 | 0,0 |
| Belgique | 15,7 | 5,7 | 36,3 | 17,8 (a) | 5,7 | 32,0 |
| Canada | 118,0 | 16,0 | 13,6 | 119,0 | 15,0 | 12,6 |
| Corée (Rép. de) | 67,9 | 18,7 | 27,5 | 79,5 | 26,3 | 33,1 |
| Danemark | 8,5 (a) | 0,0 | 0,0 | 8,5 (a) | 0,0 | 0,0 |
| Espagne | 48,2 (a) | 7,3 | 15,1 | 48,7 (a) | 7,3 | 15,0 |
| États-Unis | 909,0 | 95,0 | 10,5 | 955,0 | 89,0 | 9,3 |
| Finlande | 16,9 | 2,7 | 15,4 | 17,0 | 2,7 | 15,3 |
| France | 117,0 | 62,9 | 53,8 | 119,0 | 62,9 | 52,9 |
| Grèce | 13,0 | 0,0 | 0,0 | 15,2 | 0,0 | 0,0 |
| Hongrie | 8,4 | 1,8 | 21,9 | 9,1 | 2,4 | 26,8 |
| Irlande | 5,7 | 0,0 | 0,0 | 6,8 | 0,0 | 0,0 |
| Islande | 1,3 | 0,0 | 0,0 | 1,3 | 0,0 | 0,0 |
| Italie | 77,4 | 0,0 | 0,0 | 81,3 | 0,0 | 0,0 |
| Japon | 257,0 (a) | 55,2 (a) | 21,5 | 279,4 | 67,2 | 24,1 |
| Luxembourg | 0,5 | 0,0 | 0,0 | 1,4 (a) | 0,0 | 0,0 |
| Mexique | 45,4 | 1,4 | 3,0 | 58,8 | 1,4 | 2,3 |
| Norvège | 30,3 | 0,0 | 0,0 | 33,1 | 0,0 | 0,0 |
| Nouvelle Zélande | 8,2 | 0,0 | 0,0 | 8,6 | 0,0 | 0,0 |
| Pays-Bas | 21,8 | 0,0 | 0,0 | 23,2 | 0,0 | 0,0 |
| Portugal | 11,3 | 0,0 | 0,0 | 12,5 | 0,0 | 0,0 |
| République tchèque | 17,2 | 3,4 | 19,9 | 17,9 | 3,4 | 19,1 |
| Royaume-Uni | 85,0 (a) | 9,3 (a) | 10,9 | 85,0 (a) | 7,0 (a) | 8,2 |
| Suède | 30,5 (a) | 8,9 | 29,2 | 30,5 (a) | 8,9 | 29,2 |
| Suisse | 17,0 | 3,2 | 18,8 | 17,7 | 3,2 | 18,1 |
| Turquie | 46,9 | 1,3 | 2,8 | 65,7 | 2,6 | 4,0 |
| TOTAL | 2 147,5 | 313,7 | 14,6 | 2 285,1 | 325,9 | 14,3 |
| OCDE Amérique | 1 072,4 | 112,4 | 10,5 | 1 132,8 | 105,4 | 9,3 |
| OCDE Europe | 696,0 | 127,5 | 18,3 | 736,4 | 127,1 | 17,3 |
| OCDE Pacifique | 379,1 | 73,9 | 19,5 | 415,9 | 93,5 | 22,5 |

(a) Estimation du Secrétariat.

(b) Pour l'exercice budgétaire (juillet à juin dans le cas de l'Australie, avril à mars dans le cas du Japon).

(c) Données brutes converties en données nettes par le Secrétariat.

(d) Y compris l'électricité produite par l'utilisateur (autoproduction) sauf indication contraire.

(e) À l'exclusion de l'électricité produite par l'utilisateur (autoproduction).

(f) Données provisoires.

Aspects économiques de l'électronucléaire

Depuis 1983, l'OCDE a publié une série de rapports sur les prévisions des coûts de production d'électricité. Les mises à jour de 1989, 1992 et 1998 ont été entreprises conjointement par l'AEN et l'AIE en coopération avec l'AIEA et l'UNIPED. Ces trois rapports comprennent des données provenant de pays non-membres de l'OCDE (Brésil, Chine, Inde, Roumanie et Russie dans le cas de la mise à jour de 1998). Les éditions de 1992 et 1998 fournissent des estimations de coûts relatives aux centrales nucléaires, au charbon et au gaz ainsi qu'à certaines installations utilisant des sources d'énergie renouvelables de même que des unités de cogénération, alors que les études antérieures ne traitaient que des centrales nucléaires et au charbon. Ces études ont pour objectif principal de comparer les coûts de production pour différentes options dans chaque pays.

La mise à jour de 1998 est axée sur les technologies et les types de centrales assurant la charge de base, qui pourraient être mises en service dans les pays participants d'ici à 2005-2010 et pour lesquels ces pays ont établi des estimations de coûts. Les données présentées ci-après se rapportent à l'édition de 1998. Tous les coûts sont exprimés en dollar des États-Unis du 1er juillet 1996.

Les coûts, hors intérêts intercalaires, de construction d'une centrale varient d'un pays à un autre. Certains pays ont fourni un chiffre moyen pour un type de centrale alors que d'autres ont fait état de plusieurs chiffres relatifs à des centrales spécifiques. On trouvera ci-après, les fourchettes de coûts basées sur la valeur moyenne pour chaque technologie, chaque fois qu'un pays a donné plusieurs estimations de coûts pour la même technologie :

| | Coût de construction hors intérêts intercalaires (dollars des États-Unis au 01.07.1996/kWe) | |
|-----------|--|---------|
| Nucléaire | 1 277 | à 2 521 |
| Charbon | 772 | à 2 561 |
| Gaz | 402 | à 1 640 |

Les larges fourchettes de valeurs peuvent s'expliquer par des modifications de conception destinées à répondre à des exigences particulières d'ordre réglementaire et en matière de choix des sites d'implantation, la taille de la centrale, l'implantation d'une ou de plusieurs tranches sur le site, l'effet de série et le caractère fluctuant des taux de change.

Les coûts totaux des investissements en capital comprenant les coûts de construction hors intérêts intercalaires, les provisions pour aléas, les intérêts intercalaires et les coûts du déclassement, s'établissent comme suit :

| | Coûts totaux des investissements (dollars des États-Unis au 01.07.1996/kWe) | |
|-----------|--|-------------------------------------|
| | Taux d'actualisation de 5 % | Taux d'actualisation de 10 % |
| Nucléaire | 1 718 à 2 848 | 2 098 à 3 146 |
| Charbon | 966 à 2 739 | 1 048 à 2 930 |
| Gaz | 440 à 1 703 | 453 à 1 771 |

Les coûts totaux de production calculés à l'aide de la méthode des coûts moyens actualisés pendant la durée de vie de l'installation, et exprimés en dollars des États-Unis, varient considérablement

d'un pays à un autre pour la même technologie en raison, pour une part, de l'incidence des taux de change.

| | Coût moyen total de production (en US mills* au 01.07.1996/kWh) | |
|-----------|--|--|
| | au taux d'actualisation de 5 % | au taux d'actualisation de 10 % |
| Nucléaire | 25 à 57 | 40 à 80 |
| Charbon | 25 à 56 | 35 à 76 |
| Gaz | 24 à 79 | 24 à 84 |

*US mill = 1×10^{-3} dollar des États-Unis.

Les principales hypothèses communes sont les suivantes :

Date de mise en service de la centrale : 2005
 Durée de vie économique : 40 ans
 Facteur de charge : 75 % à l'équilibre

Les parts des investissements dans les coûts totaux moyens de production aux taux d'actualisation de 5 et 10 % sont indiquées ci-dessous :

| Part des investissements dans les coûts totaux actualisés de production (%) | | | | | |
|--|---------|----------------|---------|------------|---------|
| Nucléaire (réacteurs à eau ordinaire) | | Charbon | | Gaz | |
| à 5 % | à 10 % | à 5 % | à 10 % | à 5 % | à 10 % |
| 43 à 70 | 60 à 80 | 26 à 48 | 38 à 62 | 13 à 32 | 21 à 42 |

Comme le montre le tableau ci-dessus, les investissements représentent la part la plus forte des coûts totaux actualisés de production dans le cas des centrales nucléaires. En conséquence, la réduction des coûts en capital est le facteur clé pour améliorer la compétitivité de l'électronucléaire par rapport aux centrales à combustibles fossiles. Le présent rapport montre que l'option nucléaire est plus concurrentielle dans les pays qui se lancent dans des programmes nucléaires associant les avantages des effets de série, des tranches multiples sur un même site et des gains de productivité.

Alors que les coûts de production sont en baisse pour toutes les technologies depuis 1986, d'après les résultats des études successives parues dans la collection de l'OCDE, les coûts de production des centrales nucléaires ont diminué de façon moins notable que ceux des centrales au charbon et au gaz. La chute spectaculaire des coûts de production à partir du charbon et du gaz résulte de la baisse des coûts de ces combustibles et des progrès technologiques, en particulier d'une hausse de la productivité des centrales et d'une baisse des coûts d'investissement. Afin de préserver la compétitivité de l'électronucléaire face aux combustibles fossiles et à plus long terme aux sources d'énergie renouvelables, il est nécessaire de réduire les coûts en capital et d'améliorer la productivité.

La marge de compétitivité de l'électronucléaire a connu une érosion régulière dans la plupart des pays au cours de la décennie écoulée en raison du progrès technologique (s'agissant, en particulier, des turbines à gaz à cycle combiné) et de la baisse des prix des combustibles fossiles sur les marchés internationaux. Il est toutefois peu probable que le progrès technologique puisse se poursuivre au même rythme en ce qui concerne les centrales au gaz et au charbon. Par ailleurs, les prix des combustibles fossiles sont susceptibles d'augmenter à mesure que la demande s'accroîtra. Néanmoins, l'énergie nucléaire ne demeurera concurrentielle que si des réductions notables des coûts sont réalisées en ce qui concerne les investissements, grâce à la standardisation, aux commandes de séries et à

l'amélioration des types et modèles de réacteurs. Des réductions de coûts réalisées sur l'exploitation et l'entretien des centrales nucléaires seront aussi utiles ; ces aspects ne sont toutefois pas traités dans le présent rapport.

Données sur les coûts en capital

Nomenclature des coûts en capital

Par coûts totaux en capital, on entend l'ensemble des coûts de construction d'une centrale qui, à partir des recherches initiales relatives au site, aboutissent à l'exploitation commerciale. En plus de ces coûts de base, qui comprennent des coûts directs et indirects, d'autres coûts tels que les coûts supplémentaires, les charges financières et les coûts à la charge du propriétaire sont également inclus. Les coûts directs comprennent ceux qui ont trait aux équipements, aux structures, à l'installation et aux matériaux ; les coûts indirects comprennent les services de conception, d'ingénierie et de gestion du projet ; les coûts supplémentaires couvrent des postes tels que les pièces de rechange, les provisions pour aléas et les assurances ; les charges financières comprennent la révision des prix et les intérêts intercalaires. Les coûts à la charge du propriétaire incluent les investissements et les services du propriétaire, ainsi que les charges financières, le cas échéant. Les coûts hors intérêts intercalaires se composent des coûts directs, des coûts indirects, des coûts supplémentaires et des coûts à la charge du propriétaire à l'exception des charges financières qui sont fonction du temps. Il est à noter que les différences entre coûts en capital sont dues non seulement aux variations des contextes nationaux, des procédures contractuelles et des méthodes de gestion des projets, mais également à l'influence des taux de change, aux détails de conception, à la productivité du travail et aux conditions du marché.

On observe que la nomenclature des coûts d'une centrale nucléaire varie selon les pays. Cette nomenclature dépend principalement de la démarche contractuelle et du système de gestion du projet. Elle est aussi influencée par la finalité du calcul des coûts, et parfois elle tient au système informatique qui est utilisé pour la gestion du projet. Dans une démarche de contrat clés en main ou par îlots, les constructeurs ne sont guère enclins à fournir au client la ventilation de la gamme de leurs prestations, pas plus qu'ils ne souhaitent diffuser des informations détaillées sur les coûts de celles-ci. En revanche, la méthode par lots élémentaires est plus transparente que d'autres démarches contractuelles du point de vue de la disponibilité des données sur les coûts.

Les organisations internationales ont aussi mis au point une nomenclature des coûts, destinée à être utilisée à des fins de contrôle des coûts et d'évaluation des offres [9]. L'AIEA a élaboré un système uniforme de comptabilité permettant de rendre compte des coûts d'investissement en capital, des coûts du combustible, des coûts d'exploitation et de maintenance des centrales nucléaires. La structure du système de comptabilité des coûts totaux d'investissement en capital dans les centrales nucléaires de l'AIEA offre un bon exemple de nomenclature des coûts en capital.

Le Groupe d'experts a établi, en vue de la présente étude, une nomenclature des coûts hors intérêts intercalaires, qui pourrait s'appliquer à tous les types de réacteurs nucléaires et à tout type de démarche contractuelle.

Cette nomenclature des coûts hors intérêts intercalaires s'établit comme suit :

Tableau 4. **Nomenclature des coûts hors intérêts intercalaires**

| | | |
|---|-----|---|
| <i>Coûts directs</i> | 1.1 | Terrain et droits fonciers |
| | 1.2 | Équipements de l'installation de réacteur |
| | 1.3 | Équipements du groupe turbo-alternateur |
| | 1.4 | Équipements électriques et système de contrôle-commande |
| | 1.5 | Ouvrages d'amenée et de rejet d'eau, ainsi que de refroidissement |
| | 1.6 | Équipements divers de la centrale |
| | 1.7 | Construction sur le site de la centrale |
| <i>Coûts indirects</i> | 2.1 | Services d'études et d'ingénierie |
| | 2.2 | Services de gestion du projet |
| | 2.3 | Mise en service |
| <i>Autres coûts</i> | 3.1 | Formation et transfert de technologie |
| | 3.2 | Impôts et assurances |
| | 3.3 | Transport |
| | 3.4 | Coûts à la charge de l'exploitant |
| | 3.5 | Pièces de rechange |
| | 3.6 | Provisions pour aléas |
| Coûts hors intérêts intercalaires = Coûts directs + Coûts indirects + Autres coûts | | |

Chaque élément de coût est décrit ci-dessous.

1.1 *Terrain et droits fonciers*

Coûts de l'achat du terrain et ensemble des indemnités liées aux droits fonciers.

1.2 *Équipements du réacteur*

Coûts des chaudières nucléaires et des systèmes connexes ou des équipements auxiliaires. Il s'agit des systèmes de manutention et de stockage du combustible. Les coûts des équipements de maintenance et de levage sont inclus dans ce compte.

1.3 *Équipements du groupe turbo-alternateur*

Coûts des turbines, alternateurs and condenseurs, ainsi que des systèmes connexes et des équipements auxiliaires. Cela inclut l'eau d'alimentation, les circuits vapeur principaux et d'autres circuits auxiliaires. Les coûts des équipements de maintenance et de levage du groupe turbo-alternateur sont inclus dans ce compte.

1.4 *Équipements électriques et système de contrôle-commande*

Coûts de tous les équipements d'énergie électrique à partir des bornes de l'alternateur jusqu'au transformateur principal, de tous les équipements électriques requis pour la distribution d'électricité aux utilisateurs de la centrale et de tous les équipements liés au système de contrôle-commande classique et nucléaire. Il s'agit notamment du système de protection du réacteur, du système de surveillance des rayonnements, de la salle de commande principale et du système informatique ainsi que du système d'éclairage de la centrale.

1.5 Ouvrages d'amenée et de rejet d'eau, ainsi que de refroidissement

Coûts des ouvrages d'amenée et de rejet d'eau, y compris les canalisations. Il s'agit notamment des circuits d'eau en circulation, de la salle des pompes, des ouvrages d'amenée et de rejet, des installations intertranche et de la tour de refroidissement.

1.6 Équipements divers de la centrale

Coûts des systèmes de chauffage, ventilation et climatisation, des systèmes de protection contre l'incendie, des systèmes d'air comprimé de travail et d'eau brute, des équipements de communication, des équipements d'ateliers et de laboratoires, des équipements de restauration et de nettoyage. Tous les équipements et systèmes ne figurant pas dans les autres comptes sont inclus dans celui-ci.

1.7 Construction sur le site de la centrale

Coûts d'installation de tous les équipements mécaniques, électriques et de contrôle-commande, qui ne sont pas inclus dans les enveloppes de fourniture d'équipements. Coûts des travaux de génie civil relatifs à l'ensemble des bâtiments et ouvrages sur le site de la centrale, y compris les bâtiments destinés à recevoir les déchets radioactifs, le bâtiment des auxiliaires, le bâtiment de traitement de l'eau, et le bâtiment administratif. Il s'agit également des travaux de terrassement sur le site, de la construction du réservoir d'eau de refroidissement, des installations de sécurité, des installations sanitaires, des systèmes de drainage et d'évacuation des eaux usées sur le chantier, des réseaux souterrains de canalisations et de tuyauteries, de l'aménagement paysager et des installations d'appointement. Les coûts de la main-d'œuvre, des engins de construction, de l'outillage et des matériaux nécessaires pour la construction et la mise en place sont inclus dans ce compte.

2.1 Services d'études et d'ingénierie

Coûts des travaux d'étude et d'ingénierie relatifs aux composants, systèmes, bâtiments et ouvrages exécutés par les fournisseurs d'équipements et l'architecte industriel dans leurs bureaux chez eux et sur le terrain. Il s'agit principalement de l'étude de conception, de la conception détaillée, de l'examen de la conception, des achats et de l'ingénierie des interfaces.

2.2 Services de gestion du projet

Coûts des services de gestion du projet assurés par les fournisseurs d'équipements et l'architecte industriel dans leurs bureaux et sur le terrain. Ces services consistent principalement à assurer le contrôle des coûts, du programme d'exécution, et de la qualité ainsi qu'à apporter au propriétaire un soutien lors de la procédure d'autorisation et sur le plan technique. Il s'agit notamment des coûts de suivi sur place des travaux de construction.

2.3 Mise en service

Coûts des services de démarrage assurés par les fournisseurs d'équipements et l'architecte industriel, y compris la documentation pertinente. Il s'agit notamment des coûts des travaux de maintenance pendant la mise en service, des coûts de la main-d'œuvre chargée de la mise en service, des matériaux requis pour la mise en service, des produits consommables, des outils et des équipements requis pour l'exécution des essais de mise en service non couverts dans les contrats de fourniture d'équipements. Les coûts de l'énergie électrique, du combustible, de l'eau, du gaz et autres fluides jusqu'à la date de mise en service industriel sont également inclus dans ce compte.

3.1 Formation et transfert de technologie

Coûts de la formation du personnel et du transfert de technologie assuré par les fournisseurs d'équipements et l'architecte industriel.

3.2 Impôts et assurance

Provisions pour l'ensemble des impôts et primes d'assurance.

3.3 Transport

Coûts du transport des équipements et matériaux, y compris de l'assurance de ce transport.

3.4 Coûts à la charge du propriétaire

Coûts des installations, services et redevances encourus par le propriétaire, qui ne sont pas inclus dans les autres comptes. Il s'agit notamment des coûts de construction des baraquements, garages, cantines, centres d'information, ateliers, entrepôts, etc. Cela inclut aussi les dépenses de personnel, y compris les salaires, les frais de délivrance de l'autorisation, de stockage des équipements, outillage et instruments destinés aux ateliers.

3.5 Pièces de rechange

Coûts des pièces de rechange et des produits consommables fournis jusqu'à la date de mise en service industriel par les fournisseurs d'équipements.

3.6 Provisions pour aléas

Provisions destinées à couvrir tous les coûts imprévus liés à des événements inopinés jusqu'à la date de mise en service industriel, qui ne sont pas à la charge des fournisseurs. Il s'agit notamment de coûts de réparation, remontage et remise en place et d'autres travaux de remise en conformité.

N.B. : Dans de nombreux contrats de fourniture, certaines parties des rubriques 2.1-2.3 sont incluses. Si elles ne peuvent pas être dissociées, elles doivent être enregistrées en conséquence afin d'éviter d'être comptées deux fois ou omises.

Données recueillies

Le Groupe d'experts a estimé que les charges financières sont si spécifiques au pays, à l'époque et au projet considérés qu'une évaluation générique de ces charges est dénuée de sens. C'est pourquoi, le Groupe d'experts a décidé d'axer son attention uniquement sur les coûts hors intérêts intercalaires (à l'exclusion des révisions de prix et intérêts intercalaires qui peuvent être calculés pour chaque pays, programme et type de centrale particulier). Le Groupe d'experts a convenu que le caractère sensible de la publication de données détaillées sur les coûts serait de nature à susciter certaines préoccupations, et il s'est mis d'accord sur le fait qu'il serait difficile et erroné de redéfinir les coûts réels en capital de projets antérieurs dans leur valeur monétaire actuelle à l'aide d'échelles d'indexation des prix. La structure des projets et l'éventail des fournitures varient selon le cas considéré et parfois il n'est pas pertinent de ventiler les coûts de façon uniforme en raison des différences existant dans les aspects fourniture et financement des contrats relatifs aux centrales. Le Groupe d'experts a donc corroboré les observations tirées d'autres études publiées par l'AEN, selon lesquelles, si la comparaison des coûts au sein d'un pays peut dans une certaine mesure être utile, il n'y a pas lieu d'encourager la comparaison des coûts entre pays. Dans un souci d'exhaustivité, cependant, certaines données relatives aux coûts sont indiquées uniquement pour information.

Dans le rapport de l'AEN de 1990, il était indiqué que le coût direct représentait la part la plus importante des coûts totaux en capital, étant compris entre 45 et 90 %, selon le type de réacteur et la méthode contractuelle considérés. Dans la plupart des pays Membres, la part du coût direct se situe entre 70 et 80 % environ du total des coûts en capital.

Depuis le rapport de 1990, un certain nombre de nouvelles centrales nucléaires ont été construites dans plusieurs pays Membres de l'OCDE et il n'est pas pertinent de comparer la nouvelle composition des coûts en capital avec les données antérieures. Les réponses apportées au questionnaire ont permis de disposer d'informations nouvelles sur les coûts. Après avoir examiné ces nouvelles données, le Groupe d'experts a relevé un certain nombre de contradictions et d'incohérences qui confortent les conclusions antérieures, à savoir que les comparaisons entre pays ne doivent pas être encouragées et il a été décidé que les réponses au questionnaire de l'AEN ne seront pas publiées dans leur intégralité. A des fins d'exhaustivité cependant, le tableau 5 présente la répartition des coûts en capital dans le cas de six centrales nucléaires et les coûts totaux en capital de ces centrales en monnaie du pays, ces données étant tirées des réponses au questionnaire de l'AEN.

Tableau 5. Coûts en capital des centrales nucléaires ¹⁾ (%)

| ÉLÉMENT DE COÛT | Centrale 1 | Centrale 2 | Centrale 3 | Centrale 4 ²⁾ | Centrale 5 | Centrale 6 |
|---|---------------|---------------|--------------|--------------------------|--------------|--------------|
| Coûts directs | | | | | | |
| Terrain et droits fonciers | 0,3 | 0,1 | 0,2 | | 0,2 | 1,8 |
| Équipements de l'installation de réacteur | 21,9 | 27,6 | 23,2 | 29,0 | 18,6 | 32,0 |
| Équipements du groupe turbo-alternateur | 7,2 | 14,7 | 5,9 | 16,0 | 16,5 | 22,8 |
| Équipements des installations électriques | 20,0 | 13,2 | 13,5 | 10,0 | 5,1 | 5,9 |
| Équipements des installations d'évacuation de la chaleur | 2,0 | 2,2 | 2,5 | 7,0 | 3,8 | 3,1 |
| Équipements divers | 6,3 | 15,2 | 7,1 | 8,0 | 3,3 | |
| Construction | 19,4 | 10,1 | 23,4 | 10,0 | 13,4 | 17,8 |
| Total des coûts directs | 77,1 | 83,1 | 75,8 | 80 | 60,9 | 83,4 |
| Coûts indirects | | | | | | |
| Études et ingénierie | 6,7 | 3,7 | 11,7 | | 3,5 | 12,9 |
| Gestion du projet | 4,0 | 5,9 | 0,9 | | 5,8 | 0,9 |
| Mise en service | 0,9 | 1,7 | 3,8 | | 18,4 | |
| Total des coûts indirects | 11,6 | 11,3 | 16,4 | | 27,7 | 13,8 |
| Autres coûts | | | | | | |
| Formation | 0,3 | 0,9 | 2,9 | 6,0 | | 0,4 |
| Impôts et assurances | | 0,5 | 0,4 | | | |
| Transport | | 0,1 | 0,1 | | | 0,6 |
| Coûts à la charge du propriétaire | 10,4 | 1,6 | 2,4 | 14,0 | 2,4 | 1,8 |
| Pièces de rechange | 0,3 | 2,5 | | | 2,4 | |
| Provisions pour aléas | 0,3 | | 2,0 | | 6,6 | |
| Total des autres coûts | 11,3 | 5,6 | 7,8 | 20 | 11,4 | 2,8 |
| Total | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 |
| Total des coûts en capital (en millions de monnaie nationale de 1997) | 73 400 | 16 131 | 3 168 | 13 050 | 2 057 | 4 255 |

1) Pourcentages calculés par le Secrétariat sur la base des données fournies sur les coûts.

2) Le coût total en capital de la centrale 4 (palier N4 français) est un coût moyen calculé pour une série de 10 tranches, qui comprend une partie des coûts de la tête de série.

Centrale 1 : Centrale tchèque de Temelin (VVER, 1 000 MWe).

Centrale 2 : Centrale mexicaine de Laguna Verde (réacteur à eau bouillante, 650 MWe).

Centrale 3 : Centrale britannique de Sizewell-B (réacteur à eau sous pression, 1 200 MWe).

Centrale 4 : Palier français N4 (réacteur à eau sous pression, 1 450 MWe).

Centrale 5 : Réacteur à eau ordinaire avancé de type évolutif des États-Unis (1 300 MWe).

Centrale 6 : Tranche allemande du type KONVOI (réacteur à eau sous pression, 1 380 MWe) – valeur rétrospective de 1990.

La ventilation des coûts en Europe est moins détaillée que dans d'autres pays, probablement en raison du recours à des contrats clés en main ou de la participation des compagnies d'électricité aux services d'ingénierie. Aux États-Unis et au Canada, la gestion des coûts afférents aux projets est habituellement assurée sur la base de leurs nomenclatures précises des coûts.

La décomposition des coûts des REP (réacteurs à eau sous pression) du palier français N4 (1 450 MWe) est relativement simple, car les tâches associées aux coûts indirects sont pour la plupart exécutées par EdF elle-même, et les coûts de montage et autres coûts supplémentaires tels que les impôts, le transport, les pièces de rechange et les provisions pour aléas, sont inclus dans les lots de fourniture d'équipements. Dans les données relatives aux coûts d'une tranche du palier français N4, les coûts indirects sont inclus dans les frais de maîtrise d'ouvrage, et les coûts d'installation et autres coûts tels que les impôts, assurances, transports, pièces de rechange et provisions pour aléas sont inclus dans les coûts directs. Pour EdF, les coûts de formation sont compris dans les coûts de pré-exploitation ; il s'agit en d'autres termes des coûts de formation de la future équipe d'exploitation. Les coûts de « formation du personnel et transfert de technologie assurés par les fournisseurs d'équipements » sont inclus dans le coût direct et ceux « assurés par l'architecte industriel » sont inclus dans les frais de maîtrise d'ouvrage. En revanche, les « frais de maîtrise d'ouvrage » assumés par EdF comprennent les coûts du démantèlement.

Quant à la centrale de Sizewell-B, il convient de noter que les coûts des études et de l'ingénierie sont relativement élevés, car tous les coûts de la tête de série sont inclus dans ceux de la construction du premier REP de 1 200 MWe au Royaume-Uni.

Comme cela a été indiqué précédemment, il était difficile d'uniformiser les systèmes de comptabilité des coûts des pays qui ont répondu au questionnaire de l'AEN, car les décompositions de coûts dépendent très fortement de la méthode contractuelle, de la gestion du projet et du système comptable de chaque pays. Cependant, les données montrent que les coûts directs occupent une place prépondérante dans les coûts en capital, de sorte qu'il importe au plus haut point de trouver le moyen de réduire cette catégorie de coûts. Ainsi, il faut examiner les possibilités de réduire les coûts au stade de la conception et de la gestion du projet. On trouvera dans les chapitres suivants une description de la façon de réduire ces coûts.

RÉDUCTION DES COÛTS EN CAPITAL

Comme l'abaissement des coûts en capital revêt une très grande importance pour l'amélioration de la compétitivité de l'électronucléaire, diverses mesures susceptibles de réduire ces coûts ont été mises au point dans les pays de l'OCDE. Le Groupe d'experts a recensé les mesures suivantes pour examen et analyse :

- augmentation de la taille des centrales ;
- amélioration des méthodes de construction ;
- réduction des délais de construction ;
- amélioration de la conception ;
- améliorations des achats, de l'organisation et des contrats ;
- standardisation et construction en série ;
- construction de tranches multiples sur un même site ;
- mesures réglementaires et politique énergétique.

Étant donné que les mesures mentionnées ont directement trait aux activités de conception et de construction des centrales nucléaires, elles sont souvent interdépendantes. Il convient de noter que les effets combinés de plusieurs mesures de réduction des coûts ne sont pas nécessairement égaux à la somme des effets de chacune de ces mesures. En outre, ce document analyse l'impact de l'effet de taille sur les coûts hors intérêts intercalaires ; au niveau du coût total d'investissement, qui dépend des conditions régionales et/ou nationales, cet impact peut être différent.

Le Groupe d'experts a reconnu que la conversion dans une monnaie commune telle que le dollar des États-Unis ou l'Euro des données sur les coûts indiquées dans ce rapport, pourrait présenter un caractère sensible du point de vue commercial. C'est pourquoi, on s'est limité à quantifier l'ensemble des effets des différentes méthodes de réduction des coûts, et les conditions propres aux centrales n'ont pas été pleinement prises en considération dans l'analyse de ces effets. Cependant, il est manifeste qu'une meilleure connaissance des réductions proportionnelles des coûts obtenues grâce aux diverses méthodes de réductions des coûts présenterait un intérêt considérable pour les décideurs envisageant de futurs programmes électronucléaires.

