

Zeitschrift: Wasser- und Energiewirtschaft = Cours d'eau et énergie
Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband
Band: 53 (1961)
Heft: 1-3

Artikel: Weltkraftkonferenz Madrid
Autor: Töndury, G.A. / Etienne, E.H. / Saudan, R.
Kapitel: Les principales conclusions ressortant des rapports techniques présentés à la Session Partielle de Madrid de la Conférence Mondiale de l'énergie
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-920742>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 17.05.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Entsprechend der Tradition der Weltkraftkonferenz fanden anlässlich derselben auch Sitzungen des Exekutivrats der Weltkraftkonferenz in Madrid statt; die umfangreiche Tagesordnung wurde in zwei Sitzungen vor Beginn der Tagung und am letzten Konferenztag erledigt.

Außer den üblichen Routinegeschäften, die der Exekutivrat satzungsgemäß zu erledigen hat, ist hervorzuheben, daß vom Präsidenten des Deutschen Nationalen Komitees, Dr.-Ing. E. h. *H. Kost*, die Anregung gegeben wurde, die Energieprognose, die alle sechs Jahre bei den Vollkonferenzen für eine Sechsjahresperiode aufgestellt wird, auf einen längeren Zeitraum von 10 bis 20 Jahren auszudehnen. Dieser Vorschlag geht zurück auf eine Initiative des Bundesministers für Atomkernenergie und Wasserwirtschaft, Professor Dr.-Ing. *S. Balke*, der bei der Jahrestagung des Nationalkomitees im März 1960 in Badenweiler richtunggebende Gedanken für die Intensivierung der Arbeit der Weltkraftkonferenz gegeben hat. Die von ihm ausgeführte Grundidee weist auf die Substitution der Primärenergien im Wandel der Zeiten hin. Eine weltweite und richtige Lenkung des zweckmäßigsten Einsatzes der verschiedenen Energiequellen und der globalen Zusammenarbeit der einzelnen Nationen über ihre Staatsgrenzen hinaus ist dringend erforderlich, aber nur möglich, wenn dieser Einsatz auf lange Sicht vorbereitet werden kann. Unabdingbar für diese Vorbereitung ist eine Bedarfprognose für einen längeren Zeitraum, die einen Überblick über die Struktur des künftigen Energieverbrauchs bietet.

Im «Consultative Panel», das unter dem Vorsitz von Dr. *A. Parker*, Großbritannien, steht, fanden die von Dr. *Kost* vorgetragenen Gesichtspunkte Interesse und Unterstützung. Eine Auswirkung der Gedanken von Minister *Balke* und der Anregung von Dr. *Kost* kann schon auf der nächsten Volltagung der Weltkraftkonferenz im Jahre 1962 in Melbourne erwartet werden, die

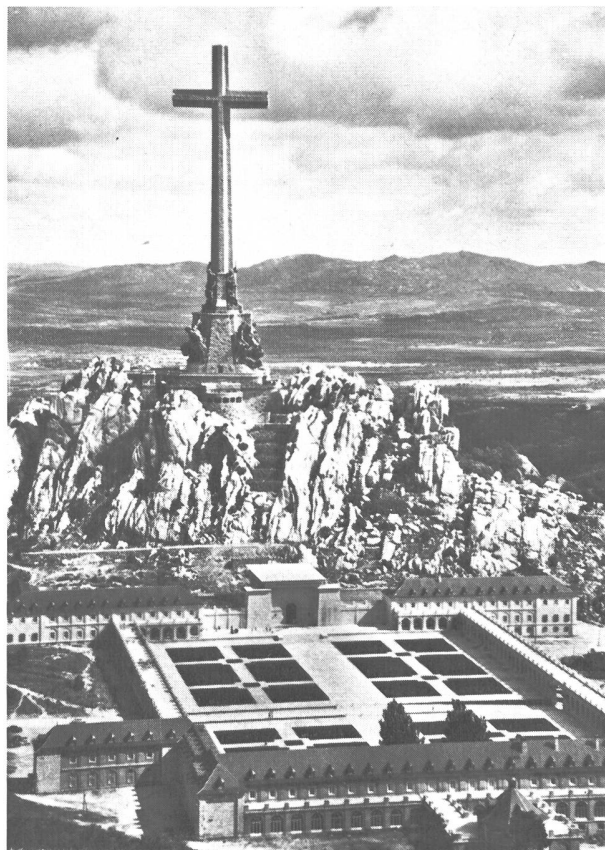


Bild 13 Das kolossale Denkmal für die Gefallenen des spanischen Bürgerkrieges 1936/39 im einsamen Valle de los Caídos, unweit von El Escorial, das am 4. Juni 1960 kirchlich geweiht wurde. Das weithin sichtbare riesige Kreuz ist 150 m hoch, der Querbalken mißt 40 m

unter dem Generalthema «Die wechselnden Grundlagen der Energieerzeugung» (The changing pattern of power) stehen wird.

C. Les principales conclusions ressortant des rapports techniques présentés à la Session Partielle de Madrid de la Conférence Mondiale de l'Énergie

par *E. H. Etienne*, Président, et *R. Saudan*, Secrétaire du Comité National Suisse de la Conférence Mondiale de l'Énergie.

DK 061.3 (100):620.9

Introduction

Le programme technique de la Session partielle de Madrid de la Conférence Mondiale de l'Énergie avait pour thème général les «Procédés pour résoudre les problèmes que pose l'insuffisance d'énergie». Les 164 mémoires présentés, provenant de 34 pays, se répartissaient en cinq groupes principaux de sujets:

- Méthodes de recherche de sources et de besoins énergétiques
- Efficacité dans la production et l'utilisation de l'énergie
- Progrès techniques en matière de transport
- Installation à l'échelle industrielle de réacteurs nucléaires
- Liaison fonctionnelle entre la production traditionnelle et la production nucléaire

A leur tour, ces cinq thèmes principaux étaient divisés en sous-groupes ou sections, au nombre de 14, dont on trouvera la liste complète en annexe. A Madrid, les mémoires présentés, introduits et résumés dans chaque section par des rapporteurs généraux espagnols, furent discutés au cours de 14 séances de travail distinctes, chacune d'une durée d'une demi-journée, présidées par des personnalités de divers pays. C'est ainsi que les débats de la section V, consacrée à la «Liaison fonctionnelle entre la production traditionnelle et la production nucléaire» furent présidés par Ph. Sporn (Etats-Unis), assisté comme 1^{er} vice-président d'un représentant suisse, *C. Seippel*, de Baden.

Il serait à la fois inutile et présomptueux de vouloir analyser ici tous les rapports présentés et discutés à Madrid. Nous avons préféré faire un choix parmi ces

derniers, en vue de faire ressortir les conclusions qui nous semblaient présenter le plus d'intérêt pour le lecteur suisse, étant donné la situation actuelle de notre économie énergétique et les problèmes qui se posent ou se poseront dans un proche avenir en Suisse dans ce domaine.

C'est pourquoi, après avoir examiné les progrès de la production thermique traditionnelle d'énergie électrique, nous avons voué une attention toute spéciale aux enseignements que l'on peut tirer de la Session partielle de Madrid en ce qui concerne les récents progrès techniques dans le domaine des transports d'énergie sous ses diverses formes.

Enfin, la dernière partie de notre tour d'horizon est consacrée à un ensemble de questions particulièrement importantes et particulièrement controversées à l'heure actuelle dans notre pays, à savoir les problèmes que pose la production d'énergie électrique dans des centrales nucléaires.

Les progrès de la production thermique traditionnelle d'énergie électrique

Ainsi que le souligne *E. Cárcamo Redal* dans son rapport général de la section II A₁, même lorsque la production nucléaire d'énergie électrique deviendra compétitive dans les pays disposant en abondance de combustibles traditionnels, il est logique de penser que l'on continuera à utiliser simultanément, comme on l'a fait jusqu'ici, toutes les sources d'énergie disponibles. En effet, il n'entre pas en ligne de compte de remplacer par des centrales nucléaires les centrales thermiques traditionnelles modernes existantes. D'autre part, les charbons de qualité supérieure et les combustibles liquides légers continueront à être indispensables pour de nombreuses applications fondamentales dans l'industrie, les transports, le chauffage, etc. Or, pour maintenir le prix de ces combustibles à un niveau raisonnable, il sera nécessaire d'utiliser comme jusqu'ici les sous-produits des uns et des autres pour la production d'énergie électrique. D'autre part, il ne fait aucun doute que le gaz naturel et celui des hauts-fourneaux, par exemple, continueront aussi à être économiquement utilisables.

C'est ainsi qu'aux Etats-Unis, selon les prévisions faites par un organisme privé, on estime qu'en 1975, sur une production totale d'énergie électrique de 1850 TWh¹, la part des diverses sources d'énergie primaire sera la suivante:

charbon	57,5 %
dérivés du pétrole	6,2 %
gaz naturel	7,9 %
hydraulique	15,3 %
nucléaire	13,1 %

En ce qui concerne l'énergie nucléaire, ces prévisions doivent d'ailleurs être considérées comme très optimistes.

Parmi les rapports présentés à Madrid dans le cadre de la section II A₁, les plus intéressants, d'un point de vue général, sont ceux qui traitent de l'amélioration des rendements dans les centrales thermiques classiques.

Même dans les pays riches en combustibles traditionnels de haute qualité, pour produire l'énergie électrique à un coût minimum malgré l'augmentation du

coût des équipements, des combustibles et de la main-d'œuvre, il est nécessaire de faire des efforts constants pour réduire le capital investi par kW, les frais d'exploitation et d'entretien, ainsi que la consommation de combustible par kWh.

Quant aux autres pays, aussi bien ceux où les combustibles sont de qualité inférieure ou d'extraction difficile que ceux où il faut importer des combustibles traditionnels, ils ont encore davantage d'intérêt à une amélioration des rendements de la production thermique classique.

