

Novembre 1979

COMMISSION CONSULTATIVE
POUR LA PRODUCTION D'ELECTRICITE
D'ORIGINE NUCLEAIRE
=====

RAPPORT DE LA COMMISSION
=====

1 - BILAN D'EXECUTION DES PROGRAMMES NUCLEAIRES EN FRANCE ET
DANS LE MONDE

- Exécution du programme électronucléaire français

En cette fin d'année 1979 la puissance de l'ensemble des tranches nucléaires de la filière à eau légère pressurisée engagées en France depuis 1970, date d'engagement de la première tranche du programme PWR, atteint près de 35 000 MWe. Pour la même période ce total n'a été dépassé que par les Etats-Unis (environ 100 000 MWe

Au cours de la seule année 1979 la production électronucléaire française devrait être de l'ordre de 35 milliards de kWh faisant apparaître une augmentation de 25 % par rapport à 1978. La progression devrait être plus significative encore en 1980 par rapport à 1979 et atteindre environ 40 %.

Conformément aux décisions du Gouvernement et notamment celles arrêtées en Comité Interministériel le 29 Juin 1977, Electricité de France aura engagé au cours des années 1978 et 1979 près de 10 000 MWe répartis en cinq tranches de 900 MWe et quatre tranches de 1 300 MWe. Les engagements programmés par l'établissement public pour la période 1980 - 1981 et qui, pour l'essentiel, font d'ores et déjà l'objet de travaux préparatoires portent sur 7 tranches de 1 300 MWe et 3 tranches de 900 MWe soit 11 800 MWe. La décision prise en Conseil Interministériel le 6 Février 1979 d'accélérer le déroulement du programme électronucléaire s'est traduite par le prolongement au delà de 1979 du palier de 900 MWe pour lequel les délais séparant l'ordre d'exécution de la mise à disposition sur le réseau des premiers kWh produits sont plus réduits que

dans le cas du palier de 1 300 MWe, par ailleurs, par l'anticipation de l'engagement fin 1981 d'une tranche de 1 300 MWe (Belleville 2) normalement prévisible en 1982.

Les décalages des mises en service industriel des tranches de Fessenheim et du Bugey par rapport aux prévisions initiales se sont progressivement réduits passant de 26 mois pour Fessenheim 1 à 14 mois pour Bugey 5. L'analyse de l'état de réalisation des tranches ultérieures et notamment de celles de 900 MWe du premier contrat pluri-annuel engagées depuis 1974 fait apparaître que l'écart moyen par rapport aux objectifs initiaux nécessairement ambitieux et incitatifs devrait tendre vers environ 12 mois

Cet écart résulte pour une part -de l'ordre de quelques mois- de l'organisation très stricte du contrôle de qualité de la fabrication nucléaire qui conduit à des rigidités dans la construction des centrales mais, pour une plus grande part encore, du caractère très tendu des plannings prévus. A cet égard, il faut noter que les délais effectifs de réalisation des premières tranches de 900 MWe du programme français se situent de façon très satisfaisante par rapport aux délais de réalisation des centrales étrangères de série notamment américaines.

DECALAGE DES MISES EN SERVICE INDUSTRIEL DES TRANCHES PWR				
	: Objectif initial	: Réalisation	: Décalage	
FESSENHEIM 1	: 10.1975	: 02.1978	: 28 mois	
FESSENHEIM 2	: 7.1976	: 03.1978	: 20 mois	
BUGEY 2	: 3.1977	: 03.1979	: 24 mois	
BUGEY 3	: 8.1977	: 03.1979	: 19 mois	
BUGEY 4	: 5.1978	: 07.1979	: 14 mois	
BUGEY 5	: 11.1978	: 12.1979*	: 13 mois	
TRICASTIN 1	: 2.1979	: 7.1980*	: 17 mois	
GRAVELINES 1	: 4.1979	: 7.1980*	: 14 mois	
DAMPIERRE 1	: 7.1979	: 8.1980*	: 13 mois	

* Prévisions.

La Commission souhaite que dans la perspective de la récente directive ministérielle relative aux caractéristiques principales de sûreté à appliquer aux tranches de 1 300 MWe soit poursuivi l'effort entrepris pour que les contraintes soient, au départ des projets, clairement énoncées sous forme de règles objectives. A cet égard, les règles de conception et de construction des tranches nucléaires, en cours d'élaboration par Electricité de France et les industriels devraient, après que les autorités administratives compétentes aient approuvé celles qui relèvent des règles générales de sûreté, servir de support aux relations contractuelles entre l'établissement public et ses fournisseurs.

Les performances d'exploitation des cinq premières tranches du palier de 900 MWe (Fessenheim 1-2 et Bugey 2-3-4) sont conformes aux prévisions initiales et satisfaisantes, en moyenne, au regard des statistiques internationales. C'est ainsi que la disponibilité moyenne de ces tranches pendant leur première année de fonctionnement après premier couplage au réseau (40 %) est voisine de celle observée au plan international sur la base des cinquante réacteurs de puissance supérieure à 500 MWe qui avaient, fin 1978, au moins une année de fonctionnement après couplage.

La tranche 1 de Fessenheim a été ~~arrêtee~~ arrêtée début Mars 1979 près de deux ans après son premier couplage pour les opérations de déchargement-rechargement en combustible et de visite complète conformément aux dispositions de l'arrêté du 26 Février 1974 portant application aux chaudières nucléaires à eau pressurisée de la réglementation générale des appareils à pression. Cette visite consiste notamment à reprendre l'ensemble des contrôles radiographiques ou ultra-sonores effectués avant démarrage de la chaudière pour s'assurer qu'aucun défaut méconnu n'est apparu dans les structures pendant la première période de

fonctionnement industriel ou que les anomalies superficielles inhérentes à toute fabrication industrielle et réputées acceptables lors de la fabrication ne sont l'objet d'aucune évolution.