Augmentation de la taille des centrales

Le fait que les paramètres économiques, techniques et de sûreté des centrales nucléaires, considérés globalement et séparément, varient en fonction de la taille et de la puissance de la centrale, a fait l'objet de nombreuses recherches et controverses depuis la commercialisation des centrales nucléaires au milieu des années 60. Une meilleure compréhension de l'influence de l'effet d'échelle sur les paramètres déterminants, tels que les coûts en capital, peut être d'une grande utilité pour ceux qui planifient la construction des centrales nucléaires. Cela vaut dans les cas où l'on peut avoir le choix de mettre en place, soit une tranche de grande taille, soit une ou plusieurs tranches plus petites, de même que lorsqu'il s'agit de déterminer la meilleure date de démarrage de l'exploitation d'une centrale nucléaire dans le cadre d'un réseau électrique en expansion.

Économies d'échelle

Les sommes épargnées grâce aux économies d'échelle lorsque la taille des centrales est portée de 300 à 1 300 MWe ont été étudiées par les experts du monde entier dès le début des années 60. Au cours de la période 1970-1990, les délais et les coûts de construction se sont notablement accrus et l'écart entre les projets très performants et ceux qui le sont peu s'est creusé. La rareté des nouvelles commandes ces dernières années n'a guère contribué à atténuer les incertitudes. Il s'ensuit que les coûts spécifiques (en dollars/kWe) des grandes centrales nucléaires qui ont été indiqués se situent dans une fourchette si large qu'elle rend plus difficile l'établissement de facteurs d'échelle. En plus des économies résultant de l'accroissement de taille des tranches de réacteurs et des centrales, des réductions de coûts imputables à d'autres facteurs, tels que l'amélioration des méthodes de construction, la réduction des délais de construction, la construction de centrales à tranches multiples sur le même site, et les effets de la construction de plusieurs tranches d'un même type et en série doivent aussi être étudiés.

Pendant de nombreuses années, les compagnies d'électricité des pays industrialisés ont privilégié l'augmentation de puissance. Les économies d'échelle ont, pendant un certain temps et dans de nombreux cas, réduit le coût réel de la production d'électricité. À mesure que les économies des pays industrialisés parvenaient à maturité, la croissance escomptée de la demande d'énergie électrique s'est stabilisée, de sorte que de nombreuses compagnies d'électricité des pays industrialisés envisagent d'un oeil neuf la question de la taille des tranches des centrales. Les incertitudes quant à l'évolution de la demande, les contraintes de trésorerie, et des délais relativement plus longs pour des tranches plus importantes amènent certaines compagnies d'électricité à adopter un nouveau cadre de planification. Dans leur cas, il peut être risqué d'engager des capitaux peu abondants afin de construire une tranche de grande taille pour laquelle l'engagement doit être pris de nombreuses années avant le besoin anticipé. Si ce besoin ne se matérialise pas, ou se manifeste plusieurs années plus tard que prévu, la compagnie d'électricité pourrait se retrouver avec une puissance installée excédentaire. Le climat financier actuel exige une adéquation plus étroite entre la puissance installée et la demande, car une importante disparité dans l'un ou l'autre sens entraîne des coûts considérables.

On peut utiliser la fonction d'échelle suivante pour illustrer l'effet du passage d'une taille de tranche P_0 à P_1 :

$$\text{Coût}(P_1) = \text{Coût}(P_0) \times \text{Coût}(P_1/P_0)^n$$

où $\text{Coût}(P_1)$ = Coût de la centrale pour une tranche de taille P_1

$\text{Coût}(P_0)$ = Coût de la centrale pour une tranche de taille P_0

et n = Facteur d'échelle, se situant entre 0,4 et 0,7 pour l'ensemble de la centrale.

En général, les coûts spécifiques hors intérêts intercalaires (en dollars/kWe) d'une grande centrale nucléaire seront inférieurs à ceux d'une centrale plus petite de même conception.

Lors de l'évaluation des coûts des lots, il est possible d'utiliser la même loi exponentielle en attribuant des valeurs différentes aux facteurs d'échelle. Le rapport de 1990 de l'AEN en présente un exemple.

| Facteurs d'échelle représentatifs | |
|--|------------------------------|
| Lot | Facteur d'échelle (n) |
| Ouvrages | 0,2 |
| Chaudière nucléaire | 0,3 |
| Partie classique de la centrale | 0,4 |
| Équipement de la turbine | 0,75 |
| Installations électriques | 0,37 |
| Divers | 0,2 |

Source : G. Woite, Le coût des investissements dans les centrales nucléaires.
Bulletin de l'AIEA, vol. 20, n°1, février 1978.

Les économies d'échelle peuvent être restreintes du fait que les possibilités d'accroître les dimensions de certains systèmes ou composants (cœur du réacteur, barreaux combustibles, et aubes des turbines, par exemple) sont limitées au plan matériel. Il faut une infrastructure industrielle appropriée pour faire passer à l'échelle supérieure les dimensions de différents équipements de fabrication, de transport et de montage. La taille maximale des tranches raccordées à un réseau électrique est limitée par des considérations de stabilité du réseau, de profil de la demande, de réserve tournante ou d'autres caractéristiques propres au système.

L'expérience française

Dans le cas de la France, le Commissariat à l'énergie atomique a soumis à l'AIEA en 1991 une série d'estimations de coûts pour la construction d'une centrale équipée d'un et de deux REP dans la gamme de puissance unitaire comprise entre 300 et 1 350 MWe. Ces estimations de coûts sont présentées dans les tableaux 6 et 7, ainsi que dans les figures 1 et 2. Il faut garder présent à l'esprit le fait que ces estimations de coûts étaient fondées sur des réacteurs conçus selon les mêmes principes, par un seul et même constructeur, conformément aux mêmes prescriptions de sûreté, pour les mêmes conditions de site, conformément aux mêmes normes techniques et dans le cadre des mêmes modalités contractuelles et/ou commerciales, avec la même date de mise en service industriel.

D'après le tableau 6, on peut voir que pour une augmentation de 350 % de la taille d'une tranche, qui passe de 300 MWe à 1 350 MWe, le total des coûts directs ne s'accroît que d'environ 151 %, alors que le total des coûts indirects n'augmente que de 52 %. Cette conclusion est conforme aux prévisions selon lesquelles à mesure que la taille d'une tranche augmente, les économies d'échelle sont beaucoup plus élevées pour des coûts tels que ceux de l'ingénierie et des études ainsi que des services de construction, que pour les coûts des équipements, matériaux et main d'œuvre de construction.

Lorsque deux tranches de même taille sont construites successivement sur le même site, il est possible de réaliser encore plus d'économies sur les coûts hors intérêts intercalaires. Toutefois, les économies sur ces coûts diminuent à mesure que la taille des tranches augmente. Par exemple, si l'on compare les composants des coûts du tableau 7 à ceux du tableau 6, alors que le coût hors intérêts intercalaires d'une centrale de $2 \times 1\,350$ MWe est supérieur de 171 % à celui d'une centrale à une seule tranche de 1 350 MWe, le coût hors intérêts intercalaires d'une centrale de 2×300 MWe est supérieur de 158 % à celui d'une centrale à tranche unique de 300 MWe.

**Tableau 6. Ventilation de l'investissement en capital (tranche unique)
en pourcentage du coût total, hors intérêts intercalaires, d'une tranche de 300 MWe**

| | 1 × 300 | 1 × 650 | 1 × 1 000 | 1 × 1 350 |
|--|----------------|----------------|------------------|------------------|
| 20 Terrain et droits fonciers, ainsi que VRD | 2,8 | 2,9 | 3,0 | 3,1 |
| 21 Bâtiments et ouvrages | 14,8 | 21,6 | 26,7 | 31,0 |
| 22 Chaudière nucléaire et traitement des effluents | 23,5 | 39,4 | 53,5 | 66,8 |
| 23 Turbines et alternateurs | 10,5 | 17,7 | 23,7 | 29,1 |
| 24 Équipements électriques et contrôle-commande | 5,6 | 8,9 | 11,5 | 13,8 |
| 25 Équipements divers de la centrale | 2,5 | 3,2 | 3,7 | 4,1 |
| 26 Ouvrages d'amenée et de rejet d'eau | 1,9 | 3,6 | 5,0 | 6,4 |
| Sous-total des coûts directs | 61,5 | 97,3 | 127,2 | 154,2 |
| 91 Ingénierie et études | 13,3 | 16,4 | 18,9 | 21,1 |
| 92 Services de construction | 6,2 | 7,1 | 7,8 | 8,5 |
| 93 Autres coûts indirects | 4,0 | 4,7 | 5,4 | 6,0 |
| Sous-total des coûts indirects | 23,4 | 28,2 | 32,1 | 35,6 |
| Provisions pour aléas | 2,7 | 4,1 | 5,2 | 6,2 |
| Frais de maîtrise d'ouvrage | 12,3 | 15,4 | 17,5 | 19,1 |
| Total des coûts hors intérêts intercalaires | 100,0 | 145,0 | 182,0 | 215,0 |
| Ratio des coûts spécifiques hors intérêts intercalaires (1 × 300 = 100) | 100 | 67 | 55 | 48 |

Source : J. Rouillard and J. L. Rouyer [10].

**Tableau 7. Ventilation des investissements en capital (deux tranches)
en pourcentage du coût total, hors intérêts intercalaires, d'une tranche de 300 MWe**

| | 2 × 300 | 2 × 650 | 2 × 1 000 | 2 × 1 350 |
|--|----------------|----------------|------------------|------------------|
| 20 Terrain et droits fonciers, ainsi que VRD | 2,9 | 3,1 | 3,1 | 3,2 |
| 21 Bâtiments et ouvrages | 20,8 | 30,4 | 37,6 | 43,7 |
| 22 Chaudière nucléaire et traitement des effluents | 45,8 | 77,1 | 105,0 | 131,1 |
| 23 Turbines et alternateurs | 19,5 | 33,0 | 44,3 | 54,3 |
| 24 Équipements électriques et contrôle-commande | 11,2 | 17,8 | 23,0 | 27,5 |
| 25 Équipements divers de la centrale | 4,4 | 5,6 | 6,5 | 7,1 |
| 26 Ouvrages d'amenée et de rejet d'eau | 3,3 | 6,2 | 8,8 | 11,1 |
| Sous-total des coûts directs | 107,9 | 173,2 | 228,3 | 278,1 |
| 91 Ingénierie et études | 17,7 | 23,5 | 28,4 | 32,9 |
| 92 Services de construction | 7,5 | 9,2 | 10,8 | 12,2 |
| 93 Autres coûts indirects | 5,1 | 6,7 | 8,1 | 9,3 |
| Sous-total des coûts indirects | 30,3 | 39,4 | 47,3 | 54,4 |
| Provisions pour aléas | 4,7 | 7,2 | 9,1 | 10,8 |
| Frais de maîtrise d'ouvrage | 15,1 | 19,1 | 21,7 | 23,9 |
| Total des coûts hors intérêts intercalaires | 158,0 | 238,9 | 306,4 | 367,1 |
| Ratio des coûts spécifiques hors intérêts intercalaires (1 × 300 = 100) | 79 | 55 | 46 | 41 |

Source : J. Rouillard and J. L. Rouyer [10].

Figure 1. Coût d'une centrale à tranche unique en pourcentage du coût total, hors intérêts intercalaires, d'une tranche de 300 MWe

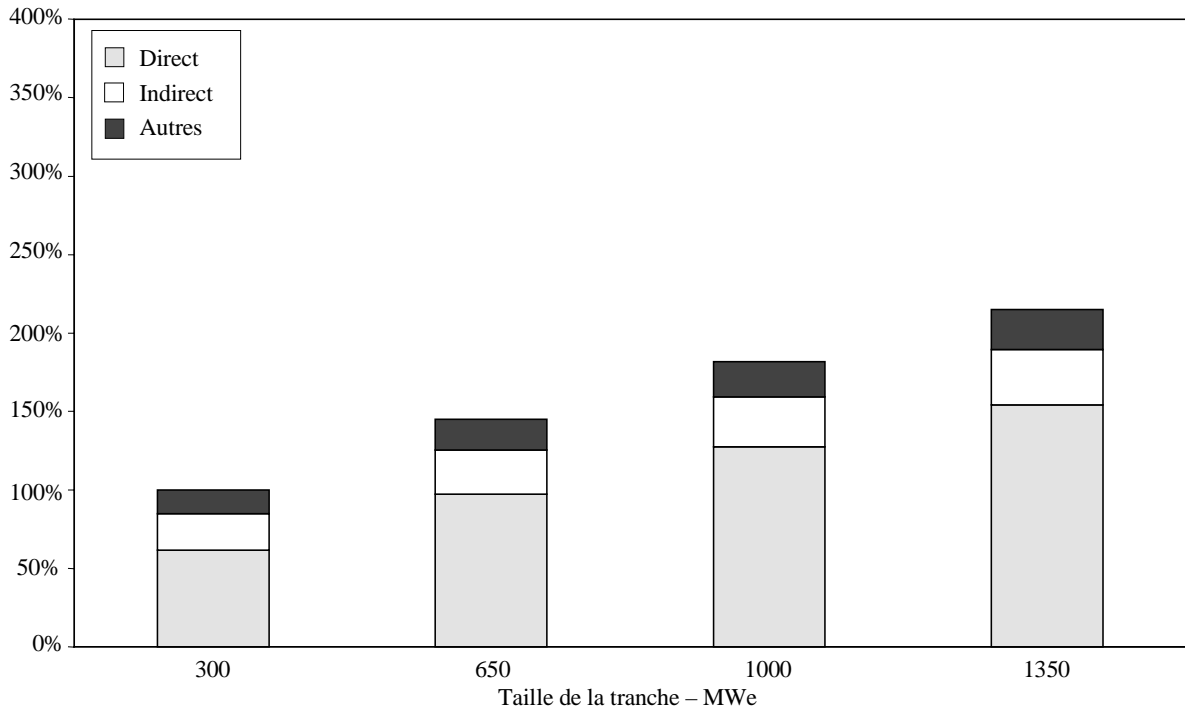
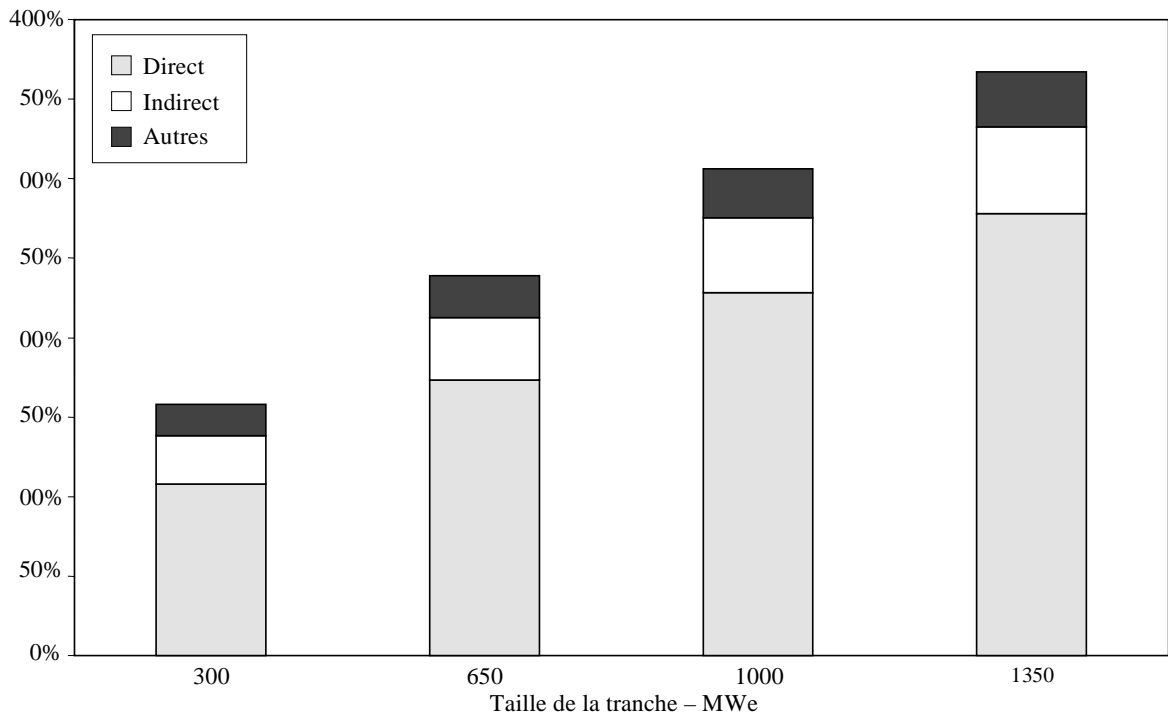
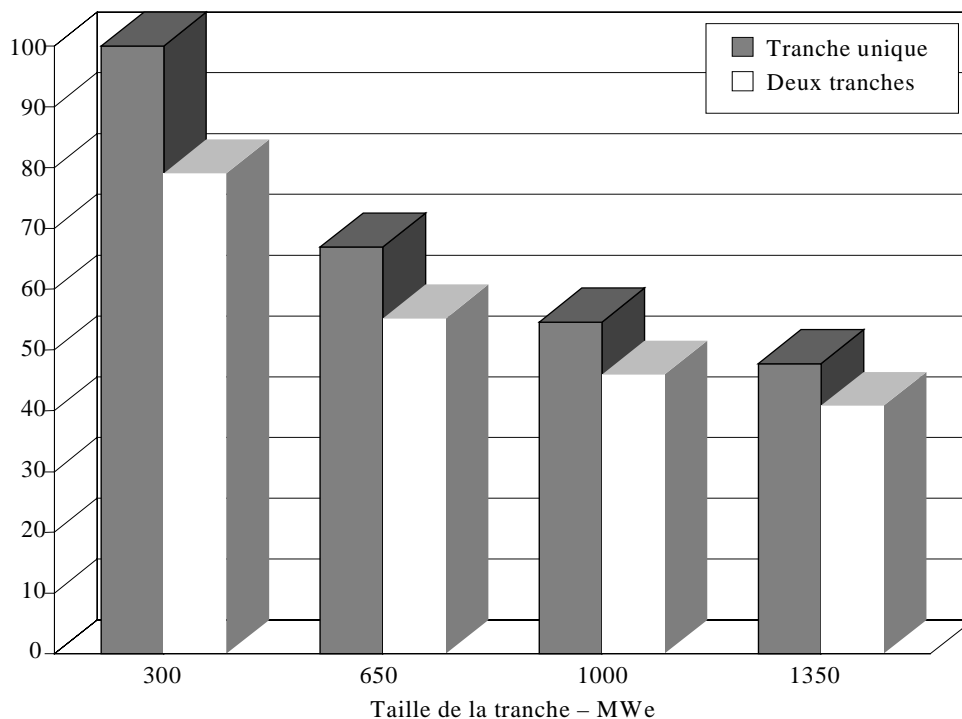


Figure 2. Coût d'une centrale à deux tranches en pourcentage du coût total, hors intérêts intercalaires, d'une tranche de 300 MWe



**Figure 3. Ratio du coût spécifique hors intérêts intercalaires
(tranche de 300 MWe = 100)**



Sur la base des coûts spécifiques hors intérêts intercalaires, autrement dit en unité monétaire par kilowatt installé net, on peut observer à la figure 3 que les coûts spécifiques hors intérêts intercalaires des grandes centrales de 1 350 MWe sont, d’après les estimations, inférieurs d’environ 50 % à ceux des petites centrales de 300 MWe.

L’expérience canadienne

Un deuxième exemple est fourni par de récentes estimations de coûts effectuées au Canada qui montrent des tendances analogues en matière d’économies d’échelle, si l’on compare les coûts relatifs au CANDU 9 de type avancé à ceux du CANDU 6 qui est entré en service industriel au début des années 80. Les tableaux 8 et 9 et les figures 4 and 5 indiquent les éléments de coûts des centrales à une et deux tranches, CANDU 6 et CANDU 9, en pourcentage de ceux d’une centrale à tranche unique CANDU 6.

On peut voir d’après le tableau 8 que, pour un accroissement de 31 % de la taille de la tranche, passant de 670 MWe à 881 MWe, le total des coûts directs augmente d’environ 31 %, alors que le total des coûts indirects ne progresse que de 3 %. Il ne faut pas perdre de vue que cette comparaison est établie entre un modèle existant (CANDU 6), qui est disponible dans le commerce depuis le début des années 80, et un modèle avancé (CANDU 9), dont la conception et la construction reflètent l’état actuel de la technique. Si la comparaison avait été effectuée à l’aide des facteurs d’échelle classiques, les économies auraient été beaucoup plus élevées.

**Tableau 8. Ventilation des investissements en capital (tranche unique)
en pourcentage du coût total, hors intérêts intercalaires, d'une seule tranche CANDU 6**

| | CANDU 6 1 × 670 MWe | CANDU 9 1 × 881 MWe |
|--|--------------------------------|--------------------------------|
| 21 Bâtiments et ouvrages | 18,3 | 23,6 |
| 22 Chaudière nucléaire et traitement des effluents | 24,0 | 29,3 |
| 23 Turbines et alternateurs | 10,3 | 11,4 |
| 24 Équipements électriques et contrôle-commande | 13,2 | 14,3 |
| 25 Équipements divers de la centrale | 7,2 | 9,2 |
| 26 Ouvrages d'amenée et de rejet d'eau | 1,1 | 1,5 |
| Sous-total des coûts directs | 74,0 | 89,4 |
| 91 Ingénierie et études | 7,5 | 7,6 |
| 92 Services de construction | 5,2 | 5,5 |
| 93 Autres coûts indirects | 3,0 | 3,0 |
| Sous-total des coûts indirects | 15,7 | 16,1 |
| Provisions pour aléas | 5,7 | 6,9 |
| Frais de maîtrise d'ouvrage | 4,6 | 3,4 |
| Total des coûts hors intérêts intercalaires | 100,0 | 115,7 |
| Ratio des coûts spécifiques hors intérêts intercalaires (1 × 670 = 100) | 100 | 88 |

Source : Données sur les coûts fournies par le Canada en réponse au questionnaire de l'AEN.

**Tableau 9. Ventilation des investissements en capital (deux tranches)
en pourcentage du coût total, hors intérêts intercalaires, d'une seule tranche CANDU 6**

| | CANDU 6 2 × 670 MWe | CANDU 9 2 × 881 MWe |
|--|--------------------------------|--------------------------------|
| 21 Bâtiments et ouvrages | 32,6 | 41,3 |
| 22 Chaudière nucléaire et traitement des effluents | 43,8 | 53,4 |
| 23 Turbines et alternateurs | 18,9 | 20,4 |
| 24 Équipements électriques et contrôle-commande | 25,3 | 25,7 |
| 25 Équipements divers de la centrale | 11,5 | 13,5 |
| 26 Ouvrages d'amenée et de rejet d'eau | 2,0 | 2,5 |
| Sous-total des coûts directs | 134,0 | 156,8 |
| 91 Ingénierie et études | 9,0 | 9,2 |
| 92 Services de construction | 7,5 | 7,5 |
| 93 Autres coûts indirects | 5,7 | 5,7 |
| Sous-total des coûts indirects | 22,2 | 22,4 |
| Provisions pour aléas | 8,6 | 11,5 |
| Frais de maîtrise d'ouvrage | 7,3 | 5,7 |
| Total des coûts hors intérêts intercalaires | 172,1 | 196,4 |
| Ratio des coûts spécifiques hors intérêts intercalaires (1 × 670 = 100) | 86 | 75 |

Source : Données sur les coûts fournies par le Canada en réponse au questionnaire de l'AEN.

Lorsque deux tranches successives de même taille sont construites sur le même site, il est possible de réaliser encore plus d'économies sur les coûts hors intérêts intercalaires. Toutefois, les économies sur ces coûts diminuent à mesure que la taille des tranches augmente, conformément à l'expérience française. Par exemple, si l'on compare les éléments de coûts du tableau 9 à ceux du tableau 8, alors que le coût direct d'une centrale à 2 tranches CANDU 9 de 881 MWe est supérieur de 175 % à celui d'une centrale à une seule tranche de 881 MWe, les coûts indirects d'une centrale CANDU 9 de 2×881 MWe ne sont supérieurs que de 139 % à ceux d'une tranche unique de 881 MWe. Cette tendance est également conforme à celle observée dans l'expérience française.

Figure 4. Coût d'une centrale à tranche unique en pourcentage du coût total, hors intérêts intercalaires, d'un CANDU 6 de 670 MWe

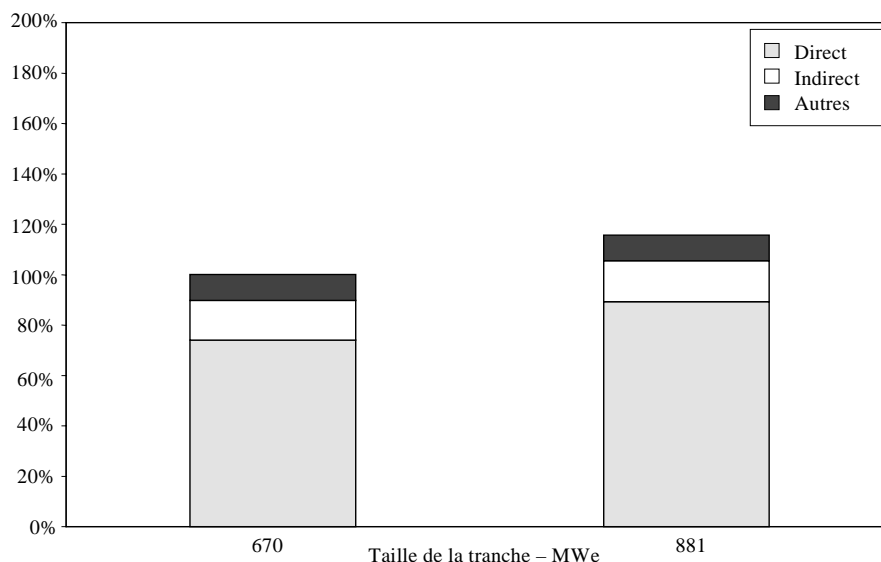


Figure 5. Coût d'une centrale à deux tranches en pourcentage du coût total, hors intérêts intercalaires, d'un CANDU 6 de 670 MWe

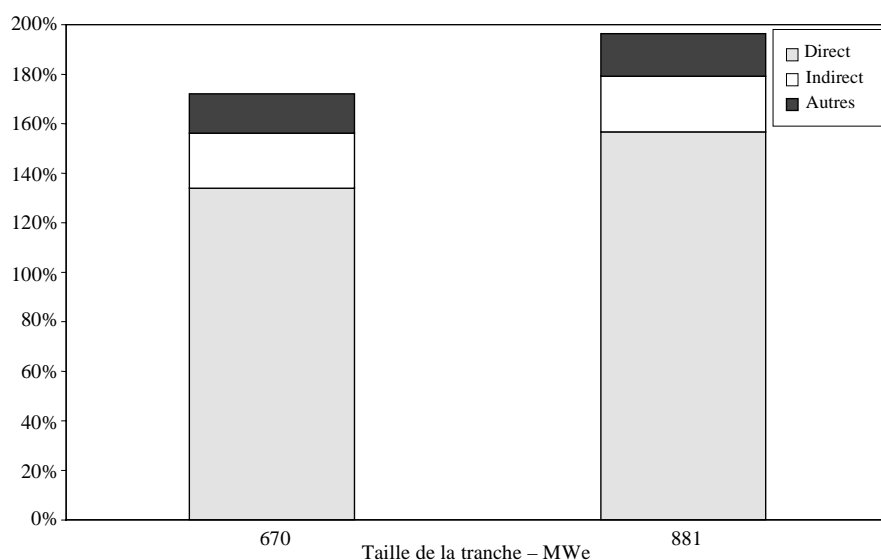
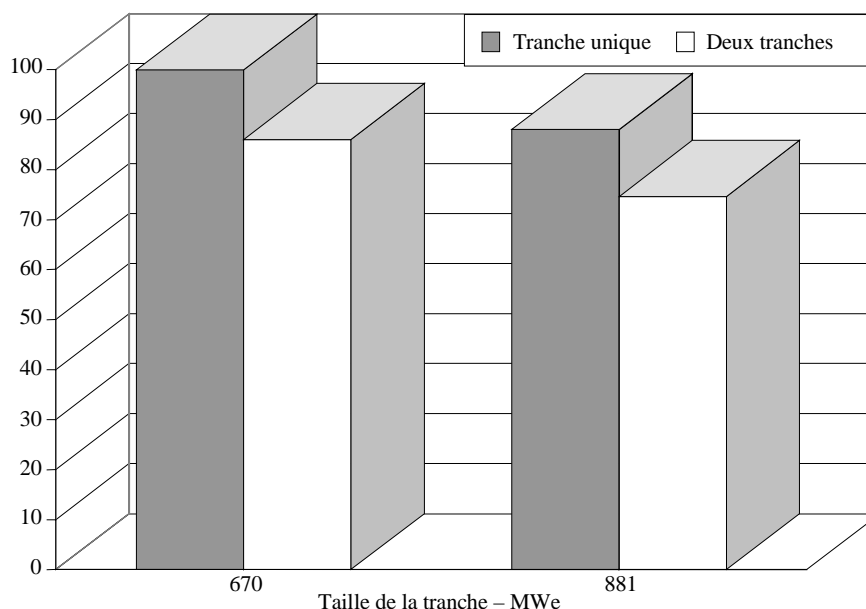


Figure 6. **Ratio des coûts spécifiques, hors intérêts intercalaires, (1 CANDU 6 de 670 MWe = 100)**



Sur la base des coûts spécifiques hors intérêts intercalaires, autrement dit en unité monétaire par kilowatt installé net, on peut observer à la figure 6 que les coûts spécifiques des grandes centrales CANDU 9 sont, d’après les estimations, inférieurs d’environ 12 % à ceux des petites centrales CANDU 6.

L’expérience américaine

Les données sur les coûts fournies par les États-Unis, qui figurent au tableau 10, montrent que les coûts en capital par kilowatt pourraient baisser notablement avec l’accroissement de la taille des centrales.

