

Kamer van Volksvertegenwoordigers

ZITTING 1984-1985

4 JUNI 1985

VOORSTEL VAN RESOLUTIE
in verband
met het elektriciteitsuitrustingsplan
1985-1995

VOORSTEL VAN RESOLUTIE
met betrekking tot het uitrustingsplan
voor elektriciteit 1985-1995

VOORSTEL VAN RESOLUTIE
betreffende het nationaal uitrustingsplan
voor produktie en transport
van elektrische energie 1985-1995

VERSLAG

NAMENS DE COMMISSIE
VOOR HET BEDRIJFSLEVEN (1)

UITGEBRACHT DOOR DE HEER MOORS

(1) Samenstelling van de Commissie :
Voorzitter : de heer Desaeeyere.

A. — Leden : de heren Ansoms, Beerden, Desmaret, Dupré, Les-
tienne, Moors, M. Olivier, Van Rompaey. — de heren Bossuyt, Bur-
geon, W. Claes, Coëme, De Batselier, Rigo, Urbain. — de heren Cor-
rois, Kubla, L. Michel, Petitjean, Spröckels, Verberckmoes. — de
heren Desaeeyere, Meyntjens.

B. — Plaatsvervangers : de heren Bockstal, Cardoen, Coppieters,
d'Alcantara, Meij, Devos, de heren Franck, Lemoine, Steverlynick, Wau-
thuy. — de heren Anselme, M. Colla, Collart, Mevr. Detiège, de heren
M. Harnegnies, Leclercq, Onkelinx, Temmerman. — de heren Beysen,
Bril, Denys, D'hondt, Henrion, Heurot, Verbojstadt. — de heren
Candron, Schiltz, Vervaeke.

Zie :

1160 (1984-1985) :

— N° 1 : Voorstel van resolutie.

1171 (1984-1985) :

— N° 1 : Voorstel van resolutie.

— N° 2 : Amendement.

1178 (1984-1985) :

— N° 1 : Voorstel van resolutie.

Chambre des Représentants

SESSION 1984-1985

4 JUIN 1985

PROPOSITION DE RESOLUTION
relative au plan d'équipement
du secteur de l'électricité
pour les années 1985 à 1995

PROPOSITION DE RESOLUTION
relative au plan d'équipement du secteur
de l'électricité pour les années 1985-1995

PROPOSITION DE RESOLUTION
relative au plan national d'équipement
en moyens de production et de grand transport
d'énergie électrique 1985-1995

RAPPORT

FAIT AU NOM DE LA COMMISSION
DE L'ECONOMIE (1)

PAR M. MOORS

(1) Composition de la Commission :
Président : M. Desaeeyere.

A. — Membres : MM. Ansoms, Beerden, Desmaret, Dupré, Les-
tienne, Moors, M. Olivier, Van Rompaey. — MM. Bossuyt, Burgeon,
W. Claes, Coëme, De Batselier, Rigo, Urbain. — MM. Corrois, Kubla,
L. Michel, Petitjean, Spröckels, Verberckmoes. — MM. Desaeeyere,
Meyntjens.

B. — Suppléants : MM. Bockstal, Cardoen, Coppieters, d'Alcantara,
Mlle Devos, MM. Franck, Lemoine, Steverlynick, Wauthy. — MM.
Anselme, M. Colla, Collart, Mme Detiège, MM. M. Harnegnies, Le-
clercq, Onkelinx, Temmerman. — MM. Beysen, Bril, Denys, D'hondt,
Henrion, Heurot, Verbojstadt. — MM. Candron, Schiltz, Vervaeke.

Voir :

1160 (1984-1985) :

— N° 1 : Proposition de résolution.

1171 (1984-1985) :

— N° 1 : Proposition de résolution.

— N° 2 : Amendement.

1178 (1984-1985) :

— N° 1 : Proposition de résolution.

INHOUD

	Blz.
I. — Algemene bespreking	2
A. Inleidende uiteenzetting van de Staatssecretaris voor Energie en voor Middenstand	2
B. Vragen van leden	5
C. Antwoorden van de Staatssecretaris	10
D. Replikken en verdere gedachtenwisseling	30
II. — Bespreking van het voorstel van resolutie ingediend door de heer Desacyere	38
1. Inleidende uiteenzetting van de auteur	38
2. Bespreking en stemmingen	52
III. — Bespreking van het voorstel van resolutie ingediend door de heer De Batselier	54
1. Inleidende uiteenzetting van de auteur	54
2. Bespreking en stemmingen	59
IV. — Bespreking van het voorstel van resolutie ingediend door de heer Rigo	62
1. Inleidende uiteenzetting van de auteur	62
2. Bespreking en stemmingen	62

DAMES EN HEREN,

Aan de bespreking van voornoemde voorstellen van resolutie ging een uitvoerige gedachtenwisseling omtrent het elektriciteitsuitrustingsplan 1985-1995 vooraf.

I. — ALGEMENE BESPREKING

A. Inleidende uiteenzetting van de Staatssecretaris voor Energie en voor Middenstand

« 1. Goedkeuringsprocedure

1.1. Wet van 8 augustus 1980, art. 173, § 1 :

Het nationaal programma ter uitrusting van de middelen voor de productie en het groot vervoer van elektrische energie moet, vooraleer het in werking treedt, worden goedgekeurd door de Minister van Economische Zaken (*) die binnen de twee maanden na ontvangst uitspraak doet, na advies van het Nationaal Comité voor de Energie dat tot het uitbrengen ervan beschikt over een termijn van een maand. Indien de Minister van Economische Zaken (*) binnen de twee maanden geen uitspraak doet, wordt het programma goedgekeurd.

1.2. Wet van 8 augustus 1980, art. 170, 2° :

Artikel 170, 2°, van dezelfde wet omschrijft bovendien de bevoegdheden van het Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas welke inzonderheid omvatten :

« De investeringsprogramma's voorgesteld door de betrokken vennootschappen en hun financieringswijze (...).

Na elke vraag behorende tot een der hierboven vermelde gebieden, doet het Comité aanbevelingen binnen een termijn van dertig dagen. »

(*) Het koninklijk besluit van 2 februari 1982 tot vaststelling der bevoegdheden van de Staatssecretaris voor Energie, toegevoegd aan de Minister van Economische Zaken kent die bevoegdheid aan de Staatssecretaris voor Energie toe.

SOMMAIRE

	Pages
I. — Discussion générale	2
A. Exposé introductif du Secrétaire d'Etat à l'Energie et aux Classes moyennes	2
B. Questions des membres	5
C. Réponses du Secrétaire d'Etat	10
D. Répliques et poursuite de la discussion	30
II. — Discussion de la proposition de résolution déposée par M. Desacyere	38
1. Exposé introductif de l'auteur	38
2. Discussion et votes	52
III. — Discussion de la proposition de résolution déposée par M. De Batselier	54
1. Exposé introductif de l'auteur	54
2. Discussion et votes	59
IV. — Discussion de la proposition de résolution déposée par M. Rigo	62
1. Exposé introductif de l'auteur	62
2. Discussion et votes	62

MESDAMES, MESSIEURS,

La discussion des propositions de résolution précitée a été précédée d'un large échange de vues au sujet du plan d'équipement du secteur de l'électricité 1985 à 1995.

I. — DISCUSSION GENERALE

A. Exposé introductif du Secrétaire d'Etat à l'Energie et aux Classes moyennes

« 1. Procédure d'approbation du plan d'équipement

1.1. Loi du 8 août 1980, art. 173, § 1 :

Le programme national d'équipement des moyens de production et de grand transport d'énergie électrique doit être approuvé, avant mise en œuvre, par le Ministre des Affaires économiques (*) qui se prononce endéans les deux mois de sa réception après avis du Comité national de l'Energie qui dispose d'un mois pour remettre celui-ci. Si le Ministre des Affaires économiques (*) ne se prononce pas endéans les deux mois, le programme est adopté (...).

1.2. Loi du 8 août 1980, art. 170, 2° :

L'article 170, 2° de la même loi précise en outre les compétences du Comité de Contrôle de l'Electricité et du Gaz, qui comportent en particulier :

« Les programmes d'investissement présentés par les sociétés concernées et leur mode de financement (...).

Le Comité formule ses recommandations dans un délai de trente jours, après avoir été saisi d'une question relevant des domaines précités. »

(*) L'arrêté royal du 2 février 1982 fixant les compétences du Secrétaire d'Etat à l'Energie, adjoint au Ministre des Affaires économiques, attribue cette compétence au Secrétaire d'Etat à l'Energie.

2. Algemeenheden

2.1. Glijdend tienjarenplan

2.2. *Beslissingsplan* : sommige later op te richten eenheden worden hier bij wijze van inlichting vermeld.

2.3. Aanvankelijke voorwaarden :

— Naleving van het goedgekeurde plan 1983-1993 : deelneming aan Chooz (Frankrijk) en beslissing « N8 » (nader te bepalen datum).

— Naleving Frans-Belgische overeenkomsten.

2.4. Vragen waarop dient te worden geantwoord :

— Welke datum voor Chooz B2 ?

— Welke datum voor N8 ?

— Te verwachten aanvullende eenheden ?

3. Methodologie

3.1. Basisgegevens

— Besliste industriële ingebruikstellingen : Doel 4 : 980 MW : juli 1985 ; Tihange 3 : 980 MW : september 1985 ; Schaerbeek : 51 MW : november 1985 (afval) ; Verbrande Brug : 135 MW : februari 1986 (herstelling).

— Forfaitaire vermogens : gecombineerde productie : 70 MW : 1990 tot 1995 ; wervelbed met normale steenkool : 105 MW : 1990.

— Besliste declasseringen : 128 MW : 1984 ; 279 MW : 1986.

— Te plannen forfaitaire declasseringen : 828 MW voor de hele periode.

3.2. Optimaliseringsprincipes

Naar gelang van de regels die worden gehanteerd kan een productiepark op verschillende manieren worden ontwikkeld.