La durée de ce premier arrêt a été de 18 semaines ce qui pourrait être considéré comme anormalement long au regard des durées constatées sur la plupart des installations étrangères. Il faut en effet observer que la réglementation française est seule à exiger une visite complète lors du premier rechargement des cuves de réacteur. Les réglementations étrangères, notamment américaine et allemande, ne préconisent que des visites annuelles par parties successives ou par sondages représentatifs de l'état général des matériaux. Dans le cas de Fessenheim 1 il s'agissait de la première visite complète en France d'une tranche PWR de grande puissance et il était, dans ces conditions, difficile d'éviter les perturbations et difficultés techniques engendrées par les phénomènes habituels d'apprentissage. L'arrêt de la tranche 2 de Fessenheim, qui a duré 14 semaines, est plus représentatif des contraintes réelles à prendre en compte pour le premier rechargement des tranches futures, et notamment de celles qui résultent de l'entretien des matériels conventionnels ; cette durée fait apparaître le caractère réaliste de l'objectif de 12 semaines préconisé, pour le premier arrêt, par la Commission pour la Production d'Electricité d'Origine Nucléaire. Il convient, d'autre part, de rappeler que les arrêts annuels pour rechargement, autres que le premier arrêt décennal, donnent lieu à des contrôles plus limités et devraient donc être sensiblement plus courts.

Enfin l'expérience des premiers arrêts devrait permettre également de prendre une mesure plus exacte du problème que pose la gestion des personnels d'entretien. La

mise en place par Electricité de France de nouvelles structures régionales pour l'entretien des tranches nucléaires avec des équipes banalisées susceptibles d'intervenir en tant que de besoin sur les installations constitue sans doute un premier élément de solution.

A la fin de 1979 les centrales nucléaires françaises en service ou en construction intéressent 17 sites. Quatre sites supplémentaires sont en cours d'instruction (Belleville - Le Pellerin - Nogent sur Seine et Penly) et trois autres au stade des procédures préliminaires (Golfech, Plogoff et Chooz). L'ensemble de ces 24 sites représente un potentiel important -de l'ordre de 90 000 MWe- dans la mesure où toutes les procédures en cours aboutiront à des autorisations de construction. A cet égard, la commission souligne l'importance des travaux de la Commission Interministérielle chargée de la coordination des procédures nucléaires dont l'efficacité se traduit déjà par le respect des calendriers normatifs attachés à chacune des procédures. Les délais en cause et la durée des travaux préparatoires ne permettent pas toutefois d'envisager qu'une souplesse dans la localisation géographique des tranches puisse intervenir avant la fin de l'année 1982. L'engagement courant 1980 des études pour deux sites nouveaux devrait permettre de conforter le portefeuille des disponibilités et autoriser une réduction souhaitée de la vitesse de saturation des sites : la planification et l'organisation des chantiers devraient être ainsi facilitées et permettre un meilleur contrôle du coût des travaux correspondants.

- Exécution des programmes électronucléaires dans le monde

Au 31 Juillet 1979, il y avait en fonctionnement dans le monde 242 unités de production électronucléaire représentant une puissance totale nette de 125 000 MWe. Depuis 1970 cette puissance totale installée augmente régulièrement en moyenne de 15 % par an, pourcentage qui devrait se maintenir jusqu'en 1985 mais s'infléchir à partir

de cette date compte tenu de la stagnation depuis 1975 du niveau des commandes de centrales nucléaires par les producteurs d'électricité.

Les prévisions faites en 1979 de puissance électrique nucléaire installée dans le monde en 1985 et au delà apparaissent de nouveau en retrait par rapport aux prévisions antérieures. Cela traduit moins une nouvelle détérioration de la situation qu'une prise en compte dans les prévisions officielles des retards constatés dans les réalisations.

Le trouble introduit dans l'opinion publique internationale par l'accident survenu en Mars 1979 à la centrale nucléaire de Three Mile Island conduirait à prévoir un nouveau ralentissement du développement des programmes nucléaires mondiaux si le rebondissement de la crise pétrolière à la fin du premier semestre 1979 et les orientations retenues à Tokyo par les Chefs d'Etat des principaux pays industrialisés en faveur de l'énergie nucléaire n'inclinaient pas à penser que pourrait rapidement se dessiner une reprise des programmes électronucléaires.

Il est un fait que les prévisions actuelles, au plan mondial, pour 1985 sont inférieures de plus de 50 % aux prévisions faites aux lendemains de la crise pétrolière de l'automne 1973. Cela représente un glissement moyen d'environ 5 ans dont les conséquences nocives sur les économies concernées n'apparaîtront qu'à terme compte tenu de la réduction des taux de croissance observée depuis 1974. Les efforts entrepris dans le monde occidental pour retrouver les conditions d'une reprise économique, les objectifs poursuivis en ce qui concerne le contenu des bilans énergétiques appellent l'engagement de nouveaux équipements électronucléaires. Les premières années 1980 devraient à cet égard marquer un tournant décisif.

Le temps qu'il faudra aux Etats-Unis pour surmonter définitivement le traumatisme d'Harrisburg est cependant une inconnue même si les experts s'accordent aujourd'hui au plan international pour considérer qu'il n'y a lieu de remettre en cause ni les principales options techniques de conception et de construction des tranches de la filière à eau légère pressurisée, ni les principes directeurs des études de sûreté. Les conclusions des premières analyses de l'accident font toutefois apparaître la nécessité d'un approfondissement de la réflexion sur l'interface entre les conditions de conception et de réalisation des installations et leurs conditions d'exploitation. La clarté des règles d'exploitation notamment pendant le déroulement d'un incident, le rôle des automates, la quantité et la qualité des informations transmises en salle de commande, la formation des personnels peuvent interférer les uns avec les autres et constituer un ensemble dont l'efficacité peut faire l'objet d'améliorations.

En ce qui concerne les actions de la puissance publique, les événements survenus à Harrisburg constituent une expérience vécue dont il convient de tirer le meilleur profit pour la mise au point des plans d'intervention en cas d'accident et le renforcement des moyens nécessaires, notamment en matière de transmissions.

Les mêmes événements ont mis en évidence l'extrême sensibilité de l'opinion publique à l'égard de l'énergie nucléaire. Il en résulte la nécessité pour les exploitants et pour les administrations responsables à un titre ou à un autre de la sécurité des populations de porter la plus grande attention à la qualité et aux conditions de diffusion de l'information en cas d'incident d'origine nucléaire.

2 - HYPOTHESES

Devant les fortes incertitudes affectant les perspectives, à moyen et long terme, des prix de l'énergie et de l'activité économique, la Commission a estimé utile d'explorer les conséquences d'une large gamme d'hypothèses, suffisamment contrastées pour faire apparaître les principaux éléments à prendre en considération dans les choix.