Amélioration des méthodes de construction

À l’origine, les méthodes de construction employées pour les centrales nucléaires étaient issues de l’expérience acquise sur les centrales à combustibles fossiles dans les pays industrialisés. Depuis la construction de ces premières centrales nucléaires, des progrès considérables ont été accomplis. Principal moteur de cette évolution, la nécessité de respecter les prescriptions réglementaires et les règles d’assurance de la qualité, dans le cadre notamment des procédures d’autorisation, du classement de sûreté des matériels et ouvrages, de la maîtrise des documents, de l’assurance de la qualité et de la préparation des rapports de sûreté et d’autres documents réglementaires.

La simplification, la recherche de l’efficacité et du meilleur coût dans la conception et la construction des centrales nucléaires sont des facteurs d’amélioration primordiaux tant en ce qui concerne la qualité que les délais et les coûts de construction. Parmi les pays Membres de l’OCDE, nombreux sont ceux qui ont mis au point des techniques afin de perfectionner la conception des centrales, de garantir la qualité de la construction et d’en raccourcir la durée. Nous ferons ci-dessous le tour des principales méthodes employées.

Tableau 10. Ventilation des investissements en capital correspondant à des coûts spécifiques, hors intérêts intercalaires, pour des réacteurs à eau ordinaire avancés de type évolutif aux États-Unis

| Coûts en capital | Taille du réacteur | | |
|---|--------------------|--------------|--------------|
| | 1 300 MWe | 900 MWe | 600 MWe |
| Coûts directs (en millions de dollars des États-Unis de 1997) | | | |
| Terrain et droits fonciers | 4 | 4 | 4 |
| Équipements du réacteur | 383 | 307 | 241 |
| Équipements du groupe turbo-alternateur | 339 | 262 | 197 |
| Équipements électriques | 105 | 94 | 83 |
| Système condensation et de refroidissement | 79 | 63 | 58 |
| Équipements divers de la centrale | 67 | 59 | 43 |
| Services de construction | 275 | 225 | 181 |
| Total des coûts directs | 1 253 | 1 014 | 807 |
| Coûts indirects (en millions de dollars des États-Unis de 1997) | | | |
| Études et ingénierie | 72 | 59 | 47 |
| Gestion du projet | 119 | 98 | 78 |
| Total des coûts indirects | 191 | 156 | 126 |
| Autres coûts (en millions de dollars des États-Unis de 1997) | | | |
| Frais de maîtrise d'ouvrage | 50 | 40 | 32 |
| Pièces de rechange | 50 | 40 | 32 |
| Coûts de la charge initiale en combustible | 379 | 379 | 379 |
| Provisions pour aléas | 134 | 109 | 88 |
| Total des autres coûts | 613 | 568 | 531 |
| Total des coûts en capital (en millions de dollars des États-Unis de 1997) | 2 057 | 1 738 | 1 463 |
| Coûts spécifiques en capital (en dollars des États-Unis de 1997/kWe) | 1 582 | 1 931 | 2 439 |

Source : Données sur les coûts fournies par les États-Unis en réponse au questionnaire de l'AEN.

Introduction des matériels par le haut

L'introduction des matériels par le haut permet d'accéder à l'intérieur du bâtiment réacteur depuis l'extérieur. Cette technique consiste à introduire le matériel dans le bâtiment réacteur par le haut grâce à des moyens de levage lourds contrairement à la technique antérieure où les déplacements étaient effectués à l'horizontale. Avec cette méthode, l'installation d'un générateur de vapeur dure deux à trois jours au lieu des deux semaines nécessaires si l'on utilise les méthodes traditionnelles. La réduction des délais de construction, et des coûts résultants, peut donc être importante.

Exploiter pleinement les avantages de cette méthode devrait permettre d'écourter la durée totale du chantier. Toutefois, il convient de ne pas négliger les coûts des moyens de levage lourds et des infrastructures nécessaires à la préfabrication des composants modulaires.

Modularisation

Le principe de la conception standardisée s'assortit de la possibilité de recourir à des constructions modulaires. On appelle modules des volumes individuels de l'installation que l'on peut facilement séparer afin de les pré-assembler sur le site ou ailleurs. Une fois montés et testés, ces modules sont mis en place pour que l'on puisse procéder aux opérations nécessaires à l'intégration des systèmes. La fabrication modulaire concerne tant les structures que les tuyauteries, tubages, chemins de câbles, radiers armés, l'instrumentation, les tableaux électriques, les supports et les plates-formes d'accès, etc.

L'usine est considérée comme un milieu de travail plus satisfaisant, où l'on obtient de meilleurs résultats en matière d'assurance qualité, d'automatisation et de productivité. La construction modulaire, effectuée hors site en parallèle avec les activités sur le chantier, a le mérite de désencombrer le chantier et d'écourter les délais de construction. La main d'œuvre et les contrôles sur site s'en trouvent réduits bien que l'économie ainsi réalisée puisse être compensée par l'augmentation correspondante des coûts de transport et de l'équipement des usines.

Dans de nombreux pays les techniques de construction modulaire ont donné toute satisfaction. On estime que la baisse totale des coûts imputable à la modularisation représente entre 1,4 et 4 % du coût total de construction. Ces techniques devraient pouvoir être utilisées plus largement. Les principaux avantages qu'on en attend sont : des gains de qualité, la réduction des délais de construction et la baisse des coûts de construction.

Cette technique n'est pourtant pas très largement appliquée pour les raisons suivantes :

- la conception globale de l'installation doit être achevée avant que l'on puisse procéder à la fabrication d'un module ;
- il faut acheter tous les matériaux et composants avant de fabriquer le module ;
- l'organisation des tâches qui se succèdent ou se chevauchent lors de la construction et des essais y perd en souplesse ;
- il faut disposer de moyens de levage lourds qui coûtent très chers.

Par ailleurs, la modularisation accentue le risque lié au projet pour les raisons suivantes :

- il y a un risque que les modules ne s'intègrent pas bien aux bâtiments/systèmes ;
- la modularisation nuit à la souplesse d'organisation des travaux sur le chantier ;
- la modularisation est plus sensible aux événements susceptibles de retarder les travaux ;
- les fonds doivent être déboursés très tôt en raison des travaux d'ingénierie préalables nécessaires et des appels d'offres à lancer.

Pourtant la construction modulaire est une technique qui paraît très efficace pour écourter les travaux de construction des centrales nucléaires. Le propriétaire de la centrale qui veut maximiser ses bénéfices aura donc tout intérêt à analyser l'impact de la modularisation sur la qualité, les délais et les coûts. Il faudra en outre, dès la phase de conception, planifier dans le détail les travaux de construction des modules et la coordination des interfaces.

Coffrages glissants

Parmi les modules préfabriqués de grande taille, on compte les parois et peaux d'étanchéité des enceintes. En Suède, le recours à la technique des coffrages glissants pour construire ces composants a

permis d'écourter de trois mois les travaux de construction, ce qui représente environ 5 % du total. Ces techniques servent également dans la construction d'édifices importants tels que le bâtiment des auxiliaires nucléaires et la salle des machines. Des aires doivent être prévues sur le site pour la fabrication, le transport et le montage des modules.

Méthodes de construction parallèle

Par la construction parallèle on entend l'intégration des montages mécaniques et des travaux de génie civil. Il s'agit de mener de front divers types d'activités. Cette manière de faire autorise une réduction notable des travaux de mécanique nécessaires après la construction des ouvrages de génie civil. Malheureusement, faute de données quantitatives spécifiques suffisantes, la comparaison est impossible.

Câblage des contrôles-commandes

L'installation des chemins de câbles et les raccordements font partie intégrante du chemin critique du projet. Le multiplexage à distance autorise une forte réduction de la quantité de câbles et chemins de câbles à installer ainsi que du nombre de raccordements. Le nombre de connexions à réaliser dans les armoires de contrôle-commande diminue également, ce qui permet d'éviter les goulets. Le Canada estime la baisse consécutive des coûts de construction à 1 %.

L'informatique a apporté des améliorations au niveau de l'installation des câbles, notamment :

- l'identification des câbles dont le cheminement est identique afin de les tirer simultanément, de façon à éviter des passages répétés des installateurs des câbles de contrôle-commande ;
- l'identification des zones où l'on peut tirer ensemble des câbles avant de mettre en route d'autres travaux de montage électrique.

Tuyauteries et soudures

Avec la construction de modules de tuyauteries préfabriqués pour supprimer les raccords des coudes de tuyauteries, on élimine des soudures. Cette technique permet de réaliser des économies sur les accessoires de tuyauterie, les opérations de soudage et les contrôles non destructifs des soudures. Parce que la main d'œuvre nécessaire est réduite et que les interruptions de l'exploitation pour procéder aux contrôles radiographiques des soudures sont moins nombreuses, cette solution fait gagner du temps. Néanmoins, le coût du cintrage des tuyauteries peut en partie compenser les économies réalisées. La construction de modules de tuyauteries préfabriqués représenterait une économie de 0,4 % sur les coûts de construction totaux au Canada.

Coordination des plannings des différents sous-traitants

La coordination efficace des interventions de différents sous-traitants et leur intégration dans la séquence des travaux de construction ont une importance primordiale pour les coûts. Plusieurs améliorations ont été proposées, dont une meilleure conception des lots, des simulations pratiques des activités et l'amélioration de l'interface de communication entre le maître d'œuvre et les fournisseurs.

En adoptant ces pratiques, le Mexique est parvenu à économiser 6 à 8 % sur les coûts en capital directs des REB.

Récapitulatif des économies réalisables

On trouvera récapitulées sur le tableau ci-dessous les économies réalisables en utilisant ces méthodes de construction. Tous les chiffres indiqués correspondent à des économies réelles.

| Méthode de construction | Économies potentielles (en % du coût total) | Filière de réacteur/Origine | Commentaires |
|---|--|--|---|
| Introduction des matériels par le haut | 2,4 | CANDU – Canada | Réduction de 15 % de la durée du chantier. |
| Modularisation | 1,4 – 4,0 | REB – Suède CANDU – Canada | Réduction possible de la durée du chantier. |
| Recours au coffrages glissants | Indéterminées | REB – Suède | Réduction de 5 % de la durée du chantier |
| Construction parallèle | Indéterminées | n.d. | Réduction potentielle de la durée du chantier. |
| Amélioration du câblage du système de contrôle-commande | 1,0 | CANDU – Canada | – |
| Construction de modules de tuyauteries préfabriqués et réduction des contrôles des soudures | 0,4 | CANDU – Canada | Réduction potentielle de la durée du chantier due à la diminution du nombre d'interruptions et d'inspections. |
| Coordination efficace des plannings des sous-traitants | 6,0 – 8,0 | REB – Mexique | Réduction potentielle de la durée du chantier. |

Gestion de la construction

Malgré les possibilités offertes par chacune des méthodes décrites ci-dessus, il serait impensable de réaliser d'importantes économies sans une bonne gestion des travaux de construction. C'est d'autant plus vrai de la modularisation, qui suppose une organisation très minutieuse des accès au chantier et un programme d'assurance qualité très élaboré. L'expérience internationale montre que d'étroites relations client-constructeur, fondées sur le respect des compétences mutuelles et confortées par leur volonté de tirer parti de l'expérience engrangée partout dans le monde sont la clef de la réussite d'un grand projet de construction. Un client dépourvu d'expérience aura tout intérêt à faire appel à un architecte industriel.

Réduction des délais de construction

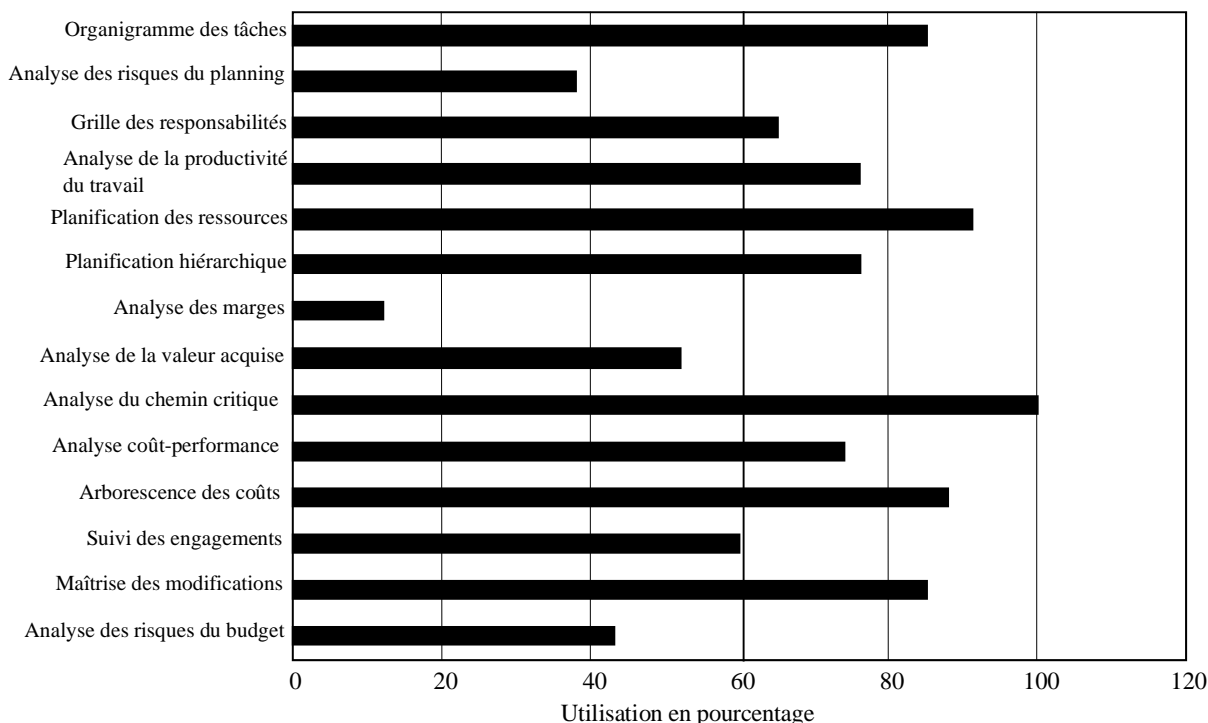
Gestion de projet et maîtrise des coûts

La gestion de projet recouvre essentiellement les fonctions de définition, conduite, coordination et le suivi général du déroulement du projet. Une gestion de projet efficace est la garantie de la réalisation des objectifs de qualité, de coûts et de délais. L'analyse de l'expérience acquise en matière de construction a permis de cibler les efforts sur la planification du projet en fonction des objectifs fixés grâce à l'identification, l'organisation, la mise en œuvre, le retour d'expérience et le suivi.

La planification est un outil de gestion essentiel qui permet de définir les besoins et de répartir les ressources. Le planning d'ensemble est établi pour la durée totale du projet à partir des contributions de toutes les équipes participant au projet. Le planning de la construction doit optimiser l'enchaînement logique des activités sur le chantier en fonction des objectifs. Plusieurs techniques

modernes de maîtrise de projet ont été appliquées lors de la construction de centrales. Les plus courantes sont représentées sur la figure 7 avec le degré de leur utilisation.

Figure 7. **Techniques de maîtrise de projet couramment utilisées**



Source : Réponse du Royaume-Uni au questionnaire de l'AEN.

La maîtrise des coûts est bien entendu un aspect essentiel de la gestion d'un projet. Étant donné l'importance des capitaux en jeu, les projets nucléaires sont plus vulnérables en cas de retard que les projets de centrales classiques. C'est pourquoi, un mauvais planning des dépenses spécifiques, compte tenu des effets des intérêts intercalaires, peut augmenter de 25 % le coût d'investissement. Toutefois, les dispositions financières adoptées et leurs répercussions sur le coût total de la construction de centrales nucléaires sortent du champ de cette étude.

Facteurs affectant le planning de construction

La longue durée de construction d'une centrale nucléaire entraîne des risques qui échappent au contrôle de l'équipe de maîtrise du projet. Il s'agit de l'augmentation du montant total des intérêts intercalaires, de la hausse de coûts des équipements et matériaux et de la main d'œuvre, de l'emploi de technologies dépassées, de l'apparition de nouvelles exigences réglementaires, de l'hostilité du public, des perturbations sociales et grèves, de changements politiques, etc.

Ces risques, qui ont tous un coût pour le maître d'ouvrage ou l'investisseur, peuvent être limités en écourtant la durée des travaux. Les avantages d'une construction moins longue comprennent une réduction des coûts administratifs, une moindre rotation du personnel qualifié, une meilleure ambiance et motivation du personnel, une plus grande efficacité du travail et une meilleure qualité des services.

Ces délais plus courts signifient aussi la promesse de gains plus rapides avec la mise en service de l'installation, donc un projet plus rentable.

Pour écourter les délais de construction, plusieurs méthodes ont été adoptées. On trouvera ci-dessous une sélection de mesures susceptibles d'y contribuer.

Construction

- méthodes avancées d'ingénierie ;
- simplification de la construction du radier du réacteur ;
- techniques de modularisation ;
- préfabrication du cuvelage du réacteur ;
- préfabrication des boucliers primaire et secondaire ;
- utilisation de moyens de levage lourds ;
- réduction du nombre d'encastremets ;
- exécution préalable des études et des procédures d'autorisation ;
- maîtrise des modifications, planification, surveillance et maîtrise du projet ;
- valorisation des ressources humaines et formation.

Divers

- maximisation des heures de travail par le recours au travail posté et en continu ;
- incitations contractuelles et individuelles ;
- politique très dynamique en matière de relations professionnelles ;
- optimisation des accès autour du site et des installations de chantier ;
- amélioration des interfaces entre travaux, intégration ;
- planification par ordinateur de la gestion de projet ;
- amélioration de la gestion de l'information ;
- achats conditionnels ;
- coordination des services d'inspection ;
- rationalisation et simplification de la documentation y compris des documents liés au procédures d'assurance et de maîtrise de la qualité.

Le choix d'exemples de bonnes pratiques applicables doit se fonder sur les spécificités sociales et économiques de chaque pays et sur les capacités et les compétences des compagnies d'électricité et d'autres organisations.

Facteurs déterminant les économies réalisables

Étant donné la taille des investissements nécessaires, les retards dans la réalisation de projets nucléaires ont des répercussions importantes. Tout bouleversement du planning initial se soldera par des dépassements de coûts, avec la hausse correspondante des intérêts intercalaires et, de plus, retardera le moment où la compagnie d'électricité pourra retirer les bénéfices de son investissement. Cela aura des répercussions sur les dépenses que le propriétaire devra engager et sur sa capacité de rembourser ses dettes aux échéances prévues.

Les mesures suivantes ont permis de maximiser les économies grâce à la fourniture de schémas de construction dès la phase d'appel d'offres, à l'amélioration de la planification, de l'organisation et de la gestion des interfaces pour éviter les heurts et les retards, et à une familiarisation avec le travail pour en accroître l'efficacité.

Optimisation des plannings

Les paramètres qui déterminent les coûts de la construction sont très divers. Pourtant, la réduction des délais de construction ne provoque pas nécessairement une baisse des coûts. Le Japon, par exemple, est parvenu à réduire à 45 mois la durée de construction des centrales, mais l'économie réalisée serait compensée par les forts investissements consentis avant la construction en préparation des accès et aménagement du site.

Des délais de construction plus courts signifient un volume de travail plus important à exécuter en parallèle et, par conséquent, des coûts de gestion et des risques accrus. Il convient donc de trouver l'équilibre optimal entre les risques et les avantages de cette solution et d'obtenir simultanément un risque faible de dépassement de coûts, des intérêts intercalaires réduits et la possibilité de bénéficier rapidement des recettes de l'exploitation de la centrale. Étant donné les évolutions possibles des conditions macro et micro-économiques, la corrélation et l'optimisation de ces divers facteurs seront fonction du pays.

Tranches multiples, standardisation et enchaînement des chantiers

L'analyse a prouvé que l'on gagne beaucoup de temps sur un programme de construction dès lors que l'on peut reproduire un modèle. Dans ce cas, le palier technique bénéficie d'une homologation préalable, et les relations avec l'organisme de réglementation sont plus simples.

La construction de plusieurs tranches sur un même site présente également des avantages. La construction des installations communes, le partage des ressources du site et les commandes en gros sont sources de gains de temps. Les commandes en gros peuvent inciter les constructeurs à investir dans des matériels et procédés leur permettant d'améliorer leur productivité. L'enchaînement des chantiers sur un même site peut écourter la durée totale des travaux. C'est un moyen d'utiliser efficacement l'industrie produisant les matériaux de construction, les industries manufacturières, les installations de transport, la main d'œuvre et le matériel de chantier.

Les statistiques montrent que la construction d'un deuxième réacteur peut coûter jusqu'à 50 % moins cher que celle du premier. De plus, la construction en série a permis une économie de 20 % sur la durée totale de la construction

Comparaison des gains de temps

Le tableau ci-après récapitule les économies réalisables sur la construction d'un REP type notamment par le recours à des principes de conception modernes et au travail en parallèle.

| Élément du programme de construction | Gains possibles sur la durée du chantier pour cet élément (%) | Facteurs de gain de temps |
|--|--|--|
| Premier béton du radier du réacteur | 30 | Amélioration de la conception (simplification et facilité de construction) |
| Cuvelage du réacteur | 92 | Préfabrication du cuvelage. |
| Enceinte primaire | 22 | Amélioration de l'accès et de l'utilisation de la grue. |
| Boucliers de protection primaire et secondaire | 46 | Préfabrication/modularisation. |
| Montage du pont polaire du bâtiment réacteur | 57 | Essais et préfabrication en usine. |
| Mise en service | 16 | Intégration. |
| Total (ensemble du projet) | 12,5 | |

Note : Plusieurs de ces tâches se déroulant en parallèle, le gain global n'est pas égal à la somme des gains individuels.

Comparaison des délais de construction en fonction du type de réacteur

Le tableau ci-dessous permet de comparer les délais de construction de divers types de réacteurs. Les commentaires concernent des moyens employés pour les optimiser.

| Filière de réacteur | Durée initiale du chantier (mois) | Durée modifiée (mois) | Commentaires |
|----------------------------|--|------------------------------|---|
| REP 1 200 MWe | 63 | 55 | Modularisation. Accès améliorés. Améliorations des études. |
| CANDU 700 MWe | 61 | 55 | Enchaînement de la mise en œuvre. La durée de 52 mois est réalisable. |
| VVER-320 1 000 MWe | 51 | 49 | — |
| REB-90 1 500 MWe | 60 | 48 | |

Source: Informations fournies par les membres du Groupes d'experts en réponse au questionnaire de l'AEN.

Les gains de temps varient donc de 4 à 20 % sur toute la durée de la construction. Ces gains doivent être corrélés aux coûts afin de rechercher un optimum, dans la mesure où un gain de temps n'entraîne pas automatiquement une baisse de coût. Il y a peu de données à ce sujet, et la comparaison des méthodes d'optimisation dépasse le cadre de ce rapport.

Amélioration de la conception

Les coûts de l'ingénierie de conception des centrales nucléaires représentent près de 10 % du montant total des coûts d'investissements. Une conception défectueuse peut avoir d'importantes conséquences, tant au moment de la conception que lors de l'exploitation de la centrale. Par l'étude systématique de l'expérience passée de la conception et de la construction de centrales, certains pays sont parvenus à introduire des améliorations de la conception qui ont facilité la construction.

Les avantages que l'on peut tirer des progrès de la conception et de la technologie découlent de l'approfondissement des connaissances, y compris celles qui concernent les méthodes de construction et de l'intégration des processus dans le planning de construction. De nouvelles technologies ont fait leur apparition qui permettent de standardiser et de simplifier les équipements. Les méthodes de fabrication, de montage et d'inspection ont elles aussi progressé.

Les concepteurs participant aux spécifications d'une nouvelle installation s'efforcent de concevoir des systèmes moins complexes sans pour autant compromettre l'efficacité de fonctionnement et la sûreté nucléaire, ce qui revient à faciliter la construction. Les progrès de l'informatique et de l'électronique ont contribué à la baisse des coûts. Ces progrès renforcent la cohérence de la documentation et raccourcissent les délais de construction, dans la mesure où ils évitent d'avoir à refaire le travail à cause d'une documentation déficiente ; et de plus, ils permettent de dresser des listes de matériels plus précises. L'attitude des organismes de réglementation a, dans de nombreux pays, évolué vers un durcissement des critères. Ces facteurs ont bien entendu des répercussions sur la conception et les systèmes utilisés. Il existe plusieurs domaines dans lesquels la construction bénéficiera d'une amélioration de la conception.

Disposition des installations

Il est essentiel de bien concevoir la disposition des installations. A ce stade, il faut prendre en compte tous les aspects des activités qui se dérouleront dans la centrale pendant sa durée de vie : la sûreté, la fiabilité et l'économie. Des plans sont couramment établis pour la construction, la mise en service, l'exploitation, les opérations de maintenance et le déclassement. Pour la réalisation des plans de la centrale les bonnes pratiques consistent à simplifier la configuration des installations, planifier les voies d'accès sur le site, revêtir les accès provisoires et construire des routes permanentes le plus tôt possible, rapprocher le plus possible les installations provisoires, comme les ateliers, etc. ; éliminer les tassements différentiels, par exemple installer des radiers communs et uniformiser les cotes dans les bâtiments et d'un bâtiment à l'autre ; trouver un usage définitif aux supports provisoires en béton de façon à éviter leur enlèvement, qui coûte cher et standardiser les encastresments.

Accessibilité

Sans pour autant transformer la conception originale, on a pu améliorer la construction en adaptant mieux les voies d'accès pour le personnel, les matériaux et les équipements. Au niveau de la conception il s'agit de s'assurer que les matériaux, équipements, outils et personnels puissent être transportés sur les zones du site où l'on en a besoin ; disposer les installations annexes ou temporaires, les échafaudages, par exemple, de façon à ne pas gêner la circulation et installer des monte-charge d'une capacité suffisante pour les transports de matériaux.

Simplification de la conception

Les améliorations apportées ces dix dernières années à la conception des centrales concernent :

- les supports multi-fonctionnels ;
- la conception des systèmes de chauffage, de ventilation et de climatisation ;
- l'affichage des informations nécessaires à la conduite de l'installation ;
- la conduite par ordinateur ;
- la rationalisation des travaux de génie civil ;
- la réduction du nombre de composants ;

- une disposition ramassée des équipements de façon à réduire le volume des bâtiments sans pour autant gêner l'accès aux composants ;
- les systèmes de décontamination et des dispositifs de radioprotection.

Les entreprises sont nombreuses à avoir pris conscience que la seule façon de réduire les coûts tout en préservant la qualité consiste à simplifier les procédés de fabrication. La simplification de la conception des centrales a permis de limiter les quantités de matériaux, d'alléger le travail, d'abaisser les coûts et d'écourter les délais de fabrication et de construction. Les exemples suivant illustrent ce point :

- simplification de la configuration de la centrale de façon à réduire le nombre et le volume des bâtiments en utilisant des structures de grande taille et en disposant les composants communs de manière rationnelle ;
- simplification des schémas et spécifications techniques des composants, systèmes et structures ;
- application de nouvelles technologies afin de limiter le nombre et de simplifier l'installation des armatures, tuyauteries et câbles ;
- rationalisation des prescriptions d'assurance qualité concernant la préparation, l'évaluation des performances et la documentation des activités.

Recours à l'informatique et à la modélisation

Ces dix dernières années, les concepteurs et constructeurs ont exploité les possibilités des outils de modélisation informatique et de maquettage. La modélisation favorise une approche à la fois logique et systématique de la gestion et de la vérification des activités de conception et de construction.

La conception et l'ingénierie assistées par ordinateur (respectivement CAO et IAO) ont été largement utilisées pour établir les plans des installations et des ouvrages et mettre en évidence les interfaces entre les structures et les systèmes. Les installateurs ont ainsi le moyen de visualiser et d'animer divers scénarios de construction, ce qui leur permet d'évaluer les contradictions, les risques éventuels ainsi que les activités appartenant au chemin critique. Ces techniques sont irremplaçables pour l'optimisation de la gestion des travaux et des délais de construction. Grâce à elles, il est possible d'améliorer les livraisons de matériaux et d'utiliser au mieux la main d'œuvre et les ressources.

Autres aspects de la conception

Il existe par ailleurs divers facteurs qui ont eux aussi une influence sur la construction de centrales nucléaires comme par exemple la rationalisation des tolérances de conception ; la réduction du nombre de soudures réalisées sur place et l'intégration des critères d'inspection dans la conception.

Les réacteurs de demain

Non contents de perfectionner les filières actuelles de réacteur, les concepteurs de centrales travaillent activement à la mise au point de nouvelles filières moins complexes et reposant davantage

sur des systèmes à sûreté passive. L'effort de développement de la prochaine génération de réacteur a commencé dans le monde entier dès le début des années 80.

Suivant leurs programmes nucléaires, tous les pays qui se sont lancés dans cette activité ont progressé à des rythmes très variables, ce qui se traduit par d'importantes disparités dans leurs plannings tant pour la construction de ces nouvelles centrales que pour la réalisation des évaluations réglementaires.

S'appuyant sur le retour d'expérience, les compagnies d'électricité ont précisé leurs besoins, après quoi les constructeurs ont opté soit pour une amélioration de conceptions antérieures soit pour le développement de nouveaux concepts. En Europe, par exemple, les compagnies ont établi un cahier des charges des compagnies européennes, les « European Utility Requirements » qui font pendant à « l'Utility Requirement Document » de l'EPRI. Parallèlement, les constructeurs ont chacun revu leurs anciennes conceptions de réacteurs avant d'entreprendre des modifications, qui peuvent varier du choix d'une nouvelle technologie pour un composant à une révision complète des systèmes.

Comme ces nouvelles filières s'inspirent de la conception de réacteurs actuellement exploités, on les a qualifiées d'évolutives. Une autre distinction est faite entre les concepts sur la base du système de sûreté adopté : actif si l'énergie utilisée pour actionner les systèmes de sûreté est produite instantanément et passif si cette énergie est stockée.

Les réacteurs de conception évolutive (on dit aussi évolutionnaire) actuellement exploités sont le palier N4, les réacteurs Konvoi et la centrale de Sizewell-B.

Les réacteurs avancés, déjà exploités, en cours d'autorisation ou en phase d'avant-projet comprennent l'ABWR, le System 80+, l'AP 600, l'ESBWR (REB simplifié évolutif), le REB 90+, l'EPR (European Pressurized Reactor), le KNGR (réacteur coréen de la nouvelle génération) et le CANDU avancé.