A titre d'exemple de l'évolution qui s'est produite durant les 30 dernières années dans ce domaine, on peut citer les progrès accomplis aux Etats-Unis², et notamment dans le réseau de l'*American Electric Power Service Corporation (AEP)*, tels qu'ils sont décrits par *Philip Sporn* et *S. N. Fiala* (Etats-Unis d'Amérique) dans le rapport II A₁/8 « Augmentation des rendements et réduction des coûts de la production d'énergie électrique d'origine thermique au cours des 30 dernières années ». L'AEP dessert une région industrielle comprenant 7 Etats d'une superficie totale de 125 000 km² située au cœur des Etats-Unis, dans la vallée de l'Ohio. En 1958 la production d'énergie de cette société a atteint 24 900 GWh sous une puissance maximum de 4300 MW; 98 % de l'énergie est produite dans des centrales thermiques fonctionnant au charbon.

Selon les auteurs de ce rapport, depuis l'année 1929 les coûts de construction des centrales thermiques se sont accrus aux Etats-Unis de plus de 200 %, tandis que les coûts des chaudières et des groupes générateurs seuls augmentaient de plus de 300 %. Cependant, grâce surtout à l'accroissement des puissances unitaires et à l'emploi de la technique monobloc, le coût de construction effectif par kW, compte tenu de la diminution du pouvoir d'achat de la monnaie, a diminué de près de 30 % en trente ans.

En même temps, le rendement thermique des centrales s'est considérablement amélioré. Alors qu'en 1930 la meilleure centrale de l'AEP avait une consommation de 3450 kcal par kWh net produit (rendement total 24,9 %), celle de la meilleure centrale en service en 1960 devait, selon les prévisions, ne pas dépasser 2190 kcal/kWh (rendement total 39,2 %), ce qui représente une amélioration du rendement de 57,5 % en trente ans.

Grâce aux progrès du rendement thermique, les frais de combustible par kWh n'ont augmenté que de 26 % en trente ans, alors que l'accroissement des prix du charbon atteignait 120 % durant la même période. De même, malgré une augmentation de 190 % des frais de salaire et de 92 % des prix de gros des produits manufacturés, les frais d'entretien par kWh ne se sont pas accrus et les frais de conduite ont même diminué de 38 %.

Au total, le coût de production du kWh est pratiquement le même aujourd'hui que ce qu'il était il y a trente ans.

Les étapes de ce développement sont jalonnées par les installations suivantes de l'AEP:

² voir chapitre II/2a dans le rapport de E. H. Etienne sur la Session Partielle de Montréal, 1958; Cours d'eau et énergie 1959, p. 204/5.

¹ 1 TWh = 1 Mrd kWh

Nom de la centrale et n° du groupe	Mise en service	Puissance du groupe MW	Caractéristiques de vapeur		Consommation nominale spécifique de chaleur kcal/kWh
			kg/cm²	°C	
Philo 3	1929	160	42	385/385	3020
Philo 4	1941	95	91	510	2730
Philip Sporn 1	1949	150	140	565/535	2320
Breed et Philip Sporn 5	1960	450	245	565/565/565	2140

Il convient de noter que, pour le groupe générateur expérimental Philo 6, de 107 MW, mis en service en 1957, les caractéristiques de vapeur suivantes avaient été choisies: 315 kg/cm² et 620/565/565 °C. Pour cette installation supercritique, la consommation nominale de chaleur atteint 2180 kcal/kWh.

En ce qui concerne la rationalisation intervenue dans l'exploitation des centrales thermiques, il est intéressant de noter que la conduite du groupe de 160 MW *Philo 3*, mis en service en 1929, exigeait des équipes de 11 hommes, alors que les groupes de 450 MW *Breed* et *Philip Sporn 5* sont manœuvrés par 4 hommes.

Des progrès analogues ont été accomplis dans de nombreux autres pays, tels que la France³, la Grande-Bretagne, etc. En ce qui concerne ce dernier pays, les auteurs du rapport II A₁/7 « Développement des groupes générateurs d'énergie électrique de grande puissance », *E. S. Booth* et *J. W. H. Dore* (Grande-Bretagne), précisent que la tendance actuelle du Central Electricity Generating Board est plutôt d'accroître la puissance unitaire des groupes qu'à pousser encore les caractéristiques de vapeur. D'après les expériences faites durant les 10 dernières années, le doublement de la puissance des groupes générateurs correspond à une réduction de l'ordre de 20 % du coût total du kW installé. De plus, l'ensemble des progrès techniques et de l'amélioration des procédés de fabrication ont contribué à une réduction effective annuelle de 2,5 % de ce coût.

D'autre part, on peut dire qu'actuellement, en doublant la puissance des groupes, on obtient une amélioration de 1 % du rendement, pour des caractéristiques de vapeur égales. Dans le cas d'une centrale ayant un facteur d'utilisation annuelle de 50 %, le coût de production du kWh est approximativement le suivant en Grande-Bretagne dans des conditions de rendement optimales:

groupe de 100 MW	3,39 ct. s./kWh
groupe de 200 MW	3,14 ct. s./kWh
groupe de 400 MW	2,93 ct. s./kWh

Enfin, l'adoption de caractéristiques de vapeur plus poussées donnant un rendement plus élevé de 1¼ % que celui qui correspond au coût de production minimum — en choisissant par exemple des températures plus élevées de 40 °C environ — se traduit par une augmentation du coût qui ne dépasse pas ½ %. C'est donc à peu de frais qu'on peut « stimuler » les progrès de la technique des centrales thermiques classiques.

Toutefois, ainsi que le relève *Philip Sporn* dans son rapport, les progrès futurs dans ce domaine dépendront de la possibilité d'obtenir à des prix raisonnables des aciers capables de supporter des températures de l'ordre de 595 à 675 °C par exemple. Si tel est le cas, on pourra alors envisager d'utiliser des caractéristiques de vapeur encore plus élevées que jusqu'ici. De toute façon, il est peu probable que l'accroissement rapide des puissances unitaires constaté durant les dernières années se répète dans la prochaine décennie. Mais de nombreuses améliorations de détail sont encore possibles, et de nouvelles perspectives s'ouvrent, telle que l'emploi du cycle combiné turbine à gaz — turbine à vapeur dans des centrales brûlant du charbon.

Il convient de relever, à ce propos, que selon le rapport belge II A₁/4 « Valorisation de bas-produits miniers et d'autres combustibles secondaires dans les centrales à caractéristiques poussées », de *C. Wilwertz* (Belgique), dans les conditions régnant en Belgique, les installations utilisant des températures de vapeur de 600 °C sont d'ores et déjà plus économiques que celles dont les caractéristiques sont moins poussées. C'est ainsi qu'un groupe de 115 MW construit par *Escher-Wyss* est actuellement en service et qu'un autre est commandé, avec les caractéristiques de vapeur suivantes: 165 kg/cm² et 595/565 °C à l'admission de la turbine, soit 170 kg/cm² et 600/570 °C à la chaudière. Un groupe de ce genre consomme 75,5 kcal/kWh de moins, par exemple, qu'un groupe à 140 kg/cm², 540/540 °C; l'économie ainsi réalisée compense et au delà la différence entre les frais totaux d'installation de l'une et de l'autre solution.

Les progrès techniques dans le domaine des transports d'énergie

De tous temps, la répartition inégale des sources d'énergie, l'insuffisance ou l'épuisement progressif de certaines d'entre elles, ainsi que la concentration de la consommation dans certaines zones, ont incité les spécialistes à rechercher les solutions les plus économiques au problème des transports d'énergie. Bien entendu, cet optimum économique dépend, ainsi que le font remarquer *S. Alvarez* et *R. Navarro* dans le rapport général de la Section III, des conditions régnant dans les divers pays au point de vue des facteurs géographiques, des caractéristiques des gisements de combustibles et de la qualité de ces derniers, des tarifs de transport, du coût de la main-d'œuvre, du taux de l'intérêt, etc.

Un champ d'application particulièrement intéressant de ces études d'optimisation est celui qui a trait au choix de l'emplacement des centrales thermiques. Souvent le dilemme suivant se présente au producteur d'énergie: vaut-il mieux transporter le combustible ou transporter l'énergie électrique? En Europe Occidentale, au cours des dernières années, les conditions fondamentales de ce choix se sont profondément modifiées à la suite des progrès techniques qui ont permis, d'une part, d'accroître la puissance des centrales thermiques et la tension d'exploitation des grandes lignes de transmission d'énergie électrique et, d'autre part, d'envisager la réalisation de systèmes de transport continu pour les combustibles liquides ou gazeux (oléoducs et gazoducs).

³ voir fig. 6 dans le rapport sur la Session Partielle de Montréal, 1958; Cours d'eau et énergie 1959, p. 204.

Ces questions ont été traitées à Madrid dans les 4 rapports de la section III, dont nous analyserons ici le plus intéressant pour les pays d'Europe Occidentale, à savoir le rapport III/2 de *G. Falomo* (Italie) « Comparaison économique entre les transports des combustibles et la transmission d'énergie électrique à grande distance ». Dans cette étude, le problème, examiné à l'origine pour l'Italie, a été étendu aux conditions vala-

bles dans la zone du Marché Commun, c'est-à-dire que l'on a pris en considération des puissances électriques allant jusqu'à 1000 MW et des distances comprises entre 100 et 1000 km.

Après un examen des diverses formes d'énergie et des divers moyens de les transporter, l'auteur a retenu les possibilités suivantes:

1. charbon (7000 kcal/kg) transporté par route jusqu'à 275 km et par chemin de fer au delà de 275 km, ou par voie navigable;
2. pétrole brut (10 400 kcal/kg) transporté par oléoduc;
3. gaz naturel fourni sous pression à la sortie du gisement et transporté par gazoduc;
4. gaz naturel fourni à la pression atmosphérique et transporté par gazoduc;
5. énergie électrique transmise par des lignes à 220 kV ou 380 kV.