Cette démarche est donc la même que celle qui avait été adoptée par la Commission en 1978. Toutefois, alors que les dernières années avaient été marquées par une stabilité des prix des produits énergétiques, le premier semestre de l'année 1979 a connu une évolution extrêmement rapide des prix des produits pétroliers, qui s'inscrit probablement dans une tendance à long terme inéluctable, mais qui a été rendue conjoncturellement possible par un excédent de la demande sur l'offre, consécutif à l'arrêt temporaire des exportations iraniennes.

Devant cette situation, la Commission a estimé qu'il ne lui était pas possible de reconstruire un jeu d'hypothèses entièrement nouvelles, à partir des données les plus actuelles et des tendances qui apparaissent les plus vraisemblables aujourd'hui ; elle a en effet considéré qu'elle ne disposait pas d'un recul suffisant pour apprécier à quel niveau les prix de l'énergie allaient s'équilibrer dans les 2 ou 3 années qui viennent, en valeur réelle. L'expérience des quelques années qui ont suivi 1973 a montré, en effet, que le nouveau niveau d'équilibre dépendait de paramètres extrêmement complexes, qui ne relèvent pas tous des seuls aspects énergétiques : évolution générale du niveau d'activité économique des pays consommateurs, dérives relatives des cours des différentes monnaies, par exemple.

En examinant à nouveau les hypothèses qu'elle avait retenues lors de sa précédente session, la Commission a toutefois estimé qu'il n'est pas réaliste d'envisager un scénario de stabilisation définitive du prix du pétrole au niveau de ceux de 1978, et qu'il convenait d'examiner les conséquences d'une nouvelle hausse très brutale des prix des produits pétroliers intervenant dans les cinq ans à venir.

La Commission rappelle que les chiffres qu'elle retient comme hypothèses ne sont pas des prévisions, ni à court terme, ni à moyen terme, mais servent à encadrer les valeurs possibles de l'évolution des prix des produits énergétiques d'ici la fin du siècle dans le but d'analyser les différentes stratégies possibles pour la production d'électricité.

Par ailleurs, les estimations de certaines données importantes pour la détermination du niveau des programmes, notamment de celles concernant le fonctionnement des centrales nucléaires (disponibilité moyenne et durée des arrêts programmés pour entretien-rechargement) et de celles concernant les fluctuations conjoncturelles du niveau de la consommation électrique, sont entachées de certaines marges d'incertitude que la Commission s'est efforcée d'apprécier afin d'en déterminer les conséquences sur le niveau des programmes.

A - Evolution des prix des énergies fossiles

Quatre scénarios ont été esquissés jusqu'en l'an 2000 pour essayer de cerner les évolutions possibles des prix de l'énergie. Deux scénarios, H1 et H'1

correspondent à des évolutions régulières et continues de ces prix ; les deux autres, H2 et H'2, comportent deux périodes d'évolution régulière encadrant un doublement brutal survenant soit en 1985, soit en 1990 ; les valeurs sont exprimées en F. du 1er.1.1979.

- le scénario H1 correspond à une stabilisation en Francs courants des prix du pétrole pendant deux ans aux niveaux qui sont atteints à la fin du premier semestre 1979, suivie d'une stabilité en Francs constants jusqu'en 1985. Après 1985 il suppose une hausse régulière et continue de 2 % par an en Francs constants. En 1990, le pétrole atteint 6,0 c/th, soit 19 dollars le baril, sur la base d'un cours du dollar à 4,25 F.
- le scénario H'1 voisin du précédent est celui d'une stabilité en Francs constants jusqu'en 1985, suivi d'une hausse de 2 % par an, ce qui conduit en 1990 à un prix du pétrole de 6,8 c/th (22 dollars le baril).
- le scénario H2 est identique au scénario H1 jusqu'en 1990. A cette date, le prix du pétrole passe brusquement de 6 à 11 c/thermie (soit sensiblement 35 dollars le baril).
- le scénario H'2 est identique au précédent, un saut brutal du prix du pétrole survenant toutefois dès 1985.

Pour l'ensemble des ces scénarios, il a été admis, comme lors de la précédente session, que le décote entre le fuel lourd et le pétrole se situerait au niveau de 1,3 c/th et que l'évolution des prix du charbon serait semblable à celle du fuel. La Commission a toutefois examiné les conséquences d'une évolution plus lente des prix relatifs du charbon.

Le tableau suivant résume ces hypothèses :

(	:					:					:				
(	:	1985				:	1990				:	2000			
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:					:				
(	:					:									

nucléaires, qu'on peut estimer à 1 % en analysant l'effet des formules de mise à jour du devis de Paluel, et d'autre part d'une meilleure évaluation de la centrale, entraînant une modification des quantités mises en oeuvre.

A partir du coût prévisionnel de la centrale de Saint-Alban, il est possible d'établir une estimation du coût de développement du nucléaire, qui est par définition le coût moyen de la centrale nucléaire mise en service en 1990. On a supposé, pour l'établir, que les tranches à mettre en service se répartissaient également entre bord de mer et bord de rivière, et entre paire n° 1 et paire n° 2 sur un même site. Compte tenu de la variation des prix en fonction du volume annuel des engagements, ce coût est fonction du rythme moyen du programme. Pour déterminer le coût moyen de référence, il a été supposé que le rythme serait de l'ordre de 4 500 MWe par an. Un calcul mené dans les mêmes conditions que l'année précédente conduit à une première estimation du coût de développement du nucléaire de 3 328 F/kW (Francs du 1.1.1979).

Toutefois, cette évaluation reste affectée de certaines incertitudes, qui tiennent notamment à ce que les centrales du palier de 1 300 MWe sont encore un produit dont la définition est susceptible d'évoluer, et dont il n'existe d'ailleurs aucun exemplaire achevé. (La mise en service de la tête de série du palier n'interviendra qu'en 1983).

D'une part, un certain nombre de facteurs sont susceptibles d'entraîner une évolution de ce coût supérieure à celle de l'indice général des prix du PIB : pa

exemple la modification de certaines spécifications techniques ou administratives, ou une conjoncture défavorable entraînant, compte tenu de la structure des coûts du nucléaire une dérive supérieure à celle du P.I.B. Electricité de France estime que, sous réserve d'un effort particulier de stabilisation des règles de conception et de construction d'une analyse plus systématique des bilans des coûts et des avantages des modifications envisagées, une majoration de 10 % donne une bonne indication de l'évolution possible des coûts de réalisation des centrales de ce type. D'autre part, il apparaît possible à Electricité de France de réoptimiser la définition des centrales de type P4, en vue de réaliser certaines économies de construction, tout en préservant les conditions d'exploitation. C'est ainsi que la définition d'un projet dérivé, appelé P'4 a été lancée en Juillet 1978 ; Electricité de France estime que le passage de P4 à P'4, qui se traduit en particulier par une simplification de certains systèmes et un allègement des structures, devrait permettre, toutes choses égales par ailleurs, une diminution de 5 % environ du coût d'investissement. Les études relatives à ce projet doivent cependant se poursuivre tant avec l'ensemble des services d'E.D.F. concernés qu'avec les constructeurs et les autorités administratives ayant à en connaître.