La conception des réacteurs de la prochaine génération vise avant tout à atteindre, dès le début du siècle prochain, des coûts plus bas que ceux des centrales à combustibles fossiles les plus compétitives. Le coût de production choisi comme cible dans les « European Utility Requirements » est de 15 % inférieur à celui du kWh produit dans les centrales fonctionnant actuellement en base. Pour y parvenir, il s'agira de maîtriser les coûts d'investissement et d'abaisser les coûts d'exploitation et les coûts du combustible en profitant de la meilleure disponibilité des installations.

L'exploitation des phénomènes naturels, comme la recirculation naturelle de l'eau de refroidissement, la dissipation de la chaleur par rayonnement et des coefficients de température négatifs de la réactivité du réacteur permettent de réaliser des conceptions simplifiées nécessitant moins de matériel mécanique et électrique. La conception et l'ingénierie assistées par ordinateur sont également des facteurs de baisse des coûts.

Par exemple, par rapport aux REO classiques il y aura, dans l'AP600 auquel la NRC aux États-Unis a accordé le « Final Design Approval », 50 % de vannes et robinets, 80 % de tuyauteries, 70 % de câbles de commande et 35 % de pompes en moins.

On trouvera à l'annexe 2 de ce rapport des descriptions sommaires des réacteurs de la prochaine génération et de leurs coûts en capital.

De nouveaux concepts de réacteurs de petite taille

La petite taille de ces réacteurs permet d'utiliser la convection naturelle pour assurer le refroidissement du cœur. Leur compétitivité par rapport aux filières actuelles de réacteurs (compte tenu de l'augmentation des coûts en capital par unité de production électrique résultant de l'absence d'effet de taille) repose sur :

- la simplification de la conception par rapport aux filières actuelles (utilisation de systèmes à sûreté passive, construction plus intégrée des composants) ;
- le recours à des technologies classiques (pour abaisser les coûts de développement) ;
- l'exploitation maximale des avantages de l'installation de plusieurs tranches sur un même site ;
- la préfabrication du plus grand nombre possible de composants pour abaisser les coûts de construction ;
- une disponibilité élevée, par exemple en prévoyant des systèmes redondants ;
- un rendement thermique élevé en exploitation, ce qui, en pratique, suppose de fonctionner à des températures plus élevées.

On n'a pas encore construit de petit réacteur qui ait apporté la preuve de l'intérêt économique de ces nouveaux concepts. Tous les coûts donnés actuellement reposent sur des études théoriques, surestimant probablement les avantages effectivement réalisables dans la pratique. Quoiqu'il en soit, ces études théoriques montrent le parti que l'on pourrait tirer de ces nouveaux concepts.

Trois concepts représentatifs d'évolutions possibles sont décrits brièvement ci-dessous : le SIR, un petit REP intégral conçu par un consortium américano-britannique, KALIMER, un petit réacteur refroidi au sodium que développe actuellement la République de Corée et le réacteur modulaire à lit de boulets (PBMR), un réacteur à haute température à gaz mis au point en Afrique du Sud. Le tableau 11 donne les caractéristiques fondamentales de ces réacteurs.

Le réacteur intégral SIR compense la hausse des coûts spécifiques correspondant à la turbine et à l'alternateur plus petits par des coûts spécifiques de la partie réacteur qui sont proches de ceux d'un REP de plus grande taille, et cela grâce à sa conception intégrale, regroupant les générateurs de vapeur et le pressuriseur à l'intérieur d'une seule et même cuve. La sûreté intrinsèque de la conception passive permet également des économies sur l'équipement. C'est ainsi que le volume de béton est inférieur de 35 %, les tuyauteries des systèmes de sûreté dix fois moins importantes et la longueur totale de câbles réduite de moitié. Des économies supplémentaires résultent du fait qu'une partie plus importante des équipements soient préfabriqués et que la période de construction soit écourtée à 30 mois (du premier béton à la mise en service industriel).

Avec le réacteur KALIMER, les économies proviennent de la sûreté passive et du rendement supérieur lié au fonctionnement à haute température. Le PBMR exploite à l'extrême cette possibilité puisqu'il est destiné à fonctionner à très haute température, ce qui permettra de gagner encore en rendement. En fait, en termes de coûts en capital par unité de production thermique, ces trois réacteurs sont très proches : c'est le meilleur rendement qui explique les baisses des coûts unitaires de l'électricité.

Tableau 11. Caractéristiques principales de SIR, KALIMER et PBMR

| Réacteur | SIR ¹⁾ | KALIMER ²⁾ | PBMR ³⁾ |
|--|-------------------|-----------------------|-------------------------------------|
| Filière | REP intégral | Métal liquide | Haute température, refroidi par gaz |
| Puissance électrique MWe | 320 | 333 | 100 |
| Température maximale prévue du caloporteur °C | 318 | 530 (454 vapeur) | 900 |
| Rendement prévu | 32 % | 40 % | 48 % |
| Coût en capital spécifique visé ⁴⁾ par rapport aux REP actuels de 1 300 MWe | 100 % | 85 % | 65 % |

1) Informations tirées de Nuclear Energy 1991, 30 (2) 85-93 et d'une plaquette publicitaire sur le SIR.

2) Informations tirées d'une réunion technique de KAERI/CRIEPI sur les réacteurs à métal liquide, novembre 1996.

3) Informations tirées d'une communication d'ESKOM à l'AIEA en 1997 et d'une plaquette publicitaire sur le PBMR.

4) Hors coûts de la tête de série, suppose la construction de plusieurs tranches sur le même site.

Amélioration des achats, de l'organisation et des contrats

Comme la plupart des pays sont en train de déréglementer leurs marchés de l'électricité, les compagnies d'électricité font davantage jouer la concurrence pour leurs fournitures de biens et de services et travaux associés.

La concurrence se développe à divers niveaux, entre centrales nucléaires, au gaz et au charbon, politiques d'achat et entre les fournisseurs d'équipements, de travaux et de services.

S'agissant de la concurrence entre les centrales nucléaires, au gaz et au charbon, tout progrès au niveau des achats, de l'organisation et des contrats est bénéfique quel que soit le type de centrale. L'effet sur le coût par kWh sera cependant plus grand dans le cas des centrales nucléaires dont les coûts en capital représentent 60 % du montant du kWh, contre seulement 20 % pour les centrales au gaz. En outre, le marché des équipements et services nucléaires est en général plus fermé que les marchés des matériels de centrales classiques, ce qui s'explique surtout par la réglementation et les questions de sûreté. Il s'ensuit que l'ouverture des marchés sera plus notable dans le secteur nucléaire que dans le secteur classique.

Stratégies d'achat

Pour ce qui est de la concurrence entre stratégies d'achat, la gestion d'un projet de construction d'une centrale nucléaire est confiée à une équipe de projet dirigée par un chef de projet. Cette équipe a l'entière responsabilité de la mise en œuvre du projet dans le respect des délais, de la qualité et du budget. Elle est également en relations avec les administrations délivrant les autorisations et avec tout autre organisme réglementaire.

La stratégie contractuelle adoptée pour l'achat d'équipement joue un rôle primordial dans la gestion d'un projet et repose sur les compétences et l'expérience du maître d'ouvrage. À une extrémité du spectre, on trouve les contrats clés en main, dans lequel le propriétaire passe un contrat avec un seul et même constructeur qui fournira tout l'équipement et coordonnera l'ensemble des travaux de construction. Dans ce cas, un maître d'œuvre ou consortium unique assume la plupart des risques de dépassement des coûts et des délais, et les interfaces entre le maître d'ouvrage et les fournisseurs responsables sont réduites au minimum. Afin de couvrir le risque de dépassement des coûts et des délais, le maître d'œuvre ou le consortium peut, dans le cadre du contrat clés en main, demander un

prix plus élevé pour l'installation, suivant les conditions de la concurrence au moment de l'appel d'offres.

À l'autre bout du spectre, on trouve les contrats individualisés par lots multiples. Dans ce cas, le maître d'ouvrage doit passer une série complète de contrats de fourniture et de montage sur site de plusieurs centaines d'équipements. Cette solution entraîne pour le maître d'ouvrage une dépense supplémentaire pour la coordination technique et le contrôle des interfaces. Il lui faudra constituer une structure dans laquelle s'organiseront les diverses fournitures et surveiller les opérations sur le site. Cependant, la conception lui reviendra moins cher dans ce cas ; il pourra maîtriser directement les coûts et limiter les provisions pour aléas qu'il aurait éventuellement à verser au maître d'œuvre.

Il existe également des solutions intermédiaires que l'on pourrait appeler contrats par lots regroupés (pour la construction d'îlots) dans lesquelles le nombre de lots peut varier de quelques-uns à plusieurs dizaines, et qui permettent de réduire le nombre d'interfaces sans que la marge appliquée par les constructeurs augmente dans de trop fortes proportions. Dans cette option, les capacités d'ingénierie dont disposent les compagnies d'électricité ont une grande influence sur la répartition des lots.

Il est impossible d'affirmer qu'une solution particulière surpasse les autres et qu'elle aboutira dans tous les cas à un coût inférieur. Il existera toujours de interfaces entre équipements, systèmes et structures qu'il faudra gérer (éventuellement sur un site dépendant de la stratégie d'achat adoptée). Il faut donc trouver l'équilibre optimal, qui dépendra du pays (autorités, bureaux d'ingénierie, etc.). On peut dire seulement que la concurrence entre ces diverses solutions autorise des économies sur les coûts en capital qui sont fonction du nombre de centrales à construire (équipements en série, etc.).

S'agissant des fournisseurs de biens et des prestataires de services et de travaux, les éléments décrits ci-dessous sont sources d'économies.

Les programmes d'assurance et de maîtrise de la qualité représentent un poste de coûts important dans la construction d'une centrale nucléaire. Ils débouchent souvent sur la création de composants « nucléaires » extrêmement coûteux qui en réalité sont très proches de composants utilisés dans des environnements non nucléaires. Ces programmes étaient parfaitement justifiés dans les années 70, à un moment où les normes industrielles courantes étaient moins axées sur l'assurance et la maîtrise de la qualité et où l'industrie nucléaire avait besoin de produits de meilleure qualité. Les spécifications d'assurance et de maîtrise de la qualité qui sont appliquées aujourd'hui aux produits industriels courants ont si bien comblé l'écart que beaucoup de ces produits pourraient satisfaire aux critères de qualité exigés pour le nucléaire. L'utilisation à grande échelle de composants non nucléaires, même dans des systèmes de sûreté, autoriserait une baisse importante des coûts sans compromettre pour autant la sûreté globale.

Il est possible d'optimiser les procédures d'appel d'offres quels que soient les sources des divers contrats (ensemblier, maîtres d'œuvre, maître d'ouvrage) de la manière suivante :

- prévoir des lots permettant aux fournisseurs de proposer leurs produits standard ;
- préparer des appels d'offres et spécifications simplifiés, centrés sur l'essentiel, de sorte que les soumissionnaires puissent réduire leurs provisions pour imprévus et risques ;
- multiplier les soumissionnaires afin d'éviter que ne se perpétuent ou ne se créent des créneaux monopolistiques ;

- adopter des clauses plus strictes dans les contrats (prix fermes, tout compris, garanties satisfaisantes de bonne exécution et clauses pénales, règles strictes pour les changements de conception).

Optimisation de la stratégie d'achat au Royaume-Uni

Pour les futurs projets de construction de REP, la stratégie d'achat fondamentale suppose la réduction de 111 à 6 des grands lots de travaux :

- bâtiments traditionnels : services de chantier, égouts, eau, etc. ;
- refroidissement sur site en bord de mer : ouvrages de prise et de rejet d'eau de refroidissement, déchets radioactifs, etc. ;
- électromécanique : tuyauteries, robinetterie, commutateurs, câblage contrôle-commande, etc. ;
- chaudière nucléaire : circuit primaire, inspection, etc. ;
- gros œuvre : bâtiment principal, réservoirs de stockages, etc. ;
- îlot conventionnel : turbo-alternateurs, pompes du poste d'eau, transformateurs, etc.

Par rapport aux autres stratégies, cette solution paraît moins risquée tant en termes de coûts que de durée du programme. Par ailleurs, pour les lots individuels des différents sous-traitants, une certaine souplesse sera prévue. Il s'agit de cette manière d'éviter des pratiques commerciales inutiles et inflationnistes et de tirer parti d'éventuelles remises. Cette démarche permet également des versements anticipés conformément aux pratiques internationales, la renégociation des conditions de paiement et des systèmes d'incitations.

Cette stratégie d'achat révisée présente entre autres, l'avantage de renforcer la concurrence, d'accroître la productivité, de minimiser les risques, de limiter le nombre d'interfaces et de réduire le nombre des niveaux de responsabilité.

Le tableau ci-dessous contient une évaluation des économies possibles en appliquant la stratégie d'achat optimisée à un projet de construction de REP au Royaume-Uni.

Tableau 12. Pourcentage d'économie par rapport à la stratégie initiale

| Poste | % d'économie par rapport à la stratégie initiale |
|-----------------------------|---|
| Bâtiments traditionnels | 13,0 |
| Prise, rejet d'eau, déchets | 11,5 |
| Électromécanique. | 16,0 |
| Chaudière nucléaire | 4,5 |
| Gros œuvre | 8,6 |
| Turbines | 15,4 |
| Total pour le projet | 10,6 |

L'expérience française

EdF a adopté le système des contrats individualisés par lots multiples pour la fourniture des équipements et leur montage sur le site. Cette démarche lui permet :

- d'économiser sur la conception de ses réacteurs du fait qu'elle sélectionnera toujours la solution économiquement optimale (conformément aux prescriptions des autorités de sûreté nucléaire) ;
- de faire entrer en concurrence les divers sous-traitants des principaux fournisseurs et obtenir ainsi le meilleur prix ;
- d'éviter d'avoir à payer des provisions pour aléas aux principaux fournisseurs au titre des contrats de sous-traitance ;
- de mieux suivre la construction sur place ainsi que les essais de mise en service ;
- de maîtriser plus facilement le coût des modifications nécessaires lors de l'exploitation des tranches.

EdF a estimé entre 10 et 15 % du coût d'investissement les économies ainsi réalisées, dont 8 à 12 % sur les investissements et 2 à 3 % sur les coûts d'exploitation.

Standardisation et construction en série

Les avantages de la standardisation tiennent essentiellement au renforcement de la sûreté qu'elle autorise et au fait que tout le travail réalisé pour la tête de série n'est plus à refaire. Le gain de sûreté est un effet de l'adoption d'approches ayant fait leurs preuves et de la possibilité d'appliquer plus largement le retour d'expérience engrangé. Les dépenses correspondant à la tête de série sont éliminées par la standardisation de la conception, de la fabrication, de la construction, de l'exploitation et des démarches administratives nécessaires pour obtenir les autorisations.

La fidélité avec laquelle on reproduit une conception à l'ingénierie complexe quelque temps après l'original dépend de plusieurs facteurs. Il s'agit notamment de l'existence des fournisseurs ou sous-traitants, des progrès des codes et normes apparus depuis, de l'obsolescence de pièces et de modifications des conditions à respecter pour obtenir les autorisations. Par ailleurs, lorsque l'on construit une centrale comportant deux tranches identiques, l'utilisation d'installations communes importe aussi.

Par essence, une politique de standardisation garantit :

- que la conception d'ensemble, à savoir les principaux équipements et les interactions, sera identique ;
- que la fonctionnalité de la conception et les interactions entre matériels prévues à l'origine seront maintenues dans la mesure du possible ;
- qu'en l'absence de facteurs contraires, la centrale sera dans la réalité reproduite à l'identique ;

- que toute révision des codes ou pratiques s'appliquera à toutes les tranches de la même série et sera pleinement justifiée.

Les modifications de la conception se limitent aux spécificités du sites (conditions du sol relatives à l'évaluation sismique, ouvrages de refroidissement, installations communes), aux changements exigés par la législation ou la réglementation et aux équipements n'existant plus.

Paramétrage des effets de la standardisation et de la construction de séries

L'objectif est de paramétrer la baisse des coûts d'investissements qu'autorise la construction de plusieurs tranches standard construites sur un ou plusieurs sites, à raison d'une ou plusieurs tranches par sites. Cet exercice peut aider à évaluer l'effet de série dans divers cas.

Effet de la standardisation et de la construction en série

La construction de tranches standard en série autorise une réduction des coûts moyens d'investissement :

- dans la mesure où les coûts fixes sont répartis sur toutes les tranches du programme (effet programme) ;
- par des gains de productivité, tant en usine pour la fabrication du matériel et dans les bureaux d'études pour le traitement des documents propres à chaque site que pour la construction des bâtiments, les montages et les essais (effet de productivité).

Outre ces deux effets, la construction de plusieurs tranches sur le même site autorise d'autres types d'économies.

L'importance de ces divers effets dépend dans une large mesure du degré de standardisation des tranches, de l'évaluation des coûts fixes du programme supportés par l'investisseur (surcoût de la tête de série), des gains attendus de la construction de plusieurs tranches sur un même site et des économies que l'effet de productivité permettra, tant dans les usines des fabricants que sur les chantiers.

Coût de la tête de série

Les coûts supplémentaires à prévoir pour la construction de la tête de série correspondent aux coûts fixes du programme. Ils peuvent être plus ou moins importants selon le niveau de standardisation et la politique d'achat adoptée.

Ils correspondent aux postes suivants :

- études fonctionnelles ;
- définition des spécifications techniques pour les commandes d'équipements ;
- négociation des contrats de fourniture d'équipement pour plusieurs tranches ;
- plan de masse du bloc usine ;
- étude détaillée du génie civil des bâtiments classiques ;
- conception détaillée de l'équipement ;

- conception détaillée des tuyauteries et câbles ;
- mise au point des procédures d'essai et de mise en service ;
- établissement des documents d'exploitation ;
- études de sûreté ;
- qualification des équipements et matériels.

Effets de productivité

L'effet de productivité dépend du rythme d'engagement des tranches et de la politique d'achat adoptée par le maître de l'ouvrage.

Le rythme d'engagement optimal est celui qui permet d'acquérir un retour d'expérience suffisant entre deux projets sans perdre le bénéfice de l'effet d'apprentissage dans les usines du fabricant et sur les sites.

Pour les achats, la politique qui permet d'obtenir des fournisseurs les meilleurs prix consiste à commander ensemble l'équipement de toutes les tranches.

Paramétrage de l'effet de série

Ce paramétrage est basé sur la construction de tranches standard dans le cadre d'un programme comportant n tranches commandées simultanément en prévision d'une mise en service échelonnée. Il s'applique aussi aux sites équipés d'une ou plusieurs tranches, isolées ou en paires.

Pour le paramétrage de l'effet de série, on part du principe que deux tranches peuvent partager un certain nombre de services techniques.

On suppose également qu'il faudra rétablir la plupart de ces services techniques si l'on construit une deuxième paire de tranches sur le même site. Cependant, certains éléments d'équipement resteront identiques quel que soit le nombre de tranches sur le site (routes d'accès et voies ferrées, réception, information du public et bâtiments de sécurité, centre de crise, hélicoptère, station météorologique et certains bâtiments administratifs et techniques).

Hypothèses supplémentaires :

- tout le surcoût de la tête de série revient à la tranche 1 ;
- les coûts d'ingénierie propres au site sont identiques pour tous les sites ;
- les coûts des installations propres au site sont identiques pour tous les sites ;
- les coûts standard (à l'exclusion du surcoût de la tête de série) d'une tranche comprennent l'ingénierie et les installations spécifiques à chaque tranche.

Paramètres sélectionnés :

- x : surcoût de la tête de série ;
- y : paramètre correspondant au gain résultant de la construction d'une paire de tranches ;
- z : paramètre correspondant au gain résultant de la construction de deux paires de tranches sur le même site ;
- k : coefficient de productivité industrielle.

Les coefficients x , y et z expriment l'effet « programme », et le coefficient k l'effet de productivité.

Formulation de l'effet « programme » (y compris les effets de la construction de plusieurs tranches sur les même site) :

À supposer que T_0 soit le coût standard (qui exclut donc le surcoût de la tête de série) d'une tranche installée seule sur un site :

- coût de la première tranche : $T = (1 + x)T_0$;
- coût des tranches suivantes : T_0 (si le programme ne prévoit qu'une tranche par site) ;
- coût de la deuxième tranche sur un site à deux tranches : yT_0 ;
- coût de la troisième tranche sur un site à deux paires de tranches : zT_0 .
- coût de la quatrième tranche sur un site à deux paires de tranches : yT_0 (on suppose que le coût de la deuxième tranche appartenant à une paire de tranche ne dépend pas de l'ordre de construction de la paire de tranches).

Formulation de l'effet de productivité

On considère que l'effet de productivité ne se fait sentir qu'à partir de la troisième tranche d'un palier.

Soit n le numéro d'ordre de la tranche dans la série, et T_n le coût résultant de la prise en compte du seul effet « programme », on a :

$$T'_n = T_n / (1 + k)^{n-2} \text{ pour } n \geq 2$$

Représentation graphique

Les Figure 8 à 13 illustrent la baisse des coûts de tranches.

Effets de la standardisation et de la construction en série

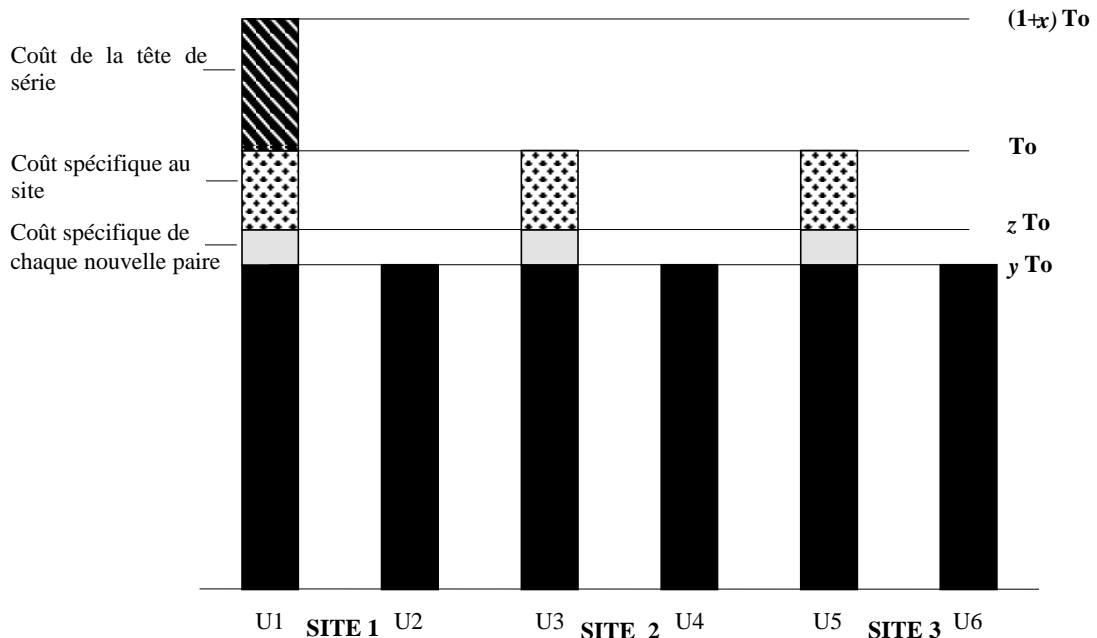
Une étude réalisée en France (EdF, Framatome) montre que le paramètre le plus sensible est le surcoût de la tête de série, x , qui varie de 15 à 55 % selon la nature et le nombre de changements apportés à la conception.

Pour évaluer l'effet de la construction de plusieurs tranches sur un même site, les calculs ont été réalisés pour deux cas assez contrastés.

Cas 1 : baisse moyenne du coût de plusieurs tranches sur un même site, avec un partage très réduit des installations techniques. Les paramètres correspondant sont $y = 85$ % et $z = 95$ %.

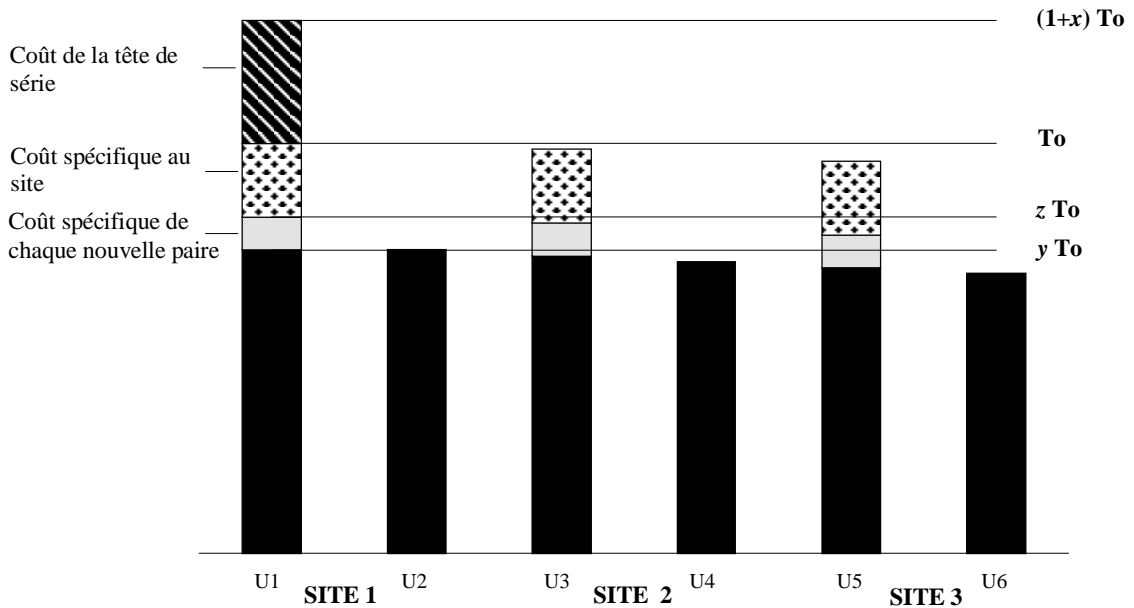
Cas 2 : baisse plus importante du coût des tranches construites sur le même site, associée à un partage plus poussé des installations (cas réel observé chez EdF). Les paramètres s'établissent alors à $y = 74$ % et $z = 82$ %.

Figure 8. Tranches/site sans effet de productivité



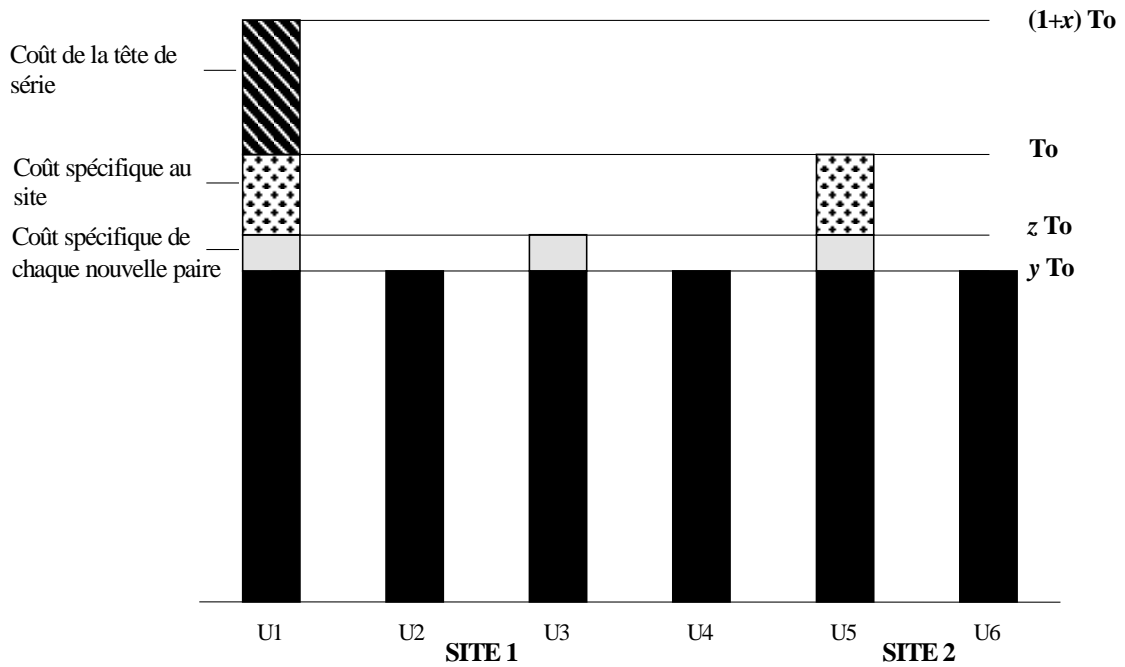
Note. Principe fondamental de la baisse des coûts due à l'effet de série et à l'effet de site (2 tranches/site ; sans prise en compte de l'effet de productivité).

Figure 9. Tranches/site avec effet de productivité



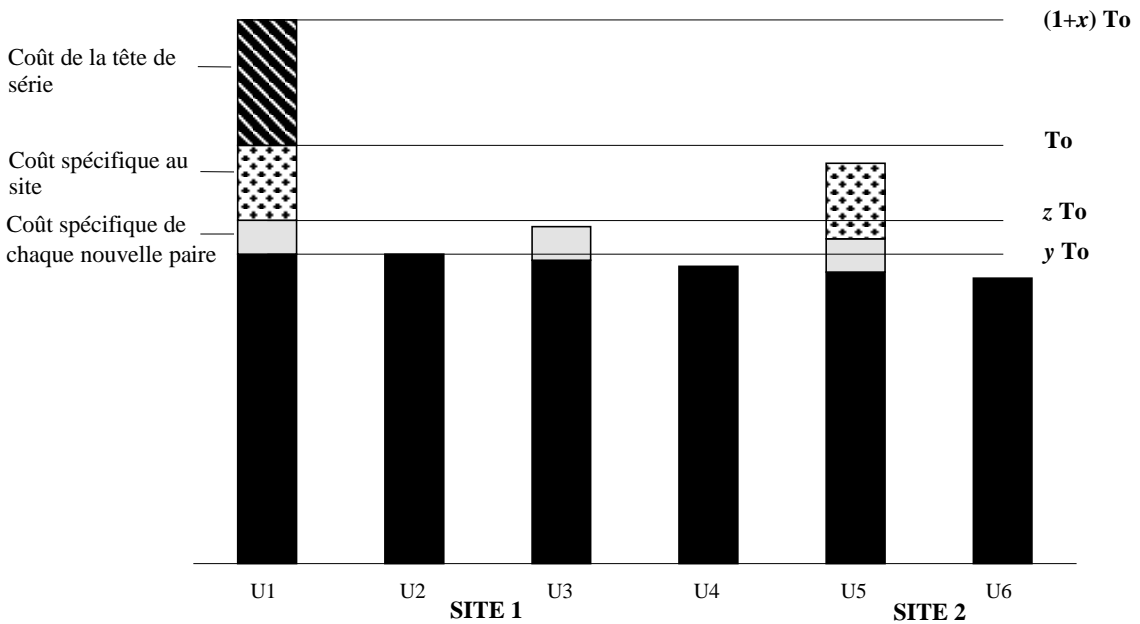
Note. Principe fondamental de la baisse des coûts due à l'effet de série et à l'effet de site (2 tranches/site ; prise en compte de l'effet de productivité).