La plupart des tarifs de transport utilisés dans les calculs sont ceux valables en Italie. Pour les transports par eau, cependant, les auteurs ont distingué deux cas: celui de l'Italie avec des voies navigables à faible capacité (péniches de 230 t) et celui des autres pays, possédant des voies navigables à gabarit international. Dans le premier cas, le transport du charbon coûte 2,9 ct. s./t · km, dans le second 1,6 ct. s./t · km seulement, celui du pétrole 3,15 ct. s./t · km, respectivement 1,75 ct. s./t · km.

En ce qui concerne l'utilisation annuelle de la centrale thermique, deux variantes ont été envisagées: 4000 heures et 8000 heures. Le rendement de la centrale est supposé égal à 32 %. Enfin, le taux d'immobilisation adopté pour les investissements nécessaires est de 15 %.

Quant à la transmission d'énergie électrique, on admet qu'elle est assurée pour des puissances de 100 MW et 200 MW par une ligne à 220 kV simple dans le premier cas, double dans le second; pour 400 MW, on a choisi une ligne simple à 380 kV à conducteurs jumelés; pour 800 MW enfin, une ligne simple à 380 kV à conducteurs en faisceaux quadruples. La section des conducteurs en Al—Ac est uniformément de 450 mm², et le coût de la ligne est respectivement de 52 500, 89 500, 98 000 et 147 000 fr. s. par km. Pour des longues distances de transport, on a tenu compte également des batteries de condensateurs nécessaires. Enfin, l'énergie perdue durant la transmission a été prise en compte à raison de 5,25 ct. s./kWh.

Les conclusions générales de l'étude sont les suivantes:

1. L'installation de la centrale près des gisements de combustible, ou près des ports de débarquement, est plus intéressante du point de vue économique:

- a) dans le cas du gaz naturel
 - pour des distances supérieures à 400 km, si une station de compression n'est pas nécessaire;
 - pour toutes les distances lorsque le gaz est fourni à basse pression;
- b) dans le cas du charbon
 - toujours, lorsque le charbon est de mauvaise qualité; seulement pour des durées d'utilisation élevées et, indépendamment de l'utilisation, pour de grandes puissances, lorsque le charbon possède un haut pouvoir calorifique et que des voies navigables à grande capacité ne sont pas disponibles.

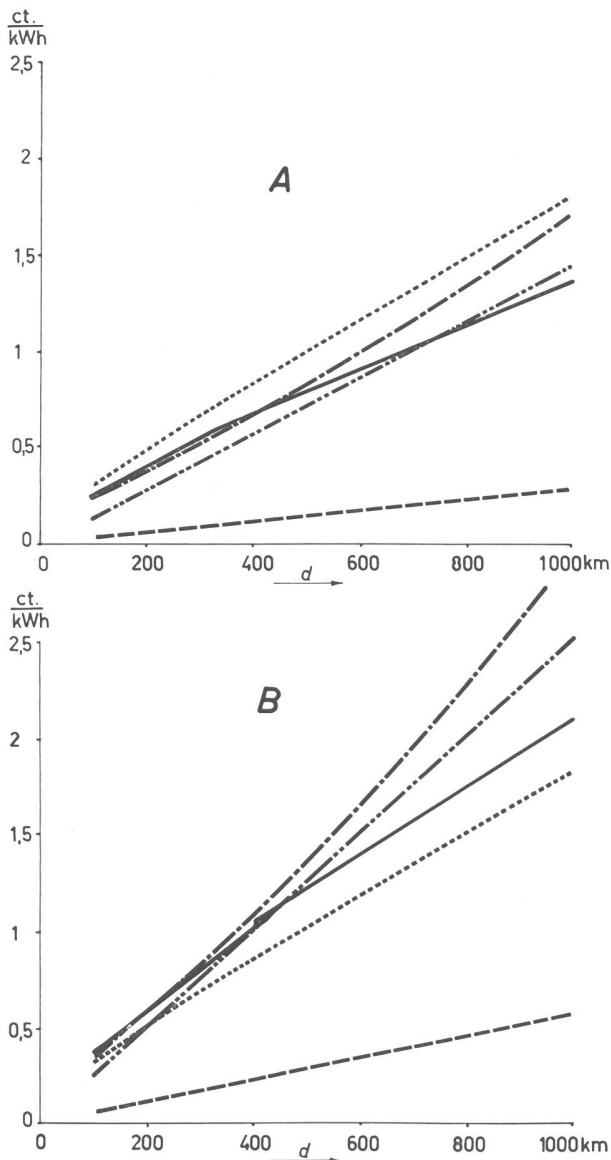


Fig. 14 Comparaison économique entre différents transports de combustibles et la transmission d'énergie électrique dans le cas d'une centrale de 400 MW.

Les courbes représentent le coût de transport de l'énergie en ct. s./kWh en fonction de la distance du transport d en km.

- énergie électrique transmise par ligne à haute tension
- pétrole brut transporté par oléoduc
- gaz naturel fourni à basse pression transporté par gazoduc
- gaz naturel fourni à haute pression transporté par gazoduc
- charbon transporté par route ($d < 275$ km) et par chemin de fer ($d > 275$ km)

Durée d'utilisation annuelle de la centrale:

- A 8000 heures
- B 4000 heures

(Graphique tiré du rapport III/2, facteur de conversion des monnaies: 1 Lit = 0,7 ct. s.)

2. Au contraire, il vaut mieux construire la centrale à proximité des centres de consommation et transporter le combustible :

- a) dans le cas du pétrole brut
pour les transports par oléoduc et, en partie, par voie navigable;
- b) dans le cas du gaz naturel
pour les transports par gazoduc, lorsque la distance n'excède pas 400 km, excepté pour le gaz fourni à basse pression;
- c) dans le cas du charbon à haut pouvoir calorifique
pour des transports par voie navigable à grande capacité;
pour des transports par route ou par chemin de fer lorsque la durée d'utilisation de la centrale est faible, ou, indépendamment de celle-ci, pour des puissances réduites.

Pour donner un exemple, le coût du transport par kWh calculé par l'auteur dans le cas d'une centrale de 400 MW utilisée annuellement durant 4000 heures est le suivant :

distance de trans- port km	coût de transport par kWh				
	énergie électrique ct.s.	charbon		pétrole brut	
		par chemin de fer ct.s.	par voie navigable ct.s.	par oléoduc ct.s.	par voie navigable ct.s.
400	1,05	0,87	0,36	0,25	0,21
800	1,75	1,52	0,67	0,45	0,40

Dans le cas d'une longue durée d'utilisation (8000 heures), les conditions sont plus favorables pour le transport d'énergie électrique, qui devient plus économique que le transport de charbon par chemin de fer, tout en restant sensiblement plus coûteux que les trois autres modes de transport envisagés. De même, le transport du pétrole brut par oléoduc devient alors plus avantageux que le transport par voie navigable.

En résumé, il est évident, et sur ce point tous les auteurs des rapports de la section III sont d'accord, que le système le meilleur marché est le transport du pétrole brut par oléoduc, à condition que le volume à transporter soit suffisant et les distances à parcourir élevées. Mais le transport du combustible par chemin de fer est souvent aussi plus économique que la transmission d'énergie électrique. Il convient cependant, dans ce dernier cas, de ne pas oublier que le transport de charbon pour alimenter des centrales de très grande puissance peut poser de graves problèmes pour les compagnies de chemin de fer dans les régions industrielles où le trafic est déjà dense; ce transport peut exiger, en effet, 2 à 20 trains par jour pour des puissances de la centrale allant de 100 à 1000 MW. D'autre part, les conditions changent et sont davantage en faveur de la construction de lignes de transmission électriques lorsque celles-ci peuvent être utilisées, en même temps, soit pour des échanges d'énergie hydraulique et d'énergie thermique, soit pour des échanges entre pays où les réseaux de distribution d'énergie électrique ont des caractéristiques de charge complémentaires.

Les résultats de l'étude de *G. Falomo* sont confirmés, en ce qui concerne la comparaison entre les différents

moyens de transporter le pétrole brut, par le rapport III A/8 « Les oléoducs comparés à d'autres formes de transport (particulièrement dans les conditions européennes) » de *M. E. Hubbard* (Grande-Bretagne). Se fondant sur les conditions économiques valables en Grande-Bretagne, en Allemagne occidentale et en France, l'auteur de ce rapport compare le coût unitaire par t·km du transport de pétrole brut par route, par chemin de fer, par voie navigable et par mer avec le coût du transport par oléoduc. Examinant les caractéristiques économiques de ce dernier mode de transport, il fait apparaître clairement l'influence primordiale que le volume du combustible à transporter exerce dans ce cas sur le coût unitaire, ainsi que l'invariabilité pratique de celui-ci avec la distance de transport.

Inversément, le coût unitaire du transport par moyens discontinus est pratiquement indépendant du volume à transporter, mais varie assez fortement avec la distance, par suite des frais fixes importants que causent dans ce cas le chargement et le déchargement du combustible.

Sur le Rhin et la Seine, le coût du transport de pétrole brut par chalands varie actuellement entre 2,2 et 3,3 ct. s./t·km. Dans les trois pays considérés, les tarifs par rail se situent entre 6,2 et 11,0 ct. s./t·km; pour les transports par route, ils varient entre 9,4 et 14,1 ct. s./t·km.

Quant au coût de transport par oléoduc, il se place, sur des distances allant de 150 à 1500 km, aux environs de 8 ct. s./t·km pour un transport annuel de 500 000 t, 3 ct. s./t·km pour 1 000 000 t et 1 ct. s./t·km pour 5 000 000 t.

Malgré la difficulté de tirer d'une telle étude des conclusions valables de façon tout à fait générale, étant donné les nombreux facteurs qui peuvent varier dans d'assez grandes proportions suivant le pays considéré, les conditions du tracé, etc., on peut dire que le transport par oléoduc commence à devenir moins cher que le transport par rail pour des quantités annuelles dépassant 500 000 t, et moins cher que la plupart des transports par voie fluviale pour 1 000 000 t par an et plus. Il y a lieu de considérer, toutefois, que la distance entre deux points donnés est en général plus courte par oléoduc que par rail (de 10 à 20 %) ou que par voie navigable (souvent de 80 %), de sorte que les quantités pour lesquelles l'égalité des coûts est réalisée sont souvent inférieures à celles que donne la comparaison à distances égales.