Au total, et dans les conditions qui viennent d'être précisées, la Commission estime qu'une valeur de 3 500 F/kW peut être retenue pour le coût de développement de référence.

Sa décomposition, aux conditions économiques du 1er Janvier 1979, est la suivante :

- Coût de construction (rythme de base du contrat de la chaudière),	2 558 F
- Frais de maître d'oeuvre,	128 F
- Intérêts intercalaires (au taux d'actualisation de 9 %),	671 F
- Frais de pré-exploitation,	<u>51 F</u>
- Coût moyen au rythme de base du contrat de la chaudière (6 000 MWe par an),	3 408 F
- Coût moyen pour un rythme de 4 500 MWe/an,	3 469 F
- Provision pour démantèlement (correspondant aujourd'hui à 620 F/kW pour une dépense dans 35 ans),	<u>31 F</u>
- Coût de développement de référence.	3 500 F

Il est toutefois apparu, comme en 1978, souhaitable de tester les conséquences qu'aurait une évolution plus rapide des coûts d'investissement du nucléaire, pouvant atteindre, à partir du coût actuel du projet P4, un rythme moitié de celui observé dans le passé (soit 3,5 % par an en moyenne) pour tenir compte de l'expérience acquise. Cette évolution pourrait, par exemple, être le résultat d'une dérive propre des coûts du nucléaire voisine de celle précédemment constatée, et d'une modification des règles de conception et de construction. Cette hypothèse conduit, pour les centrales mises en service vers 1990, à un coût de l'ordre de 3 800 F/kW;

En définitive, la Commission a retenu, comme hypothèse de base une valeur du coût de développement du nucléaire de 3 500 F/kW, en testant toutefois les conséquences d'une valeur supérieure d'environ 8 %.

2. Charges d'exploitation

Les charges moyennes d'exploitation d'une centrale nucléaire, comportant 4 tranches de 1 300 MWe, sont estimées, aux conditions économiques du 1er Janvier 1979, pour un couplage en 1985, et avec un taux d'actualisation de 9 %, à :

. Charges fixes : 112 F/kW/an (dont 35 F/kW d'impôts et taxes)

. Charges proportionnelles : 0,09 c/kWh (dont 0,086 c/kWh d'impôts et taxes).

Pour les centrales mises en service au delà de 1985, il est admis une dérive propre de ce poste de l'ordre de 3 % par an.

Par rapport aux hypothèses retenues en 1978, on observe une dérive des charges fixes, en francs constants de 6 % qui résulte d'une meilleure connaissance des effectifs nécessaires, et d'un ajustement du calcul de la taxe professionnelle.

Ces chiffres sont cohérents avec une durée des arrêts programmés pour entretien et rechargement de 8 semaines.

3. Coût du cycle

a) Enrichissement et fabrication des combustibles

Les incertitudes sur l'enrichissement et la fabrication des combustibles apparaissent réduites et il paraît raisonnable d'escompter pour chacun de ces postes une diminution en francs constants reflétant les progrès techniques que l'on peut attendre pour des procédés industriels bien maîtrisés.

Les hypothèses retenues en 1978 ont donc été reconduites :

. Conversion	25 F/kg d'U	
. Enrichissement	605 F/UTS	dérive de - 1% par an de 1980 à 1990
. Fabrication	890 F/kg d'U	dérive de - 2% par an jusqu'à atteindre un plancher de 600 F/kg d'U.

b) L'uranium

Les incertitudes sur l'évolution future des prix de l'uranium au delà de 1985 restent, comme l'année précédente, fortes et les avis des experts partagés.

L'évolution des prix de l'uranium s'est caractérisée en 1978 par une stabilisation des prix "spots" autour de 42 \$/lb U308 (470 F/kg U pour 1 \$ = 4,30 F), et une augmentation progressive des prix de livraison à terme qui tendent à se rapprocher des prix "spots". En fait les prix "spots" ont tendance à baisser en valeur constante, en particulier à cause de l'affaiblissement de la valeur du dollar.

Pour ce qui est de l'évolution à long terme

des prix de l'uranium il serait évidemment difficile et hasardeux de se livrer à des pronostics. Les prix d'avant 1973 étaient vraisemblablement trop faibles pour permettre de supporter un développement important de l'industrie de l'uranium. L'augmentation des prix constatés depuis, comporte sans doute une part conjoncturelle non négligeable et on ne peut exclure à court et moyen terme certains retournements qui tiendraient compte notamment de la diminution des besoins liée à la réduction des programmes nucléaires mondiaux, et de l'apparition de nouveaux producteurs sur le marché. La Commission a notamment observé que les décisions qui seraient en définitive prises aux U.S.A. sur la poursuite d'un programme nucléaire auraient, compte tenu des volumes en cause, un impact important sur les cours.

Toutefois, l'importance des efforts de prospection à accomplir, le coût de mise en production des nouveaux gisements, le souci maintenant universellement affiché par les Etats de valoriser au mieux des ressources qui n'apparaissent plus comme inépuisables, rendent peu vraisemblable une importante et durable chute de prix. On peut penser que d'une manière générale les prix de l'uranium évolueront dans une certaine mesure en liaison avec les prix des sources d'énergie fossiles probablement avec certains décalages. Bien qu'ils ne paraissent avoir d'influence directe sur les prix, la Commission a pris acte avec satisfaction du déroulement des travaux de prospection d'uranium sur le territoire national.

Il est donc apparu à la Commission qu'il n'y avait pas d'élément nouveau susceptible de l'amener à retenir des hypothèses différentes de celles qu'elle avait retenues en 1978. Jusqu'à 1985, les tendances à la hausse qui pourraient résulter d'une évolution des prix des combustibles fossiles

et d'une éventuelle reprise des programmes électronucléaires mondiaux lui paraissent ne pas être susceptibles d'avoir un effet immédiatement sensible, compte tenu des délais de mise en oeuvre de ces programmes, et des stocks existants.