Figure 10. Tranches/site sans effet de productivité



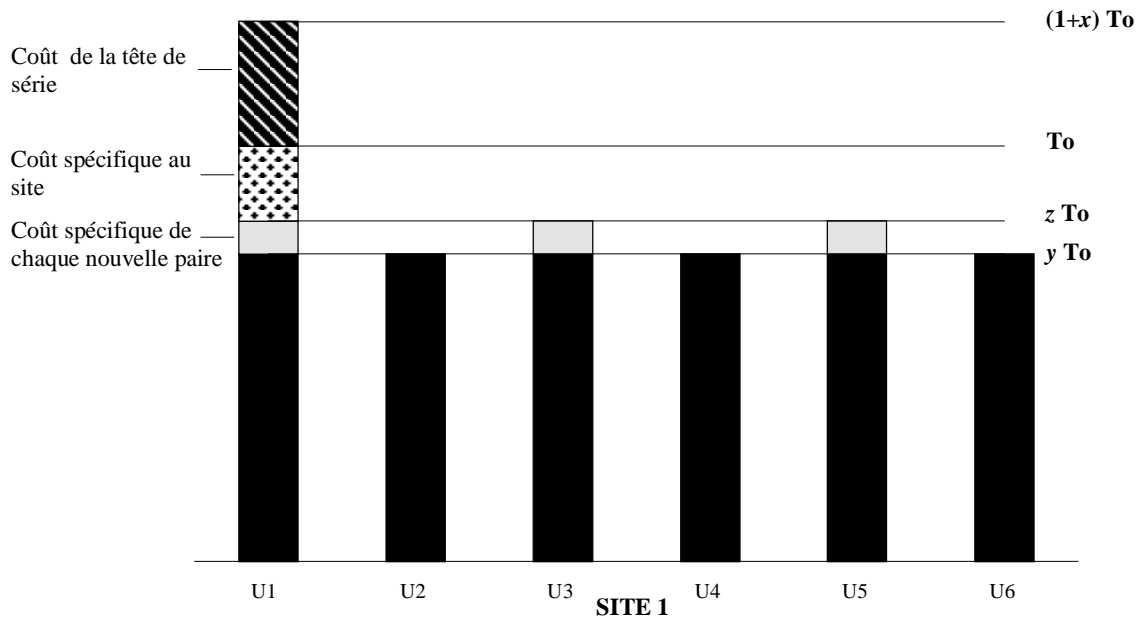
Note. Principe fondamental de la baisse des coûts due à l'effet de série et à l'effet de site (4 tranches/site ; sans prise en compte de l'effet de productivité).

Figure 11. Tranches/site avec effet de productivité



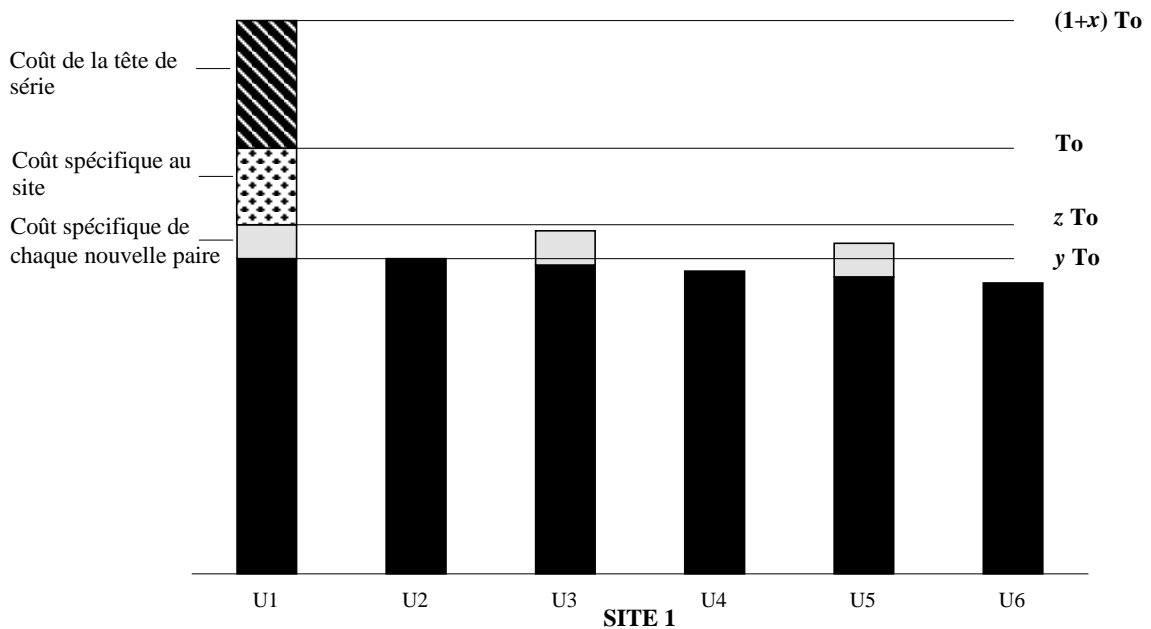
Note. Principe fondamental de la baisse des coûts due à l'effet de série et à l'effet site (4 tranches/site ; prise en compte de l'effet de productivité).

Figure 12. Tranches/site sans effet de productivité



Note. Principe fondamental de la baisse des coûts due à l'effet de série et à l'effet site (6 tranches/site ; sans prise en compte de l'effet de productivité).

Figure 13. Tranches/site avec effet de productivité



Note. Principe fondamental de la baisse des coûts due à l'effet de série et à l'effet site (6 tranches/site ; prise en compte de l'effet de productivité).

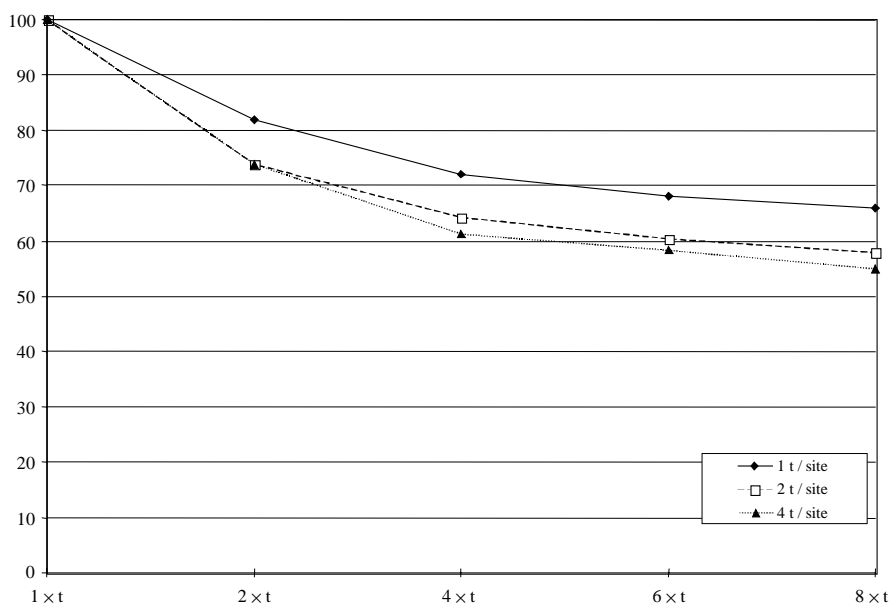
Dans chaque cas, on étudie ensuite deux effets de productivité :

- $k = 0$: aucun gain de productivité;
- $k = 2 \%$: gain de productivité de 10 % pour la construction de la 8ème tranche par rapport au coût de la même tranche.

Les résultats ont été reportés sur la figure 14 pour le cas d'EdF (c'est-à-dire, $x = 55 \%$, $y = 74 \%$, $z = 82 \%$, $k = 2 \%$) dans les trois cas de figure suivants : une tranche par site, deux tranches par site et trois fois deux tranches par site.

Les coûts indiqués sont les coûts moyens d'une tranche d'un programme de construction de n tranches.

Figure 14. **Coût moyen d'une tranche faisant partie d'un programme de construction de n tranches ($x = 55 \%$, $y = 74 \%$, $z = 82 \%$, $k = 2 \%$)**



L'expérience coréenne

La standardisation de la conception, des composants et de la construction est un moyen d'améliorer dans des proportions non négligeables, le rendement au stade de la fabrication, des études, de la construction et de la planification. Établir une conception standardisée adaptée à une grande diversité de sites de façon à réduire au minimum les modifications liées au site constitue le fondement de la construction de tranches multiples et de la fabrication en série. Conception et construction standardisées sont, vis-à-vis de la procédure d'autorisation, des facteurs de stabilisation, de gain de temps et d'économie. Parce qu'elle simplifie et améliore la conception de systèmes très élaborés, la standardisation est la garantie d'une plus grande sécurité pour le public. L'expérience accumulée par la répétition des opérations de fabrication, de construction et d'exploitation d'une série de centrales est ensuite largement exploitée pour le palier suivant. Cette démarche permet d'affiner les techniques de construction et ainsi d'économiser de l'argent et d'écourter les délais. Le fait que les études de conceptions standardisées soient déjà bien avancées lorsque démarre la construction entraîne des

économies dans la mesure où la construction dure moins longtemps et où les réaménagements du projet initial sont très réduits.

On s'est aperçu qu'il était possible de faire passer de 75 mois à 53 mois la durée de construction des tranches entre les premières paires de tranches et les secondes et d'économiser tant sur les coûts d'investissement hors intérêts intercalaires et que sur les coûts dépendant du temps, comme le montre le tableau 13.

La standardisation a un effet substantiel sur les coûts d'investissement hors intérêts intercalaires, soit une baisse de 15 à 20 %. Sur les coûts dépendant du temps (intérêts intercalaires) l'effet est considérable du fait de la durée de construction très écourtée. La baisse peut en fait dépasser 60 %. La somme de ces deux facteurs d'économie représente entre 25 et 40 %.

Il va de soi que le choix de standardiser suppose un engagement fort à long terme des pouvoirs publics et des compagnies d'électricité. La production en série potentialise les avantages de la standardisation. Il semblerait que, pour bénéficier de tous les avantages de la production en série, le nombre de tranches doit dépasser 6.

Tableau 13. **Économies réalisées grâce à la standardisation (1 000 Won/kWe)**

| Éléments de coût | Première paire de tranches | Seconde paire de tranches |
|---|-----------------------------------|----------------------------------|
| Conception et gestion | 169 | 58 |
| Équipements et matériaux | 608 | 577 |
| Frais généraux de construction | 180 | 159 |
| Frais de maîtrise d'ouvrage | 193 | 187 |
| Coûts totaux hors intérêts intercalaires | 1 150 | 981 |

L'expérience britannique

Pour la construction de Sizewell-B au Royaume-Uni, le transfert de la technologie des REP aux termes de contrats conclus avec Westinghouse et Bechtel a coûté très cher. De plus, il a fallu pour ainsi dire revoir totalement la conception initiale et le dossier de sûreté, établis en fonction du « US Standard Nuclear Unit Power Plant System », afin de les adapter aux normes et exigences en vigueur au Royaume-Uni. À plein régime, les bureaux d'études faisaient travailler plus de 1 000 personnes.

C'est l'équipe de conception qui a dû supporter le poste le plus élevé des coûts de la tête de série, car elle a sous-traité les travaux de développement à des consultants et des bureaux d'études. Les études de génie civil effectuées par des consultants ont été très bien rémunérées.

Le deuxième poste de coûts revient à la chaudière nucléaire. La constitution d'équipes de conception et de projet aux États-Unis et au Royaume-Uni est revenue très cher, si l'on y inclut les travaux de conception détaillée par ordinateur. La majeure partie de ces coûts ne serait plus à payer lors de la construction d'une deuxième centrale.

Au cours de la phase de construction, la mise au point de la conception, alors que la réalisation des contrats était engagée, a entraîné des coûts supplémentaires de tête de série. Les coûts liés aux

contrats de génie civil sont restés relativement bas, mais l'on peut néanmoins espérer, pour les futurs projets, réaliser les plans et décider des méthodes de construction très en amont des travaux de génie civil. Cette mesure permettrait d'accroître la productivité, dans la mesure où le maître d'œuvre ne serait plus interrompu dans son travail à cause des révisions de conception inévitables dans le cas d'une tête de série.

Les contrats portant sur les constructions mécaniques et électriques ont représenté une proportion importante des coûts de la tête de série. Ces coûts recouvrent en général les travaux de conception détaillée, les plans d'exécution, la qualification des équipements, la mise au point des procédures d'assurance qualité et le montage d'équipements particuliers. En revanche, dans le cas des turbo-alternateurs dont la fabrication repose sur une technologie et des équipements éprouvés, les coûts de tête de série étaient réduits.

Les surcoûts de la tête de série payés pour la conception détaillée de la centrale de Sizewell-B, la préparation du dossier de sûreté détaillé et les coûts de la fourniture de la centrale et de l'équipement, sont données ci-dessous.

| Coût | Surcoût de tête de série (% des coûts totaux) |
|---------------------|--|
| Chaudière nucléaire | 27 |
| Génie civil | 6 |
| Divers électricité | 35 |
| Divers mécanique | 28 |
| Logiciels | 42 |
| Turbines | 1,5 |
| Total projet | 26 |

Le « Nuclear Installations Inspectorate » (NII) est l'organe chargé de faire respecter le « Nuclear Installations Act » de 1965 pour le compte de la « Nuclear Safety Division » du « Health and Safety Executive ».

D'après l'expérience acquise lors de la procédure d'autorisation de Sizewell-B, les exigences du NII concernant une deuxième tranche identique devraient pouvoir être respectées sans que cela perturbe le programme de construction. Par conséquent, l'autorisation de Sizewell-C ne devrait pas poser de problème.

Le NII estime à 350 hommes-année le temps consacré à l'évaluation de la sûreté de Sizewell-B. Comme Sizewell-C devrait être une réplique à peu près exacte de Sizewell-B, le NII évalue qu'il lui faudra 35 à 70 hommes-année pour évaluer la sûreté de cette centrale, ce qui donne un ordre d'idées des avantages de la reproduction d'un modèle.

Dans les calculs des coûts des études effectuées par la compagnie d'électricité, des économies de l'ordre de 90 % sembleraient possibles. Le NII a observé cependant que, en dépit des possibilités d'exploiter l'expérience acquise sur Sizewell-B, les coûts des inspections lors de la construction, des essais et de la mise en service ne varieraient pas. Les informations dont on dispose sur les coût des interventions du NII sur les chantiers sont assez limitées.

Construction de tranches multiples

La construction de plusieurs tranches sur un même site autorise des économies sur les coûts en capital, par exemple sur les postes suivants : recherche d'un site ; procédure d'autorisation ; main d'œuvre sur le chantier et installations communes.

L'installation de plusieurs tranches sur le même site permet bien sûr de répartir les coûts d'acquisition du site et du terrain entre les tranches, mais aussi ceux de la procédure d'autorisation liée à l'ouverture du site. Quant à la phase de construction proprement dite, la construction de deux tranches en série et la possibilité pour les équipes d'artisans de passer d'un chantier à l'autre sont sources d'importants gains d'efficacité et, partant, d'économies. Sans compter que ces équipes acquièrent d'une tranche à l'autre une expérience qui leur permet de réaliser plus vite les mêmes tâches, d'où une économie sur les coûts de la main d'œuvre et des délais plus courts.

Enfin, des économies importantes découlent du partage de certaines installations comme :

- les routes d'accès et les voies ferrées ;
- les bâtiments provisoires de chantier ;
- les bâtiments administratifs et ateliers de maintenance ;
- certains bâtiments techniques, suivant la conception adoptée, comme la production d'eau déminéralisée, de vapeur auxiliaire, d'air comprimé, l'alimentation électrique de secours, le stockage du gaz et du pétrole, etc. ;
- les magasins, ateliers et laboratoires ;
- les bâtiments d'accueil et d'information du public et le poste de garde.

La construction de plusieurs tranches abaisse le coût moyen par tranche de certains services et équipements :

- études d'impact sur l'environnement et études des risques ;
- procédures administratives ;
- aménagement de la plate-forme ;
- ouvrages de prise et de rejet d'eau ;
- voirie et réseaux divers ;
- protection contre l'incendie sur place ;
- dispositifs de surveillance.

On trouvera ci-dessous une synthèse des expériences de plusieurs pays concernant la construction de plusieurs tranches sur un même site.

Exemple canadien

La construction de plusieurs tranches sur un même site autorise des économies considérables. Le coût spécifique de la construction de quatre tranches de 670 MWe en Ontario est inférieur d'environ 14 % à celui de deux tranches de même puissance sur le même site. Les économies sont encore plus importantes s'il s'agit de réacteurs du palier 900 MWe.

Les coûts des centrales CANDU qui pourraient être construites au Canada sont révélateurs des avantages que l'on peut tirer de l'effet de taille et de la construction multi-tranches (voir tableau 14). On trouvera ci-dessous les coûts spécifiques utilisés par Ontario Hydro en 1992 pour évaluer et formuler son futur programme de développement électrique en Ontario. Sur le point d'être privatisée,

cette entreprise n'a pas publié de données de coûts depuis 1992. On estime que ces coûts devraient avoir augmenté d'environ 12 % entre 91 et 97.

Tableau 14. **Coûts spécifiques hors intérêts intercalaires des centrales CANDU au Canada**

| Nombre de tranches | Puissance unitaire (MWe) | Coûts en capital spécifiques* (1991 \$Can/kWe) |
|--------------------|--------------------------|--|
| 1 | 670 | 3 140 |
| 2 | 670 | 2 600 |
| 4 | 670 | 2 240 |
| 2 | 881 | 2 750 |
| 4 | 881 | 1 980 |

* Coûts incluant le premier cœur et l'inventaire initial en eau lourde.

Exemple mexicain

Les tranches 1 et 2 de Laguna Verde, toutes deux des REB de 654 MWe, ont été construites sur le même site dans un intervalle de 48 mois. D'après les indices de performance des différentes disciplines, telles que génie civil, mécanique, etc., la tranche 2 de Laguna Verde affiche de meilleures performances. L'amélioration est estimée à 20 %. La deuxième moitié de la tranche 1 a été construite en 6 ans contre 4,5 ans pour la tranche 2. Les opérations de mise en service ont duré 17 mois pour la tranche 1 et 7 mois pour la tranche 2.

Exemple tchèque

Les sites de Temelin et Dukovany ont été aménagés à l'origine pour y construire quatre tranches. Ces travaux préparatoires ont permis des économies considérables sur la partie commune des installations provisoires, de l'infrastructure et de l'ingénierie. Cependant, après la décision du pouvoir politique de réduire le nombre de tranches à Temelin, les capitaux investis dans l'aménagement du site et le développement du projet ont été bloqués. On s'aperçoit, grâce à ce genre d'expérience, que les dépenses relatives aux installations provisoires et travaux d'ingénierie communs peuvent être affectés à 60 % à la première tranche et 40 % à la deuxième.

Exemple français

L'évaluation de la construction d'une paire de tranches sur le même site se fait sur la base du coût d'une tranche du palier. En d'autres termes, on exclut les surcoûts correspondant à la construction de la tête de série, payés une fois pour toutes les tranches du palier (y compris toutes les études génériques, les qualifications d'équipements, etc.). Le surcoût est évalué à 30 % du coût de la première paire de tranches.

Toutes les tranches nucléaires en France ont été construites au minimum par paires. À côté de l'équipement spécifique à chaque tranche, ce type de construction comprend les installations communes aux deux tranches : accès, bâtiments administratifs, ateliers et magasins, services auxiliaires (eau déminéralisée, protection incendie, air comprimé, vapeur auxiliaire, voirie et réseaux divers – VRD, etc.). Le coût de la construction d'une tranche par site, comparé au coût moyen d'une

centrale à deux tranches, a été calculé en appliquant aux coûts des principaux équipements et structures des ratios variant de 0,5 à 1,0.

En général, on estime que le coût de construction d'une tranche unique dépasse de 15 % environ le coût moyen d'une tranche sur un site à deux tranches.

De la même manière, les économies réalisées sur la construction de plusieurs paires de tranches sur un site, tiennent au fait que certaines installations sont construites une fois pour toutes (accès, bâtiments propres au site, etc.) et au fait que la construction des structures communes à une paire de tranche revient moins cher (travaux de terrassement, de développement, ouvrages de prise et de rejet d'eau, etc.).

L'analyse des coûts des projets de construction d'EdF concernant plusieurs paires de tranches révèle une économie de près de 10 % pour la deuxième paire de tranches.

EdF n'a pas de véritable retour d'expérience sur la construction de plus de quatre tranches sur le même site. À partir de la seconde paire, on juge que les gains ne sont plus significatifs et que la construction des paires suivantes revient aussi cher que celle de la deuxième paire (si l'on omet l'effet de série).

Exemple suédois

L'effet de reproduction pourrait abaisser les coûts de construction des second, troisième et quatrième projets de 15 à 20 % par rapport au premier.

Exemple américain

Les analyses des coûts de construction effectifs font apparaître une économie lorsque l'on construit plusieurs tranches sur un même site. Plus précisément, on s'aperçoit que les coûts en capital hors intérêts intercalaires d'une tranche seule ou de la première tranche sur un site multi-tranches dépassent de 25 à 35 % ceux des deuxième ou troisième tranches sur des sites à plusieurs tranches. Ces économies sont à mettre au compte de coûts fixes communs tels que les dépenses nécessaires pour aménager et assurer la sécurité du site qui se répartissent entre les tranches. Notons également qu'une partie des économies calculées dans ces études s'expliquent par les pratiques comptables en vigueur aux États-Unis qui imposent d'affecter un pourcentage disproportionné des coûts communs à la première tranche construite sur un site si l'on en prévoit plusieurs.

Exemple britannique

British Energy dispose de peu de statistiques sur la construction de tranches multiples. Les chiffres que l'on trouvera ci-dessous reposent sur une comparaison entre la centrale de Sizewell-B, qui ne comporte qu'une tranche, et le projet de Sizewell-C, qui serait doté de deux tranches.

La construction de deux tranches autoriserait des économies sur trois postes essentiellement : les prix contractuels en raison des économies d'échelle, les installations communes et les frais de gestion.

Prix contractuels

La possibilité pour le fournisseur d'organiser la construction et le montage de deux tranches, plus la remise que l'on peut espérer en commandant deux équipements plutôt qu'un seul, devraient abaisser

les prix contractuels. Les économies résultent alors de l'amélioration de la productivité, de la remise pour l'achat des deux tranches, de la gestion du site et de la continuité du travail.

Installations communes

Le partage des installations peut être une source importante d'économies sur les coûts en capital. Dans la future centrale à deux tranches, les principaux éléments communs sont :

- la station de pompage qui dessert les deux tranches ;
- les diesels nécessaires pour l'alimentation électrique de secours qui seront en nombre réduit ;
- le système de refroidissement auxiliaire qui est rationalisé ;
- le bâtiment unique de traitement des effluents radioactifs ;
- les services communs (réservoirs d'eau de ville, stockage d'azote, etc.) ;
- les bâtiments administratifs, le poste d'accès principal, le poste incendie et d'autres bâtiments annexes.

Baisse des coûts de gestion et de la procédure d'autorisation

La construction des deux tranches permettra des économies substantielles sur les travaux d'ingénierie réalisés par le maître d'ouvrage/l'architecte industriel, sur la gestion du projet et la surveillance du site.

Estimation des coûts en capital de la centrale de Sizewell-C, une réplique de Sizewell-B

On trouvera dans la figure 15 les montants calculés des économies réalisées pour la construction d'une centrale à deux tranches par comparaison avec deux tranches séparées de même conception.

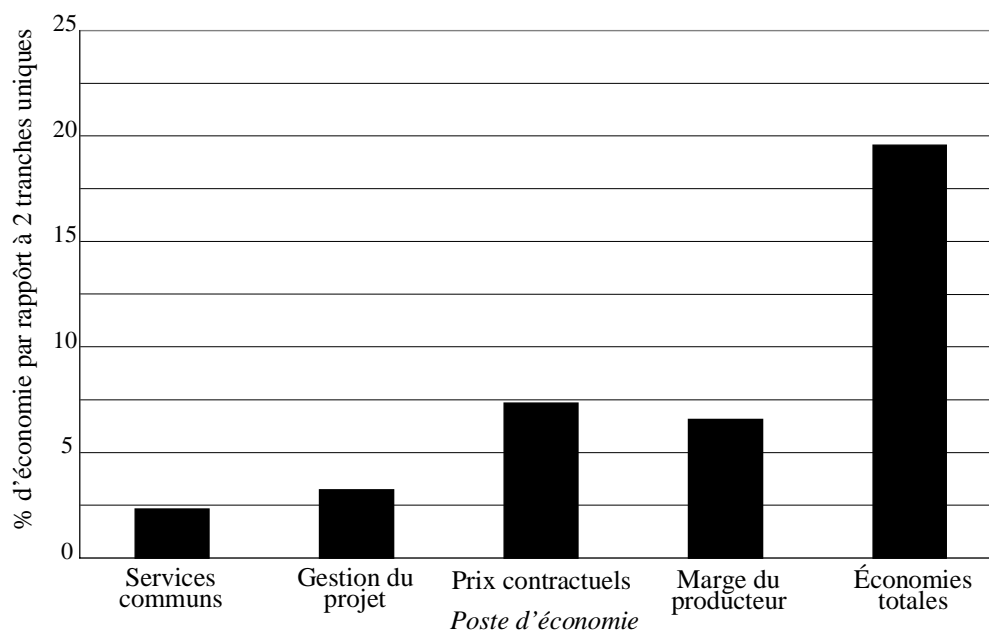
Les chiffres indiqués s'appliquent à des tranches proches de Sizewell-B et ont été ajustés pour tenir compte des coûts de la tête de série et des modifications de la conception. Les frais de pré-exploitation sont exclus.

Si l'on compte les frais de pré-exploitation, la construction d'une centrale à deux tranches représente une économie de l'ordre de 11 % par rapport à la construction de deux tranches isolées.

Les économies réalisées en construisant une centrale à deux tranches par rapport au coût en capital total de la construction de deux tranches uniques sont indiquées ci-dessous.

| | | |
|---------------------------------|---|--------|
| Chaudière nucléaire | : | 6,1 % |
| Génie civil | : | 6,6 % |
| Autres mécaniques | : | 8,1 % |
| Contrôle-commande | : | 11,3 % |
| Électrique | : | 8,5 % |
| Construction et mise en service | : | 10,2 % |
| Logiciel | : | 33,8 % |

Figure 15. **Économies par rapport aux coûts en capital de deux tranches uniques**



Facteur de baisse des coûts de la deuxième tranche

Une étude préliminaire a été réalisée au Royaume-Uni afin de comparer l'effet de paire (coût d'une deuxième tranche identique par rapport à celui d'une tranche unique) pour une diversité de filières.

On trouvera ci-dessous les chiffres estimés pour différentes filières de réacteurs. Ces données sont établies pour des contrats clés en main types avec provision pour aléas et pondération, dans le cas du Royaume-Uni, pour le circuit primaire, les inspections et validation.

| Filière | N4 | KONVOI | ABB-CE | MHI/W | MHI 4 boucles |
|---------|------|--------|--------|-------|---------------|
| Facteur | 1,69 | 1,76 | 1,71 | 1,76 | 1,73 |

Cadre et procédures réglementaires

La réglementation peut avoir un impact déterminant sur la conception même du réacteur et sur la durée des phases d'étude et de construction. Le fait d'avoir bien avancé la conception et que cette dernière puisse être homologuée avant que ne démarrent les travaux, permet d'atténuer les risques financiers du projet. Une fois le programme nucléaire engagé, la stabilisation du processus d'autorisation aura également une influence majeure sur les coûts en capital, en évitant les modifications de dernière minute, les retards associés et la nécessité de mettre en conformité l'installation. L'expérience américaine décrite ci-dessous illustre ces différents points.

L'expérience passée

L'expérience des États-Unis illustre bien l'importance des études de la centrale et des procédures réglementaires sur les coûts. À la fin des années 60 et au début des années 70, plus de 50 compagnies d'électricité américaines ont, chacune de leur côté, passé des contrats d'achat de centrales nucléaires. Six constructeurs nucléaires, 20 architectes industriels et 26 constructeurs se lancèrent sur le marché pour fournir l'équipement, les matériaux et les services nécessaires. Au bout du compte, il existe 54 compagnies exploitant 110 centrales dont la conception et les caractéristiques de fonctionnement sont uniques en leur genre.

Chacune de ces centrales a dû respecter un nombre toujours croissant d'exigences réglementaires, notamment après l'accident de Three Mile Island. Pendant les années 70, la NRC a imposé de multiples modifications de conception sur les centrales en exploitation comme sur les centrales en construction. L'analyse statistique donne à penser que la réglementation et la durée du chantier sont responsables d'environ 60 % de l'accroissement des coûts.

Depuis 8 à 10 ans, l'organisation et le mode de fonctionnement de l'industrie nucléaire américaine ont connu des bouleversements majeurs, parmi lesquels des transformations notables de certains aspects réglementaires destinées à stimuler la compétitivité de la technologie nucléaire à l'heure où la privatisation et la déréglementation du marché préparent l'avènement d'une industrie énergétique plus concurrentielle.