Relevons à ce propos qu'une centrale de 400 MW, telle que celle envisagée dans le rapport de *G. Falomo*, consomme annuellement environ 400 000 t de pétrole brut pour une durée d'utilisation de 4000 heures, et 800 000 t pour une durée d'utilisation de 8000 heures. Bien entendu, les quantités à transporter sont de beaucoup supérieures si la centrale ne brûle que les sous-produits lourds d'une raffinerie avec laquelle elle serait combinée.

Ainsi que le fait remarquer *M. E. Hubbard*, il ne faut pas oublier, cependant, qu'en Europe Occidentale, où la consommation totale annuelle de pétrole atteint environ 100 millions de tonnes, les zones de consommation compactes, où celle-ci dépasse par exemple 5 millions de tonnes annuellement, sont en nombre fort limité.

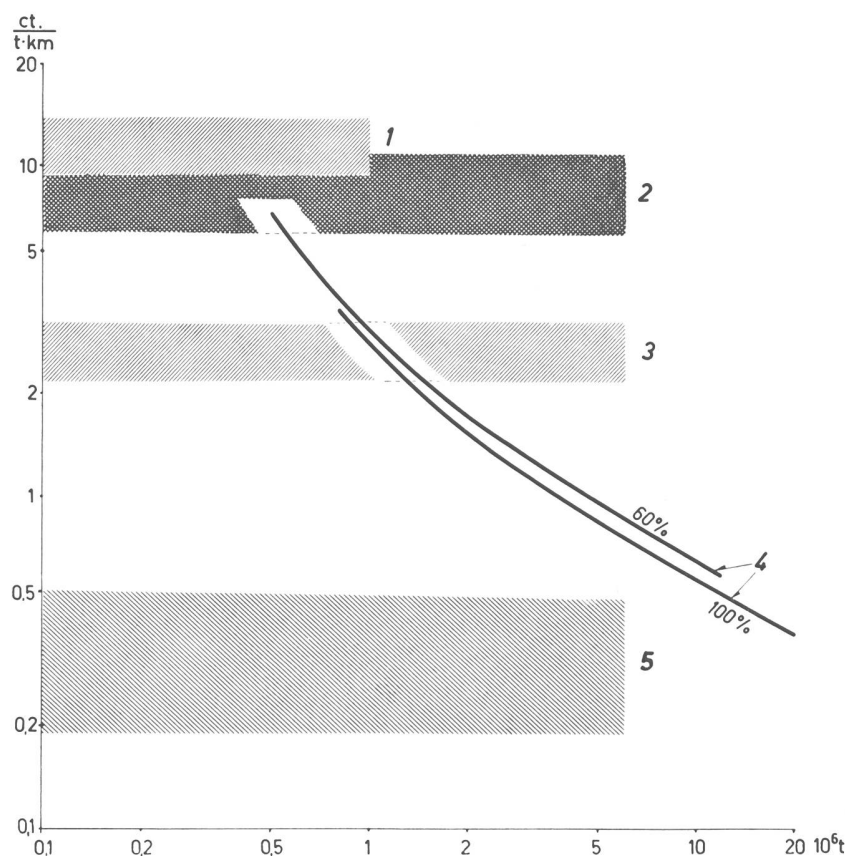


Fig. 15 Comparaison économique entre différents moyens de transport du pétrole brut.

Le coût du transport en ct. s./t. km est porté en fonction de la quantité annuelle du pétrole brut à transporter.

- 1 zone approximative des transports par route
- 2 zone approximative des transports par chemin de fer
- 3 zone approximative des transports par chalands sur la Seine et le Rhin
- 4 coût du transport par oléoduc (paramètre: utilisation annuelle en pour-cent)
- 5 zone très approximative des transports par mer (limite supérieure: petits pétroliers; limite inférieure: superpétroliers).

(Graphique tiré du rapport III A/8, facteur de conversion des monnaies: 1 penny = 5 ct. s.).

Actuellement, les seuls centres de consommation de cette importance sont les régions industrielles de Londres, de Paris et de la Ruhr. D'autre part, si la consommation continue à se développer rapidement dans la zone de Strasbourg/Karlsruhe, elle pourra également y atteindre 5 à 6 millions de tonnes par an, mais ce chiffre semble représenter un maximum.

Parmi les études traitant des progrès techniques récents dans le domaine du transport des combustibles liquides et gazeux, signalons les rapports III A/3 « Capacité des superpétroliers de 100 000 tonnes et installations de déchargement (mouillage) » de K. Kitawaki (Japon) et III A/4 « Transport maritime du méthane liquide » de L. J. Clark (Grande-Bretagne). Dans certains cas, le coût du transport unitaire par des superpétroliers tels que celui décrit dans la première étude se réduit jusqu'à 50 % du coût de transport par des navires de capacité moyenne. D'autre part, l'expérience du « Methane pioneer », sujet du second rapport, semble indiquer que le coût du transport du gaz par ce moyen commence à être plus intéressant que le transport par gazoduc pour des distances supérieures à 1600 km.

Les aspects économiques des progrès techniques dans la transmission de l'énergie électrique, thème de la section III B, ont retenu l'attention des auteurs de six rapports. Les considérations développées dans ces travaux

ont trait à l'évolution des systèmes de transmission de façon tout à fait générale, à la transmission de l'énergie par courant alternatif à des tensions supérieures à 380 kV et par courant continu à très haute tension, ainsi qu'aux interconnexions nationales et internationales.

Le rapport III B/5 sur « Le développement des transports d'énergie électrique et l'échelon de 380 kV dans la montée des tensions », de P. Ailleret (France), est particulièrement intéressant en raison de la largeur de vues avec laquelle le problème y est abordé par l'auteur.

Selon P. Ailleret, le développement des transports d'énergie électrique à très haute tension est régi par les circonstances fondamentales suivantes:

1. Actuellement, dans l'ensemble du monde, le développement des consommations d'énergie électrique entraîne une augmentation à peu près proportionnelle des transports d'énergie électrique.

2. Egalement pour l'ensemble du monde, la distance moyenne de transport n'augmente plus guère; elle diminue légèrement dans l'ensemble des régions industrialisées depuis longtemps, tandis qu'elle augmente localement dans quelques pays neufs.

3. Il est vraisemblable que l'accroissement des puissances transmises se poursuivra à l'avenir au même rythme que celui des consommations. Lorsque le prix de revient de l'énergie nucléaire se sera suffisamment rap-

proché de celui de l'énergie classique pour que la construction de centrales nucléaires puisse se développer massivement, il est probable que la nécessité de les faire très puissantes pour qu'elles soient économiquement viables, et l'opportunité de les écarter des agglomérations, compensera au point de vue des lignes électriques à très haute tension le fait que leur localisation ne sera plus influencée par le transport du combustible.

4. Le développement des densités de population et la tendance mondiale à enserrer toute construction nouvelle dans des formalités de plus en plus étroites, sans bien se rendre encore compte du freinage économique qui en résulte, a pour effet de concentrer les transports d'énergie électrique en des artères moins nombreuses et plus puissantes que selon la structure théoriquement la plus économique. C'est là un élément favorable au relèvement à la fois des tensions et des sections dans les régions à forte densité de consommation.

De même que le coût unitaire des transports par oléoduc, ainsi qu'on l'a vu ci-dessus, est d'autant moins élevé que les débits en cause sont plus grands, de même le coût unitaire de la transmission de l'énergie électrique décroît lorsque les puissances en jeu s'accroissent. L'oléoduc augmente alors son diamètre, tandis que la ligne électrique élève sa tension. Dans un schéma élémentaire de transport où la puissance à transporter et la distance de transport sont données, il existe un optimum de tension auquel correspond un prix de revient minimum de transport.

Dans son rapport, P. Ailleret examine ce qui se passe lorsqu'on s'écarte un peu de l'optimum de tension répondant à un problème bien défini. Pour des tensions de l'ordre de 350 à 400 kV, aussi bien pour des transports

à ligne unique qu'à ligne double, il trouve la relation :

$$\frac{\Delta C}{C} = 0,5 \cdot \left(\frac{\Delta U}{U} \right)^2$$

entre l'accroissement relatif du coût (C) et l'écart relatif de la tension de transport (U) par rapport à son optimum économique.

Ainsi, si l'on choisit 380 kV comme tension de transport dans un cas où l'optimum aurait été de 345 kV, soit un écart de 10 % environ, l'accroissement du coût de transport est de 0,5 % seulement.

De même, entre les deux valeurs normalisées de 225 kV et 380 kV, la situation la plus mauvaise où l'on pourrait se trouver correspondrait au cas où la tension optimum théorique présenterait un écart de 20 % par rapport à 380 kV; en choisissant cette tension, on ne majorerait le coût du transport que de 2 % environ, ce qui est à peine significatif.

En d'autres termes, l'optimum économique de tension est assez plat, et il ne doit pas se juger séparément sur chaque transport, car les avantages de l'interconnexion sont compromis s'il existe des frontières entre réseaux à tensions voisines, mais différentes. On ne peut donc que regretter, avec l'auteur, que, malgré que l'échelon de 380 kV ait été normalisé dès 1947 par la *Commission Electrotechnique Internationale*, cette tension ait bien été introduite en Europe Occidentale, mais que dans d'autres parties du monde on ait choisi des tensions différentes en croyant qu'elles seraient d'un peu plus près l'optimum dans chaque cas particulier.

De même, pour l'avenir, lorsqu'une nouvelle augmentation de la tension deviendra nécessaire, il faudra essayer de concentrer les réalisations sur un seul nouvel échelon de tension, en évitant de rééditer la fâcheuse dispersion actuelle. C'est là un problème dont les producteurs et distributeurs d'énergie doivent prendre conscience dès aujourd'hui, car il est essentiel pour la jonction entre les réseaux.