Een eerste strategie bestaat erin nieuwe eenheden in dienst te nemen telkens als dit nodig is om de continuïteit van de levering aan de verbruikers op een vooraf bepaald constant niveau te houden, rekening houdend met het bestaande park en met de ontwikkeling van de vraag naar elektriciteit ; de keuze der eenheden gebeurt zodanig dat de totale geactualiseerde kosten minimaal zijn.

Die manier om het park te ontwikkelen wordt doorgegaans het nastreven van het « technisch optimum » genoemd.

Indien de totale geactualiseerde kosten nog kunnen worden gedrukt door anticipatieve indienststellingen en/of door meer eenheden te plaatsen dan voor het bereiken van het technisch optimum wordt vereist, wordt een « economisch optimum » nagestreefd.

Wanneer die tweede strategie wordt doorgetrokken, wordt het absolute economisch optimum bereikt.

3.3. Hypothesen

— Evolutie van de vraag : 1,5 - 2,5 - 3,5.

Ter herinnering : dalende gemiddelde groeivoet voor periodes van 10 jaar :

Groeivoet (%)	1981-1971	1982-1972	1983-1973	1984-1974
	4,35	3,19	2,54	2,49

2. Généralités

2.1. Plan décennal glissant

2.2. Plan de *décision* : certaines unités plus lointaines apparaissent à titre indicatif.

2.3. Conditions initiales :

— Respect plan approuvé 1983-1993 : participation à Chooz (France), et décision « N8 » (date à fixer).

— Respect accords franco-belges.

2.4. Questions auxquelles il faut répondre :

— Quelle date pour Chooz B2 ?

— Quelle date pour N8 ?

— Unités complémentaires à prévoir ?

3. Méthodologie

3.1. Données de départ

— Mises en service industriel décidées : Doel 4 : 980 MW : juillet 1985 ; Tihange 3 : 980 MW : septembre 1985 ; Schaerbeek : 51 MW : novembre 1985 (immondices) ; Pont Brûlé : 135 MW : février 1986 (réparation).

— Puissance forfaitaires : production combinée : 70 MW : 1990 à 1995 ; lit fluidisé charbon normal : 105 MW : 1990.

— Déclassements décidés : 128 MW : 1984 ; 279 MW : 1986.

— Déclassements forfaitaires à prévoir : 828 MW pour la période.

3.2. Principes d'optimisation

Le développement d'un parc de production peut être mené différemment selon les règles suivies.

Une première règle est de mettre en service des unités nouvelles chaque fois qu'il le faut pour maintenir la continuité de service aux consommateurs à un niveau constant prédéterminé, compte tenu du parc existant et du développement de la demande d'électricité ; le choix des unités s'effectue de manière à minimiser les dépenses globales actualisées.

Ce mode de développement du parc correspond à ce que l'on a pris l'habitude d'appeler « l'optimum technique ».

S'il est possible de réduire encore le coût global actualisé en anticipant des mises en services et/ou en installant des unités supplémentaires au-delà de ce que demande l'optimum technique, on tend vers ce que l'on appelle « l'optimum économique ».

L'application intégrale de cette autre règle conduit à l'optimum économique absolu.

3.3. Hypothèses

— Evolution de la demande : 1,5 - 2,5 - 3,5 % par an en moyenne pour la période.

Pour mémoire : taux moyens sur 10 ans en baisse :

Taux (%)	1981-1971	1982-1972	1983-1973	1984-1974
	4,35	3,19	2,54	2,49

— Prijs van de brandstof: het samenspel van 2 hypothesen (hoog en laag) en 2 soorten brandstof (kernenergie en kolen) geeft 4 mogelijke ontwikkelingen:

nu/ko — nu/KO — NU/KO — NU/ko (1).

Lage evolutie: stabiele prijs.

Hoge evolutie: KO: + 38 % op het einde van de periode; NU: + 30 % op het einde van de periode.

4. Resultaten en conclusies

4.1. Meest waarschijnlijk scenario :

Evolutie van de vraag : 2,5 %.

Brandstofprijzen : nu + ko.

4.2. Kalender :

Chooz B 1 1991 (vastgesteld).

Chooz B 2 nodig in 1994.

N 8 nodig in 1995 Te nemen beslissing.

Pro memorie :

— men bekomt opnieuw het forfaitair vermogen 105 WB (1990);

— aanvullend vermogen 105 WBA (1995).

De beslissingen i.v.m. die eenheden moeten later worden genomen op voorwaarde dat :

- de ontwikkeling van de vraag zulks rechtvaardigt;
- de technologie aan de verwachtingen beantwoordt;
- men over de gepaste brandstof beschikt;
- de brandstof geleverd wordt tegen de toegezegde prijs (*).

4.3. Weerslag van de hypothesen

Als het scenario blijft, nu + ko; wijziging van de vraag :

— Bij 1,5 % :

- B 2 wordt verschoven naar eind 1995;
- N 8 wordt verschoven naar eind 1998;
- het aanvullend vermogen 105 WBA verdwijnt.

— Bij 3,5 % :

- B 2 wordt met een jaar vervroegd : 1983;
- N 8 wordt gehandhaafd voor 1995 (minimum bouw-tijd : 10 jaar);
- vanaf 1991 is er een aanvullend vermogen.

4.4. Financiële weerslag van een verkeerde beslissing

— Vertraging i.v.m. de B 2 :

Specifiek vanuit het oogpunt van de meest waarschijnlijke combinatie (nu + ko) volgens Synatom en de Calorieënpool en anderzijds vanuit het gemiddelde van de vier combinaties (wat de onzekerheid opvangt), wordt vastgesteld dat :

(1) nu-ko : lage groei van de prijzen van nucleaire brandstof, respectievelijk steenkool.

NU-KO : grote stijging van de prijzen van nucleaire brandstof, respectievelijk steenkool.

(*) De prijs van de afvalkolen werd vastgesteld overeenkomstig de conclusies van de groep « Van Looy » (75 % van de prijs van de ingevoerde steenkool).

— Prix des combustibles : 2 hypothèses (haute et basse) et 2 combustibles (nucléaire et charbon) donnent 4 jeux d'hypothèses :

nu/ch — nu/CH — NU/CH — NU/ch (1).

Hypothèses « basses » : prix stable.

Hypothèses « hautes » : CH : + 38 % en fin de période; NU : + 30 % en fin de période.

4. Résultats et conclusions

4.1. Scénario le plus probable :

Evolution de la demande : 2,5 %.

Prix des combustibles : nu + ch.

4.2. Calendrier :

Chooz B 1 1991 (fixé).

Chooz B 2 nécessaire en 1994.

N 8 nécessaire en 1995 Décision à prendre.

Pour mémoire : unités plus lointaines :

— on retrouve la puissance forfaitaire 105 LF (1990);

— une puissance complémentaire 105 LFD (1995).

Les décisions pour ces unités doivent être prises plus tard, pour autant que :

- l'évolution de la demande le justifie;
- la technologie réponde aux espoirs;
- on dispose de combustible approprié;
- le combustible est au prix annoncé (*).

4.3. Sensibilité aux hypothèses

Restons dans le cas nu + ch; modifions la demande :

— Si 1,5 % :

- B 2 recule fin 1995;
- N 8 recule fin 1998;
- la puissance complémentaire 105 LFD disparaît.

— Si 3,5 % :

- B 2 avance d'un an : 1993;
- N 8 reste en 1995 (délai de construction minimum : 10 ans);
- des puissances complémentaires apparaissent à partir de 1991.

4.4. Coût d'une mauvaise décision

— Retard sur B2 :

S'attachant plus particulièrement d'une part à la combinaison la plus probable selon Synatom et le Pool des Calorifiques (nu + ch), et d'autre part à la moyenne des quatre combinaisons (ce qui fait la part de l'incertitude), on constate que :

(1) nu-ch : faible croissance des prix du combustible nucléaire et du charbon.

NU-CH : forte croissance des prix du combustible nucléaire et du charbon.

(*) Le prix du charbon de déchet a été fixé d'après les conclusions du groupe « Van Looy » (75 % du prix du charbon importé).

— het vervroegen van onze deelneming ten opzichte van onze behoeften in leveringscontinuïteit gemiddeld leidt tot een besparing die belangrijker is naarmate de gerealiseerde groeivoet groter is; deze besparing ligt in de buurt van het half miljard in geactualiseerde munt voor een gerealiseerde groeivoet van 2,5 % per jaar;

— het uitstellen van onze deelneming daarentegen leidt tot een verlies dat, bij een groeivoet van 3,5 % per jaar, gemiddeld hoger ligt dan 600 miljoen F geactualiseerd; het uitstel moet gecompenseerd worden door de vervroegde indienststelling van het vermogenscomplement dat normaal na Chooz B 2 is voorzien.

Een deelneming in Chooz B 2 vroeger dan vereist voor de behoeften van de vraag lijkt dus te verkiezen boven een uitgestelde deelneming.

— Vertraging N 8 :

Gemiddelde meerkosten naar gelang van de hypothesen :

- + 1 miljard BF bij een groeivoet van 2,5 %;
- + 3,7 miljard BF bij een groeivoet van 3,5 %.

4.5. Eindbeschouwingen

— Mogelijke aanpassing :

Indien de vraag met meer dan 2,5 % toeneemt, is het de beste oplossing B 2 vervroegd in bedrijf te nemen. (In een tweede stadium beslissen over het « aanvullend vermogen »).

— Omschakeling op steenkool :

Het omschakelingsprogramma zal pas economisch verantwoord zijn indien geen rookzuivering opgelegd wordt.

— Ligging N 8 : te onderzoeken na de beslissing.

B. Vragen van leden

Een lid stelt een aantal technische vragen :

1. Elektriciteitsverbruik :

De Staatssecretaris heeft het verloop van het elektriciteitsverbruik over een bepaalde periode geëvalueerd. Bestaan er echter geen andere methodes om het verbruik te beoordelen ?