Certains avantages de cette évolution ont trait à la baisse des coûts en capital et des coûts de production des centrales en exploitation, d'autres à la baisse des coûts des futures centrales.

L'industrie nucléaire et la NRC ont des responsabilités complémentaires. Il revient aux compagnies d'électricité d'exploiter leurs centrales de manière à préserver la santé et la sécurité du public. La NRC, de son côté, exerce une surveillance, s'assure que les compagnies respectent bien leurs engagements et a compétence pour ordonner l'arrêt immédiat d'une centrale, voire retirer, s'il le faut, l'autorisation qu'elle a délivrée.

Le processus de réglementation des centrales nucléaires a besoin d'être réformé. Il y a 20 ans déjà, la Commission Kerneny, chargée d'enquêter sur l'accident de Three Mile Island, écrivait : « Les règlements sont si complexes que la compagnie d'électricité, ses fournisseurs, voire l'autorité réglementaire, ne peuvent, sans un effort considérable, s'assurer qu'ils sont respectés. La Commission est d'avis que la sûreté naîtra d'un souci constant de la sûreté non du simple respect de règlements compliqués et par trop spécifiques. »

Avec plus de 2000 années-réacteur d'exploitation dans des conditions sûres, l'industrie nucléaire a atteint la maturité. Les nouveaux outils d'analyse fournissent des informations d'une qualité remarquable sur l'importance relative pour la sûreté des divers équipements et systèmes.

L'industrie américaine a donc défini quatre grandes voies de progrès en ce qui concerne la réglementation des centrales nucléaires :

- normativité : le processus est trop normatif, un héritage des années 50 et 60 quand la sûreté nucléaire était un domaine encore inexploité ;
- réinterprétation : en quête de perfection, la NRC réinterprète ses exigences même si les règles elles-mêmes ne changent pas ;

- communications génériques : l'autorité réglementaire a tendance à privilégier les communications génériques pour imposer une nouvelle exigence, démarche qui présente l'avantage d'être plus rapide mais qui manque de la rigueur nécessaire au processus réglementaire ;
- répugnance à utiliser des données sur les risques : l'utilisation de ces données permettrait d'améliorer bien des aspects du processus réglementaire et de les axer davantage sur la sûreté.

Il existe un large mouvement, au sein de l'industrie et de la NRC, en faveur de l'adoption d'une réglementation fondée à la fois sur le risque et sur les performances, démarche qu'autorisent les nouveaux outils d'analyse comme l'évaluation probabiliste de la sûreté, appelée aussi étude probabiliste de risque.

Adopter la démarche fondée sur le risque et les performances signifie pour l'autorité de sûreté définir des exigences fondamentales et fixer des objectifs de performance globaux. Il revient alors aux gestionnaires de la centrale de décider quels sont les meilleurs moyens d'atteindre ces objectifs. Cette démarche est davantage axée sur la sûreté que la méthode actuelle, puisqu'elle fait dépendre les ressources affectées aux équipements et systèmes de l'importance de ces derniers pour la sûreté. Elle permet de faire concorder le retour d'expérience et le jugement d'experts avec les informations dont on dispose sur l'importance relative des différents systèmes et équipements. Avec la réglementation en fonction des performances, les résultats deviennent le principal moyen de contrôle réglementaire puisque l'on utilise des paramètres mesurables pour suivre les performances des systèmes, des matériels et de la gestion de la centrale.

En collaboration avec l'autorité de sûreté, les responsables de la centrale établissent des critères objectifs pour évaluer les performances en fonction de données sur les risques, d'analyses techniques et des performances antérieures. La direction de la centrale est ensuite libre de choisir les moyens qu'elle utilisera pour se conformer à ces critères ainsi que les mécanismes qu'elle mettra en place pour les surveiller et maintenir. Au cas où elle ne serait pas satisfaite de ses performances ou si elle ne parvenait pas à respecter les critères d'exploitation, il lui serait loisible d'affiner le programme pour parvenir au résultat souhaité sans avoir à passer par un processus réglementaire fastidieux afin d'obtenir l'accord de l'autorité de sûreté. Cette dernière se préoccupe seulement du respect du critère.

La NRC et l'industrie mènent depuis août 1997 un projet pilote sur la réglementation fondée sur le risque et les performances. Des responsables de centrales se porteront volontaires pour détecter des cas d'inadéquation entre l'importance pour la sûreté d'un composant et les moyens engagés pour respecter les exigences en vigueur. Les informations tirées de ce projet serviront à définir les améliorations à apporter au cadre réglementaire, notamment les révisions des règles ou directives nécessaires pour adapter les ressources à la sûreté.

La plupart des règles fondées sur les performances que l'on applique aux centrales actuelles peuvent être sources d'économies, comme le changement introduit sous le nom de « Fitness for Duty Policy » (10CFR26) et qui a pour effet de faire porter les prélèvements courants effectués pour tester l'absorption de médicaments sur 50 %, au lieu de 100 %, de la population équivalente de la centrale. Les modifications de l'annexe J du 10CFR50 « In Service Inspection and Testing » en sont un autre exemple qui a effectivement permis aux centrales en exploitation de réaliser d'importantes économies. Le chapitre consacré à la règle de maintenance, sur les travaux de maintenance à réaliser pour éviter les défaillances critiques, doit encore apporter la preuve de son efficacité par rapport aux coûts. À long terme, cette règle devrait présenter un avantage.

Les procédures d'autorisation

La procédure d'autorisation en place aujourd'hui remonte aux années 50 alors que l'exploitation commerciale de l'énergie nucléaire venait de commencer. La procédure comprenait deux étapes principales (1) le permis de construire et (2) le permis d'exploitation. À chacune de ces étapes étaient prévues des enquêtes auxquelles pouvait participer le public comme toute personne concernée par l'installation de la centrale ou ayant des questions à poser.

Pour les futures centrales, la nouvelle procédure est conçue de telle manière que tous les sujets importants comme la conception, la sûreté, le choix du site et les préoccupations du public, soient réglés avant que l'entreprise n'entame la construction de la centrale.

La NRC approuve par avance le modèle de réacteur et instruit le dossier concernant le site, y compris le plan d'urgence, avant que ne débute la construction. À chaque étape, le public a la possibilité de participer. Si tous les règlements pertinents sont respectés, la NRC peut accorder un permis de construire/permis d'exploitation.

Cette procédure (établie par l' « Energy Policy Act » de 1992) sera celle adoptée pour autoriser la construction des centrales nucléaires à l'avenir. Les centrales exploitées aujourd'hui ont, elles, été autorisées selon une procédure en deux étapes adaptée aux centrales construites dans les années 70 et 80. À l'époque, le permis de construire était accordé sur présentation d'un avant-projet, alors que les détails de conception n'étaient pas encore arrêtés. Il était, par conséquent, impossible de régler complètement les éventuels problèmes de sûreté tant que la centrale n'était pas construite. Pour les futures installations, la conception devra être pratiquement achevée pour que débute la construction. Avant le démarrage des travaux, toutes les questions de conception et de sûreté auront été réglées, et le plan d'urgence, comme d'autres aspects réglementaires, auront été définis.

L' « Energy Policy Act » de 1992 contient des dispositions relatives à la réforme de la procédure d'autorisation des centrales nucléaires que la Nuclear Regulatory Commission a codifiées dans ses règles et règlements.

Cette réforme garantit que tous les aspects essentiels de la conception, de la sûreté, de l'implantation de la centrale, du plan d'urgence ainsi que d'autres questions réglementaires seront réglés le plus en amont possible de la construction avant que ne soient dépensés des milliards de dollars. C'est possible dans la mesure où la conception des centrales sera pour ainsi dire achevée au moment où l'exploitant passera commande. Mais les compagnies d'électricité américaines ne seront pas tenues d'attendre la fin de la conception pour demander l'autorisation de construire une centrale nucléaire. Elles n'auront plus besoin de poursuivre des travaux considérables d'étude et d'ingénierie pendant la construction.

Cette démarche représente une amélioration par rapport à l'ancienne procédure à deux égards.

Premièrement, elle impose que soient disponibles toutes les informations nécessaires pour permettre au public de s'exprimer à propos de la conception, du choix du site et de la construction dès le début de la procédure, au moment où son intervention importe le plus.

Deuxièmement, elle garantit une plus grande stabilité de l'environnement réglementaire, condition indispensable pour que les compagnies d'électricité et les autres organisations consentent à investir les capitaux considérables qu'exige la construction d'une centrale nucléaire.

Incidences sur le coût des centrales nucléaires

Alors que la construction des 62 centrales américaines édifiées avant 1979 a duré cinq années en moyenne, procédure d'autorisation comprise, il a fallu plus de douze ans en moyenne pour construire et autoriser les centrales les plus récentes, soit deux fois le temps nécessaire en France, au Japon, en Suède et dans quelques autres pays. Toute prolongation de la durée de la construction se traduit par une hausse des coûts. Cela explique pourquoi le coût des centrales nucléaires aux États-Unis est passé de 300-500 millions de dollars dans les années 70 à une moyenne de près de 3 milliards de dollars dans les années 80. Il est arrivé que les frais financiers atteignent la moitié du coût total de ces centrales.

Souvent, l'évolution des exigences réglementaires est à l'origine du retard pris. C'est le cas notamment des normes de protection contre l'incendie et des critères sismiques mais aussi de la traduction pratique des enseignements de l'accident de la tranche 2 de Three Mile Island en 1979. Ces évolutions de la réglementation ont entraîné, dans les centrales en construction dans les années 80, d'importantes modifications coûteuses de la conception et de l'équipement alors même que les travaux avaient commencé.

Avec les réformes de la procédure d'autorisation, cette situation aura peu de chances de se reproduire dans la mesure où s'instaurera un processus réglementaire stable et prévisible, garantissant une participation réelle du public à chaque étape. La standardisation des centrales et la réforme de la procédure d'autorisation permettront au public de s'assurer que les centrales nucléaires sont sûres et construites sans danger. Les compagnies d'électricité auront donc résolu tous les problèmes réglementaires avant d'entamer la construction et pourront s'appuyer sur une procédure prévisible, stable. Leurs clients bénéficieront d'une source d'électricité fiable au meilleur coût. Cette réforme a donc le mérite de convertir une situation désavantageuse en une situation doublement gagnante.

Cahier des charges des exploitants de réacteurs à eau ordinaire avancés (URD)

Le cahier des charges des électriciens (URD), une première tentative de standardisation des familles de REO avancés de demain, contient les exigences techniques et économiques que devront respecter tant une centrale évolutive simplifiée qu'une centrale de puissance moyenne dotée de systèmes de sûreté passifs. On y trouve plus de 20 000 spécifications détaillées pour les REO avancés.

Le programme de REO avancés était géré pour le compte de l'industrie électrique américaine par l'Electric Power Research Institute (EPRI) avec la participation et le parrainage de plusieurs entreprises d'électricité internationales et en collaboration étroite avec le Department of Energy (DOE) des États-Unis. Les spécifications contenues dans le cahier des charges établi par les compagnies d'électricité forme la clef de voûte de ce programme.

Objectif de ce document

Dans ce cahier des charges, les compagnies d'électricité ont souhaité dresser une liste claire et exhaustive de leurs besoins concernant la prochaine génération de réacteurs. Le document contient donc un ensemble complet de spécifications relatives à la conception des futurs REO qui s'appuie sur une technologie ayant fait ses preuves pendant trente années d'exploitation commerciale aux États-Unis et à l'étranger. En outre, tout en s'inspirant de cette expérience, les compagnies d'électricité se sont efforcées de remédier aux problèmes qu'elles ont rencontrés dans leurs centrales en exploitation et d'intégrer aux spécifications des futurs réacteurs des caractéristiques garantissant une conception simple, robuste et plus « pardonnante ».

Politique de simplification des réacteurs à eau ordinaire avancés

Étant donné qu'une multitude de problèmes sont considérés comme résultant de la complexité exagérée des centrales actuelles, l'une des priorités consiste à exploiter toutes les possibilités de simplifier la conception des REO avancés. La simplification est diversement mise en œuvre dans la conception; en tenant compte notamment de la facilité d'exploitation. Les critères de simplification comprennent :

- utiliser le moins possible de systèmes, vannes et soupapes, pompes, instruments et autres composants mécaniques et électriques, compte tenu des exigences fonctionnelles primordiales ;
- fournir une interface homme-machine de nature à simplifier l'exploitation de la centrale et qui soit en même temps adaptée aux besoins et compétences des opérateurs ;
- concevoir des systèmes et des composants de telle manière que l'évolution de la centrale réduise au minimum les sollicitations des opérateurs dans les situations normales de fonctionnement, pendant les transitoires et dans les conditions accidentelles (notamment réduire les lignages de systèmes pour réaliser les fonctions de sûreté, et séparer les fonctions de sûreté des autres sauf s'il est justifié de faire autrement) ;
- faire en sorte que la conception et la configuration des systèmes simplifient et facilitent la maintenance ;
- prévoir, pour les protections, des systèmes logiques et des actionneurs simplifiés par rapport aux systèmes qui équipent les centrales actuelles ;
- utiliser des composants standard pour faciliter l'exploitation et la maintenance ;
- s'efforcer par la conception de faciliter et de simplifier la construction.

Portée du document

Ce document traite de toute la centrale jusqu'au réseau. Il constitue donc le fondement d'une conception intégrée de centrale comprenant la chaudière nucléaire et la partie conventionnelle. Il met l'accent sur les points les plus importants pour réaliser un REO avancé qui obtienne d'excellents résultats en termes de sûreté, de fonctionnement, de facilité de construction et de performances économiques. Il s'applique tant aux réacteurs à eau sous pression (REP) qu'aux réacteurs à eau bouillante (REB).

Le cahier des charges comporte trois volumes. Le premier volume expose la doctrine à la base du programme ALWR (Advanced Light Water Reactor – réacteur à eau ordinaire avancé) et les principales spécifications.

Les volumes II et III contiennent toutes les spécifications essentielles et détaillées pour différentes filières de REO avancés. Le volume II porte sur les REO avancés de conception évolutive, à savoir des versions simplifiées, très perfectionnées des REO actuels, dont la puissance peut atteindre 1 350 MWe et qui utilisent des systèmes de sûreté actifs classiques bien que considérablement améliorés. Le volume III concerne les REO avancés à sûreté passive, qui sont des réacteurs très simplifiés, de moindre puissance (taille standard : 600 MWe) et utilisant des systèmes essentiellement passifs (circulation naturelle, vidange gravitaire, stockage d'énergie) pour les fonctions de sûreté essentielles.

Doctrine

Dans certains domaines, le programme des REO avancés a défini une doctrine afin d'orienter l'élaboration du cahier des charges et de guider le concepteur pour l'application de ses spécifications. Loin de constituer des spécifications, cette doctrine décrit les principes fondamentaux qui vont déterminer la nature des spécifications de la conception. Les principaux éléments de cette doctrine sont résumés ci-dessous.

Simplification

La clef de la réussite des REO avancés est la simplification. Toutes les occasions de simplifier devront être exploitées en toute première priorité et, dans les décisions relatives à la conception, la simplification aura plus d'importance que dans celles des centrales exploitées depuis peu. Le point de vue de l'exploitant sera prioritaire pour en juger.

Marges de conception

Comme la simplicité, les marges de conception sont jugées primordiales et doivent avoir la priorité. Dans les décisions de conception, on leur accordera davantage d'importance que pour les centrales exploitées depuis peu. Il n'est pas question de réduire ou de sacrifier des marges de conception plus importantes que ne l'exige la réglementation.

Facteurs humains

Chaque étape du processus de conception des REO avancés devra tenir compte des facteurs humains. Des améliorations importantes seront apportées à la conception de la salle de commande principale.

Sûreté

Les REO avancés doivent être conçus de façon à atteindre un excellent niveau de sûreté en termes de protection du public, du personnel du site et de l'investissement. L'accent est mis sur la prévention des accidents mais également sur les mesures de mitigation. Le comportement de l'enceinte lors d'un accident grave sera évalué pour s'assurer de la présence de marges suffisantes.

Dimensionnement et marge de sûreté

Les REO avancés seront conçus en fonction d'exigences de sûreté et de marges de sûreté. Les exigences de sûreté, appelées Licensing Design Basis (LDB), sont indispensables pour respecter la réglementation de la NRC dans le cadre de la procédure d'autorisation classique. Les marges de sûreté relèvent de la volonté du propriétaire de la centrale de protéger son investissement, d'éviter un accident grave et d'en atténuer les conséquences, et s'appuient sur des calculs réalistes.

Stabilisation de la réglementation

La délivrance des autorisations pour les REO avancés dépendra de la résolution des problèmes réglementaires en suspens, de la mise à jour des spécifications actuelles, de la définition de mesures satisfaisantes concernant les accidents graves et de la réalisation d'une conception conforme aux exigences réglementaires.

Standardisation

Les spécifications des REO avancés sont appelées à constituer la base de conceptions standardisées et homologuées de centrales à REO avancés.

Une technologie éprouvée

La conception des REO avancés reposera entièrement sur une technologie éprouvée, ce qui permet de réduire au minimum le risque financier pour le maître d'ouvrage, de maîtriser les coûts, de tirer parti du retour d'expérience des REO et d'éviter d'avoir à construire un prototype. Appartiennent aux technologies éprouvées toutes les technologies qui ont été employées avec succès dans les REO ou dans toute autre industrie pertinente comme les centrales à combustibles fossiles et les industries de transformation.

Maintenabilité

Le REO avancé sera conçu de façon à faciliter les opérations de maintenance, les réparations et le remplacement des équipements et de cette façon à réduire les coûts d'exploitation et de maintenance et à limiter l'exposition professionnelle.

Construction

Le planning de construction des REO avancés sera considérablement amélioré par rapport aux centrales actuelles, de façon à inspirer confiance à l'investisseur. Pour ce faire, la démarche de conception sera axée sur la construction, et les travaux d'ingénierie seront achevés avant le lancement des travaux de construction.

Assurance de la qualité

La responsabilité de la qualité de la conception et de la construction revient aux dirigeants et au personnel des bureaux d'études et des entreprises de construction.

Performances économiques

Dans la conception des centrales à REO avancés, on fera en sorte que les coûts aux bornes de la centrale soient nettement inférieurs à ceux des autres technologies de production d'électricité en base afin de compenser le risque financier plus important que représente le recours au nucléaire

Protection contre le sabotage

Ces réacteurs seront à la fois dotés d'une résistance intrinsèque au sabotage et de protections supplémentaires, ce qui suppose la mise en place d'un dispositif de sécurité, mais aussi l'intégration des schémas d'implantation de la centrale et de la configuration des systèmes dans la conception du dispositif de sécurité.

Voisin « amical »

Les centrales à REO avancés seront conçues de façon à minimiser les rejets radioactifs et chimiques afin de ne pas occasionner de gêne pour la population voisine ni l'environnement.

Cahier des charges des électriciens européens (European utility requirements – EUR)

À la fin de l'année 1991, les producteurs d'électricité de cinq pays européens se sont entendus pour rédiger un cahier des charges commun relatif aux centrales à REO qui seront construites en Europe au siècle prochain. La première version de ce document (Révision A) remonte au mois de mars 1994. Depuis le mois de décembre 1995, il en existe une nouvelle version complétée, la Révision B. La première version consacrée à la production électrique est parue en décembre 1996. Aujourd'hui, neuf pays se sont associés à l'EUR : l'Allemagne, la Belgique, l'Espagne, la Finlande, la France, l'Italie, les Pays-Bas, le Royaume-Uni et la Suède.

Finalité de l'EUR

Le cahier des charges des électriciens européens contient des prescriptions à l'intention des concepteurs et fournisseurs de REO. Il s'agit essentiellement d'un moyen d'harmoniser les dispositions les plus importantes des centrales, aujourd'hui encore une spécificité nationale. Le rapprochement doit s'effectuer selon les axes suivants :

- démarches de sûreté, objectifs, critères et méthodes d'évaluation ;
- standardisation des conditions sur les sites et des méthodes de conception ;
- définition des caractéristiques de conception des principaux systèmes et matériels ;
- à un niveau inférieur, spécifications des équipements et normes.

Les avantages attendus de cette démarche sont de deux ordres essentiellement, améliorer la compétitivité de l'énergie nucléaire et gagner l'approbation du public et des autorités et ainsi faciliter, dans tous les pays européens, l'homologation de conceptions mises au point selon le cahier des charges européens.

Le cahier des charges européens permet de rehausser la compétitivité de l'énergie nucléaire au sens où il offre aux compagnies d'électricité des moyens de maîtriser les coûts de construction grâce à la standardisation et la simplification de la conception, les commandes en série et l'optimisation de la maintenance dès le stade de la conception. Il crée en Europe un territoire suffisamment vaste pour que les fournisseurs y développent des modèles de réacteurs standard qu'ils pourront construire partout sans avoir à en modifier un élément fondamental, ainsi que des conditions stables sur les marchés de nature à élargir la concurrence entre fournisseurs. Il garantit des coûts raisonnables d'exploitation et du cycle du combustible, en intégrant à la conception des dispositions à la fois souples et efficaces facilitant l'adaptation aux évolutions futures. Enfin, il impose des objectifs ambitieux mais réalisables en matière de disponibilité et de durée de vie.

Le cahier des charges EUR est destiné à définir des spécifications débouchant sur des conceptions standard que l'on pourra ensuite construire dans chacun des pays européens qui ont participé à son élaboration, avec un minimum d'adaptation, et à proposer des objectifs économiques acceptables.

Structure du document

Le cahier des charges EUR contient quatre volumes. Chacun des chapitres de ces volumes traite d'un sujet particulier.

Le volume 1 « Stratégies générales et spécifications fondamentales », expose les principaux objectifs de conception et les stratégies fondamentales mises en œuvre dans le document EUR. Le volume 2 « Exigences génériques relatives à l'îlot nucléaire », décrit toutes les exigences et préférences génériques des compagnies ayant participé à l'élaboration du cahier des charges pour ce qui est de l'îlot nucléaire. Le volume 3 « Exigences spécifiques pour l'îlot nucléaire », est subdivisé en parties consacrées chacune à un modèle particulier de réacteur intéressant les différentes compagnies d'électricité qui ont adhéré aux EUR. Il contient par conséquent les spécifications et préférences des compagnies pour ce qui concerne la conception en question. On y trouve également une description de la centrale et une analyse de sa conformité aux spécifications génériques définies dans le volume 2. Le volume 4 « Exigences relatives à l'îlot conventionnel », contient les exigences génériques relatives à l'îlot conventionnel.

Stratégies relatives aux coûts en capital

Le cahier des charges EUR concerne la prochaine génération de centrales nucléaires. Les exigences qu'il contient sont génériques et concernent tant les REP que les REB avec systèmes de sûreté passifs ou actifs.

Taille de la centrale

Les centrales visées se situent dans la gamme de puissances moyennes à fortes, à savoir des puissances nominales variant de 600 MWe à 1 500 MWe.

Niveau de standardisation

La standardisation de l'îlot nucléaire concerne tous les constructeurs et doit inclure au minimum la conception de base et le schéma d'implantation, le dossier de sûreté, les exigences et spécifications

fonctionnelles des systèmes et équipements, l'interface avec les autres parties de la centrale et les codes et normes.

Standardisation des conditions sur le site

Le document contient une liste de conditions environnementales qui recouvre la majorité des sites potentiels en Europe. La conception standard doit pouvoir s'adapter à une gamme de conditions environnementales plus difficiles sans que la conception fondamentale et le dossier de sûreté ne soient remis en cause.

Durée de vie des centrales

Les principaux équipements des centrales auront une durée de vie de 40 ans sans qu'il soit nécessaire d'entreprendre d'importants travaux de rénovation. La durée de vie des composants et structures impossibles à remplacer sera de 60 ans. Tous les autres équipements et structures pourront être remplacés.

Disponibilité

La disponibilité globale des centrales sera supérieure à 87 %. La durée moyenne des arrêts pour rechargement et maintenance doit être inférieure à 25 jours par an, et tout arrêt uniquement consacré au rechargement devra durer moins de 17 jours.

Délais de construction

Pour la *n*ème tranche d'un même palier, le constructeur doit démontrer que la construction peut durer de 48 à 60 mois, entre le premier béton et la mise en service industrielle. La durée de construction de la tranche tête de série ne doit pas dépasser de plus de 12 mois l'objectif fixé pour la *n*ème tranche.

Objectifs économiques

Le cahier des charges EUR, qui vise à éviter toute conception trop complexe, préconise les simplifications, encourage la réalisation de programmes de construction d'importance suffisante dans des délais plus courts afin de réduire au minimum les intérêts intercalaires. Les commandes en série de matériel et d'équipement permettent de réaliser des économies supplémentaires.

CONCLUSIONS

Depuis le milieu des années 80, la compétitivité économique des centrales nucléaires s'érode dans la plupart des pays Membres de l'OCDE avec la baisse des prix réels des combustibles fossiles et les progrès importants des rendements thermiques des centrales à cycle combiné. L'option nucléaire ne sera viable au prochain millénaire que si les coûts de l'électricité nucléaire par rapport aux sources d'énergie concurrentes diminuent dans de fortes proportions. Les coûts de la production nucléaire comportent trois composantes – le capital, l'exploitation et la maintenance, et le combustible. À lui seul, le capital représente 60 % du coût total.

Dans ces circonstances, il est vital de trouver les moyens d'abaisser les coûts en capital des centrales nucléaires si l'on veut maintenir l'option nucléaire. Ce rapport présente une synthèse de l'expérience et des opinions d'un panel d'experts des pays Membres de l'AEN.

Les principaux moyens d'abaisser les coûts en capital sont de l'avis du Groupe d'experts :

- l'augmentation de la taille des installations ;
- l'amélioration des méthodes de construction ;
- des délais de construction plus courts ;
- l'amélioration de la conception ;
- l'amélioration des politiques d'achat, de l'organisation et des contrats ;
- la standardisation et la construction en série ;
- la construction de plusieurs tranches sur un même site ;
- la réforme de la réglementation et le changement de stratégie.

À condition que le système électrique le permette, la construction de tranches nucléaires plus puissantes, combinée à l'installation de tranches identiques sur un même site, constitue le gisement d'économies le plus important sur les coûts en capital spécifiques (\$/kWe). Au Canada, le coût spécifique de la construction d'une tranche unique de 881 MWe est inférieur de 12 % à celui d'une tranche de 670 MWe, alors qu'on réalise une augmentation de puissance de 31 %. Ce qui concorde avec l'analyse réalisée en France, où le coût spécifique de la construction d'une tranche de 1 350 MWe au lieu d'une tranche de 1 000 MWe, augmentation de 35 % de la puissance, autorise une économie sur les coûts en capital de 13 %. Les résultats obtenus aux États-Unis sont du même ordre.

La standardisation et la construction en série présenteraient le potentiel d'économie le plus important sur les coûts en capital des centrales nucléaires. Les avantages de la standardisation sont le renforcement de la sûreté et la suppression des coûts de la tête de série. Une étude d'EdF et de Framatome montre que le coût moyen d'une tranche d'un programme de n tranches diminue de 20 à 40 % par rapport au coût de la construction d'une seule tranche et dépend du nombre de paires de tranches par site. Les coréens ont pu constater que la standardisation permettait d'économiser entre 15 et 20 % sur les coûts hors intérêt intercalaires. C'est aussi le pourcentage estimé en Suède pour la diminution des coûts de construction des deuxième, troisième et quatrième projet par rapport au premier projet. Le Canada et les États-Unis ont estimé des effets du même ordre grandeur pour la reproduction d'un modèle et la construction en série.

Outre la construction de tranches plus puissantes et la standardisation, la multiplication des tranches sur un site autorise des économies. En France, la construction de deux tranches sur le même site revient 15 % moins cher, en termes de coûts en capital spécifiques, que l'installation d'une seule tranche, chiffre en accord avec les données fournies par le Canada.

D'autres baisses de coûts significatives sont rendues possibles par le recours à des méthodes de construction améliorées : introduction des matériels par le haut, modularisation, coffrages glissants, construction parallèle, méthodes de câblage modernisées. Les économies résultant de ces techniques de construction atteindraient un maximum de 5 % environ du coût total de la construction, mais sont en tout cas fortement dépendantes de la filière de réacteur et des conditions sur le site.

La réduction des délais de construction aura pour effet non seulement d'abaisser les montants des intérêts intercalaires, mais d'avancer la date de mise en service industriel, soit le moment où l'exploitant commence à percevoir les bénéfices de son investissement. Des délais de construction plus courts signifient également des coûts administratifs réduits et l'élimination d'une série de risques tels que la hausse des prix de l'équipement et de matériaux, des coûts de la main d'œuvre, les variations des exigences réglementaires, l'opposition du public, les risques politiques, etc.

Dans la gestion d'un projet, la politique contractuelle suivie pour les achats d'équipements et de matériaux joue un rôle majeur. Il s'agit dans ce cas de trouver l'équilibre optimal en termes de réduction des coûts et de gestion des achats et des contrats en fonction de l'infrastructure nucléaire du pays, des capacités d'ingénierie des maîtres d'ouvrages et du nombre de centrales à construire en série.

Comme les réacteurs de la prochaine génération visent à renforcer la compétitivité des centrales nucléaires, des économies importantes sont attendues de la simplification de la conception et du recours à de nouvelles technologies, par exemples des systèmes à sûreté passive.

Le Groupe d'experts est conscient des limites inhérentes à la quantification des effets des différentes mesures prises pour abaisser les coûts et reconnaît que certaines spécificités des centrales nucléaires n'ont pas été totalement prises en compte dans l'analyse des effets. Il apparaît clairement cependant que la compétitivité des centrales nucléaires peut marquer un progrès important si les pays qui se lancent dans des programmes nucléaires décident d'exploiter simultanément les différents moyens d'abaisser les coûts en capitaux de ces centrales que nous venons d'exposer.

Certaines mesures pour abaisser les coûts en capital des centrales nucléaires, comme l'adoption d'un programme de construction nucléaire bien défini, l'optimisation du parc de centrales pour satisfaire la demande d'électricité, mais aussi les questions de financement et d'implantation et les conditions économiques, sont fonction du pays et du site particulier et n'ont pas été abordées dans cette étude.