Il convient de signaler, à ce propos, que selon le rapport III B/6 « Les systèmes à très haute tension et les progrès de l'industrie de l'énergie électrique aux Etats-Unis » de P. A. Abetti et I. B. Johnson (Etats-Unis d'Amérique), les constructeurs voudraient introduire dans ce pays durant la prochaine décennie une nouvelle tension de 460 ou 500 kV, et à partir de 1970 éventuellement un échelon encore plus élevé de l'ordre de 690 kV. On procède actuellement aux Etats-Unis à une série d'expériences allant jusqu'à 750 kV dans des installations pilotes, dont l'une comprend une ligne à pylônes « en portique » de 7 km de longueur, avec les sous-stations terminales correspondantes.

En Allemagne occidentale, par contre, selon le rapport III B/3 « Aspects économiques du transport de courant triphasé d'une tension supérieure à 380 kV en République Fédérale d'Allemagne », de la *Deutsche Verbundgesellschaft*, les études faites ont montré que le choix d'une tension de 500 ou 600 kV n'est justifié que si la capacité de transport d'une ligne double à 380 kV ne suffit pas, soit pour des puissances initiales de l'ordre de 1000 MW; même si l'on considère l'augmentation future probable des puissances à transmettre,

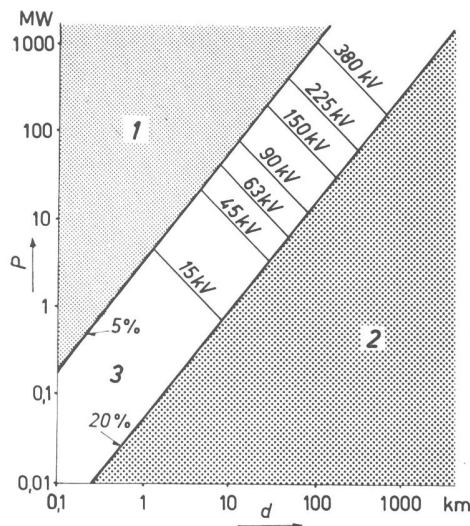


Fig. 16 Tension optimum pour le transport de l'énergie électrique dans le cas d'une forte utilisation.

P puissance à transporter

d distance de transport

1 zone des transports peu coûteux, où les charges terminales sont prépondérantes

2 zone des impossibilités économiques de transport

3 zone de la basse tension

Paramètre indiqué auprès des courbes délimitant les zones 1 et 2: coût du transport en pour-cent du coût de l'énergie électrique transportée.

(Graphique tiré du rapport III B/5)

il ne semble pas, autant que l'on puisse en juger sur la base des conditions actuelles, qu'il devienne un jour économiquement justifié dans ce pays de prévoir une tension dépassant 380 kV.

La situation et les perspectives de l'énergie nucléaire

Dans l'ensemble, les débats de Madrid ont concrétisé un ajournement des prévisions relatives à la possibilité de l'énergie nucléaire de devenir compétitive, ainsi qu'une prudence accrue quant à la date opportune de l'intégration sur une grande échelle de cette nouvelle source d'énergie dans les systèmes de production d'électricité existants. Parmi les causes d'incertitude qui expliquent cette attitude réservée, les rapports et les interventions au cours de la discussion ont fait ressortir notamment les aléas qu'implique toute hypothèse relative à la durée d'utilisation des centrales nucléaires, étant donné le manque d'expérience en ce qui concerne la disponibilité effective de ces centrales.

Seuls les spécialistes britanniques sont apparus optimistes, ainsi qu'à l'ordinaire. Cependant, s'ils ont défendu leur vaste programme de centrales nucléaires, ils l'ont fait en avançant des arguments empreints d'une plus grande prudence que dans le passé.

De façon générale, la Session partielle de Madrid a confirmé que, dans la situation actuelle, l'utilisation de l'énergie nucléaire ne présente aucune urgence. Les disponibilités assurées de combustibles traditionnels, aussi bien solides que liquides, et le rythme des découvertes de nouveaux gisements ont dépassé de beaucoup les prévisions faites il y a quelques années. Aujourd'hui donc, et pour de nombreuses années encore, un développement massif de l'énergie nucléaire n'apparaît pas justifié, puisque cette nouvelle source d'énergie n'est pas encore en mesure de concurrencer les sources traditionnelles sur le plan économique.

Ainsi que le souligne le rapporteur général de la section IV A, consacrée à « l'installation à l'échelle industrielle de réacteurs nucléaires, champs d'application », l'objectif immédiat des constructeurs et des exploitants est de réaliser des centrales nucléaires produisant de l'énergie électrique capable de concurrencer celle que fournissent les sources traditionnelles dans les zones où le coût de ces dernières est le plus élevé. Or, la majorité des spécialistes admettent aujourd'hui qu'un tel objectif ne pourra pas être atteint avant 1970.

On sait que les principales raisons qui empêchent les centrales nucléaires de pouvoir concurrencer les installations de production classiques sont le niveau élevé du coût de premier établissement de ces centrales, et l'incertitude qui pèse sur le coût du combustible nucléaire. Sur le plan technique, on cherche donc à réaliser des puissances unitaires aussi élevées que possible, à perfectionner la connaissance de la physique interne des réacteurs afin de diminuer les marges de sécurité et d'employer des matériaux plus courants, à développer, enfin, des éléments de combustibles permettant de réaliser des taux d'irradiation meilleurs que jusqu'ici.

Il semble donc raisonnable que les pays qui ont entrepris ou envisagent d'entreprendre un programme nucléaire — soit parce qu'ils manquent de ressources énergétiques nationales, soit parce que le coût de l'énergie électrique produite par des moyens classiques est chez eux particulièrement élevé — mettent à profit le répit que leur procure la détente apparue sur le marché des combustibles traditionnels pour ajourner des décisions susceptibles de les entraîner dans une voie unique, qui pourrait ne pas se révéler être la plus avantageuse.

Que l'objectif visé d'une énergie nucléaire concurrentielle est encore fort éloigné, les rapports et la discussion de la section IV B consacrée aux « facteurs économiques et sociaux de l'installation à l'échelle industrielle de réacteurs nucléaires » l'ont clairement montré. Les travaux de cette section ont attiré, en particulier, l'attention sur l'ampleur des problèmes qui restent à résoudre dans les domaines de l'assurance des installations nucléaires, de l'enseignement et de la formation du personnel scientifique et technique et de la métallurgie de l'uranium. Mais ils ont fait ressortir, également, l'importance d'une question qui a été souvent négligée jusqu'ici, celle du choix de programmes de réacteurs permettant d'obtenir le plus haut degré de conversion possible des combustibles nucléaires et d'exploiter ainsi de façon optimale les réserves mondiales d'uranium et de thorium.

La troisième section consacrée à l'énergie nucléaire, la section V, avait pour thème: « La liaison fonctionnelle entre la production traditionnelle et la production nucléaire ». Les travaux de cette section confirment le fait bien connu que le niveau élevé du coût spécifique de premier établissement des centrales nucléaires exige la construction d'aménagements de grande puissance, qui doivent fonctionner sous des facteurs d'utilisation aussi élevés que possible. L'intégration de centrales de ce type dans des systèmes de production existants ne crée certes pas d'inconvénients majeurs lorsque le diagramme de charge du réseau possède une base suffisamment large, c'est-à-dire de l'ordre de quelques centaines de MW. De telles conditions ne sont réalisées, toutefois, que dans les pays qui ont déjà atteint un haut degré d'industrialisation et qui possèdent par conséquent des réseaux électriques d'interconnexion de grande capacité.

La mesure dans laquelle les centrales nucléaires peuvent participer à la couverture de la charge d'un réseau existant dépend, bien entendu, de la disponibilité des sources d'énergie traditionnelles et du coût de la production classique comparé à celui de la production nucléaire dans le pays considéré. C'est pourquoi les travaux de cette section arrivent, eux aussi, à la conclusion qu'il est prudent d'adopter une attitude d'expectative et de préparation technique, ceci jusqu'à ce que les expériences faites et le perfectionnement des connaissances acquises dissipent les doutes actuels — en particulier en ce qui concerne le facteur de disponibilité que peuvent atteindre les centrales nucléaires — et permettent de réduire le coût de premier établissement spécifique et par conséquent le coût de production du kWh nucléaire pour des durées d'utilisation normales.

On a vu que la compétitivité de l'énergie nucléaire dépend fortement des conditions régnant dans le pays ou la région considérée, de sorte qu'en dehors de la tendance générale déjà relevée à une prudence accrue, il est souvent difficile de tirer des conclusions universellement valables d'un ensemble de rapports tel que ceux qui ont été présentés à Madrid. Nous passerons donc en revue successivement la situation et les perspectives de l'énergie nucléaire dans les principaux pays qui possèdent un programme de développement important.

Etats-Unis d'Amérique

Dans le rapport IV A/2 sur le « Développement des réacteurs nucléaires de puissance de type commercial », Walker L. Cisler, président de la Detroit Edison Company, analysant l'état actuel de la technique nucléaire aux Etats-Unis, constate que la phase initiale de développement, qui fut caractérisée par des efforts orientés dans de multiples directions, a fait place à une nouvelle conception, plus critique, consistant à analyser soigneusement les perspectives techniques et économiques de chaque type de réacteur afin de concentrer les recherches sur ceux qui apparaissent les plus prometteurs. En d'autres termes, on s'est aperçu que « le fait de construire une centrale nucléaire pour le seul plaisir d'en avoir une peut devenir un luxe fort coûteux » et que « si l'on veut faire un bon usage des ressources intellectuelles, techniques et financières du pays, il est indispensable d'avoir de bonnes raisons pour la construction de chaque centrale nucléaire ». Puisque nous avons la chance — ainsi s'exprime Walker L. Cisler — d'avoir, grâce à l'amélioration de la situation sur le marché des combustibles classiques, le temps de procéder de façon rationnelle et économique au développement de l'énergie nucléaire, nous nous devons de fonder les décisions que nous prenons dans ce domaine sur des critères techniques et économiques, laissant de côté toute considération de nature politique et toute question de prestige national. Chaque réacteur doit être « payant », si ce n'est sous la forme d'une production de kWh à bon marché, tout au moins grâce aux informations nouvelles qu'il permet de rassembler.