Dit zou bijvoorbeeld kunnen door andere periodes met mekaar te vergelijken. Het lid stelt voor dat bijvoorbeeld de periode 1973 tot 1984 eens nader zou worden onderzocht, in plaats van enkel 1979 tot 1984 te nemen.

Ook zou het elektriciteitsverbruik tijdens een andere conjuncturele situatie moeten worden onderzocht. Hetzelfde zou dienen te gebeuren voor het totale energieverbruik.

2. Een ander belangrijk element in deze discussie is de toename van de elektrische verwarming. In 1978 was 8,8 % van de nieuwgebouwde woningen integraal elektrisch verwarmd, in 1984 is dit percentage opgelopen tot 35 %.

3. Koppeling stadverwarming — elektriciteitsproductie :

In België loopt het aantal van dergelijke installaties jaar na jaar terug. Slechts 70 % van wat in 1972 was geïnstalleerd is nu nog in gebruik. In Nederland daarentegen voorziet de commissie warmte-kracht-koppeling dat in het jaar 2000 deze voorziening zal oplopen tot 300 megawatt.

— anticiper notre prise de participation par rapport aux besoins pour assurer la continuité de service conduit en moyenne à une économie d'autant plus importante que le taux de croissance réalisé est plus élevé; cette économie peut avoisiner le demi-milliard de F actualisés pour un taux de croissance réalisé de 2,5 % par an.

— par contre, retarder notre prise de participation entraîne une perte qui, dans le cas d'une croissance de 3,5 % par an, est supérieure en moyenne à 600 millions de F actualisés; le retard doit être compensé par la mise en service anticipée de la puissance de complément normalement prévue après Chooz B 2.

Une prise de participation dans Chooz B 2 plus tôt que nécessaire pour les besoins de la demande paraît donc préférable à l'inverse.

— Retard sur N 8 :

Valeurs moyennes du surcroît selon les hypothèses :

- + 1 milliard de FB si 2,5 %;
- + 3,7 milliards de FB si 3,5 %.

4.5. Considérations finales

— Adaptation possible :

Si l'évolution de la demande est supérieure à 2,5 %, la meilleure façon de faire face est d'anticiper l'entrée en B 2. (Dans un 2^e stade : décider les « puissances complémentaires »).

— Conversion au charbon :

Le programme de conversion ne se justifie économiquement que si on n'impose pas l'épuration des fumées.

— Site de N 8 : à étudier après prise de décision.

B. Questions des membres

Un membre pose un certain nombre de questions techniques :

1. Consommation d'électricité :

Le Secrétaire d'Etat a évalué l'évolution de la consommation d'électricité sur une période déterminée. N'existe-t-il pas d'autres méthodes d'évaluation de la consommation ?

On pourrait par exemple comparer entre elles d'autres périodes. Le membre propose d'examiner de plus près, par exemple, la période allant de 1973 à 1984, au lieu de se baser uniquement sur la période allant de 1979 à 1984.

Il faudrait également analyser la consommation d'électricité dans une autre situation conjoncturelle et procéder de même pour la consommation totale d'énergie.

2. Un autre élément important dans ce débat est l'utilisation croissante de l'énergie électrique pour le chauffage. En 1978, 8,8 % des nouvelles habitations étaient entièrement chauffées à l'électricité; en 1984, ce pourcentage est passé à 35 %.

3. Couplage du chauffage urbain et de la production d'électricité :

En Belgique, le nombre d'installations de ce type régresse d'année en année. Seulement 70 % des installations existant en 1972 sont encore utilisées actuellement. Aux Pays-Bas, par contre, la commission s'occupant du couplage chaleur-énergie prévoit que la puissance développée par ces installations atteindra 300 MW en l'an 2000.

Wat zijn de perspectieven in België op dit gebied ?

4. Chooz :

a) Is België verplicht te participeren in de B 2 kerncentrale ?

Het blijkt dat Frankrijk nog niet definitief zou hebben beslist tot de bouw van deze centrale.

(Slechts een brief van de Franse Staatssecretaris maakt melding van deze bouw).

b) Indien België niet deelneemt in deze nieuwe kerncentrale te Chooz, zijn wij dan nog verplicht de bijkomende Centrale N 8 te bouwen of compenserende bestellingen te doen of kan dit ook op een andere manier worden geregeld ?

c) België zou elektriciteit van Frankrijk aankopen tegen kostprijs.

Welke prijs zal Frankrijk voor de stroom van N 8 betalen ?

Indien « Electricité de France » een lagere prijs betaalt dan de Belgische afnemers, wie betaalt dan het verschil ?

In een brief van 23 mei 1984 aan Jean Auroux stond : « wij gaan akkoord met de brief namens de Regering » en « de bouw van de N 8 zal afhangen van de evolutie van de behoeften ».

Betekent dit dat de bouw van de N 8 zou kunnen worden uitgesteld of ligt deze vast ingevolge voormelde brief ?

d) Indien de N 8 niet op tijd wordt gebouwd, dient dan boete te worden betaald aan de Fransen ?

Gezien de brief van 23 mei 1984 en gezien het afgesloten akkoord kunnen Belgische ondernemingen eventuele boetes die zij dienen te betalen verhalen op de Staat ?

Is het mogelijk inzage te krijgen van dit akkoord ?

e) In de brief wordt ook verwezen naar de kwaliteit en het debiet van het Maaswater.

Zijn sinds mei 1984 op dit vlak reeds maatregelen genomen ?

Zijn er reeds noodplannen opgesteld voor de streek van Chooz ?

5) Wat betreft de prijzen van de energiedragers zou een vergelijking moeten worden gemaakt van de prijs aan de brander, d.w.z. inclusief transportkosten, kosten van voorbereiding en van verdere verwerking.

6) In verband met de productie van elektriciteit op basis van afvalkolen blijven een aantal onduidelijkheden bestaan.

In de vergelijking tussen kerncentrales en steenkolencentrale houdt men rekening met de investeringskosten en met de jaarlijkse vaste kosten.

Men vergelijkt echter een kerncentrale van 1 300 megawatt met een kolencentrale van 105 megawatt. De vergelijking zou duidelijker zijn wanneer beiden hypothetisch hetzelfde vermogen in megawatt zou worden toegerekend. Wat zouden in dat geval de verschillen zijn ?

7) In hoeverre zal de Regering rekening houden met de besluiten van het energiedebat en van de studie Van Looy.

In ieder geval stelt dit uitrustingsplan andere prioriteiten dan die waartoe het energiedebat aanleiding heeft gegeven.

Quelle sont les perspectives en Belgique ?

4. Chooz :

a) La Belgique est-elle obligée de s'associer au projet de centrale nucléaire B 2 ?

Il semble que la France n'ait pas encore pris la décision définitive de construire cette centrale.

(Il est seulement fait mention de cette construction dans une lettre du Secrétaire d'Etat français).

b) Si la Belgique ne s'associe pas à ce projet, sommes-nous encore obligés de construire la centrale supplémentaire N 8 ou de passer des commandes à titre de compensation, ou bien cette affaire peut-elle également être réglée d'une autre manière ?

c) La Belgique achèterait de l'électricité à la France au prix coûtant.

Quel prix la France paiera-t-elle pour l'électricité de la centrale N 8 ?

Si le prix payé par « Electricité de France » est inférieur à celui demandé aux acheteurs belges, qui paiera la différence ?

Il est dit dans une lettre du 23 mai 1984 adressée à M. Jean Auroux : « Nous marquons notre accord sur la lettre adressée au nom du Gouvernement » et « La construction de la centrale N 8 dépendra de l'évolution des besoins ».

Cela signifie-t-il que la construction de la centrale N 8 pourrait être remise à plus tard, ou cette lettre implique-t-elle qu'il a été décidé de manière définitive de construire cette centrale ?

d) Au cas où la centrale N 8 ne serait pas construite dans le délai prévu, une amende devrait-elle être payée aux Français ?

Vu la lettre du 23 mai 1984 et étant donné l'accord intervenu, les entreprises belges ne pourraient-elles pas récupérer à charge de l'Etat le montant des amendes qu'elles devraient éventuellement verser ?

Est-il possible de prendre connaissance du texte de cet accord ?

e) Il est également question dans cette lettre de la qualité de l'eau de la Meuse et du débit de ce fleuve.

Des mesures ont-elles déjà été prises en ce domaine depuis mai 1984 ?

Des plans d'urgence ont-ils déjà été établis pour la région de Chooz ?

5) Pour ce qui est des prix des produits énergétiques, il faudrait établir une comparaison des prix au brûleur, ce qui signifie qu'il faudrait prendre en compte les frais de transport et de préparation et le coût des autres opérations de transformation.

6) Un certain nombre de choses devraient encore être précisées en ce qui concerne la production d'électricité à partir de déchets de charbon.

Pour comparer la centrale nucléaire et la centrale au charbon, on tient compte du coût d'investissement et du coût fixe annuel.

On compare toutefois une centrale nucléaire de 1 300 MW avec une centrale au charbon de 105 MW. La comparaison serait plus claire si elle portait sur deux centrales qui, par hypothèse, seraient de puissance équivalente. Quelles seraient les différences dans ce cas ?

7) Dans quelle mesure le Gouvernement tiendra-t-il compte des conclusions du débat sur l'énergie et de l'étude Van Looy ?

Le plan d'équipement présenté établit en tout cas d'autres priorités que celles qui se sont dégagées du débat sur l'énergie.

Indien de vraag met 2,5 % toeneemt, is het de beste oplossing B 2 vervroegd in bedrijf te nemen. (In een tweede stadium beslissen over het « aanvullend vermogen »).

Men opteert momenteel voor de volledige nucleaire uitbouw en de steenkoolcentrales zullen slechts aan bod komen wanneer de groei van het verbruik 3,5 % zal bedragen.