Au delà, plusieurs hypothèses ont été retenues, en fonction de l'évolution des prix des combustibles, selon le tableau suivant :

(En F/kg du 1.1.1979	:	1985	:	1990	:	2000	)
(-----	:	-----	:	-----	:	-----	)
(Scénario H1, H'1	:	520	:	575	:	700	)
(Scénario H2, H'2	:	520	:	575	:	1 040	)
(-----	:	-----	:	-----	:	-----	)

c) La fermeture du cycle

Si, sur le plan technique, les problèmes que posent le retraitement et le stockage à long terme des déchets doivent, aux yeux de la commission, trouver sans difficultés majeures des solutions satisfaisantes, les incertitudes sur les prix lui apparaissent encore importantes.

Les incertitudes affectant les prix du plutonium sont également apparues importantes, et seule une analyse très détaillée des différentes stratégies envisageables

pour la fermeture du cycle, en fonction des plages possibles pour les coûts du retraitement et du stockage à long terme des déchets, et des stratégies possibles de réutilisation du plutonium, permettraient d'en restreindre le champ.

En attendant, le résultat de ces études complexes, la commission a retenu, pour le retraitement, une hypothèse de 3 000 F/kg d'U, compte tenu des orientations générales à la hausse des estimations nationales et mondiales de ce coût. Elle a estimé devoir retenir, pour le prix du plutonium, les mêmes hypothèses qu'en 1978, à savoir une évolution de 60 F/g en 1985 à 100 F/g en 2000. Une valorisation supérieure du plutonium, de 80 F/g à 130 F/g lui paraît cependant avoir sensiblement la même vraisemblance notamment en cas d'évolution rapide des prix des combustibles. Son incidence serait toutefois limitée à 0,05 c/kWh.

La commission a noté, en outre, que si des incertitudes importantes demeurent sur les coûts de fermeture du cycle, la sensibilité du coût du kWh nucléaire à ces incertitudes est réduite.

L'ensemble des hypothèses retenues pour le cycle de l'uranium conduisent aux coûts de cycle suivants, pour un fonctionnement en base :

Coût du cycle c/kWh	Pour des centrales mises en service	
	en 1985	en 1990
H1 et H'1	3,82	3,91
H2 et H'2	4,21	4,75

Compte tenu de la dérive monétaire, ces hypothèses sont en ligne avec celles que la commission avait retenues en 1978.

C - Coût de référence du thermique classique

1. En l'absence d'un programme industriel de construction de centrales thermiques au charbon, la commission dispose pour établir une évaluation des points de références suivants :

- l'actualisation des coûts des dernières centrales construites au titre du palier 600 et 700 MW, en fonction de la dérive de l'indice des prix de la P.I.B.,

- la centrale de Carling que les Houillères du Bassin de Lorraine ont été autorisées à engager en 1978,

- la centrale du Havre IV, qu'Electricité de France a été autorisé à engager en 1979.

La première méthode, qui conduirait à un coût

de l'ordre de 2 100 F/kW pour le thermique charbon, a été abandonnée en 1978 par la commission, compte tenu de l'éloignement dans le temps des dernières centrales construites, et donc de son caractère artificiel.

2. En 1978, la commission a donc estimé le coût du thermique charbon à partir des coûts de Carling et du Havre IV, étant précisé que pour le Havre IV il ne s'agissait que des premières estimations résultant d'études internes à E.D.F.

Dans les deux cas, la méthode avait conduit, à partir des coûts constatés pour ces deux centrales, à évaluer le coût d'une centrale moyenne en apportant les correctifs suivants :

- tenir compte, pour Carling, du fait que cette centrale est équipée pour brûler les bas produits, ce qui entraîne un surcoût qui avait été estimé à 10 % ;

- tenir compte, pour le Havre IV, des ouvrages déjà existants sur le site du Havre, ce qui entraîne une économie estimée par E.D.F. à 20 % par rapport à une tranche isolée ;

- tenir compte dans les deux cas, d'une réduction des coûts estimés à 12 % lorsqu'on réalise non pas des tranches isolées, mais des paires de tranches ;

- tenir compte, enfin, d'une réduction des coûts de l'ordre de 5 à 15 % liée à un éventuel effet de rythme. Toutefois, la prise en compte de cet effet ne prend tout son sens que dans la comparaison d'un programme tout nucléaire et d'un programme tout thermique.

Par ailleurs, la commission avait noté que des incertitudes subsistaient sur les contraintes de désulfuration et de dépoussiérage des fumées qui pouvaient être imposées à l'avenir. Aux U.S.A., on estime que les investissements complémentaires qui pourraient s'avérer nécessaires majoreraient d'environ 15 % les coûts, certaines études allant jusqu'à 20 %.

L'ensemble de ces données avait conduit la commission à retenir une fourchette de l'ordre de 2 030 F/kW à 2 550 F/kW, soit, en Francs du 1er Janvier 1979, 2 225 F/k à 2 790 F/kW.

3. Tandis que les coûts de construction de la centrale de Carling n'ont pas, à la date du 1er Septembre 1979, évolué, E.D.F. dispose maintenant d'une évaluation beaucoup plus précise du coût de la centrale du Havre IV, fondée sur les réponses des constructeurs aux offres. Complétée par une meilleure appréciation des délais probables de réalisation, et donc des intérêts intercalaires, elle conduit à une augmentation en Francs constants de 9,5 %. Cette évolution fondée sur une meilleure connaissance d projet, apparaît contradictoire avec la stabilité constatée pour les coûts de Carling. Toutefois, il convient d'observer que la méthode adoptée conduit à une marge d'incertitude importante, car les deux centrales à partir desquelles on évalue le coût d'une centrale de référence ont des particularités très importantes. Par ailleurs, les dernières analyses faites sur Carling montrent que le surcoût lié à la possibilité de brûler des bas produits est peut-être inférieur à 10 %, tandis que les effets de site dont bénéficie cette centrale ont pu être légèrement sous évalués. Ces considérations conduiraient à rapprocher les résultats du calcul fait à partir de Carling de celui fait à partir du Havre IV.

Il apparaît donc possible de retenir une fourchette de l'ordre de 2 450 F/kWe à 3 200 F/kWe, faisant apparaître une hausse, en Francs constants, de 9,5 % par rapport à 1978.