Walker L. Cisler dresse un tableau de la situation actuelle de la technique nucléaire aux Etats-Unis, d'où il ressort qu'il se passera encore plusieurs années avant que l'on puisse réunir suffisamment de renseignements précis sur des questions aussi essentielles que le taux d'irradiation du combustible nucléaire réalisable dans les réacteurs, le traitement ultérieur des éléments de combustible irradiés et l'économie du cycle de combustible. Donnant la liste des types de réacteurs considérés actuellement comme les plus prometteurs, Walker L. Cisler précise que l'on pense généralement que ce n'est pas avant 1968 que les réacteurs du type « thermique » utilisant de l'uranium légèrement enrichi deviendront compétitifs dans les régions des Etats-Unis où le coût des combustibles classiques est élevé — c'est-à-dire atteint ou dépasse 6 fr.s. par million de kcal — et que c'est en 1975 que l'on espère atteindre avec ces réacteurs la compétitivité sur l'ensemble du territoire des Etats-Unis.

La centrale nucléaire *Enrico Fermi*, d'une puissance électrique nette de 90 MW, qui est construite actuellement par la Power Reactor Development Co. à Lagoona

Beach, dans le Michigan, et qui utilise un réacteur du type couveuse lent, pourrait également être le début d'une « filière » intéressante, qui permettrait la réalisation de centrales nucléaires compétitives en 1968, à condition que leur puissance électrique soit au moins de 300 MW.

Ces perspectives intéressantes ne changent rien au fait qu'une centrale nucléaire de 150 MW, qui serait utilisée actuellement à pleine puissance durant 7000 heures par an par exemple et produirait de l'énergie électrique à un coût supérieur de un mill, soit 0,43 ct. s., à celui de l'énergie classique, coûterait à l'exploitant 4,5 millions de francs suisses annuellement. Cependant, ainsi qu'on l'a vu ci-dessus en analysant le rapport II A/8, l'accroissement des puissances des groupes générateurs classiques est extrêmement rapide: à la fin de 1959, aux Etats-Unis, plusieurs groupes de 300 MW et davantage étaient en cours de montage, deux groupes de plus de 500 MW étaient commandés et les études se poursuivaient pour des groupes de 600 à 800 MW. Il n'est donc pas étonnant qu'une puissance électrique de 150 MW pour des groupes électronucléaires commence à être considérée comme insuffisante, et qu'un intérêt très vif se manifeste aux Etats-Unis pour des réacteurs plus puissants, malgré les difficultés que comportent l'étude et la construction de telles installations. De l'avis des spécialistes, c'est en effet là la voie la plus rapide permettant d'arriver à la compétitivité de l'énergie nucléaire.

L'insertion de groupes générateurs d'une telle dimension dans des systèmes électriques existants pose, bien entendu, des problèmes qui ne sont pas toujours faciles à résoudre. A ce propos, Walker L. Cisler souligne qu'à son avis un facteur d'utilisation annuelle de 75 %, qui est admis dans de nombreuses études économiques, est trop élevé et qu'il faut escompter qu'à mesure de leur insertion en plus grand nombre dans les réseaux, le facteur d'utilisation des centrales nucléaires tombera à 65 % environ.

Grande-Bretagne

Le rapport IV B/8 « L'économie de l'énergie nucléaire en Grande-Bretagne », de Sir Christopher Hinton, F. H. S. Brown et L. Rotherham, est caractéristique pour le changement qui s'est opéré dans ce pays en ce qui concerne l'estimation des chances que l'on donne à l'énergie nucléaire de concurrencer un jour l'énergie classique. Bien que les spécialistes anglais soient toujours relativement optimistes, ils font preuve cependant d'une prudence accrue, et insistent sur les aléas que comporte toute prévision économique à long terme, c'est-à-dire pour une période de 15 à 20 ans. La seule certitude dans toute prophétie de ce genre, disent-ils, est « celle de commettre des erreurs ».

Les auteurs du rapport IV B/8 constatent qu'actuellement les producteurs d'énergie électrique ont le choix en Grande-Bretagne entre trois sources d'énergie: le charbon, l'huile lourde et l'énergie nucléaire, et que le développement de ces trois secteurs dépend du rapport entre les coûts de production du kWh que chacun des trois types de centrales permet de réaliser.

C'est pourquoi Hinton, Brown et Rotherham essayent de prévoir l'évolution durant les prochaines années du

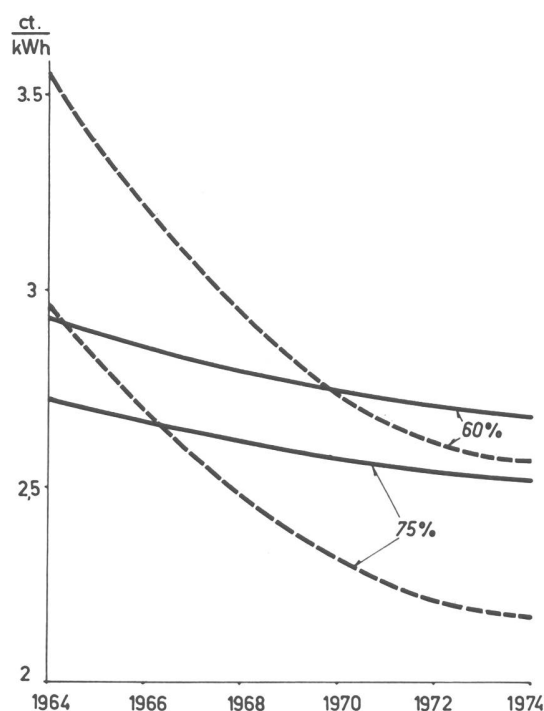


Fig. 17 Tendence comparée des coûts de production de l'énergie électrique dans des centrales classiques et nucléaires selon les prévisions faites en Grande-Bretagne.

Le coût de production estimé en ct. s./kWh est porté en fonction de la date de mise en service des centrales.

— centrales classiques brûlant du charbon
 - - - centrales nucléaires

Paramètre: facteur d'utilisation annuelle de la centrale en pour-cent.

(Graphique tiré du rapport IV B/8, facteur de conversion des monnaies: 1 penny = 5 ct. s.)

coût de production de l'énergie classique, d'une part, et de l'énergie nucléaire, d'autre part, pour comparer ensuite ces prévisions et en tirer des conclusions sur la date à partir de laquelle l'énergie nucléaire sera compétitive.

Il est assez facile de calculer, en fonction de sa durée d'utilisation, l'évolution probable du coût de production du kWh dans une centrale thermique classique supposée optimale. Pour un facteur d'utilisation de 60 %, on estime que le coût de production du kWh passera en Grande-Bretagne de 2,90 ct. s. environ en 1964 à 2,70 ct. s. environ en 1974.

L'extrapolation est beaucoup plus difficile pour l'énergie nucléaire, étant donné le peu d'expérience que l'on possède encore dans ce domaine. Les auteurs ont construit néanmoins des courbes donnant la réduction probable du coût de production du kWh nucléaire en fonction de l'utilisation de la centrale. Pour un taux d'utilisation de 60 %, on prévoit que ce coût passera de 4,75 ct. s. par kWh en 1961 à 3,55 ct. s. par kWh environ en 1964 à 2,60 ct. s. en 1974. Une telle réduction suppose que les réacteurs du type de Calder Hall seront remplacés à partir de 1965 par des réacteurs du type AGR (Advanced Gas-cooled Reactor), dont le premier est actuellement en construction à Windscale, et que ceux-ci seront remplacés à leur tour à partir de 1970 par des réacteurs «couvercle» lents du genre de celui qui est expérimenté à Dounreay.

En comparant les prévisions faites pour les deux types de centrales, on arrive à la conclusion que les centrales nucléaires pourraient devenir compétitives à partir de 1966 pour un taux d'utilisation de 75 %, et à partir de 1970 pour un taux d'utilisation de 60 %. Les auteurs font remarquer à ce propos que, si les premières centrales nucléaires pourront fonctionner à un taux d'utilisation très élevé, ce taux baissera ensuite à mesure de l'introduction de centrales nucléaires toujours plus nombreuses dans le système de production britannique, pour tendre finalement vers le facteur d'utilisation de ce système, qui sera de 50 % environ en 1970. Toutefois, le taux d'utilisation des centrales classiques diminuera encore plus rapidement.

Les problèmes posés par l'intégration des centrales nucléaires dans le système de production britannique sont étudiés plus en détail dans le rapport V/6 «L'intégration de l'énergie nucléaire dans un système étendu de production d'électricité» de D. Clark, P. W. Cash et F. Faux.

Le programme nucléaire du Central Electricity Generating Board comprend 5 centrales nucléaires à deux réacteurs, d'une puissance totale de 2000 MW environ, qui seront mises en service entre 1961 et 1964. Ce programme représente environ 20 % de l'ensemble du programme d'équipement relatif à cette période. A la fin de 1964, la puissance maximum possible des centrales en service atteindra 35 000 MW, de sorte que la proportion du nucléaire sera de 6 % environ.

Selon les auteurs du rapport V/6, les cinq centrales nucléaires du type de Calder Hall qui sont en construction coûteront de 1450 à 1800 fr. s. par kW de puissance maximum possible nette, alors que les centrales thermiques classiques fonctionnant au charbon reviennent à 480 ... 600 fr. s. par kW. Par contre, les frais de combustible estimés ne sont que de 1 ct. s./kWh dans le premier cas, contre 1,65 à 2 ct. s./kWh dans le second — selon le charbon utilisé et les distances de transport du combustible.