Dit houdt het gevaar in dat de aandacht voor een R. E. V.-beleid verslapt omdat de noodzaak ervan niet meer zo scherp zal worden gevoeld.

Het is betreurenswaardig dat hier niet een meer voluntaristische kolenstrategie wordt gevolgd.

Ook heeft men veel te weinig aandacht voor co-productie en stadsverwarming.

* * *

1. Een lid stelt vast dat een achterstand in de uitbouw van de kerncentrales een aanzienlijke meerkost zou betekenen wanneer het verbruik verder in stijgende lijn gaat (hoger dan 2,5 %).

Men kan deze vraag ook omdraaien : indien de groei zou afnemen en men toch de bouw van de kerncentrales verder zet, wat is dan de meerkost van de overcapaciteit ?

2. Welke beslissing werd genomen betreffende de verdere uitbouw van Chooz ?

Is het juist dat deze uitbouw reeds een zekere achterstand heeft opgelopen ?

3. De vestigingsplaats van de nieuwe centrale N 8 is nog te bepalen. Dit betekent dat nog een onbekende factor voorkomt in de berekening van de investeringskosten.

4. Men houdt geen rekening met de kosten voor afbouw van de nucleaire centrales eens ze uit productie worden genomen. Uit ervaringen opgedaan in de V.S.A. blijkt dat dit nochtans gepaard gaat met aanzienlijke kosten.

Hier wordt wel rekening gehouden met de meerkost om verbrandingsgasen van de kolencentrales te ontzwellen maar niet met de kosten om het leefmilieu te vrijwaren tegen de invloed van de kerncentrales.

5. Wanneer men uitgaat van een normale groei van het verbruik, wat zal dan het aandeel zijn van het verbruik van gas en olieproducten in het totale verbruik ?

6. Een bijkomende klassieke kolencentrale van 600 megawatt wordt verworpen of blijft slechts als secundaire mogelijkheid bestaan.

In de tabel 3/5 in bijlage 3 valt het nochtans op dat de prijs van een dergelijke centrale, met zuivering van de gasen slechts 2,26 F/kWh bedraagt, terwijl een wervelbedcentrale met normale steenkool 2,30 F/kWh zou kosten.

Een lid meent dat wegens de kosten van de ontzwellende de bouw van een klassieke kolencentrale uitgesloten is.

Hoeveel kosten de ontzwellende en de werking van een dergelijke centrale ?

Indien de bijkomende kosten slechts slaan op de investering en niet op de werking, dan zou een kolencentrale competitief zijn tegenover een kerncentrale aangezien de investeringskosten kunnen worden afgetrokken.

1. Een lid stelt vast dat geen rekening wordt gehouden met het energiedebat waar een kolencentrale in Limburg prioritair werd gesteld. Het was de plicht van de Regering deze centrale in het uitrustingsplan te doen opnemen als een vaststaand feit.

2. Uit economische studies blijkt dat het kostprijsverschil tussen nucleaire en fossiele brandstof niet als significant kan worden beschouwd.

De cijfers die worden geciteerd op blz 3/6 van bijlage 3 (tabel 3/5) zijn gebrekkig. Men maakt wel de kostprijsvergelijking per kWh tussen een klassieke en een wervelbedcentrale en op blz 3/4 (tabel 3/2) geeft men een vergelijking

Si la demande croît plus qu'à 2,5 %, la meilleure façon de faire face est d'anticiper l'entrée en B 2. (Dans un 2^e stade : décider les « puissances complémentaires »).

On opte pour la réalisation complète du programme nucléaire, la construction de centrales au charbon ne devant être envisagée que lorsque le taux de croissance de la consommation atteindra 3,5 %.

L'attention portée à la politique d'U.R.E. risque dès lors de se relâcher, étant donné que la nécessité de cette politique sera moins ressentie.

Il est regrettable que l'on ne déploie pas une stratégie plus volontariste en ce qui concerne le charbon.

On accorde aussi trop peu d'attention à la coproduction et au chauffage urbain.

* * *

1. Un membre constate qu'un retard dans l'installation des centrales nucléaires entraînerait un surcoût important si la consommation continuait d'augmenter (à un rythme supérieur à 2,5 %).

Inversément, on peut se demander quel surcoût entraînerait la surcapacité résultant de la poursuite du programme nucléaire en cas de fléchissement de la croissance de la consommation.

2. Quelle décision a-t-on prise en ce qui concerne l'extension de Chooz ?

Est-il exact que les travaux d'extension accusent déjà un certain retard ?

3. Le site d'implantation de la nouvelle centrale N 8 doit encore être choisi, ce qui signifie qu'il subsiste une inconnue pour le calcul du coût d'investissement.

4. Il n'est pas tenu compte du coût du démantèlement des centrales nucléaires qui ont cessé de fonctionner. Pourtant, l'expérience américaine nous apprend que ce démantèlement représente une dépense considérable.

Il est par ailleurs tenu compte du coût de la désulfuration des gaz de combustion émis par les centrales au charbon, tandis que le coût de la protection de l'environnement contre les effets des centrales nucléaires n'est pas pris en considération.

5. Si l'on se base sur une croissance normale de la consommation, quelle sera la part de la consommation de gaz et de produits pétroliers dans la consommation totale ?

6. Le principe d'une centrale classique au charbon supplémentaire de 600 Mégawatts, est rejeté ou n'est maintenu qu'en tant que solution secondaire.

Il ressort pourtant clairement du tableau 3/5 de l'annexe 3 que le coût du kWh produit par une telle centrale, épurée de gaz comprise, ne s'élèverait qu'à 2,26 F/kWh, contre 2,30 F pour une centrale à lit fluidisé ordinaire.

Un membre estime que le coût de la désulfuration exclurait la construction d'une centrale classique au charbon.

Pourrait-on préciser le coût de la désulfuration et le coût de fonctionnement d'une telle centrale ?

Si le surcoût ne concerne que l'investissement et pas le fonctionnement, une centrale au charbon serait compétitive avec une centrale nucléaire, puisque les frais d'investissement sont amortissables.

1. Un membre constate qu'il n'est pas tenu compte du débat sur l'énergie lors duquel l'implantation d'une centrale au charbon dans le Limbourg avait été déclarée prioritaire. Il est du devoir du Gouvernement de prévoir cette centrale dans le plan d'équipement comme un fait acquis.

2. L'intervenant ajoute qu'il ressort d'études économiques que la différence du coût entre les combustibles nucléaires et fossiles est insignifiante.

Les chiffres cités à la page 3/6 de l'annexe 3 (tableau 3/5) sont incomplets. Le document présente une comparaison entre le coût du kWh produit respectivement par une centrale classique et une centrale à lit fluidisé, il présente à

van de investeringskosten en van de jaarlijkse vaste lasten van een steenkoolcentrale met die van een kerncentrale, maar nergens wordt de vergelijking gemaakt van de totale prijs per kWh van een steenkoolcentrale en van een kerncentrale.

3. Ecologisch aspect : men speelt hier het ecologisch argument uit tegen een klassieke steenkoolcentrale van 600 Megawatt. Toch is nog geen ervaring opgedaan met een ontzwavelingsinstallatie. Nog geen enkele is in werking. Ook moet niet worden vergeten dat de Limburgse steenkool een zeer laag zwavelgehalte heeft. Ook de nucleaire energie brengt sociale kosten mee die moeten worden doorberekend in de kostprijs van de geleverde energie.

Een klassieke kolencentrale is competitief in vergelijking met een kerncentrale.

Een wervelbedcentrale is dit niet.

Een klassieke kolencentrale wijs men af, zogenaamd om ecologische redenen. Nochtans bestaan blijkbaar nog geen expliciete richtlijnen op het stuk van ontzwaveling.

4. Het uitrustingsplan moet worden afgewezen :

— de deelname in Chooz B2 moet uit het plan worden verwijderd;

— de bouw van een 600 Megawatt kolencentrale moet nog dit jaar aanvangen. Die centrale moet bestemd zijn voor basislast en Limburgse steenkool verbruiken.

De Staatssecretaris voor energie heeft verklaard dat een dergelijke centrale geen Limburgse maar ingevoerde steenkool zou verbruiken.

De Staatssecretaris antwoordt hierop dat niet hijzelf maar de Commissie Van Looy tot deze conclusie is gekomen.

Een lid gaat echter niet akkoord met de zienswijze van de Commissie Van Looy. Persoonlijk ziet hij de wervelbedcentrales als een eventuele aanvulling bij een 600 megawatt kolencentrale en als een alternatief voor kerncentrales.

* * *

1. Een lid stelt volgende vragen : is de techniek van de wervelbedcentrale van 105 Megawatt reeds bedrijfsklaar ?

Hoever staat het met de centrale van Bressoux ?

Hij constateert dat indien men erin slaagt dat systeem te ontwikkelen, men over een nieuwe technologie zal beschikken die een uiterst interessant exportartikel zal worden.

Bovendien maakt een dergelijke centrale de exploitatie mogelijk van steenberggen aangezien zij kan werken met afvalkolen.

Bepaalde leden menen dat de reserves aan afvalkolen een periode van 12 jaar dekken. Een dergelijk tijdsbestek is wellicht wat overdreven.

2. De kostprijs van de kernenergie houdt geen rekening met het bedrag dat zeker zal nodig zijn om de kerncentrale eventueel buiten bedrijf te stellen.

Dat bedrag zal ongetwijfeld de prijs per kWh beïnvloeden.

De Staatssecretaris antwoordt dat de invloed van die ontmantelingsvoorziening op 12 % van de bouwrijpheid werd geraamd. Wat neerkomt op iets meer dan 1 centiem per kWh.

Het lid vraagt vervolgens of er een principesakkoord betreffende de Belgische deelneming aan Chooz en betreffende de Franse deelneming aan de N8-centrale bestaat.

la page 3/4 (tableau 3/2), une comparaison entre les coûts d'investissement et les charges fixes annuelles d'une centrale au charbon et ceux d'une centrale nucléaire, mais il ne présente aucune comparaison entre le prix total par kWh d'une centrale au charbon et celui d'une centrale nucléaire.