Pour conduire les calculs, une valeur moyenne de 2 650 F/kW a été retenue, correspondant à des séries de 2 à 3 tranches par an, et n'incluant pas les majorations éventuelles dues à la désulfuration ou au dépoussiérage des fumées, mais une certaine part d'aléa pour effet de dérive de prix ou de sites éventuels. La commission estime toutefois que des investissements importants de désulfuration et de dépoussiérage seraient rapidement rendus indispensables en cas de réalisation d'un programme de centrales fonctionnant au charbon.

Le coût d'investissement des centrales à fuel a été estimé, dans les mêmes conditions, à 2 300 F/kW, en admettant, comme les années précédentes, une décôte de 16 % par rapport au thermique charbon.

Enfin, les devis les plus récents établis à partir des propositions des constructeurs pour les turbines à gaz font apparaître une valeur de 1 700 F/kWe, en augmentation de 12,3 % en francs constants par rapport à la valeur retenue en 1978.

Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation du thermique classique sont estimées, pour un taux d'actualisation de 9 %, et en Francs du 1er Janvier 1979 à :

(	:	Thermique	:	Thermique	:	Turbine à	)
(	:	fuel	:	charbon	:	Gaz	)
(	:	couplage 1985	:	couplage 1985	:	Couplage 1985	)
(	:		:		:		)
(	:		:		:		)
(	:	Charges fixes	:		:		)
(	:	en F/kW/an	:	105	:	120	)
(	:		:		:	59	)
(	:		:		:		)
(	:	Charges proportionnelles	:		:		)
(	:	en c/kWh	:	0,11	:	0,11	)
(	:		:		:		)

L'augmentation constatée -4 % en Francs constants pour le thermique charbon- provient d'un réajustement des organigrammes et du calcul de la taxe professionnelle.

Charges de combustibles

Ces charges résultent des hypothèses, évoquées ci-dessus, sur l'évolution des coûts des combustibles fossiles.

Les consommations spécifiques sont de 2,35 th/kWh pour le charbon et le fuel, et 3,4 th/kWh pour les turbines à gaz.

D - Hypothèses de consommation d'électricité

La Commission disposait pour choisir les hypothèses de consommation d'électricité à moyen et long terme des travaux de la Commission de l'énergie du 7e Plan qui a proposé des bilans énergétiques complets à l'horizon 1985 et 1990, dans deux hypothèses de croissance économique : une croissance soutenue, de l'ordre de 4 %/an en moyenne et une croissance plus modérée de 3 %, en ligne avec celle que nous connaissons depuis 1974.

La Commission a donc retenu deux scénarios de consommation d'électricité en ligne avec ceux définis par la Commission de l'Energie :

- le premier comporte une consommation de l'ordre de 355 TWh en 1985, 450 TWh en 1990 et 650 à 700 TWh à l'horizon 2000.
- le second se traduit par la consommation de 325 TWh en 1985 400 TWh en 1990 et 530 à 580 à l'horizon 2000.

Les consommations d'électricité proposées par la Commission de l'Energie étaient les consommations minimales nécessaires pour atteindre les objectifs de réduction des importations de pétrole qui lui étaient assignés. La Commission estime que l'évolution des prix relative des différentes formes d'énergie peut rendre possible à l'horizon 1990 et 2000 une part plus importante de l'électricité dans le bilan énergétique français notamment en cas de croissance économique relativement lente, afin de desserrer la contrainte énergétique qui pèserait sur l'activité nationale. La Commission n'a toutefois pas tous les éléments d'appréciation pour évaluer la possibilité, l'intérêt économique global et les conséquences d'une telle évolution et elle souhaite que les travaux du 8e Plan en comportent une étude précise.

E - Evolution du parc de production

Compte tenu des analyses les plus récentes sur la disponibilité des équipements de production et les délais de réalisations de ceux en cours de construction la puissance garantie qu'ils apporteraient pour l'hiver 1984 - 1985 est de 56 GW. Au titre des décisions prises en 1979, il est simplement tenu compte pour cette évaluation de l'engagement décidé au début de l'année de deux paires de turbines à gaz de 90 MW chacune.

3 - PROGRAMMES ELECTRONUCLEAIRES ENVISAGEABLES A MOYEN TERME

1. Evolution à moyen et long terme

La bonne réalisation du programme électronucléaire, notamment la maîtrise de ses délais et de ses coûts nécessite de disposer à temps d'un ensemble de sites en nombre suffisant, et suppose une programmation des commandes permettant aux industriels concernés d'adapter leur outil de production. Il est donc important d'essayer de cerner le volume des programmes envisageables à moyen et long terme. Plus particulièrement, il apparaît donc souhaitable d'arrêter rapidement le volume global du programme 1982 - 1983, qui comprendra des centrales PWR 1 300 MWe correspondant au même palier technique que celles du programme 1980 - 1981 déjà décidé par le Gouvernement. La Commission rappelle que, compte tenu des délais d'approvisionnement, les dates d'engagements des différentes tranches nucléaires devront être déterminées de façon précise environ un an à l'avance.

Toutefois, les délais en cause rendent cet exercice difficile. Compte tenu des délais de construction de l'ordre de six ans, les choix qui sont à faire maintenant concernent des tranches mises en service en 1988 et 1989.

Comme les années précédentes, la Commission a examiné les programmes économiquement envisageables en recherchant, dans le cadre des hypothèses retenues, et précisées dans le chapitre précédent, les programmes nécessaires pour satisfaire la consommation avec une qualité de service suffisante et minimiser le coût global actualisé à long terme, ce coût étant défini comme la somme actualisée des coûts d'investissement, des dépenses d'exploitation et du coût des défaillances éventuelles.

A l'aide des modèles généraux nécessitant le recours à des moyens informatiques pour la réalisation des calculs, la Commission a ainsi pu tenter d'apprécier le champ des évolutions à moyen et long terme en fonction des perspectives énergétiques et économiques. Des calculs plus simplifiés lui ont permis d'étudier la sensibilité des résultats pour des évolutions des différentes hypothèses autour des valeurs retenues. Ces hypothèses sont essentiellement les coûts de réalisation et d'exploitation des centrales de production d'électricité, le prix des combustibles fossiles et la consommation d'électricité.