Une durée d'utilisation aussi grande que possible est donc essentielle pour les centrales nucléaires. Tant que la puissance de ces centrales ne dépasse pas 6 % de la capacité de production totale du réseau, leur durée d'utilisation ne sera limitée que par la disponibilité des centrales elles-mêmes. On admet qu'au début cette disponibilité atteindra 75 % en moyenne annuelle, et 85 % au moment de la pointe de charge du réseau.

Une étude approfondie, fondée sur un facteur d'utilisation global de 50 %, a montré que la proportion du nucléaire pourrait augmenter jusqu'à 30 % avant que le facteur d'utilisation de la prochaine centrale mise en service tombe au-dessous de 70 %.

Les auteurs estiment qu'en 1964/65 la production d'énergie électrique en Grande-Bretagne se répartira de la façon suivante:

nucléaire	9 %
hydraulique	négligeable
huile lourde	10 %
charbon	81 %
Total	100 %

A cette époque, la consommation de charbon atteindra 51 millions de t par an, au lieu de 43 millions de t

actuellement. Il convient de souligner l'importance des frais de transport de ce combustible; il en résulte une variation considérable du prix de la calorie d'une région à l'autre du pays. C'est ainsi que le charbon coûte fr. s. 5.70 par million de kcal dans les Midlands et fr. s. 8.80 par million de kcal dans la région de Londres. Les centrales nucléaires seront construites en priorité dans les régions où le coût de la calorie est le plus élevé, de sorte que le charbon sera à l'avenir de plus en plus consommé à proximité des bassins miniers.

Canada

Le rapport canadien V/9 « L'introduction d'une charge de base d'énergie nucléaire dans un système mixte hydraulique et thermique », de H. A. Smith et J. S. Foster, présente un intérêt particulier, puisqu'il traite d'un réseau — celui de l'Hydro-Electric Power Commission of Ontario — où la production est presque entièrement d'origine hydraulique et dont l'importance est comparable à celle qu'atteindra le réseau suisse dans quelques années.

En 1958, la charge maximum de ce réseau a atteint en effet 4680 MW et la production d'énergie s'est élevée à 25 670 GWh; le facteur d'utilisation était donc de 0,626. La même année, la puissance maximum possible des centrales hydroélectriques du réseau atteignait 4020 MW; venaient s'ajouter à cette puissance 616 MW thermiques et 595 MW provenant de contrats avec d'autres entreprises. On admet que l'accroissement futur de la puissance appelée du réseau sera de 7,3 % par an en moyenne, de sorte que 3406 MW devront être mis en service entre 1958 et 1965, dont 2666 seront thermiques.

Une étude précise a montré que, dans ces conditions, une centrale nucléaire de 200 MW pourrait atteindre un facteur d'utilisation de 0,76 en 1965 si l'énergie nucléaire peut être produite à un coût compétitif.

Pour être compétitive, une centrale nucléaire devrait, dans les conditions canadiennes, produire de l'énergie à un coût d'environ 2,2 ct. s./kWh sous un facteur d'utilisation de cet ordre de grandeur. Les études faites ont montré qu'un réacteur modéré au graphite du type de Calder Hall ne pourrait jamais produire de l'énergie à un coût inférieur à 2,9 ct. s./kWh, si l'on tient compte du fait que le coût de premier établissement d'une telle centrale serait au Canada de 45 % supérieur à celui qui peut être obtenu en Grande-Bretagne.

Par contre, avec un réacteur à eau naturelle on devrait pouvoir obtenir des coûts de production variant de 2,35 à 2,55 ct. s./kWh pour le type à eau sous pression et de 2,5 à 2,7 ct. s./kWh pour le type à eau bouillante. Pour être indépendant des fournitures de combustible enrichi que nécessiteraient de tels réacteurs, le Canada a choisi cependant de développer un réacteur modéré et refroidi à l'eau lourde, utilisant comme combustible de l'uranium naturel produit dans le pays même. La filière comprend une centrale dite NPC de 20 MW, qui est en construction, et une centrale dite CANDU, de 200 MW, qui entrera probablement en service en 1965.

Sur la base d'un coût de premier établissement de 1550 fr. s./kW (coût moyen de deux tranches), d'un facteur d'utilisation de 80 %, d'un prix de 275 fr. s./kg d'uranium pour le combustible et d'un taux d'irradiation de 9500 MW · d/t d'uranium, les auteurs calculent que le

coût de production de la centrale projetée pourra atteindre 2,27 ct. s./kWh lorsque la deuxième unité sera en service. Ce coût ne pourra pas être obtenu toutefois pour la première tranche, qui doit être terminée en 1965, et les auteurs font les réserves d'usage en ce qui concerne les prévisions sur lesquelles se fondent leurs calculs.

France

Les exploitants français sont encore beaucoup plus prudents en ce qui concerne les estimations du coût de revient futur de l'énergie nucléaire. A Madrid, leur point de vue a été exposé très clairement, au cours de la discussion des rapports de la section IV A, par D. Olivier Martin, directeur de l'équipement de l'Electricité de France. Selon lui, on ne peut pas parler de déception au sujet du coût de l'énergie nucléaire, puisqu'on ne le connaît pas et qu'on ne le connaîtra pas avant plusieurs années. Par contre, les exploitants doivent mettre à profit le répit que leur laisse la situation actuelle du marché de l'énergie pour étudier de façon approfondie l'économie des diverses parties d'une installation nucléaire et pour rechercher par des calculs d'optimisation précis les améliorations susceptibles de permettre finalement d'obtenir dans une filière donnée le coût de revient minimum.

Telle est l'idée directrice du programme nucléaire de l'EDF, auquel est consacré le rapport IV A/8 « Les centrales nucléaires de puissance du programme français », de C. Leduc et J. P. Roux.

Dans la filière uranium naturel, graphite, CO₂ — qui est partie des réacteurs G₂ et G₃ de Marcoule — le programme français comprend les centrales EDF₁ et EDF₂ en cours de construction et la centrale EDF₃ en cours d'étude, qui constituent ensemble la centrale de Chinon. Le rapport insiste sur la croissance très rapide des puissances électriques nettes: 70 MW pour EDF₁, 200 MW pour EDF₂, 320 à 430 MW pour EDF₃. Ces trois tranches seront sans doute suivies d'une quatrième, d'une puissance encore supérieure.

D'autre part, les études d'une nouvelle filière de réacteurs à eau lourde se sont poursuivies au Commissariat à l'Energie Atomique, et la première installation EL₁, d'une puissance de l'ordre de 100 MW, sera probablement mise en service en 1965.

Le rapport IV A/8 énumère les progrès techniques et les améliorations successives qui ont été réalisés dans divers domaines entre les trois tranches EDF₁, EDF₂, et EDF₃, progrès et améliorations qui devraient permettre finalement la mise au point d'une technique optimale.

Italie

Le rapport V/2 « Perspectives d'une insertion de la production nucléo-thermo-électrique dans la production d'énergie électrique traditionnelle en Italie » de G. Padoan, M. Mainardis, A. Rota et E. Verducci, donne un exemple des problèmes que pose l'intégration des centrales nucléaires dans un système de production à base hydraulique. Les ressources hydro-électriques économiquement exploitables sont estimées en Italie à 60 000 ... 65 000 GWh par an, dont 60 % sont

déjà aménagés. Il vient s'y ajouter un complément de ressources géothermiques, qui ne pourra sans doute jamais dépasser le chiffre actuel de 2000 GWh. La part de la production thermique est passé de 9,8 % en 1951 à 21,0 % en 1958, et continuera à augmenter au fur et à mesure de l'épuisement des sites hydro-électriques économiquement utilisables; il convient de noter également que $\frac{2}{3}$ du combustible brûlé en 1958 par les centrales thermiques italiennes provenaient d'importations.

Pour étudier le problème de l'insertion de centrales nucléaires dans un tel système de production, les auteurs ont tout d'abord évalué les besoins futurs en énergie électrique de l'Italie. Sur la base d'un accroissement annuel moyen de 7 %, la production totale d'énergie électrique dans ce pays passerait de 45 500 GWh en 1958 à 75 000 GWh en 1965 et 150 000 GWh en 1975.

D'autre part, le programme nucléaire italien actuel comprend la réalisation, au cours des prochaines années, de trois aménagements, d'une puissance électrique nette totale d'environ 500 MW. Les réacteurs sont de trois types différents (eau sous pression, eau bouillante, gaz-graphite). Le coût de premier établissement spécifique de telles installations est actuellement en Italie de 3 à 4 fois plus élevé que celui des centrales thermiques classiques, de sorte qu'il est indispensable de s'orienter vers des puissances élevées, d'au moins 150 à 200 MW, et vers des durées d'utilisation aussi longues que possible.

Dans l'hypothèse la plus favorable d'une durée d'utilisation très élevée de 6000 à 7000 heures, on estime en Italie que le coût de production de l'énergie nucléaire sera pour les centrales en construction de 30 à 40 % supérieur à celui de l'énergie produite par une centrale thermique classique de même durée d'utilisation. Les auteurs soulignent que le fait de couvrir avec les centrales nucléaires la base du diagramme de charge conduira à pousser davantage la modulation de la charge des autres types de centrales et à réduire par conséquent leur utilisation moyenne. Cela se traduira par la nécessité d'augmenter, tout d'abord, autant que possible les possibilités de régulation journalière et hebdomadaire des centrales hydrauliques, et de construire, d'autre part, des centrales thermiques classiques à caractéristiques flexibles.

Examinant ensuite la répartition probable en 1965 et 1975 de la production d'énergie électrique entre les centrales hydrauliques, thermiques classiques, géothermiques et nucléaires, les auteurs estiment qu'en 1965 la production nucléaire atteindra au maximum 3000 GWh sur un total de 75 000 GWh. La puissance des centrales nucléaires en service à cette date dépassera donc difficilement les 500 MW correspondant aux installations en cours de construction actuellement. Pour juger du rôle que les centrales nucléaires joueront en 1975, il faut faire des hypothèses sur le degré de compétitivité qu'elles auront atteint à cette date.