3. En ce qui concerne l'aspect écologique, le même membre souligne que l'on fait valoir ici l'argument écologique contre une centrale classique au charbon de 600 Mégawatts. Or, aucune installation de désulfuration n'a encore été expérimentée. Aucune n'est encore en fonctionnement. Il ne faut pas non plus oublier que le charbon limbourgeois à une très faible teneur en soufre. L'énergie nucléaire aussi entraîne des coûts sociaux qui doivent être inclus dans le coût de l'énergie fournie.

Une centrale classique au charbon est compétitive par rapport à une centrale nucléaire.

Une centrale à lit fluidisé ne l'est pas.

On rejette le principe d'une centrale classique au charbon pour des motifs écologiques. Pourtant il n'existe apparemment pas encore de directives explicites en ce qui concerne la désulfuration.

4. L'intervenant souligne enfin qu'il faut rejeter le plan d'équipement :

— la participation à Chooz-B2 doit être retirée du plan;

— la construction d'une centrale au charbon de 600 Mégawatts doit être entamée cette année encore. Cette centrale doit être une centrale de base et consommer du charbon limbourgeois.

Le Secrétaire d'Etat à l'Energie a déclaré qu'une telle centrale ne consommerait pas du charbon limbourgeois mais du charbon importé.

Le Secrétaire d'Etat répond que ce n'est pas lui, mais la Commission Van Looy qui est arrivé à cette conclusion.

Un membre ne partage pas le point de vue de la Commission Van Looy. Il considère personnellement que les centrales à lit fluidisé peuvent compléter une centrale au charbon de 600 Mégawatts et remplacer les centrales nucléaires.

* * *

1. Un membre demande si la technique d'une centrale à lit fluidisé de 105 Megawatt est déjà tout à fait au point.

Il demande où en est la centrale à Bressoux.

Il constate que si on arrive à développer ce système on disposera d'une technologie nouvelle qui sera très intéressante comme produit d'exportation.

En plus, une telle centrale permet l'exploitation des terrils puisqu'elle peut fonctionner avec du charbon de déchet.

Certaines personnes estiment qu'on dispose actuellement d'une réserve de charbon de déchet pour 12 ans, ce qui est peut-être une période un peu exagérée.

2. Le coût de l'énergie nucléaire ne tient pas compte d'une certaine somme qui doit nécessairement être prévue pour le démantèlement éventuel de la centrale nucléaire.

Cette somme a certainement une influence sur le prix par kWh.

Le Secrétaire d'Etat répond que l'impact de cette provision de démantèlement a été chiffré à 12 % du prix de construction, soit un peu plus d'1 centime par kWh.

Le membre demande ensuite s'il y a déjà un accord de principe en ce qui concerne la participation belge à Chooz et en ce qui concerne la participation française dans la Centrale N8.

De bouwplaats voor de N 8 werd nog niet gekozen. Mocht dat aan de Maas gebeuren, dan moet rekening worden gehouden met het probleem van de temperatuur van het koelwater.

3. Hoe is de geprogrammeerde sluiting (in Megawatt) (per gewest) gepland ?

Wat is de planning voor de inbedrijfstelling van nieuwe productiecapaciteit per gewest ? Hoeveel zal de ontzwaaiingstechniek kosten (prijs per Megawatt) ?

* * *

Een lid vraagt :

1. Waaraan het te wijten is dat er in feite slechts een gering verschil is in de kosten per kWh voor een gewone kolencentrale en voor een wervelbedcentrale. Komt dit door de vaste kosten of door het aantal centrales dat moet worden gebouwd ?

2. Is het juist dat de K. S. over onvoldoende steenkool beschikken om een bijkomende 600 Megawattcentrale te bevoorraden ? Kan een bijkomende centrale uitsluitend op Limburgse kolen draaien ?

* * *

1. Een lid stelt vast dat er aan gedacht wordt een bijkomende wervelbedcentrale met gewone kolen te laten functioneren, terwijl vroeger steeds sprake was van afvalkolen, wat economisch toch meer rendabel zou zijn.

Heeft dit een technische oorzaak ?

Een wervelbedcentrale zou een kortere bouwtijd vergen (ongeveer 3 jaar), kan dit worden bevestigd ? Dit zou immers de flexibiliteit van onze energiebevoorrading bevorderen.

2. Valt dit uitrustingsplan al dan niet binnen de resoluties van het energiedebat, meer bepaald de resolutie n° 6/7 ?

Wordt daar ook nu nog de interpretatie aan gegeven die vroeger werd gegeven door de Minister van Economische Zaken ? Met name dat de studies nu al mochten beginnen maar de uitvoering en constructie der kolencentrales vóór de afwerking en de indienststelling der kerncentrales zouden vallen ? Die mogelijkheid is immers niet ondenkbaar. Inderdaad, de bouwtijd van een kerncentrale is 10 jaar terwijl een klassieke kolencentrale op 5 à 6 jaar wordt gebouwd.

Kan binnen de bouwtijd van de kerncentrale nog een kolencentrale en zeker een wervelbedcentrale ingepast worden ?

Kan die kolencentrale nog vóór de nieuwe kerncentrales in gebruik worden genomen ?

3. I.v.m. het verschil in prijs van elektriciteitsproductie op basis van steenkool en op basis van nucleaire brandstof betwist niemand dat het gebruik van nucleaire brandstof goedkoper uitvalt, zelfs wanneer de kostprijs van de ontmanteling van de centrales moet worden ingerekend. Deze ontmantelingskosten zouden relatief klein zijn.

Volgens de beschikbare gegevens ligt het verschil in de productieprijzen tussen de 17 en de 40 centimes dit in de hypothese nu-ko (lage prijs voor nucleaire brandstof en voor steenkool).

Is het wel zo dat met de inschakeling van Tihange II en Doel III 6 à 7 miljard F op 1 jaar tijd kan worden uitgespaard ?

Le choix du site pour la construction du N 8 n'a pas encore été fait. Si l'implantation se faisait sur la Meuse, il faudrait tenir compte du problème de la température de l'eau de refroidissement.

Quelle est la planification (par région) des fermetures programmées (en Megawatts) ?

3. Quelle est la planification pour la mise en route par région de nouvelles capacités de production ? Quel est le coût de la technique de désulfuration (prix par Megawatt) ?

* * *

Un membre pose les questions suivantes :

1. Comment se fait-il qu'il n'y ait qu'une différence minime entre le coût du kWh produit par une centrale ordinaire au charbon et celui du kWh produit par une centrale à lit fluidisé et cette différence résulte-t-elle des coûts fixes ou du nombre de centrales qui doivent être construites ?

2. Est-il exact que les K.S. ne disposent pas de charbon en suffisance pour approvisionner une centrale supplémentaire de 600 Mégawatts ? Le charbon limbourgeois peut-il suffire à alimenter une centrale supplémentaire ?

* * *

1. Un membre constate que l'on envisage de faire fonctionner une centrale à lit fluidisé supplémentaire au moyen de charbon ordinaire, alors qu'antérieurement il avait toujours été question de déchets de charbon, ce qui serait de toute évidence plus rentable du point de vue économique.

Ce revirement a-t-il une cause technique ? Est-il exact que la construction d'une centrale à lit fluidisé exigerait moins de temps (environ 3 ans) ? Dans l'affirmative, la construction d'une telle centrale améliorerait la flexibilité de notre approvisionnement énergétique.

2. Ce plan d'équipement entre-t-il dans le cadre des résolutions relatives au débat sur l'énergie, plus particulièrement de la résolution n° 6/7 ?

Interprète-t-on encore ce plan comme le Ministre des Affaires économiques l'avait fait précédemment en précisant que les études pouvaient déjà commencer, mais que l'exécution et la construction des centrales au charbon devaient précéder l'achèvement et la mise en service des centrales nucléaires ? Il s'agit en effet d'une possibilité, puisque la construction d'une centrale nucléaire dure 10 ans, alors qu'une centrale classique au charbon est construite en 5 ou 6 ans.

La construction d'une centrale au charbon, et plus particulièrement d'une centrale à lit fluidisé, peut-elle encore être envisagée dans le délai de construction de la centrale nucléaire ?

Cette centrale au charbon peut-elle encore être mise en service avant les nouvelles centrales nucléaires ?

3. En ce qui concerne la différence de prix entre l'électricité produite à partir du charbon et celle produite à partir du combustible nucléaire, personne ne conteste que l'emploi de combustible nucléaire soit plus avantageux, même lorsqu'on prend en compte le coût du démantèlement des centrales. Le coût de ce démantèlement sera relativement peu élevé.

Selon les données disponibles, la différence de prix se situe entre 17 et 40 centimes. Ceci dans l'hypothèse « nu-ch » (prix peu élevé du combustible nucléaire et du charbon).

Est-il exact que la mise en service de Tihange II et de Doel III permettrait d'épargner 6 à 7 milliards de F en un an ?

Zou zulks niet het beste bewijs zijn dat het kostprijsverschil tussen de kolencentrales en de kerncentrales belangrijk is?

4. Het is ondenkbaar dat er nog nieuwe kolencentrales worden gebouwd zonder ontzwaveling. Er is een verschil in zwavelgehalte tussen Kempische kolen (gemiddeld 0,87) en ingevoerde kolen (0,94), het voordeel van onze steenkool met lager zwavelgehalte is dus niet zo groot. De emissie-normen moeten worden gerespecteerd, dus ook een klas-sieke centrale met Limburgse kolen heeft ontzwaveling nodig.

Wervelbedcentrales reduceren in aanzienlijke mate het probleem van de ontzwaveling.

5. Waarom is men begonnen met de eerste wervelbed-centrales op normale steenkool te bouwen en niet op afval-steenkool? (Het zijn immers de afvalkolen die goedkoper zouden uitvallen dan ingevoerde kolen.)