Les différents calculs ont été conduits conformément aux recommandations du Commissariat Général au Plan avec un taux d'actualisation de 9 %. Les principales conclusions qui sont dégagées de ces études sont les suivantes :

- a) L'évolution de la consommation est un des paramètres essentiel du niveau des programmes à engager à moyen et long terme. En effet dans le cas d'une consommation forte de l'ordre de 450 TWh en 1990 et 650 à 700 TWh en l'an 2000 les programmes à engager d'ici 1995 s'élèvent en moyenne à des valeurs comprises entre 5 100 et 5 500 MW/an suivant les valeurs retenues pour les autres hypothèses. A ce programme sont associés des programmes thermiques classiques de l'ordre de 4 GW à mettre en service d'ici 1985 et 10 à 15 GW d'ici la fin du siècle.

Pour une hypothèse faible de la consommation d'électricité, de l'ordre de 400 TWh en 1990 et 530 à 580 en l'an 2000, le niveau moyen annuel des programmes nucléaires à engager varie à 3 000 à 3 500 MW auquel il convient d'ajouter au total 10 à 15 GW de moyens classiques à mettre en service après 1985.

- b) Le niveau annuel des programmes nucléaires augmente environ de 400 MW/an lorsque les hypothèses sur les combustibles passent de H1 à H'2 (c'est-à-dire que le prix du pétrole varie de 6 à 11 c/th en 1990 et 7,4 à 11 en 2000).
- c) Le niveau des programmes optimaux diminue de 100 MW/an dans le cas d'une augmentation du coût de l'investissement nucléaire de l'ordre de 8 %.

Ces résultats peuvent être interprétés de façon relativement simple. Pour satisfaire les besoins nouveaux, les centrales nucléaires sont le moyen de production le plus économique, du moins lorsqu'elles fonctionnent plus de 3 400 heures par an(1). Les puissances complémentaires appelées pendant une durée inférieure sont assurées par des moyens classiques existants -et rendus disponibles par l'introduction des centrales nucléaires- ou à construire. La consommation est le paramètre principal. Mais l'introduction d'une centrale nucléaire, à consommation constante, permet également de réaliser des économies de combustibles. Cette substitution doit être d'autant plus rapide que les prix des combustibles augmentent, et est ralentie par une augmentation des coûts d'investissement.

(1) Pour cette durée de fonctionnement une centrale au charbon ne serait économiquement justifiée que sur la base, pendant sa durée de vie, d'un prix du charbon de 2,6 c/th, inférieur au prix constaté aujourd'hui.

2. Programmes 1982 - 1983

Les délais techniques nécessaires avant l'engagement des tranches nucléaires et l'intérêt d'avoir une programmation précise sur une durée aussi longue que possible des centrales correspondant à un même palier technique rend souhaitable de préciser dès maintenant le nombre d'engagements nécessaires pour les années 1982 et 1983. Cette procédure doit être bien entendue complétée par un examen annuel des programmes. Au vu des dernières informations disponibles, il conviendra le cas échéant de peser soigneusement les avantages et les inconvénients d'une inflexion par rapport aux programmes initialement décidés.

Dans toute cette analyse où intégrera dans le programme 1982, d'une part, un réacteur de 1 300 MWe dont l'engagement, conformément à la décision d'accélération du programme électronucléaire, sera anticipé au 2e semestre de 1981, d'autre part, un réacteur de 900 MWe correspondant à la deuxième tranche de la dernière paire du palier de 900 MW engagée en 1981.

La première approche consisterait à déterminer, comme dans l'analyse qui précède, le programme optimum à engager pendant les années 1982 et 1983, en fonction de différents jeux d'hypothèses.

Les résultats de cet exercice sont résumés dans le tableau suivant, dans un scénario d'évolution modérée des prix des combustibles (H'1) :

combustibles fossiles. C'est pourquoi le programme 1982 - 1983 est particulièrement sensible à ce paramètre, beaucoup plus que les programmes à moyen et long terme.

- dans les années qui précèdent, les programmes ont été ajustés en fonction de l'hypothèse haute de consommation, ce qui correspondait d'ailleurs à la croissance de la consommation d'électricité observée depuis 1973. Même si, en moyenne et à long terme, l'écart entre les programmes liés aux deux hypothèses est de 2 000 MWe par an, l'ajustement qui devrait être opéré en 1982 et 1983 si l'hypothèse basse était retenue comme plus vraisemblable entraînerait naturellement un écart beaucoup plus important : 3 900 MWe pour chacune des deux années.

Comme les années précédentes, la Commission a donc recherché une analyse plus globale, afin de comparer les différentes stratégies possibles dans un avenir économique particulièrement incertain. Pour cela, elle s'est efforcée de classer ces stratégies en appliquant le critère dit du "minimax regret". Elle souligne que cette méthode d'analyse n'est qu'un guide, particulièrement utile car il permet de comparer les avantages et les inconvénients des décisions possibles, qui ne peut déterminer à lui seul les choix mais peut utilement, combiné à d'autres critères, les éclairer. Le principe de la méthode consiste à calculer, pour chaque "décision initiale" et chaque scénario sur l'environnement économique, le surcoût de cette décision par rapport à la décision optimale qui aurait été prise si l'avenir économique avait été, dès l'origine, parfaitement connu.

Pour chaque décision on peut donc calculer les différents surcoûts associés à différents scénarios

économiques pour l'avenir. On peut estimer qu'une décision est meilleure qu'une autre si le regret maximum qui lui est associé est inférieur. C'est la définition du critère du "minimax regret".

Pour mener cette étude, deux hypothèses extrêmement importantes ont été faites :

- a) Il a été supposé que l'information sur les perspectives de consommation serait parfaite dès la fin de 1981. Compte tenu de cette hypothèse et des possibilités de réadaptation qui en découlent, il n'apparaît pas dans l'étude d'écart dramatique, d'ailleurs difficiles à quantifier, entre la demande et les moyens de production. Toutefois certains membres de la Commission ont estimé que cette hypothèse n'était pas nécessairement réaliste et qu'il devait en être tenu compte dans l'analyse des résultats.
- b) Il a été estimé qu'il était possible de modifier le programme nucléaire initialement décidé de plus ou moins une tranche de 1 300 MW en 1983, et de réaliser des moyens complémentaires éventuellement nécessaires dans un délai de 3 ans. (turbines à gaz ou centrales à charbon). Electricité de France a fait observer que ce délai ne pourrait être tenu que dans des circonstances extrêmement favorables.

En cas de sous équipement initial, le programme 1983 est majoré d'une tranche, un programme complémentaire est engagé, et les défaillances restent plus importantes que dans le programme optimal.

En cas de suréquipement, il y a, par rapport au programme optimal, un surcoût dû à l'anticipation des investissements, partiellement compensé par des économies de combustible et de défaillance, et par des exportations d'électricité vers des pays voisins qui ont une structure de production différente de la notre.