RÉFÉRENCES

- [1] B. Roche, M. Vidard, *The European Utility Requirement (EUR) Document in 1997: Progress and Near Term Objectives*, XXIV UNIPED Congress, Montreux 1997, Nuclear Generation Study Committee, UNIPED, (May 1997).
- [2] NEA (1990), *Means to Reduce the Capital Cost of Nuclear Power Stations – A Report by an Expert Group*, OECD Nuclear Energy Agency, Paris, France.
- [3] OCDE/AEN (Agence pour l'énergie nucléaire – Agence internationale de l'énergie), (1998), *Prévisions des coûts de production de l'électricité : mise à jour 1998*, Paris, France.
- [4] OCDE/AEN (Agence pour l'énergie nucléaire), (1994), *Les aspects économiques du cycle de combustible nucléaire*, Paris, France.
- [5] OCDE/AEN (Agence pour l'énergie nucléaire), (1993), *Les coûts de l'évacuation des déchets hautement radioactifs dans des formations géologiques : analyse des facteurs influant sur les estimations des coûts*, Paris, France.
- [6] OCDE/AEN (Agence pour l'énergie nucléaire), (1999), *Dépôts de déchets radioactifs de faible activité : une analyse des coûts*, Paris, France.
- [7] OCDE/AEN (Agence pour l'énergie nucléaire), (1991), *Déclassement des installations nucléaires : une étude de variabilité des estimations des coûts du déclassement*, Paris, France.
- [8] OCDE/AEN (Agence pour l'énergie nucléaire), (1998), *Données sur l'énergie nucléaire*, Paris, France.
- [9] IAEA (1986), *Economic Evaluation of Bids for Nuclear Power Plants*, Technical Reports Series No. 269, Vienna, Austria.
- [10] J. Rouillard, J.L. Rouyer, Commissariat à l'énergie atomique, contributor to IAEA-TECDOC 666, *Technical and Economic Evaluation of Potable Water Production Through Desalination of Sea Water by Using Nuclear Energy and Other Means*, September 1992.

Références bibliographiques additionnelles :

B. Roche, M. Vidard, *Latest and Next Generation Reactors: Description and Status*, XXIV UNIPED Congress, Montreux 1997, Nuclear Generation Study Committee, UNIPED, (May 1997).

IAEA (1994), *Advanced Nuclear Power Systems: Design, Technology, Safety and Strategies for their Deployment*, Proceedings of a Symposium, Seoul, 18-22 October 1993.

Annexe I

LISTE DES MEMBRES DU GROUPE D'EXPERTS

ALLEMAGNE

M. Dieter Schneider Siemens AG

BELGIQUE

M. Jacques Delvoye TRACTEBEL

CANADA

M. Andy Yu (Président) EAACL

CORÉE (République de)

M. Yong-Kee Jeon Korea Electric Power Corporation
M. Woo-Bang Lee Korea Electric Power Corporation
M. Yonng-Eok Lee Korea Power Engineering Company Inc.

REPUBLIQUE TCHEQUE

M. Milan Korínek CEZ

FINLANDE

M. Eero Patrakka TVO (Teollisuuden Voima Oy)

FRANCE

Mme Frédérique Masson EdF
M. Louis Caruana EdF
M. Jacques Planté Framatome

HONGRIE

M. Tibor Tersztyánszky Agence hongroise de l'énergie

JAPON

M. Tsuyoshi Ogawa Délégation du Japon auprès de l'OCDE

MEXIQUE

M. Elias Daguer-Abraham CFE

PAYS-BAS

M. C. Kalverboer

EPZ

ROYAUME-UNI

M. William Carruthers
M. Richard J. Waite
M. Alan M. Clayton

British Energy
Nuclear Electric Ltd.
AEA Technology

SUEDE

Mr. Johan Engström

ABB Atom

TURQUIE

M. Nevzat Sahin

Türkiye Elektrik Üretim ve İletim A.S. Genel
Müdürlüğ (Compagnie turque de production et de
transport d'électricité)

Mme Aysun Yilmaz

Türkiye Elektrik Üretim ve İletim A.S. Genel
Müdürlüğ (Compagnie turque de production et de
transport d'électricité)

ORGANISATIONS INTERNATIONALES

Agence internationale de l'énergie atomique

M. Chuanwen Hu

Division de l'énergie nucléaire

Commission des Communautés européennes

M. Odissefs Panopoulos

DGXVII – Énergie

Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire

M. Young-Eek Jung (Secrétaire)

Division du développement de l'énergie nucléaire

COÛTS EN CAPITAL DES RÉACTEURS DE LA PROCHAINE GÉNÉRATION

L'European pressurised water reactor (EPR)

Les trois principaux objectifs de l'EPR

L'EPR vise essentiellement à :

- améliorer la sûreté, évaluée de manière déterministe et probabiliste, par rapport aux centrales actuelles ;
- atténuer les conséquences des accidents graves hypothétiques en les confinant à l'intérieur de la centrale ;
- être compétitif avec les autres sources d'énergie primaire.

Les exigences économiques ont conduit à prévoir une puissance électrique importante, de près de 1 525 MWe, qui permet d'obtenir un coût en capital spécifique (par kWe) compétitif. Pour abaisser encore le coût d'investissement par kWe, et prendre en compte les importantes marges de conception inhérentes au cœur de grande taille de l'EPR, on envisage, dans la phase d'ingénierie suivante, une nouvelle augmentation de puissance. La valeur définitive devait être fixée à la fin de 1998.

Un taux de combustion moyen porté à 60 GWj/t permettra d'améliorer les coûts du cycle du combustible. Par ailleurs, la conception du cœur autorisera des économies sur l'enrichissement de l'uranium. Anticipant sur les spécifications des réacteurs du 21ème siècle, cette conception prévoit également le recyclage du plutonium (jusqu'à 50 % du cœur).

Des durées de cycle de 12 à 24 mois sont prévues dans la conception, bien que l'hypothèse de base soit de 18 mois.

Une disponibilité moyenne de 87 % sur les 60 années de vie des centrales est fixée comme objectif de conception. Pour cette raison la maintenance préventive est prévue dès l'origine de la conception afin d'écourter les arrêts. Les arrêts pour rechargement dureront 17 jours. La faisabilité de cet objectif est à l'étude.

Description technique

C'est l'approche évolutive qui a été adoptée pour développer l'EPR, qui s'appuie par conséquent sur l'expérience acquise lors de la construction et de l'exploitation des centrales actuellement en service en France et en Allemagne.

La conception du circuit primaire et des principaux composants, de même que la configuration des boucles sont proches de celles des centrales existantes et peuvent par conséquent être considérées comme ayant fait leurs preuves.

Les systèmes de sûreté importants et les systèmes support associés (injection de sécurité, alimentation de secours des générateurs de vapeur, système de réfrigération intermédiaire et alimentation électrique de secours) sont disposés en quatre trains bien séparés et reposent sur des principes de fonctionnement simples. Les combinaisons de fonctions de sûreté qui augmenteraient la complexité de fonctionnement des systèmes sont évitées. Les équipes de conduite ou de maintenance auront une vision plus claire de l'état de l'installation, quelle que soit la situation.

Les trains redondants de tous les systèmes de sûreté sont installés dans quatre divisions en respectant le principe d'une stricte séparation physique de sorte qu'une défaillance de mode commun, qui résulterait d'une agression interne par exemple, est exclue.

La recherche systématique de la diversité fonctionnelle permet de réduire encore le risque de défaillance de mode commun. On part de l'hypothèse de la perte totale de tous les trains redondants d'un système de sûreté. La conception garantit alors qu'il existera toujours d'autres systèmes fonctionnellement diversifiés capables de ramener l'installation dans un état sûr (en cas de perte totale du système de réfrigération à l'arrêt, des alimentations en eau des générateurs de vapeur ou du système d'injection de sécurité moyenne pression).

L'organisation des systèmes obéit aux principes de simplification et de diversification puisque toute fonction d'un système de sûreté peut être assurée en secours par une autre système (ou groupe de systèmes).

Les systèmes de contrôle-commande qui déclenchent et contrôlent automatiquement les fonctions de sûreté sont organisés en quatre divisions séparées, comme le sont les systèmes de sûreté – systèmes électriques ou circuits de fluides – de façon à assurer un haut niveau de redondance et une grande fiabilité des signaux.

Les équipements utilisant les technologies numériques sont privilégiés, de même que les composants standard lorsque c'est possible.

Le facteur humain est pris en compte dès les premiers stades de la conception, dans tous les états de fonctionnement, lors des essais et des opérations de maintenance. L'interface homme-machine respecte les aptitudes et spécificités des opérateurs et utilise de manière optimale les capacités des systèmes de contrôle-commande pour réaliser les fonctions de conduite et de sûreté, sans surcharger l'opérateur.

L'opérateur dispose d'informations utiles en quantité suffisante pour se faire une idée claire de l'état de la centrale, même dans les conditions d'un accident grave, et précisément mesurer les conséquences de ses actes. L'accent est mis sur l'utilisation des outils de diagnostic informatique pour fournir aux opérateurs une aide fiable.

Les affichages numériques présentant des informations condensées et les écrans sensitifs sont largement utilisés.

Toutes les actions post-accidentelles doivent être exécutées automatiquement dans un délai de 30 minutes, mais l'opérateur conserve la main et il peut, dans certaines conditions, prendre les commandes.

Pour contrôler les effets de la fusion du cœur et éviter des rejets importants de radioactivité, les dispositions suivantes ont été introduites dans la conception :

- la prévention du risque de fusion du cœur à haute pression repose sur un système d'évacuation de la puissance résiduelle de grande fiabilité et sur des systèmes de dépressurisation. Le pressuriseur sera équipé d'une ligne de décharge spéciale en prévision d'événements susceptibles d'endommager le cœur ;
- afin d'éviter les charges mécaniques considérables liés à la combustion de l'hydrogène, des recombinaisons catalytiques, voire si nécessaire des igniteurs judicieusement disposés, sont prévus pour d'abaisser la concentration de l'hydrogène dans l'enceinte à un stade précoce de l'accident ;
- pour éviter les interactions cœur béton, l'étalement du corium est prévue dans un compartiment spécial équipé d'un revêtement de protection et d'un système de refroidissement qui préserve l'intégrité du béton ;
- le contrôle de la pression à l'intérieur de l'enceinte est assuré par un système d'aspersion spécial capable de ramener la pression dans l'enceinte à la pression atmosphérique en quelques jours seulement ;
- une enceinte à double paroi permet de confiner et de récupérer les fuites éventuelles et d'éviter tout contournement de l'enceinte.

Grâce à ces mesures, les termes sources externes sont limités, ce qui permet de restreindre à la proximité immédiate de la centrale les contre-mesures d'urgence les plus draconiennes, comme le relogement ou l'évacuation de la population et d'appliquer à la première récolte seulement les restrictions alimentaires.

Le bâtiment réacteur et le bâtiment combustible comme les quatre bâtiments de sauvegarde sont protégés contre les agressions externes, telles que des séismes et l'onde de choc d'une explosion. Tous ces bâtiments sont construits sur un même radier.

La protection contre une chute d'avion est assurée par la « bunkerisation » des bâtiments 2 et 3 contenant les trains des systèmes de sauvegarde ainsi que du bâtiment réacteur et du bâtiment combustible. La salle de commande principale et le panneau de repli sont également situées dans ces bâtiments de sauvegarde « bunkerisés ».

Principales caractéristiques techniques de l'EPR

| | |
|--|-------------------|
| Puissance thermique nominale (chaudière nucléaire) | 4 272 MWe |
| Puissance électrique correspondante (brute) | approx. 1 525 MWe |
| Rendement | 36 % |
| Circuit primaire | |
| Nombre de boucles | 4 |
| Pression de service | 155 W/cm |
| Température à l'entrée/sortie du primaire | 291,3/326,3 °C |
| Débit total | 21 050 kg/s |

| | |
|--|-------------------------|
| Pression secondaire à pleine puissance | 72,5 bar _{abs} |
| Pression secondaire en arrêt à chaud | 84 bar _{abs} |
| Cœur | |
| Nombre d'assemblages | 241 |
| Nombre de grappes de commande | 89 |
| Réseau assemblage combustible | 17×17–25 |
| Hauteur active | 420 cm |
| Puissance linéique moyenne | 155 W/cm |
| Enrichissement maximum | 5 % |
| Quantité totale de combustible | environ 141 t |
| Taux d'épuisement au déchargement | max. 60 MWj/kg |

Coûts en capital de l'EPR

On trouvera sur le tableau suivant une comparaison des coûts de l'EPR tête de série par rapport à ceux de la dernière tranche Konvoi qui a été construite en série dans les années 90. À supposer que plusieurs paires de tranches EPR soient construites, les prix évolueraient suivant le principe qui suit. La commande simultanée de deux tranches, réalisées à douze mois d'intervalle au moins, permet un gain de l'ordre de 15 % sur la deuxième tranche. Si la seconde tranche fait partie d'un groupe de deux tranches, l'économie est portée à près de 20 %. Les commandes de tranches supplémentaires du même palier ne permettront pas d'économies beaucoup plus importantes. Au delà de deux tranches, l'effet de standardisation est considéré comme négligeable.

Réacteur intégral sûr (Safe Integral Reactor – SIR)

Finalité de la conception

Le Safe Integral Reactor (SIR) a été conçu selon les principes suivants :

- petite taille unitaire ;
- systèmes à sûreté passive ;
- architecture novatrice afin d'abaisser les coûts unitaires et de surmonter l'absence d'effets d'échelle.

Le réacteur est dimensionné pour une puissance de 320 MWe et une durée de vie de 60 ans. Par rapport à un réacteur à eau sous pression classique, la principale nouveauté tient au fait que tous les composants primaires essentiels sont placés dans une même cuve.

Pour ce qui de la sûreté, l'intégralité du circuit primaire se trouvant dans la cuve, l'éventualité d'une rupture de tuyauterie de grand diamètre entraînant un accident de perte de réfrigérant est exclue. Par ailleurs, l'évacuation de la chaleur résiduelle du circuit primaire s'effectue par circulation naturelle et grâce à une importante source froide disposée dans la cuve du réacteur.

Coûts en capital de tranches nucléaires livrées clés en main en Allemagne

DM

| | KONVOI (Greifswald) 1 380 MWe | | EPR 1528 MWe (tête de série) | |
|-----------------------------------|----------------------------------|---------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|
| | Valeur au 01/1990 | Valeur au 01/1990 % | Monnaie constante 01/1997 | Monnaie constante 01/1997 % |
| 1. Coûts directs | | | | |
| 1.1 Terrain et droits fonciers | 80 000 000 | 1,9 | 80 000 000 | 1,8 |
| 1.2 Équipements du réacteur | 1 360 000 000 | 32,0 | 1 500 000 000 | 32,9 |
| 1.3 Équipements de la turbine | 970 000 000 | 22,8 | 800 000 000 | 17,5 |
| 1.4 Équipements électriques | 250 000 000 | 5,9 | 200 000 000 | 4,4 |
| 1.5 Circuit de refroidissement | 130 000 000 | 3,1 | 30 000 000 | 0,7 |
| 1.6 Équipements divers | | | 90 000 000 | 2,0 |
| 1.7 Construction | 760 000 000 | 17,9 | 900 000 000 | 19,7 |
| Total coûts directs | 3 550 000 000 | 83,4 | 3 600 000 000 | 78,9 |
| 2. Coûts indirects | | | | |
| 2.1 Études et ingénierie | 550 000 000 | 12,9 | 690 000 000 | 15,1 |
| 2.2 Gestion du projet | 40 000 000 | 0,9 | 90 000 000 | 2,0 |
| 2.3 Mise en service | | | | |
| Total coûts indirects | 590 000 000 | 13,9 | 780 000 000 | 17,1 |
| 3. Autres coûts | | | | |
| 3.1 Formation | 15 000 000 | 0,4 | | |
| 3.2 Impôts et assurances | | | | |
| 3.3 Transports | 25 000 000 | 0,6 | | |
| 3.4 Frais de maîtrise d'ouvrage | 75 000 000 | 1,8 | 180 000 000 | 3,9 |
| 3.5 Pièces de rechange | | | | |
| 3.6 Provisions pour aléas | | | | |
| Total autres coûts | 115 000 000 | 2,7 | 180 000 000 | 3,9 |
| TOTAL DES COÛTS EN CAPITAL | 4 255 000 000 | 100 | 4 560 000 000 | 100 |

Le cœur du réacteur a une faible densité de puissance de 55 kW/litre. Il peut fonctionner sans qu'il soit nécessaire d'employer du bore soluble pour régler la réactivité. La faible densité de puissance et le réglage de la réactivité par un poison consommable permettent d'allonger la durée du cycle à 24 mois et, de ce fait, d'améliorer la disponibilité de l'installation.

Douze générateurs de vapeur identiques sont disposés dans un espace annulaire situé dans la cuve au dessus du cœur. Ils sont du type à passage direct et produisent de la vapeur surchauffée. Le débit secondaire circule dans les tubes si bien que les générateurs de vapeur sont moins sensibles à la corrosion que les générateurs de vapeur classiques. Il est possible d'isoler un générateur de vapeur défectueux tout en continuant d'exploiter à pleine puissance la centrale, d'où un nouveau gain de disponibilité. Six pompes de circulation sont montées autour de la virole supérieure de la cuve sous pression, conçue sans joint. Un pressuriseur intégral est placé dans le couvercle de cuve au dessus des composants du circuit primaire. Les variations du volume du circuit primaire déclenchent à elles seules les fonctions d'aspersion et d'expansion, ce en quoi le fonctionnement est passif.

Aucune opération de soudage importante n'a besoin d'être réalisée sur le chantier, ce qui permet de raccourcir les délais de construction à trente mois depuis le premier béton jusqu'à la mise en service industriel.

Principales caractéristiques techniques du SIR

| | |
|-----------------------------------|------------|
| Puissance thermique | 1 000 MWth |
| Puissance électrique | 320 MWe |
| Rendement | 32 % |
| Circuit primaire | |
| Type | intégral |
| Nombre de générateurs de vapeur | 12 |
| Pression de service | 15,5 MPa |
| Température à l'entrée du cœur | 295°C |
| Température en sortie du cœur | 318°C |
| Débit | 7 500 kg/s |
| Pression vapeur principale | 5,5 MPa |
| Cœur | |
| Nombre d'assemblages combustibles | 65 |
| Nombre de grappes de commande | 65 |
| Réseau assemblage combustible | 22 × 22 |
| Hauteur active | 347,2 cm |
| Puissance linéique moyenne | 91 W/cm |
| Enrichissement maximum | 4 % |
| Inventaire total combustible | 52,3 t |
| Taux d'épuisement au déchargement | 50 GWj/t |

Coûts en capital

Les principales études sur ce concept de réacteur remontent à 1989. D'après les estimations de coûts effectuées dans ce cadre, les coûts en capital hors intérêts intercalaires de la construction d'un réacteur SIR par rapport à un REP de 1 300 MWe moderne sont les suivants.

| | Coûts du SIR rapportés à ceux d'un REP |
|---------------------------|---|
| Droits fonciers | 0,8 |
| Équipements du réacteur | 1,2 |
| Équipements de la turbine | 1,6 |
| Équipements électriques | 1,8 |
| Équipements divers | 0,4 |
| Construction | 0,8 |
| Total coûts directs | 1,2 |
| Études et ingénierie | 0,4 |
| Gestion du projet | 0,7 |
| Total coûts indirects | 0,6 |
| Provisions pour aléas | 1 |
| Coûts totaux | 1 |

Comme on peut le voir sur le tableau, la réalisation d'un réacteur intégral permet d'abaisser certains coûts unitaires par rapport à ceux d'un REP classique, bien que la centrale soit beaucoup plus petite. Ce progrès est en grande partie à porter au crédit de la conception intégrée de la chaudière nucléaire, bien que les coûts des parties plus classiques, turbo-alternateur et matériel électrique, imposent une limite aux économies réalisables. La majorité des autres postes sont moins chers en raison de la simplicité de la conception et du recours à des systèmes de sûreté moins importants. C'est ainsi que le volume de béton est réduit de 35 %, les tuyauteries des systèmes de sûreté d'un facteur 10 et la longueur totale de câbles de moitié. La fabrication en usine d'une bonne partie des équipements explique également la baisse des coûts de construction.

Le réacteur CANDU 9 avancé

Le CANDU 9 est une version autonome des centrales multi-tranches intégrées de 900 MWe de Darlington et Bruce en Ontario. Sa conception a suivi une évolution assez proche de celle du CANDU 6 dérivé des tranches de Pickering A.

Aux avantages démontrés des CANDU, le CANDU 9 ajoute une capacité plus élevée, une meilleure exploitation du site, des délais de construction plus courts, un meilleur plan d'installation, une sûreté renforcée et une disposition plus judicieuse des panneaux de commande.

Rendement

À l'inverse des réacteurs à eau ordinaire issus des programmes militaires, la filière CANDU a été spécifiquement conçue pour la production d'électricité. D'où l'attention portée au rendement. L'utilisation efficace des neutrons fait partie de la conception. Dans un cycle du combustible ouvert, les CANDU produisent de 30 à 40 % de plus d'électricité par tonne d'uranium extrait que les réacteurs à eau ordinaire classiques.

Autre facteur d'amélioration des performances, le CANDU est le seul en son genre à pouvoir être rechargé pendant qu'il fonctionne à pleine puissance. Les arrêts pour chargement y sont inconnus, et les entreprises qui les exploitent disposent donc d'une grande souplesse pour organiser leurs arrêts. Les périodes de révision et de remise en état sont écourtées d'autant. L'exploitation des CANDU parallèlement à des réacteurs à eau ordinaire apporte un peu de souplesse dans le fonctionnement d'un réseau par comparaison aux REO avec leurs cycles du combustible fixes et leurs rechargements massifs.

Souplesse du cycle du combustible

Les CANDU brûlent un combustible bon marché à l'uranium naturel. Ils peuvent accepter aussi une diversité d'autres combustibles. Les pays qui exploitent simultanément des CANDU et des REO sont à même de profiter de la synergie entre les deux types de cycles du combustible. En fait, le recyclage du combustible usé d'un REO dans un CANDU, au lieu d'un REO, permettrait d'en extraire deux fois plus d'énergie.

Durée de vie

La durée de vie théorique des CANDU est de 40 ans. À condition de remplacer les principaux composants, on pourrait la porter à 60 ans. En effet, la conception modulaire de ce type de réacteur facilite le remplacement des composants par rapport aux réacteurs à eau ordinaire. Pour citer un exemple, il est plus commode de remplacer les canaux de combustible d'un CANDU que la cuve d'un réacteur à eau ordinaire.

Sûreté

Le Canada détient le record du plus faible risque d'exploitation des réacteurs grâce à la conduite informatisée avancée, à la conception et aux techniques de construction remarquables, à l'emploi d'un matériel de très grande qualité et à la formation rigoureuse des opérateurs.

Caractéristiques techniques avancées du CANDU 9

Le CANDU 9 est le fruit de l'expérience acquise sur les 32 réacteurs CANDU actuellement en exploitation ou en construction dans le monde entier. La standardisation, un élément caractéristique de ces réacteurs, signifie que tous les composants essentiels comme les générateurs de vapeur, les pompes primaires et les tubes de force ont fait leur preuves après des années d'exploitation sans problème.

Le CANDU 9 est une centrale à une tranche dérivée des centrales multi-tranches de Bruce et de Darlington. Ensemble, ces centrales de Darlington et de Bruce représentent une expérience de 120 années-réacteur pour le palier de 900 MWe.

L'approche évolutive adoptée pour la conception du CANDU 9 s'inspire des succès obtenus lors de l'adaptation de la centrale multi-tranches de Pickering A pour concevoir le CANDU 6.

Le CANDU 9 est une centrale à tranche unique autonome, mais sa conception peut s'adapter aux installations multi-tranches. Le tableau ci-dessous récapitule les principales caractéristiques techniques des centrales CANDU de 900 MWe.

| | Bruce | Darlington | CANDU 9 |
|--|----------------------|----------------------|----------------------|
| Dates de mise en service | 1977-1987 | 1990-1993 | |
| Nombre de canaux de combustible | 480 | 480 | 480 |
| Éléments par grappe | 37 | 37 | 37 |
| Pression du caloporteur | 9,1 MPa(g) | 9,9 MPa(g) | 9,9 MPa(g) |
| Titre de vapeur du caloporteur en sortie du cœur | 0,7 % | 2,0 % | 2,0 % |
| Débit maximal dans le canal | 24,0 kg/s | 25,2 kg/s | 25,2 kg/s |
| Nombre de boucles | 1 | 2 | 1 |
| Nombre de pompes primaires | 4 | 4 | 4 |
| Nombre de générateurs de vapeur | 8 | 4 | 4 |
| Surface de générateurs de vapeur | 2 400 m ² | 4 900 m ² | 4 900 m ² |
| Type d'enceinte | multi-tranche | multi-tranche | une par tranche |

Coût en capital hors intérêts intercalaires du CANDU 9

Les coûts en capital hors intérêts intercalaires de la *nième* tranche CANDU 9 (dans l'hypothèse où l'on construirait deux tranches sur un même site) sont estimés à 3 420 millions de dollars canadiens (valeur au 01/01/1998).

Millions de \$Can

| Éléments de coût | Coût dans l'hypothèse où l'on construit deux tranches |
|---|--|
| Bâtiments et structures | 720 |
| Équipement du réacteur | 930 |
| Équipement de la turbine | 355 |
| Équipement électrique et contrôle-commande | 448 |
| Prises d'eau et circuit de refroidissement | 235 |
| Équipements divers | 42 |
| Sous-total coûts directs | 2 730 |
| Ingénierie | 160 |
| Gestion du projet | 130 |
| Mise en service | 100 |
| Sous-total coûts indirects | 390 |
| Provisions pour aléas | 200 |
| Assurances et divers | 100 |
| Sous-total autres | 300 |
| Coût total hors intérêts intercalaires | 3 420 |

Note: L'estimation ci-dessus ne comprend ni le premier cœur ni l'inventaire initial en eau lourde, qui pourraient représenter environ 10 à 12 % du coût en capital hors intérêts intercalaires.

Intérêt du CANDU 9

Le CANDU 9 reprend toutes les particularités qui ont fait le succès des CANDU en général. Cependant, lors du passage d'une centrale à tranches multiples à une centrale à tranche unique, les échanges permanents avec les propriétaires et exploitants actuels et les éventuels acheteurs ont été l'occasion d'introduire des améliorations spécifiques de la conception et de la technologie afin de rapprocher encore ce modèle de réacteur des besoins de ses utilisateurs.

Plan d'installation amélioré

La disposition adoptée dans le CANDU 9 résulte d'une mise au point par conception et dessin assistés par ordinateur entreprise à l'issue d'une évaluation approfondie des schémas antérieurs.

Les points forts de cette nouvelle disposition sont une moindre emprise au sol qui permet une meilleure exploitation du site. La séparation physique des fonctions de sûreté et l'exposition du personnel y gagnent. De même l'accès pour les travaux de maintenance et les essais est plus facile, et l'on dispose de davantage de place pour l'enlèvement et le remplacement des équipements.

Raccourcissement des délais de construction

Les délais de construction coûtent de l'argent. Avec le CANDU 9, la construction devient plus efficace, notamment grâce au recours à des assemblages préfabriqués et aux techniques de construction parallèle. Les matériels sont introduits à l'intérieur du bâtiment réacteur depuis l'extérieur à l'aide d'un engin de levage lourd.

Utilisation plus rationnelle du site

Étant donné le faible taux de fuite de son enceinte de confinement, la zone d'exclusion prescrite pour le réacteur CANDU 9 ne dépasse pas 500 mètres. L'enceinte est revêtue d'une peau en acier, et la fiabilité du confinement est accrue. La faible emprise du CANDU 9 permet une meilleure utilisation du site. Les bâtiments sont disposés de façon à espacer le moins possible les différentes tranches et à préserver les accès nécessaires aux travaux de construction et de maintenance.

Sûreté accrue

La sûreté est le maître-mot de la conception des CANDU. Le CANDU 9 intègre les dispositifs de sûreté qui ont fait leur preuve dans les autres réacteurs de la même filière, mais sa fiabilité et ses performances ont été améliorées par l'introduction d'un système de réfrigération de secours du cœur simplifié, de techniques informatiques et d'ingénierie logicielle moins complexes et plus avancées et d'une source froide plus importante.

Disposition astucieuse du pupitre de conduite

La salle de commande du CANDU 9 a été améliorée sur la base d'une vaste consultation des opérateurs et de leur retour d'expérience. Cette nouvelle salle de commande a subi une multitude de tests sur la maquette de salle de commande dont dispose EAACL. Aux pupitres de commande principaux, l'opérateur se trouve véritablement aux commandes et peut intervenir sur tous les états de fonctionnement en puissance et évaluer l'état de la centrale. Il peut accéder à quantité d'informations. Depuis les consoles, il peut demander une multitude d'informations et ordonner un large éventail d'actions, mieux surveiller et tester les systèmes de sûreté et les alarmes, les paramètres de sûreté et les indicateurs de production vitaux.

Le CANDU demain

Où va le CANDU ? Les points forts et les conceptions éprouvées de CANDU seront encore renforcés grâce à l'évolution des technologies et des produits. Les travaux de recherche-développement se poursuivront à une grande échelle afin de trouver des moyens efficaces d'améliorer encore la sûreté et les performances de ces réacteurs, de mettre au point des techniques de construction plus rapides, d'abaisser les coûts de construction et d'exploitation et d'allonger la durée de vie des centrales.

Pour de grandes compagnies d'électricité ou des pays dont la demande d'électricité augmente vite, il est possible d'exploiter les systèmes et la configuration des CANDU 9 pour construire des centrales plus puissantes, jusqu'à 1 300 MWe. Les principaux concepts et équipements, comme les générateurs de vapeur, les pompes primaires et les tubes de force restent identiques. Pour relever le niveau de

puissance, on peut aisément modifier le nombre de canaux de combustible, le type de combustible, la taille des systèmes d'évacuation de la chaleur et d'autres composants encore.

La possibilité d'utiliser divers types de combustible est depuis toujours l'un des atouts du CANDU qui n'exige pas d'investissement important dans une nouvelle conception de réacteur. Parmi les solutions à l'étude on peut citer : uranium légèrement enrichi, recyclage direct de combustible irradié de réacteur à eau sous pressions dans des CANDU (DUPIC), uranium de retraitement, plutonium, thorium et actinides.