Is dat om louter technische redenen, omdat men eerst ervaring wil opdoen met normale kolen die technologisch gemakkelijker te behandelen zijn (minder zoet, minder as).

6. Een lid heeft verklaard dat de eerste steenkolencentrale moest dienen om de basislast uit te maken van het park.

De meest goedkope economische weg voor het produce-ren van energie blijft evenwel het hoofddoel.

Men kan bijgevolg moeilijk zeggen dat die of die cen-trale eerst moet op gang worden gebracht om de basislast te gaan dragen van het net, maar men moet nagaan welke entiteiten op de meest economische manier kan worden in-geschakeld.

Een lid meent dat de hypothese wat betreft prijzevolu-tie van kolen en nucleaire energie die momenteel als de meest waarschijnlijke kan worden aanvaard, de hypothese nu-ko is.

De evolutie van de prijs per gigajoule is op 1 jaar tijd immers als volgt verlopen.

Tussen 1 januari 1984 en 1 januari 1985 is de prijs per gigajoule op basis van nucleaire brandstof gedaald van 66,8 F naar 60,9 F.

Tijdens dezelfde periode is de prijs per gigajoule op basis van kolen gestegen van 126,2 F naar 144 F.

Dit bewijst dat de hypothese nu - ko een bevoordeling van de kolen insluit en eigenlijk niet de werkelijke evolutie weergeeft.

C. Antwoorden van de Staatssecretaris voor Energie

1. Vragen betreffende de statistieken en de prognoses in verband met het energieverbruik

1.1. Vragen betreffende de statistieken

Vraag 1.1.1.:

Hoe is de handelsbalans van energieprodukten sedert 1973 geëvolueerd?

Antwoord:

Cfr de hiernavolgende tabel:

Cela ne constituerait-il pas la meilleure preuve de ce que la différence de coût entre les centrales au charbon et les centrales nucléaires est importante?

4. Il est inconcevable que l'on construise encore de nou-velles centrales au charbon sans désulfuration. S'il est vrai qu'il y a une différence, quant à la teneur en soufre, entre le charbon campinois (en moyenne 0,87) et le charbon im-porté (0,94), l'avantage que présente notre charbon à faible teneur en soufre n'est pas si important. Les normes d'émission doivent être respectées, de sorte que la désul-furation est aussi nécessaire, pour une centrale classique, en cas d'utilisation de charbon campinois.

Les centrales à lit fluidisé résolvent dans une large me-sure le problème de la désulfuration.

5. Pourquoi les premières centrales à lit fluidisé qui ont ont été construites fonctionnent-elles au charbon normal et non pas au charbon de déchet? (C'est en effet le charbon de déchet qui reviendrait moins cher que le charbon im-porté.)

Est-ce pour des raisons purement techniques, parce que l'on veut d'abord acquérir de l'expérience en utilisant du charbon normal, qui pose moins de problèmes sur le plan technologique (moins de suie, moins de cendres)?

6. Un membre a déclaré que la première centrale au char-bon devait servir à couvrir la charge de base.

L'objectif principal reste toutefois de produire de l'éner-gie au meilleur prix.

Il est par conséquent difficile de dire que telle ou telle centrale doit d'abord être mise en service pour couvrir la charge de base du réseau, mais il faut examiner quelles uni-tés peuvent être mises en service de la manière la plus éco-nomique.

Un membre estime qu'en ce qui concerne l'évolution du prix du charbon et de l'énergie nucléaire, l'hypothèse nu - ch est actuellement celle que l'on peut considérer comme la plus probable.

En effet, le prix du gigajoule a évolué de la manière sui-vante en un an.

Alors qu'au 1^{er} janvier 1984 le prix du gigajoule produit à partir de combustible nucléaire était de 66,8 F, il n'était plus que de 60,9 F au 1^{er} janvier 1985.

Au cours de la même période, le prix du gigajoule pro-duit à partir du charbon est passé de 126,2 F à 144 F.

Cela prouve que l'hypothèse nu - ch favorise le charbon et qu'elle ne reflète en fait pas l'évolution réelle.

C. Réponses du Secrétaire d'état à l'énergie

1. Question concernant les statistiques et prévisions de la consommation d'énergie

1.1. Questions concernant les statistiques

Question 1.1.1.:

Quelle est l'évolution de la balance commerciale des produits énergétiques, depuis 1973?

Réponse:

Voir tableau ci-après:

Handelsbalans van de energieprodukten
 Netto saldo (miljard F)

Balance commerciale des produits énergétiques
 Solde net (milliards de F)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1983 (*)	1984 (*)
Vaste brandstoffen. — Combustibles solides ...	-16,3	-27,3	-23,6	-24,9	-20,8	-23,2	-28,1	-29,3	-33,9	-42,3	-33,9	-20,5	-26,2
Aardolie en aardolieprodukten. — Pétrole et produits pétroliers ...	-27,6	-92,3	-70,7	-88,5	-87,6	-80,3	-91,0	-137,6	-197,7	-236,2	-207,9	-130,3	-157,0
Aardgas en ander gas. — Gaz naturel et autres gaz	-5,5	-8,3	-13,4	-18,9	-22,3	-24,5	-29,2	-40,9	-46,1	-62,3	-68,9	-43,7	-52,2
Totaal. — Total ...	-49,5	-127,9	-107,7	-132,3	-130,7	-128,0	-148,4	-207,7	-277,8	-344,2	-319,5	-202,4	-240,8

(*) eerste 8 maanden.

(*) 8 premiers mois.

Vraag 1.1.2. :

Wat is het aandeel van de elektrische verwarming sedert 1973 ? Hoe hoog ligt dit aandeel in de sociale woningen ?

Question 1.1.2. :

Quel est le taux de pénétration du chauffage électrique depuis 1973 ? Quel est ce taux pour les habitations sociales ?

Antwoord :

Réponse :

Jaar Année	Aantal woningen (duizendtallen) — Nombre de logements (milliers)		Aandeel van de elektrische verwarming (%) — Taux de chauffage électrique (%)	
	Bestaande — Existants	Nieuwe — Neufs	Bestaande woningen — Logements existants	Nieuwe woningen — Logements neufs
1973 ...	3 311	93*	0,6	6,5
1974 ...	n.c.	n.c.	n.c.	n.c.
1975 ...	3 433	127*	1	11,8
1976 ...	3 507	77	1,3	16,9
1977 ...	3 581	76	1,6	14,6
1978 ...	3 651	72	1,8	10,4
1979 ...	3 715	66	1,9	8,8
1980 ...	3 782	68	2,1	12,8
1981 ...	3 827	47	2,3	16,2
1982 ...	3 858	33	2,5	23,2
1983 ...	3 886	29	2,6	22,8

(Bron : V.E.B.)

* : waarde voor 2 jaar.

(Source : Union Exploitants Electricité Belge.

* : valeur pour 2 années.

Het aantal woningen dat jaarlijks wordt uitgerust met elektrische verwarming kan momenteel op 5 000 worden geraamd.

Er zijn geen specifieke statistieken voor de sociale woningen beschikbaar.

A l'heure actuelle, on peut estimer à 5 000 le nombre de logements annuellement équipés du chauffage électrique.

Les statistiques spécifiques aux logements sociaux ne sont pas disponibles.

Vraag 1.1.3. :

Wat is de ontwikkeling van de piekconsumptie tussen 1973-1979 en 1979-1984 ?

Question 1.1.3. :

Quelle a été l'évolution de la consommation en pointe entre 1973-1979 et 1979-1984 ?

Antwoord :

Onderstaande tabel geeft de evolutie weer van de werkelijke netto piekconsumptie (uitgedrukt in MW) :

Jaar	MW
1973	6 202
1974	6 300
1975	6 590
1976	7 132
1977	7 200
1978	7 709
1979	7 772
1980	7 924
1981	8 140
1982	7 984
1983	8 201
1984	8 341

De spits consumptie is op 10 jaar met 2,8 % gestegen.

Vraag 1.1.4. :

Hoe is het vastgestelde verschil in de ontwikkeling van de zelfproductie tijdens de laatste tien jaar in Nederland en België te verklaren ?

Antwoord :

a) Het aandeel van de zelfproductie in het geheel van het geïnstalleerde vermogen daalt :

1960 : ± 20 %
1983 : ± 9 %

b) In termen van energie is het aandeel van de zelfproductie licht gestegen, maar haar relatief aandeel in het geheel van de productie daalt eveneens :

1970 : 16,5 %
1982 : 11,2 %

Een gedetailleerde analyse van dit probleem kan niet worden gegeven.

*1.2. Vragen betreffende de prognoses**Vraag 1.2.1. :*

Beschikt de Regering over andere prognoses omtrent de evolutie van de elektriciteitsvraag dan die van het B. C. E. O.

Antwoord :

A. Prognoses van het Ministerie van Economische Zaken :

De door het Ministerie van Economische Zaken gepubliceerde gegevens in verband met de prognoses betreffende de energievraag vallen in het kader van de studies gedaan op verzoek van organisaties zoals het I. A. E., de E. E. G., enz....

Réponse :

L'évolution de la pointe de consommation effective nette est donnée dans le tableau ci-dessous (chiffres exprimés en MW) :

Année	MW
1973	6 202
1974	6 300
1975	6 590
1976	7 132
1977	7 200
1978	7 709
1979	7 772
1980	7 924
1981	8 140
1982	7 984
1983	8 201
1984	8 341

La consommation en pointe a augmenté en dix ans de 2,8 %.

Question 1.1.4. :

Comment expliquer la différence observée dans le développement de l'autoproduction au cours des 10 dernières années, entre les Pays-Bas et la Belgique ?

Réponse :

a) La part de l'autoproduction dans la puissance installée totale est en diminution :

1960 : ± 20 %
1983 : ± 9 %

b) Exprimée en termes d'énergie, la part de l'autoproduction a légèrement augmenté, mais sa part relative dans la production totale est également en diminution :

1970 : 16,5 %
1982 : 11,2 %

Une analyse fine de ce problème n'est pas disponible.