L'analyse a d'abord été faite dans le cadre de l'hypothèse H'1 d'évolution des prix des combustibles, qui est une hypothèse modérée, conduisant à un prix du pétrole constant en francs constants jusqu'en 1985, puis augmentant ensuite de 2 %/an. Cette analyse est résumée par le tableau suivant (1), qui indique comment varient les regrets (en millions de francs).

	DECISION :									
	INITIALE :									
	1 x 900 (CHINON B4) +									

	7x1300	7x1300	7x1300	6x1300	6x1300	6x1300	5x1300	5x1300	5x1300	5x1300
(TENDANCE	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
(DE	4 GW	3 GW	2 GW	4 GW	3 GW	2 GW	4 GW	3 GW	2 GW	2 GW
(CONSOMMATION	-----									
(	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
(358 - 451 TWh	0	0	820	80	80	900	200	200	1 100	
(	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
(325 - 400 TWh	2 400	1 600	930	2 200	1 400	655	2 000	1 400	700	
(	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:

Dans ce cadre d'hypothèses, le programme le meilleur, au sens du critère, comprend l'engagement d'une tranche de 900 MWe, 6 tranches de 1 300 MWe, et la mise en service d'ici 1985 de 2 GW de moyens complémentaires.

(1) le tableau ne comprend pas les résultats des calculs dans le cas de 2, 3 ou 4 tranches nucléaires, qui donnent des résultats moins bons au sens du critère.

a) La Commission a cherché à évaluer la "meilleure" stratégie si l'on introduit une incertitude sur les prix des combustibles entre H^1 et H^2 . Il est clair que les regrets maximaux apparaissent :

. pour un programme trop faible en cas de consommation forte et de prix élevés (H'2). Afin que cette analyse soit plus concluante, la Commission a limité, dans ce cas, la progression de la croissance d'électricité à 3,4 % par an entre 1985 et 1990, au lieu de 4,7 %.

[illegible]

En admettant donc à la fois une incertitude sur les prix des combustibles et sur la consommation, le programme optimal au sens du critère comprend 1 tranche de 900 MWe, 8 tranches de 1 300 MWe et 2 GW de moyens

classiques.

En limitant l'incertitude sur les prix du pétrole à une variation entre 2 % et 4 % par an, une analyse analogue conduit à un programme de 7 tranches de 1 300 MWe et 2 GW de moyens classiques.

b) Electricité de France estime qu'il est possible, en termes de risques, que la stabilisation des délais de réalisation des tranches de 1 300 MWe ne se fasse pas aussi rapidement qu'il est programmé. La Commission a donc testé les conséquences d'un allongement de 6 mois de ces délais pour les tranches engagées avant 1984. Ce test, fait en supposant également une incertitude sur les prix du pétrole, conduit au résultat suivant :

(	PROGRAMME	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
(	1300 MWe	:	8	:	8	:	8	:	7	:	7	:	7	:
(		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
(	MC	:	3	:	2,5	:	2	:	4	:	3	:	2	:
(	HYPOTHESE	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
(		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
(	358-424 H'2	:	1000	:	1450	:	1400	:	1400	:	1600	:	2400	:
(		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
(	325-401 H'1	:	1740	:	1450	:	2400	:	2400	:	1600	:	930	:
(		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
(		:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:	:

La prise en compte de ce risque relatif aux délais de réalisation des premières tranches du palier 1 300 MW conduit donc à majorer le programme classique de 0,5 GW.

- c) Plusieurs membres de la Commission ont estimé d'une part que l'avenir ne serait pas certain en 1981, d'autre part que les délais de réalisation des programmes classiques atteindraient le plus souvent 4 ans. La prise en compte de ces risques conduit à majorer le programme complémentaire initial de 0,5 GW.
- d) Enfin, il est apparu à la Commission que, même dans un environnement économique morose, il pouvait être souhaitable, en termes de politique énergétique, de se donner les moyens d'une consommation relativement forte d'électricité, afin de diminuer la dépendance nationale vis-à-vis du pétrole. Cette circonstance serait particulièrement importante dans une hypothèse de croissance faible afin de tenter de desserrer la contrainte énergétique qui limite cette croissance. Une réduction de 5 % du taux de dépendance vis-à-vis des énergies importées en 1990 pourrait être possible par une augmentation de la consommation d'électricité, pour des usages bien choisis, d'environ 50 TWh.

°

°

°

Electricité de France estime, en conclusion de cette analyse, nécessaire d'engager un programme d'une tranche de 900 MWe, 8 tranches de 1 300 MWe, et 3 GW de moyens classiques. L'établissement considère que ce programme est celui qui garantit au mieux la collectivité contre l'ensemble des incertitudes qui affectent l'avenir ; il considère en outre que les tendances d'augmentation de la consommation observées depuis 1973, malgré une

croissance économique faible, rendent nécessaire la réalisation d'un programme compatible avec l'hypothèse de croissance soutenue de la consommation d'électricité.

Le représentant du Ministre de l'Economie et celui du Ministre du Budget, tout en adhérant à la nécessité -pour une bonne programmation industrielle- de définir de façon aussi précise que possible le programme nucléaire jusqu'en 1983, notent que des incertitudes importantes subsistent encore sur les besoins d'électricité; tandis que les contraintes financières liées à la réalisation du programme électronucléaire ne tendront pas à diminuer avant plusieurs années. Ils proposent donc de limiter les engagements fermes, à ce stade, à 1 tranche de 900 MWe, 6 tranches de 1 300 MWe -c'est-à-dire 5 en plus de celle dont l'engagement sera anticipé sur 1981- et 2 GW de moyens complémentaires. Ce programme pourrait éventuellement être complété ultérieurement par une tranche supplémentaire, aux yeux du représentant du Ministre de l'Economie ou deux tranches, pour celui du Ministre du Budget.

Le Commissaire Général au Plan souligne que l'incertitude majeure dans les dix ans à venir n'est pas la consommation d'électricité, mais le prix du pétrole et les quantités qui en seront disponibles. Il estime que, dans le cadre qui a été analysé par la Commission, la réalisation d'un programme nucléaire adapté est l'une des voies majeures pour desserrer la contrainte énergétique, et donc que le niveau du programme doit permettre d'accroître, autant que faire se peut, les marges de manoeuvre dont disposera notre économie d'ici dix ans.