Cette souplesse du CANDU vis-à-vis du cycle du combustible est particulièrement séduisante pour les pays qui se sont dotés de réacteurs CANDU et de REP. Le recyclage du combustible utilisé des REP dans les CANDU permet d'éliminer du combustible utilisé, combustible que l'on n'aura pas à stocker ensuite. Mais cette capacité d'accepter une diversité de combustibles est aussi synonyme de production électrique plus importante, de meilleures performances et de possibilité d'autonomie énergétique.

Réacteur à eau bouillante de type avancé (ABWR)

Sûreté des réacteurs à eau bouillante avancés

Les améliorations apportées aux Réacteurs à Eau Bouillante de type avancé (REB avancés) consistent à abaisser la probabilité d'accident et à en limiter les conséquences. Pour cette raison, il est de plus en plus improbable que le public soit exposé aux rayonnements quand bien même surviendrait un accident encore plus grave que Three Mile Island.

Pour mesurer la sûreté d'un réacteur, les autorités de sûreté utilisent couramment la fréquence d'endommagement du cœur, à savoir la probabilité d'un accident de nature à endommager le combustible ou le cœur du réacteur (ce qui fut le cas de Three Mile Island). La fréquence d'endommagement du cœur a diminué à mesure que l'on a mis au point de nouvelles filières, tant et si bien que celle des ABWR est de 50 à 100 fois inférieure à celle des centrales en exploitation aujourd'hui.

À cela, il est possible de fournir plusieurs explications résumées ci-dessous.

Marges de sûreté accrues

L'ABWR a été conçu avec davantage de marges de sûreté, des équipements plus fiables, des systèmes modernes de contrôle-commande utilisant des technologies numériques, qui sont plus faciles à piloter. Cette démarche a permis de réduire le nombre de dysfonctionnements et d'anomalies provoquant le déclenchement des systèmes de sûreté.

Simplification de la conception

Les simplifications apportées contribuent largement à renforcer la sûreté. Dans le REB avancé, par exemple, les pompes ont été installées à l'intérieur du réacteur, éliminant ainsi les grandes longueurs de tuyauteries caractéristiques des anciennes conceptions de REB. De ce fait, aucune rupture de tuyauterie ni accident survenant dans la centrale ne peut provoquer la perte de l'eau qui recouvre le cœur, et, par conséquent, endommager le cœur.

Redondance accrue et diversification des systèmes de sûreté

Les systèmes de sûreté sont encore plus redondants et diversifiés qu'auparavant. L'ABWR comporte trois divisions de sûreté complètement séparées. Chacune de ces divisions contient deux systèmes de sûreté capables chacun de maintenir le cœur du réacteur dans un état sûr. Chaque division possède sa propre alimentation électrique, plus une alimentation de secours, dédiée et est matériellement séparée des autres par des protections contre l'incendie et contre l'inondation. Dans l'éventualité où un incendie, une inondation ou tout autre accident neutraliserait l'une des divisions, les autres resteraient indemnes. Chaque division est équipée d'un système d'évacuation de la chaleur qui maintient le cœur dans un état sûr une fois la centrale arrêtée après l'accident. Enfin, les systèmes de sûreté sont capables de fonctionner même en cas de perte totale des alimentations électriques externes.

Limitation des conséquences des accidents graves

Le REB avancé a été conçu conformément aux nouvelles prescriptions de la NRC concernant les accidents graves. En d'autres termes, ce réacteur comporte des moyens d'empêcher le rejet de radioactivité à l'extérieur quand bien même le cœur et la centrale seraient très endommagés. Ces systèmes se déclenchent sans intervention de l'opérateur. Ils sont appelés « systèmes de sûreté passifs », car leur fonctionnement repose sur des lois physiques naturelles comme la gravité et la convection. La NRC a pleinement approuvé l'adoption de ces systèmes.

Étant donné les mesures prises pour limiter les conséquences des accidents graves, la probabilité d'un rejet de radioactivité susceptible d'atteindre les populations est pratiquement nulle, même si l'accident dépasse en gravité celui de Three Mile Island. L'exploitation de la centrale ne devrait donc jamais menacer la santé et la sécurité du public.

Coûts en capital réduits

Matériels et quantités

Par rapport à la précédente génération de REB, le REB avancé utilise moins d'équipements et de matériaux de construction grâce à la simplification de la conception et aux nouvelles technologies utilisées. Les pompes internes montées directement dans la cuve du réacteur et qui assurent le débit de recirculation dans le cœur en sont un exemple. Des moteurs ou commandes à vitesse variable règlent la vitesse des pompes.

Ces pompes intégrées, comme les commandes à vitesse variables, permettent d'éliminer les grandes boucles de recirculation externes qui existaient dans les précédents REB, ce qui présente des avantages certains du point de vue du coût. Les imposantes pompes de recirculation, les soupapes de réglage du débit, les éjecteurs, tuyauteries et supports de tuyauteries, tous ces éléments n'existent plus. De plus, l'enceinte et le bâtiment réacteur sont plus ramassés, nécessitant moins de matériaux. Enfin, en l'absence de tubulures importantes débouchant en dessous du sommet du cœur, les systèmes de sûreté peuvent maintenir le cœur sous eau sans avoir besoin d'un débit aussi important. Les systèmes basse pression du REB avancé peuvent débiter 70 m^3 par minute comparés aux 100 m^3 des REB/5 et REB/6, soit 35 % de moins. On a là un exemple d'une solution qui tout à la fois améliore la sûreté et coûte moins cher.

La conception des systèmes de barres de commande a également été simplifiée. 50 % des commandes hydrauliques des barres de commandes ont été éliminés. Comme les nouvelles

commandes de grappes à déplacements fins envoient directement de l'eau dans le réacteur lors d'un arrêt automatique, le volume de décharge pour arrêt automatique et les tuyauteries associées ont été éliminés.

Les nouvelles technologies employées limitent encore les quantités d'équipements et de matériaux nécessaires. L'adoption de réseaux de fibres optiques, transmettant nettement plus d'informations que les câbles en cuivre, a permis d'éliminer près de 400 000 mètres de câbles et une trentaine de mètres cubes de chemins de câbles. Avec l'introduction des microprocesseurs et des transistors dans les réseaux de contrôle-commande, le nombre d'armoires pour les systèmes de sûreté dans la salle de commande est passé de 17 à seulement 3.

L'enceinte du REB avancé est une structure en béton armé, technologie utilisée à l'origine dans quelques REB de configuration Mark III. L'intérêt de réintroduire cette technologie tient à la compacité accrue de l'enceinte, surtout comparée aux versions autoporteuses en acier des REB de type Mark III, car le gain en volume est de plus de moitié.

Délais de construction plus courts et fiables

L'utilisation de la structure en béton armé présente un autre avantage, qui est de raccourcir la durée du chantier. Avec les techniques de construction modulaire, cette méthode permet de gagner sept mois, ce qui est considérable. Dans le cas des enceintes en acier, on construit d'abord la coque, puis le bouclier biologique externe et enfin le bâtiment réacteur. Avec les enceintes en béton armé, on peut construire simultanément l'enceinte de confinement et les planchers et parois du bâtiment réacteur, d'où un gain de temps. Cette enceinte en béton armé peut en outre revêtir toutes les formes souhaitées. Dans le cas du REB avancé, il s'agit en général d'un cylindre de grande taille, plus facile à construire.

Le recours aux câbles en fibres optiques réduit en général les délais de construction, d'un mois dans le cas considéré, pour la seule raison qu'il y a moins de câble à installer.

On néglige souvent le fait que la construction du REB avancé fait largement appel à des modules de grande taille. Toute la salle de commande (400 tonnes), la peau en acier de l'enceinte, le piédestal du réacteur, la table de groupe, la structure supérieure de l'enceinte sèche, avec les tuyauteries et vannes, en sont des exemples notables.

Caractéristiques économiques des REB avancés

Grâce à la conception, aux techniques de construction et à la procédure d'autorisation adoptés, les coûts en capital des REB avancés peuvent concurrencer ceux d'autres systèmes de production électrique.

Le tableau ci-après contient la ventilation des coûts de la prochaine paire de REB avancés qui pourrait être construite. Le tableau fait référence à une capacité de 1 400 MWe. Les coûts en capital d'une production de 1 500 MWe, réalisable moyennant des adaptations d'un montant nominal de 60M\$, serait de 5 % inférieurs aux chiffres présentés ici. Il est évident que ces coûts varient suivant les pays, car ils dépendent du coût de la main d'œuvre, de la productivité, de la proportion de ressources locales employées et d'autres facteurs encore.

Ventilation des coûts d'une centrale à REB avancé

Milliard \$

| Coût en capital moyen des deux prochaines tranches éventuellement construites aux États-Unis | | |
|---|--------------------------------------|--------------|
| Comptabilité EEDB | | |
| Coûts directs | | |
| 21 | Structures et améliorations | 430 |
| 22 | Réacteur | 520 |
| 23 | Turbine | 230 |
| 24 | Matériel électrique | 150 |
| 25 | Équipements divers | 45 |
| 26 | Circuit de refroidissement principal | 45 |
| Total coûts directs | | 1 420 |
| Coûts indirects | | |
| 91 | Construction | 250 |
| 92 | Études (bureaux) | 70 |
| 93 | Ingénierie sur place | 190 |
| Total coûts indirects | | 510 |
| Coût de construction total hors intérêts intercalaires | | 1 930 |
| | Provisions pour aléas | 125 |
| | Frais de maîtrise d'ouvrage | 200 |
| Total coûts en capital | | 2 255 |
| Coûts en capital totaux en \$/kWe | | 1 611 |

Résumé

La conception, les procédures d'autorisation, la construction et les performances d'exploitation des centrales nucléaires ont bien changé, en mieux, en dix ou vingt ans. Les centrales nucléaires de la fin du siècle et du nouveau millénaire bénéficieront d'une sûreté renforcée. Les REB avancés seront homologués dans plusieurs pays. Une centrale à REB avancé peut être construite en quatre ans exactement à un coût de 1 600 \$/kWe. Les fournisseurs sont disposés à entreprendre des projets sur la base d'un prix et d'un calendrier fixe. Au Japon et au Taïpei Chinois, les REB avancés ont prouvé qu'ils pouvaient concurrencer sur le plan économique d'autres moyens de production d'électricité, ce qui d'après des estimations, se vérifierait également dans d'autres pays.

L'AP600

Principales caractéristiques de l'AP600

Le cahier des charges des électriciens concernant les REO avancés s'appuie sur le retour d'expérience considérable des REO pour réduire le plus possible le risque pour le propriétaire de la centrale, lui garantir des coûts et des délais plus fiables et éviter le passage jusqu'alors obligé par la construction d'un prototype. Dès l'aube du Programme AP600, c'est cette démarche qui a été suivie. La

conception globale de la centrale s'inscrit dans la tradition des REP à deux boucles que Westinghouse construit depuis dix ans et dont la disponibilité moyenne de 81 % représente un progrès considérable par rapport à la moyenne américaine d'environ 60 %. Le cœur, les composants primaires, les contrôles-commandes et les systèmes à sûreté passive, fondés sur des phénomènes naturels, reposent tous sur une technologie qui a fait ses preuves soit dans la pratique soit lors d'essais rigoureux.

L'AP600 est conçu selon le principe de l'adoption de marges généreuses pour s'assurer de la fiabilité de la centrale, y compris dans des conditions perturbées. Ces marges de conception, qui permettent d'éviter des changements d'état de la centrale, sont un facteur de sûreté très important. La faible densité de puissance du cœur garantit le maintien de marges substantielles entre les conditions de fonctionnement du combustible et les limites établies expérimentalement afin de préserver l'intégrité des barreaux combustibles. Les marges prévues par rapport au rapport DNB et à la température maximale de gaine ont été augmentées de 15 % au minimum et de plus de 200°F par rapport aux centrales actuelles ayant des facteurs de point chaud équivalents. De même, les mesures de protection contre la corrosion et les marges thermiques utilisées pour le dimensionnement des générateurs de vapeur de l'AP600 permettent de disposer d'une marge supplémentaire pour préserver l'intégrité de l'enveloppe sous pression entre le primaire et le secondaire. L'augmentation de 30 % du volume du pressuriseur de l'AP600 renforce la capacité du réacteur à supporter un large éventail de transitoires anormaux sans atteindre les conditions dans lesquelles des actions de protection s'imposent. C'est ainsi qu'en cas de délestage total, on n'a pas besoin de décharge au pressuriseur pour éviter que la pression du primaire n'atteigne le seuil de déclenchement de l'arrêt automatique du réacteur.

Simplification

La sûreté et l'optimisation économique de l'AP600 reposent sur une idée maîtresse, simplifier. Dans les systèmes passifs, on exploite des phénomènes naturels fiables tels que la gravité, la circulation naturelle, la convection, l'évaporation et la condensation au lieu de faire appel à des alimentations en CA et à des composants motorisés. Cette nouvelle approche de la sûreté simplifie les systèmes, les équipements, le fonctionnement, les inspections, la maintenance et les exigences d'assurance de la qualité dans la mesure où le nombre composants complexes est considérablement réduit, notamment les composants les plus réglementés. Par rapport aux réacteurs classiques, l'AP600 compte donc moitié moins de vannes et soupapes, 80 % de moins de tuyauteries classées « de sûreté », 70 % de moins de câbles de commande, 35 % moins de pompes et 45 % moins de bâtiments de qualité sismique.

Standardisation

Le programme d'ingénierie de la tête de série a débouché sur la conception d'un modèle standard d'AP600 comportant moins d'incertitudes en général mais aussi d'aléas sur les coûts. Le simple fait de construire une centrale standardisée permet de profiter des effets d'apprentissage et autorise d'importantes économies sur la construction des centrales successives. Dans la phase d'exploitation, la combinaison de la standardisation et de la reproduction du même modèle de centrale (notamment sur le même site) est synonyme de réduction des effectifs nécessaires par réacteur et entraîne des économies sur les coûts d'exploitation. Les arrêts sont plus courts, d'où une meilleure disponibilité des tranches. Loin de se limiter à la reproduction de mêmes tranches, la standardisation concerne aussi les équipements et composants d'une même tranche, avec les réductions des coûts d'ingénierie, d'achat, de formation et des pièces détachées qu'elle suppose.

Techniques de construction avancées

La modularisation, la préfabrication, une gestion prudente des installations de chantier temporaires et des équipements permanents de la centrale et la standardisation des composants sont autant de techniques utilisées pour raccourcir les délais de construction et abaisser les coûts. La construction modulaire, notamment, est primordiale à cet égard, car elle autorise la construction parallèle et écourte considérablement la durée totale de la construction. Par ailleurs, la fabrication d'une installation modulaire dans un environnement contrôlé permet d'augmenter la productivité et d'obtenir de surcroît un produit de qualité plus élevée que la construction sur le chantier, sans parler de la formation du personnel qui se fait dans de meilleures conditions.

Objectifs de coûts

Pour les REO avancés, l'objectif économique visé est un coût suffisamment intéressant pour compenser les investissements plus lourds par rapport aux technologies concurrentes de production d'électricité en base. Sur la base d'un coût actualisé sur 30 ans en dollars constants de 94 pour un site aux États-Unis, le cahier des charges (URD) établit un coût médian aux bornes de la centrale suffisamment inférieur à 4,3 cents/kWh pour contrebalancer les investissements plus élevés que représente le recours au nucléaire. Outre le coût médian aux bornes de la centrale, l'URD propose un objectif pour l'incertitude sur le coût, à savoir que le coût est nettement inférieur à 5,3 cents/kWh dans 95 % des cas.

Au cours des études sur la tête de série de l'AP600, les coûts en capital hors intérêts intercalaires et le coût de la production d'électricité d'un *n*ème réacteur appartenant à une paire ont été évalués de façon probabiliste. Bien qu'il s'agisse d'une évaluation préliminaire à affiner, elle constitue une première tentative pour étudier les des coûts de production des réacteurs nucléaires par une approche probabiliste.

Pour ces études probabilistes, on s'est servi conjointement du modèle des recettes des compagnies d'électricité américaines et du progiciel statistique @Risk. Le couplage des modèles a permis de dégager vingt paramètres de coûts d'entrée que l'on a fait varier de façon probabiliste, à savoir onze postes de coût en capital, cinq composantes de coût des combustibles, les coûts d'exploitation et de maintenance et du déclassement, le facteur de charge et les délais de construction. Dans la première étude, on n'a pas fait varier statistiquement les charges financières ni les révisions des prix.

Coûts en capital de la tranche achevée

On a porté sur le tableau ci-dessous le coût en capital d'une tranche jumelle une fois réalisée, en prenant pour hypothèses un taux d'inflation de 4,1 % par an et un coût en capital de 9,2 % par an. Cette tranche devrait coûter 2 655 \$/kWe lorsqu'elle sera achevée en 2004. Le coût de construction de base, compte tenu des frais de maîtrise d'ouvrage et des effets du planning, est égal à 1 450 \$/kWe avant prise en compte des révisions de prix et des intérêts intercalaires. Les intérêts intercalaires représentent au total 1 185 \$/kWe, soit 45 % du coût de la centrale construite.

| Coût en capital | \$/kWe |
|--|---------------|
| Coût de construction de base (hors frais de maîtrise d'ouvrage ou effets du planning) | 1 270 |
| Coût de construction de base (y compris frais de maîtrise d'ouvrage et effets du planning) | 1 470 |
| Hausse des prix (Avant l'ouverture du chantier) | 327 |
| Hausse des prix (Pendant les travaux) | 257 |
| Intérêts intercalaires | 601 |
| Coût en dollars courants | 2 655 |
| Coût en dollars constants | 1 699 |

KNGR – Réacteur coréen de la nouvelle génération

La sûreté et les aspects économiques ont reçu une attention particulière dans la conception du KNRG, fondée sur un bilan des avantages de quelques réacteurs avancés étrangers ainsi que sur l'expérience nationale acquise lors de la conception, de la construction et de l'exploitation des réacteurs actuellement en service en République de Corée. Pour renforcer la sûreté et limiter les conséquences des accidents graves, on y a intégré les nouveautés de conception de certains réacteurs avancés étrangers mais aussi le concept de sûreté passive. La sûreté, l'opérabilité et la maintenabilité ont été prises en compte dans la conception des systèmes du KNRG dont les maîtres mots sont simplicité, fiabilité et économie.

Quelques unes des particularités du KNRG sont décrites ci-dessous.

La marge de fonctionnement a été augmentée en portant la température minimale de la branche chaude du circuit primaire à 188°C en fonctionnement à pleine puissance. La durée de vie du réacteur passe à 60 ans grâce à l'emploi d'un meilleur matériau pour la cuve et au remplacement des principaux composants comme les générateurs de vapeur. Le volume plus grand du pressuriseur atténue les effets des transitoires.

Des changements fondamentaux ont été apportés au circuit d'injection de sécurité (RIS), qui comporte quatre files et injecte l'eau directement dans la cuve du réacteur. La fonction d'injection de sécurité basse pression a été abandonnée, et la pression de calcul passe à 63 bars pour une meilleure fiabilité. Le système de dépressurisation, qui est capable de dépressuriser rapidement le circuit primaire, sert pour l'alimentation en gavage-ouvert après la perte de toutes les alimentations en eau et permet d'éviter un accident d'éjection du corium à haute pression dans l'éventualité d'un accident grave. Pour améliorer le fonctionnement et la fiabilité du système d'injection de sécurité, la réserve d'eau pour la réfrigération à l'arrêt a été placée à l'intérieur du bâtiment réacteur de façon à éviter d'avoir à basculer du mode recirculation au mode injection lorsque le système d'injection de sécurité et/ou le système d'aspersion de l'enceinte (EAS) fonctionnent.

Pour abaisser à moins de 10 % la concentration d'hydrogène en cas d'accident grave, des igniteurs passifs ainsi que des recombineurs actifs ont été prévus. Dans un souci de fiabilité, on a ajouté des bouchons fusibles métalliques passifs au système de noyage du puits de cuve utilisé pour refroidir le bain de corium. La fonction d'introduction d'additifs du système d'aspersion de l'enceinte (EAS) est éliminée afin d'optimiser la configuration du système. Par ailleurs, l'EAS et le système de réfrigération à l'arrêt ont été modifiés et interconnectés de façon à en améliorer la fiabilité. Un système fermé de condensation complémentaire, de type passif, comportant un condenseur d'isolement et un réservoir de

condensation a été adopté pour dissiper la chaleur sensible et la chaleur de décroissance produites par le cœur dans les 72 heures qui suivent l'arrêt du réacteur. Enfin, l'alimentation de secours des générateurs de vapeur a été modifiée et utilise, à la place de réservoirs de stockage des condensats, deux bâches alimentaires séparées, classées de sûreté, dont le contenu est prélevé par aspiration.

L'interface homme-machine qui comporte l'interface à proprement parler et le contrôle-commande utilise des technologies numériques avancées et s'appuie sur la prise en compte systématique des facteurs humains. Elle se compose de postes opérateurs compacts, conçus de telle sorte qu'un seul opérateur, disposant d'une information systématique et d'aides à la conduite, puisse piloter la centrale dans les conditions normales d'exploitation. Le système de contrôle-commande repose quant à lui sur des technologies numériques éprouvées au lieu des anciens systèmes analogiques. Il possède une architecture ouverte fondée sur une conception standardisée des systèmes, des matériels, logiciels et un réseau de communication de données. Outre le fait qu'il puisse faire l'objet d'essais et d'opérations de maintenance, le système de contrôle-commande se caractérise par l'adoption d'automatismes à boucles multiples pour une plus grande efficacité et de multiplexeurs de signaux locaux afin de limiter les longueurs de câbles de contrôle-commande nécessaires.

Des facteurs comme la commodité de construction, le schéma d'installation optimal et une disposition ramassée des bâtiments sont pris en compte dans la conception des structures. L'enceinte double en béton et les améliorations apportées au puits de cuve permettent à l'installation de supporter tous les chargements prévus dans l'éventualité d'un accident de dimensionnement et d'accidents graves et d'atténuer les répercussions d'agressions externes. Le bâtiment des auxiliaires nucléaires entoure entièrement l'enceinte, configuration qui a permis de regrouper les anciens bâtiment des auxiliaires et bâtiment combustible, et de les disposer sur le même radier que l'enceinte de confinement.

Estimation des coûts en capital

On a calculé l'intérêt économique du réacteur coréen en fonction des économies d'échelle, de la simplification, de l'optimisation de la conception et de la réduction de la période de construction. Le tableau ci-dessous résume les coûts de construction du réacteur coréen de la nouvelle génération.

Coûts de la construction du réacteur coréen de la nouvelle génération*

(\$/kWe)

| Postes | <i>n</i> ième réacteur (1 350 MWe × 2) |
|--|--|
| Coûts directs | 946,8 |
| Équipements & matériaux | 586,0 |
| Coûts de la main d'œuvre | 360,8 |
| Coûts indirects | 259,2 |
| Études et services | 123,9 |
| Frais de maîtrise d'ouvrage | 68,1 |
| Coûts liés au site | 9,8 |
| Provisions pour aléas | 57,4 |
| Coûts hors intérêts intercalaires | 1 206,0 |

*Date de référence : janvier 1997.

La simplification et l'optimisation sont essentiellement le résultat de l'élimination des systèmes et composants inutiles, de l'amélioration de la disposition générale et du recours aux nouvelles technologies. C'est ainsi que tous les systèmes de contrôle-commande numériques utilisant largement le multiplexage permettent d'éliminer un fort pourcentage de câbles et de chemins de câbles.

Par ailleurs, la quantité globale de matériaux et matériels en vrac utilisés par MWe a été considérablement réduite dans ce réacteur. Les achats et coûts d'installations en bénéficieront. Les estimations des quantités consommés par MWe figurent sur les tableau ci-dessous.

Lorsque le KNGR sera standardisé, l'avant-projet détaillé aura été réalisé à environ 60 %, et l'on disposera alors d'estimations des coûts plus précises. La standardisation permettra d'écourter les délais de construction et la procédure d'homologation de la filière par l'autorité réglementaire au cours de la phase de conception.

Par ailleurs, cette standardisation encourage une gestion plus efficace de la fourniture d'équipements. Un couplage judicieux entre la conception standardisée et l'ordonnancement bien conçu des diverses étapes de la construction permet de raccourcir les délais de construction. Lorsque plusieurs tranches de cette filière auront été construites, l'objectif d'une durée de quarante huit mois pourra être atteint (n^{ième} centrale). Un planning ramassé est facteur très important de réduction des coûts d'investissement.

Annexe 3

LISTE DES ABRÉVIATIONS ET GLOSSAIRE D'EXPRESSIONS

| | |
|----------------|---|
| AEN | Agence pour l'énergie nucléaire |
| AI | architecte industriel |
| AIE | Agence internationale de l'énergie |
| AIEA | Agence internationale de l'énergie atomique |
| ALARA | niveau le plus bas que l'on peut raisonnablement atteindre |
| BOP | partie classique de la centrale |
| CE | Commission européenne |
| cogénération | production combinée de chaleur et d'électricité |
| CVC | chauffage, ventilation et climatisation |
| DCAO | dessin et conception assistés par ordinateur |
| DUPIC | Utilisation directe du combustible du réacteur à eau sous pression dans le réacteur CANDU |
| EACL | L'Énergie atomique du Canada, Limitée |
| EdF | Électricité de France |
| EPR | évaluation probabiliste des risques |
| EPR | European Pressurized Water Reactor (réacteur à eau sous pression européen) |
| EPS | évaluation probabiliste de sûreté |
| EUR | European Utility Requirements (cahier des charges des électriciens européens) |
| FEC | fréquence d'endommagement du coeur |
| FOAK | tête de série |
| GWe | Gigawatt électrique (1 GWe = 1 000 MWe) |
| I & C | (système de) contrôle-commande |
| IDC | intérêts intercalaires |
| KNGR | réacteur coréen de la nouvelle génération |
| LDB | base de conception que l'exploitant s'engage à respecter |
| NPP | centrale nucléaire |
| NRC | Nuclear Regulatory Commission (Commission de la réglementation nucléaire des États-Unis) |
| NSSS | chaudière nucléaire |
| O&M | exploitation et maintenance |
| OCDE | Organisation de coopération et de développement économiques |
| PBMR | réacteur modulaire à lit de boulets |
| RRA | circuit de réfrigération à l'arrêt |
| RCCV | enceinte de confinement en béton armé |
| réacteur CANDU | réacteur canadien à uranium-deutérium |
| REB | réacteur à eau bouillante |
| REL P | réacteur à eau lourde sous pression |
| REO | réacteur à eau ordinaire |
| REP | réacteur à eau sous pression |
| SIR | Safe Integral Reactor (réacteur intégral sûr) |
| TMI | Three Mile Island |
| UNIPED E | Union Internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique |
| URD | Utility Requirements Document (Cahier des charges des électriciens) |
| US mill | 0,001 dollar des États-Unis |
| VRD | Voirie et réseaux durs |

ÉGALEMENT DISPONIBLE

Publications de l'AEN d'intérêt général

Rapport annuel 1998 (1999)

Gratuit sur demande.

Bulletin de l'AEN

ISSN 0255-7495

Abonnement annuel : FF 180 US\$ 35 DM 52 £ 20 ¥ 4 000

Le Point sur les rayonnements – Applications, risques et protection (1997)

ISBN 92-64-25483-8

Prix : FF 135 US\$ 27 DM 40 £ 17 ¥ 2 850

Le Point sur la gestion des déchets radioactifs (1996)

ISBN 92-64-24692-4

Prix : FF 310 US\$ 63 DM 89 £ 44

Programmes de gestion des déchets radioactifs des pays Membres de l'AEN/OCDE (1998)

ISBN 92-64-26033-1

Prix : FF 195 US\$ 33 DM 58 £ 20 ¥ 4 150

Développement de l'énergie nucléaire

Back-end of the Fuel Cycle in a 1 000 Gwe Nuclear Scenario (1999)

ISBN 92-64-17116-9

Prix : FF 210 US\$ 34 DM 63 £21 ¥ 4 050

Aspects environnementaux de la production d'uranium (1999)

ISBN 92-64-27064-7

Prix : FF 280 US\$ 47 DM 84 £ 29 ¥ 5 550

Glossaire du vieillissement des centrales nucléaires (1999)

ISBN 92-64-05842-7

Prix : FF 300 US\$ 52 DM 89 £ 32 ¥ 6 050

Données de l'OCDE sur l'énergie nucléaire 1999 (1999)

ISBN 92-64-05856-7

Prix : FF 120 US\$ 21 DM 36 £ 13 ¥ 2 400

Actinide and Fission Product Partitioning and Transmutation (1999)

Proceedings of the Fifth International Information Exchange Meeting,

Mol, Belgium, 25-27 November 1998

Gratuit sur demande ou web.

Séparation et transmutation des actinides et produits de fission (1999)

Synthèse des travaux

Gratuit sur demande ou web.

Bon de commande au dos.

BON DE COMMANDE

Agence de l'OCDE pour l'énergie nucléaire, 12 boulevard des Iles, F-92130 Issy-les-Moulineaux, France
Tel. 33 (0)1 45 24 10 15, Fax 33 (0)1 45 24 11 10, E-mail: nea@nea.fr, Internet: <http://www.nea.fr>

| Qté | Titre | ISBN | Prix | Total |
|-----------------------|-------|------|------|-------|
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| | | | | |
| Frais d'envoi* | | | | |
| Total | | | | |

*Union européenne : FF 15 – Autres pays : FF 20

Paiement inclus (chèque ou mandat à l'ordre des Éditions de l'OCDE).

Débitez ma carte de crédit VISA Mastercard Eurocard American Express

(N.B.: Vous serez débité(e) en francs français).

| | | |
|-----------------|-------------------|-----------|
| Numéro de carte | Date d'expiration | Signature |
| Nom | | |
| Adresse | Pays | |
| Téléphone | Fax | |
| Mél | | |

LES ÉDITIONS DE L'OCDE, 2, rue André-Pascal, 75775 PARIS CEDEX 16
IMPRIMÉ EN FRANCE
(66 2000 03 2 P) ISBN 92-64-27144-9 – n° 51062 2000