*1.2. Questions concernant les prévisions**Question 1.2.1. :*

Le Gouvernement dispose-t-il d'autres prévisions de l'évolution de la demande d'électricité, que celle du C. G. E. E. ?

Réponse :

A. Prévisions du Ministère des Affaires Economiques :

Les données publiées par le Ministère des Affaires Economiques en matière de prévisions de la demande d'énergie entrent dans le cadre des études effectuées à la demande d'organisations telles que l'Agence Internationale d'Energie la C. E. E., etc...

De resultaten steunen op een sectoriële analyse van de behoeften in termen van uiteindelijk verbruik. De studie bestrijkt een periode tot het jaar 2000.

In het basisscenario bedraagt de gemiddelde groei van de elektriciteitsvraag tussen 1984 en 2000, 1,8 à 2,0 % per jaar, volgens de graad van doordringing van de elektriciteit in de industrie.

De gemiddelde onderscheiden groeivoeten zijn :

- industrie : 1,7 (2,1) %/jaar;
- vervoer : 1,4 %/jaar;
- huishoudelijke en gelijkgestelde : 2,0 %/jaar.

B. Dienst voor Programmatie van het Wetenschapsbeleid :

De prognoses inzake elektriciteitsvraag van de Diensten voor Programmatie van het Wetenschapsbeleid zijn de resultaten van de studies uitgevoerd in het kader van de analyse van het enerzijds systeem van het Nationaal R & D Energieprogramma.

Vier evolutie-scenario's van verschillende economische gegevens zijn gecombineerd met 2 varianten die de onzekerheid weergeven van de weerslag van de technische vooruitgang in het industrieel energieverbruik.

De gemiddelde groeivoeten van de elektrische energievraag voor de periode 1985-1995 worden verkregen in ieder der 8 varianten :

- algemeen gemiddelde uitgaande van de gelijkgestelde-probabiliteit scenario's : 2,12 %/jaar;
- maximumwaarde : 2,85 %/jaar;
- minimumwaarde : 1,20 %/jaar.

2. Vragen betreffende het Frans-Belgisch samenwerkingsakkoord op het gebied van kernenergie

2.1. Vragen betreffende de eenheden Chooz B 1 en B 2

Vraag 2.1.1. :

Hoever staat het met de werf Chooz B 1 ? Is er vertraging ?

Antwoord :

De eenheid Chooz B 1 is op het ogenblik in opbouw. De industriële ingebruikneming is gepland voor juni 1991.

De voornaamste bestellingen, voortvloeiend uit de akkoorden inzake industriële samenwerking werden eind 1984 bij de Belgische constructeurs geplaatst.

Vraag 2.1.2. :

Bestaat er een definitieve beslissing voor de bouw van B 2 ?

Antwoord :

De uiteindelijke beslissing voor de eenheid Chooz B 2 dient door de Franse autoriteiten genomen te worden. Met de werken zal waarschijnlijk niet gestart worden in 1985; niettemin heeft E. d. F. zopas aan de Belgische elektriciteitsproducenten bevestigd dat de industriële ingebruikstelling van deze eenheid gepland bleef voor het tweede semester van 1992 (het uitrustingsplan houdt er ten vroegste rekening mee in 1993).

Deze bewering wordt gestaafd door het feit dat E. d. F. van zins is de bestelling van de grote bevoorradingsstukken met 20 maanden te vervroegen ten opzichte van de defini-

Les résultats reposent sur une analyse sectorielle des besoins en termes d'usage final. L'horizon de l'étude est l'an 2000.

Dans le scénario de base, le taux moyen d'accroissement de la demande d'électricité entre 1984 et 2000 est de 1,8 à 2,0 % par an, selon le degré de pénétration de l'électricité dans l'industrie.

Les taux moyens différenciés sont :

- industrie : 1,7 (2,1) %/an;
- transport : 1,4 %/an;
- domestique et assimilés : 2,0 %/an.

B. Services de Programmation de la Politique Scientifique :

Les prévisions de la demande en électricité des Services de Programmation de la Politique Scientifique sont les résultats des études effectuées dans le cadre de l'analyse du système énergétique du programme national R.D./Énergie.

Quatre scénarios d'évolution de diverses données économiques sont combinés à deux variantes traduisant l'incertitude de l'effet des progrès techniques dans la consommation énergétique industrielle.

Les taux moyens d'accroissement de la demande d'énergie électrique pour la période 1985-1995 sont obtenus dans chacune des huit variantes :

- moyenne générale en considérant les scénarios équilibrables : 2,12 %/an;
- valeur maximum : 2,85 %/an;
- valeur minimum : 1,20 %/an.

2. Questions concernant l'accord franco-belge de coopération dans le domaine électronucléaire

2.1. Question concernant les unités Chooz B 1 et B 2

Question 2.1.1. :

Quel est l'état d'avancement du chantier Chooz B 1 ; y a-t-il du retard ?

Réponse :

L'unité Chooz B 1 est actuellement en construction. La mise en service industrielle est prévue pour juin 1991.

Les principales commandes résultant des accords de coopération industrielle ont été passées aux constructeurs belges fin 1984.

Question 2.1.2. :

Existe-t-il une décision définitive de construction de B 2 ?

Réponse :

La décision d'engagement de l'unité Chooz B 2 appartient aux autorités françaises. L'unité ne sera vraisemblablement pas engagée en 1985; néanmoins, E. d. F. vient de confirmer aux producteurs d'électricité belges que la mise en service industrielle de cette unité restait prévue pour le second semestre de 1992 (le Plan d'Équipement la prend en considération en 1993 au plus tôt).

Cette assertion est étayée par le fait que E. d. F. compte anticiper les commandes des gros approvisionnements de 20 mois par rapport à la date définitive de l'ordre d'exé-

tieve datum van het uitvoeringsorder, ten einde de kostprijs te verlagen, door een reeksuitvoering in atelier en op de werf.

Vraag 2.1.3. :

Heeft België zich ertoe verbonden een participatie te nemen in B 2 ?

Antwoord :

De Belgische elektriciteitsproducenten hebben zich ertoe verbonden een participatie van 25 % van het vermogen en de energie van de eenheid Chooz B 2 te nemen.

Ongeacht of E. d. F. al dan niet participeert in de volgende Belgische eenheid, kan de effectieve deelneming volgens de akkoorden op initiatief van de Belgische elektriciteitsproducenten worden verschoven in de tijd.

Aan de Belgische elektriciteitsproducenten worden garanties gegeven, hoewel die eigenlijk overbodig zijn (zie vorig antwoord), voor het geval de beslissing om B 2 te bouwen zou worden uitgesteld.

2.2. Vragen betreffende de Belgische eenheid N 8

Vraag 2.2.1. :

Heeft België zich ertoe verbonden N 8 te bouwen ? Zou het er kunnen van afzien ? Welke sancties zou dit met zich brengen ?

Antwoord :

Het beginsel van de Frans-Belgische samenwerking, dat geconcretiseerd is in een overeenkomst tussen Regeringen, stoelt op een Belgische participatie in de twee eenheden van Chooz naar rata van 25 % en op een optie tot participatie van E. d. F. in de volgende Belgische kerneenheid naar rata van 50 %.

De beslissing om die nieuwe eenheid te bouwen werd genomen in het raam van het Nationaal uitrustingsplan 1983-1993. Enkel de datum van indienststelling van die eenheid moet nog worden vastgelegd.

Vraag 2.2.2. :

Heeft Frankrijk zich ertoe verbonden te participeren in N 8 ?

Antwoord :

E. d. F. kan beslissen om al of niet te participeren in de eenheid N 8. E. d. F. zal zich hierover uitspreken binnen drie maanden na het voorleggen van een kostenraming door de Belgische elektriciteitsproducenten, na de bekendmaking van de datum van de bouw en de industriële indienststellingen.

Het uitrustingsplan 1985-1995 gaat uit van de veronderstelling dat E. d. F. in het raam van de gesloten overeenkomsten effectief haar reservatie van vermogen en energie op de Belgische eenheid zal opnemen.

Vraag 2.2.3. :

Kan de beslissing N 8 te bouwen genomen worden zonder dat Frankrijk zich ertoe verbindt in N 8 te participeren ?

Antwoord :

Ingeval Frankrijk uiteindelijk zou beslissen af te zien van participatie in de eenheid N 8 zouden de Belgische elektriciteitsmaatschappijen een wisseloplossing moeten vinden :

tion, de façon à abaisser les coûts de revient, par effet de série en atelier et sur chantier.

Question 2.1.3. :

La Belgique s'est-elle engagée à participer à B 2 ?

Réponse :

Les electriciens belges se sont engagés à prendre une participation de 25 % de la puissance et de l'énergie de l'unité Chooz B 2.

La prise effective de cette participation peut être, à l'initiative des producteurs belges d'électricité, décalée dans le temps, selon les accords, et ceci qu'E. d. F. participe ou non dans la prochaine unité nucléaire belge.

Bien que celles-ci soient sans objet (voir réponse précédente), des garanties sont données aux producteurs belges d'électricité dans l'hypothèse où la décision d'engagement de B 2 serait retardée.

2.2. Questions concernant l'unité belge N 8

Question 2.2.1. :

La Belgique s'est-elle engagée à construire N 8 ? Pourrait-elle y renoncer ? Dans ce cas, quelles seraient les pénalités ?

Réponse :

Le principe de la coopération franco-belge ayant fait l'objet d'un accord entre Gouvernements repose sur une participation belge aux deux unités de Chooz à raison de 25 %, et sur une option de participation d'E. d. F. à la prochaine unité nucléaire belge, à hauteur de 50 %.

La décision de construction de cette dernière unité a été prise dans le cadre du Plan national d'Equipeement 1983-1993. Seule la date de mise en service de cette unité reste à déterminer.