Si l'on admet que l'énergie nucléaire deviendra compétitive à partir de 1970, et que dès cette date pour faire face à l'accroissement de la charge de base on ne construira plus que des centrales nucléaires, on peut calculer que la production de ces centrales atteindra 30 000, ou au maximum 35 000 GWh en 1975. La production totale sera alors de 150 000 GWh, dont 60 000 GWh d'origine hydraulique, 2000 GWh d'origine géothermique et 53 000 ou 58 000 GWh — selon le niveau atteint par la production nucléaire — pour les centrales thermiques

classiques. Dans cette hypothèse, la puissance maximum possible des centrales nucléaires en 1975 serait de 4500 à 5200 MW, et leur participation à la pointe de charge maximum — qui atteindra 26 400 MW — de 3400 à 4200 MW.

Les auteurs soulignent la prudence avec laquelle il convient de considérer toute prévision de ce genre, étant donné les incertitudes qui subsistent encore aujourd'hui sur le coût de l'énergie nucléaire, et l'absence d'expériences de fonctionnement de centrales nucléaires de type commercial.

Belgique

L'importance du sacrifice économique que représente pour un petit pays dans l'état actuel de la technique nucléaire la construction d'une centrale de ce type est très bien mise en lumière par F. Louis dans le rapport belge IV B/7 « Les problèmes que pose la production d'énergie nucléaire aux producteurs d'électricité ».

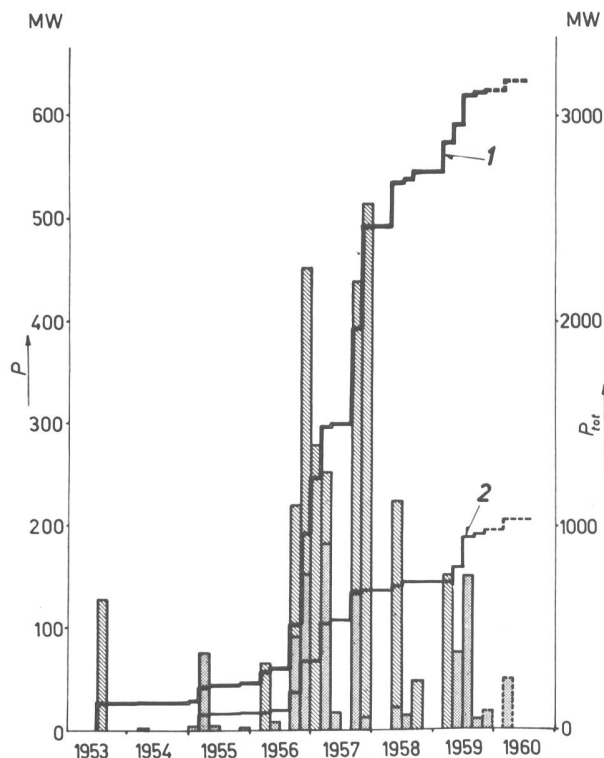


Fig. 18 Développement des réacteurs de puissance aux États-Unis et en Europe Occidentale.

La puissance des centrales nucléaires est portée en fonction de la date correspondant au début de leur construction.

P puissance électrique nette des centrales nucléaires
(total réacteurs à uranium naturel et enrichi)

■ Uranium enrichi

■ Uranium naturel

P_{tot} puissance électrique nette cumulée des centrales nucléaires
(1 total réacteurs à uranium naturel et enrichi,
2 réacteurs à uranium enrichi seulement).

On distingue nettement trois phases du développement: la première antérieure à la mi-1956, la seconde allant de la mi-1956 à la fin de 1957, la troisième dans laquelle nous nous trouvons encore. Cette dernière laisse apparaître un net ralentissement dans le développement des programmes d'installation des centrales nucléaires de grande puissance.

(Graphique tiré du rapport IV B/7)

F. Louis établit une équation de compétitivité de l'énergie nucléaire, dans laquelle il introduit les chiffres valables actuellement en Belgique. Il arrive ainsi à la conclusion que dans le cas d'une centrale de 170 MW et d'une durée d'utilisation annuelle de 7000 heures, la perte annuelle pour l'exploitant serait de l'ordre de 15 millions de francs suisses, si les conditions de puissance, d'utilisation, de taux d'irradiation etc. escomptées sont réellement atteintes.

Etudiant ensuite les conditions dans lesquelles les centrales nucléaires pourraient devenir compétitives, il démontre qu'il n'est pas possible d'atteindre un tel objectif par la seule réduction du coût du combustible nucléaire. En d'autres termes, une centrale commandée aujourd'hui ne peut devenir ultérieurement compétitive grâce à une réduction éventuelle du coût du combustible. Pour que l'énergie nucléaire devienne compétitive dans le cas d'installations d'une puissance de l'ordre de 150 à 200 MW en Belgique, il faudrait que le coût spécifique de premier établissement et celui du combustible nucléaire soient réduits tous deux de 30 %. Pour des puissances plus élevées, la réduction nécessaire pourrait être plus faible.

Suède

Le rapport suédois IV A/1 « Energie et chauffage nucléaire pour la ville de Stockholm. Projet collectif suédois », de E. G. Malmöw, C. Miliekowsky, S. Ryman et J. Wivstad, traite de l'application des réacteurs nucléaires à la production de chaleur dans un pays manquant de combustibles fossiles, mais disposant en revanche de gisements d'uranium et de moyens de production de matériaux nucléaires. Il est intéressant de noter que plus d'un tiers des combustibles importés est actuellement utilisé en Suède pour le chauffage des habitations durant l'hiver, et que plusieurs villes suédoises ont déjà construit des centrales de chauffage à distance brûlant de l'huile et disposant d'une puissance thermique de l'ordre de 100 MW.

Quant aux besoins en énergie électrique, ils sont couverts en Suède à raison de 95 % par la production hydraulique. L'accroissement annuel de la demande est de 6 à 7 % et les ressources hydrauliques seront probablement épuisées en 1980, tandis qu'à partir de 1970 il deviendra nécessaire de construire des centrales thermiques de type classique ou nucléaire.

L'importation de combustibles classiques grèverait fortement la balance des paiements suédoise, de sorte qu'on cherche à développer dans ce pays un type de réacteur nucléaire utilisant au maximum les ressources nationales. Le programme suédois comprend pour le moment la construction d'un réacteur à uranium naturel, modéré à l'eau lourde, dit *R 3/Adam*, qui sera situé à Agesta, près de Stockholm. Ce projet sera réalisé en deux étapes. La première installation, qui entrera probablement en service en 1962, comprendra un groupe générateur à contre-pression d'une puissance électrique de 10 MW — qui sera transféré d'une centrale ancienne —; la centrale fournira en outre une puissance thermique de 55 MW au réseau de chauffage à distance. Dans une deuxième étape, la puissance thermique du réacteur sera portée à 125 MW, et la turbine sera remplacée par une machine moderne comprenant un resur-

chauffeur utilisant des combustibles fossiles. La puissance maximum possible électrique nette de la centrale augmentera alors à 45 MW et l'aménagement pourra fournir en même temps 36 MW de puissance électrique et 70 MW de puissance thermique de chauffage.

Le réacteur sera placé en caverne, la partie classique et les services restant à l'extérieur. Le rapport IV A/1 décrit en détail la centrale. Sur la base des études faites pour celle-ci, les auteurs ont calculé le coût du kWh qui pourrait être obtenu pour une centrale du même type, mais d'une puissance supérieure.

Dans l'état actuel de la technique, ce coût ne pourrait descendre en-dessous de 4,85 ct. s./kWh, même pour une puissance électrique nette de 200 MW. Si l'on admet cependant que les frais d'immobilisation puissent être diminués à l'avenir de 20 à 25 % — pour une centrale non souterraine — et les frais de combustibles de 15 % environ, le coût de production d'une centrale de 200 MW se réduirait à 3,35 ct. s./kWh; l'énergie nucléaire deviendrait ainsi compétitive en Suède avec l'énergie thermique classique. Selon les auteurs, un tel objectif ne pourra cependant pas être atteint avant 1970.

On peut conclure de ce tour d'horizon que dans aucun des pays passés en revue l'énergie nucléaire n'est en mesure de concurrencer actuellement l'énergie thermique classique. De façon générale, on s'accorde pour repousser à 1970 la date à laquelle la compétitivité de l'énergie nucléaire sera atteinte dans les régions où le coût de l'énergie classique est relativement élevé. De toute façon, une grande prudence s'impose, ainsi qu'on l'a répété à plusieurs reprises, quant à l'estimation des progrès réalisables dans le secteur nucléaire.

Il convient de souligner, d'autre part, qu'une production nucléaire économique exige des puissances unitaires très élevées, d'où certaines difficultés d'intégration dans les systèmes de production existants, notamment en ce qui concerne l'obtention d'une grande durée d'utilisation. Enfin, il ne faut pas oublier que l'insertion de centrales nucléaires dans un réseau donné se répercute sur les autres modes de production d'énergie électrique. Il est donc indispensable pour les exploitants d'étudier soigneusement dans chaque cas leur programme nucléaire et d'examiner attentivement l'influence qu'auront les nouvelles usines sur le fonctionnement des aménagements de type classique existants ou futurs.

Si l'on compare finalement la situation en Europe Occidentale et aux Etats-Unis, il n'est pas déraisonnable d'admettre que les centrales nucléaires pourront se révéler compétitives dans nos régions avant qu'elles ne le deviennent dans la plus grande partie du territoire des Etats-Unis. On assistera probablement alors à un développement industriel dans le domaine nucléaire plus rapide chez nous qu'outre Atlantique. C'est pourquoi — malgré les charges très lourdes et les risques que cela comporte — la plupart des pays européens estiment nécessaire de donner le plus tôt possible à leurs constructeurs de machines l'occasion de réaliser des centrales nucléaires de grande puissance, afin qu'ils soient armés, lorsque le moment sera venu, pour prendre une part importante au vaste développement escompté dans le secteur nucléaire.