Question 2.2.2. :

La France s'est-elle engagée à participer en N 8 ?

Réponse :

E. d. F. peut choisir de participer ou non à l'unité N 8 ; E. d. F. se prononcera sur cette option dans un délai de trois mois après la présentation d'un devis significatif par les producteurs d'électricité belges, après avoir annoncé la date de construction et de mise en service industriel.

Le Plan d'Equipeement 1985-1995 est établi en considérant qu'E. d. F. prélève effectivement, dans le cadre des contrats conclus, sa réservation de puissance et d'énergie sur l'unité nucléaire belge N 8.

Question 2.2.3. :

N 8 peut-elle être décidée sans engagement français d'y participer ?

Réponse :

Au cas où E. d. F. déciderait en stade final de ne pas participer à l'unité N 8, les sociétés d'électricité belges devraient rechercher une solution variante :

- hetzij een andere participatie in vermogen en energie;
- hetzij door het afsluiten van een dipoolcontract.

Een dipoolcontract bestaat erin dat twee vergelijkbare eenheden in twee verschillende landen contractueel met elkaar worden verbonden. Indien de ene in gebreke blijft, komt de andere met de helft van haar vermogen ter hulp en vice versa.

Het is dus alsof ieder van de partners in zijn eigen park beschikt over twee eenheden met een geringer vermogen en wel zonder prijsverhoging. De baten voor iedere partij bestaan in het gegarandeerd vermogen met een geringer totaal geïnstalleerd vermogen.

In het geval van een dipoolcontract met N 8 zou al het vermogen en de energie van die eenheid worden verstrekt aan het Belgische net. Dit zou een tijdelijke overcapaciteit met zich brengen, die economisch verantwoord is. Het technisch optimum zou worden opgegeven ten voordele van het economisch optimum. Aangezien N 8 zuiniger is, zouden de afnemers er baat bij hebben, hoewel de financieringsinspanning groter is.

Vraag 2.2.4. :

Tegen welke prijs zou E. d. F. de door N 8 geproduceerde energie kopen? Is zij verplicht energie te kopen als de prijs hoger ligt dan die van de Franse eenheden?

Antwoord :

De tussen de Belgische en Franse elektriciteitsproducenten gesloten akkoorden stoelen op de gelijkwaardigheid van de door beide partijen geleverde MW. Indien de eigenschappen van de centrales worden gewijzigd, blijft het uitgewisselde aandeel hetzelfde, ook al wordt het uitgewisseld vermogen verschillend.

De uitwisselingen gebeuren tegen kostprijs.

2.3. Vragen betreffende de andere overeenkomsten

Vraag 2.3.1. :

Welke maatregelen werden sedert de ondertekening van het akkoord betreffende het Maaswater en de veiligheid genomen?

Antwoord :

De verschillende groepen deskundigen die in het raam van het samenwerkingsakkoord in verband met kernenergie zijn gevormd, blijven samenkomen.

Voorts zijn de Frans-Belgische gesprekken over de algemene problemen van het Maaswater, de vragen in verband met hoeveelheid en kwaliteit, de evaluatie van de behoeften en het zoeken naar oplossingen voor alle problemen officieel aangevat. In de loop van die besprekingen heeft de Belgische delegatie in herinnering gebracht welk belang zij hecht aan het aanleggen van een watervoorraad op de Houille.

Vraag 2.3.2. :

Hebben de parlementsleden inzage in de overeenkomsten die tussen de operatoren werden gesloten?

Antwoord :

De tussen de economische operatoren gesloten overeenkomsten en contracten vallen onder het privaatrecht. Zij kunnen bijgevolg niet aan derden worden megedeeld.

- soit par une autre participation en puissance et énergie;
- soit par la conclusion d'un « contrat dipôle ».

Un contrat dipôle consiste à lier contractuellement deux unités comparables dans deux pays différents. Si l'une est indisponible, l'autre fournit la moitié de sa puissance en secours, et inversement.

Dès lors, tout se passe comme si chacun des partenaires disposait dans son propre parc de deux unités de puissance moindre, sans accroissement de prix. Le gain de chacun se situe au niveau de la puissance garantie, ce qui se traduit par une puissance installée totale moindre.

Dans le cas d'un contrat dipôle avec N 8, la totalité de la puissance et de l'énergie de cette unité serait fournie au réseau belge. Il en résulterait un sur-équipement temporaire, justifié sur le plan économique. On quitterait l'optimum technique pour entrer dans la voie de l'optimum économique. Vu l'économicité plus grande de l'unité N 8, la clientèle y trouverait un avantage, bien que l'effort de financement soit plus élevé.

Question 2.2.4. :

A quel prix E. d. F. achètera-t-elle l'énergie produite par N 8? Existe-t-il une obligation d'achat si le coût est supérieur à celui des unités françaises?

Réponse :

Les accords conclus entre les électriciens belges et français, reposent sur une égalité des MW fournis de part et d'autre; mais si les caractéristiques des centrales sont modifiées, les proportions échangées sont maintenues même si les puissances échangées deviennent inégales.

Les échanges se font à prix de revient.

2.3. Questions concernant les autres accords

Question 2.3.1. :

Quelles mesures ont été prises depuis la signature de l'accord dans le domaine des eaux de la Meuse et de la sécurité?

Réponse :

Les différents groupes d'experts constitués dans le contexte de l'accord en matière de coopération électronucléaire ont continué à se réunir.

D'autre part, les conversations franco-belges portant sur les problèmes généraux des eaux de la Meuse, les questions de quantité et de qualité, l'évaluation des besoins et la recherche de solutions à l'ensemble des problèmes ont été officiellement entamées. Au cours de celles-ci, la délégation belge a rappelé l'intérêt qu'elle portait à la constitution d'une réserve d'eau sur la Houille.

Question 2.3.2. :

Les parlementaires ont-ils le droit de regard sur les accords passés entre opérateurs?

Réponse :

Les accords et contrats conclus entre opérateurs économiques relèvent du droit privé. Ils ne peuvent dès lors pas être communiqués à des tiers.

3. Vragen betreffende de economische hypothesen van het Uitrustingsplan

3.1. Algemene vragen

Vraag 3.1.1. :

Werd rekening gehouden met de resolutie aangenomen na afloop van het parlementair debat over het energiebeleid?

Antwoord :

De in het Uitrustingsplan voorgestelde besluiten zijn niet in tegenspraak met de resoluties die door het Parlement zijn geformuleerd tijdens het debat over het energiebeleid.

De volgende resoluties houden rechtstreeks of onrechtstreeks verband met die besluiten :

- resolutie n° 1 betreffende de globale opties : opties 1, 3, 5, 6, 7, 8;
- resolutie n° 3 betreffende de aardolieprodukten : optie n° 1;
- resolutie n° 4 betreffende het aardgas : optie 5;
- resolutie n° 5 betreffende de steenkool : opties 3, 5; er dient opgemerkt dat in optie 8 een wens wordt uitgesproken. Uit de in het raam van het uitrustingsplan uitgevoerde berekeningen blijkt niet de noodzaak van een klassieke koleneenheid maar van een of meer wervelbedeenheden, en wel vanaf 1990. Voorts dient nog opgemerkt dat het potentiële opnemingsvermogen van het huidige en toekomstige elektrische park hoger ligt dan de huidige jaarproductie van de Kempense koolmijnen;
- resolutie n° 6 betreffende de elektriciteit : opties 1, 2, 3, 5, 6, 7;
- resolutie n° 7 betreffende de kernenergie : opties 2, 4, 5, 6. Op verzoek van de Regering werden met betrekking tot die laatste optie twee studies uitgevoerd : een « kosten-batenanalyse van de nieuwe Belgische kerncentrales » en « integratie van de verschillende types van steenkoolcentrales in het elektriciteitsproductiepark ».

Hun conclusies met betrekking tot de eventuele bouw van klassieke koleneenheden van 600 MW, zijn gelijklopend. Op grond van de algemeen aanvaarde hypothesen met betrekking tot de ontwikkeling van de vraag wordt geen aanbeveling geformuleerd voor de bouw ervan.

Vraag 3.1.2. :

Werd met de conclusies van de Commissie « Van Looy » rekening gehouden?

Antwoord :

Met de resultaten van de studie « Integratie van de verschillende types van steenkoolcentrales in het elektriciteitsproductiepark » werd rekening gehouden in het Uitrustingsplan, met name via de hypothesen die inzake investeringskosten en brandstofprijzen werden aangenomen, evenals voor de grootte van de wervelbedproductieeenheden.

3.2. Declasserings en inbedrijfstellingen

Vraag 3.2.1. :

Hoe ziet het schema van de geprogrammeerde declasseringen en inbedrijfstellingen per gewest in MW per MW uit?

3. Questions concernant les hypothèses économiques du plan d'équipement

3.1. Questions générales

Question 3.1.1. :

Les résolutions du débat parlementaire sur l'énergie ont-elles été prises en compte?

Réponse :

Les conclusions présentées dans le Plan d'Equipement ne sont pas en contradiction avec les résolutions émises par le Parlement lors du débat sur la politique énergétique.

Les résolutions et options ayant un rapport direct ou indirect avec ces conclusions sont les suivantes :

- résolution n° 1 relative aux options globales : options n°s 1, 3, 5, 6, 7, 8;
- résolution n° 3 relative aux produits pétroliers : option n° 1;
- résolution n° 4 relative au gaz naturel : option n° 5;
- résolution n° 5 relative au charbon : options n°s 3, 5; à noter que l'option n° 8 est un « souhait ». Les calculs effectués dans le cadre du Plan d'Equipement ne font pas apparaître d'unité classique au charbon, mais une ou plusieurs unités à lit fluidisé, à partir de 1990. A noter également que la capacité potentielle d'absorption du parc électrique actuel et futur est supérieure à la production annuelle actuelle des charbonnages campinois;
- résolution n° 6 relative à l'électricité : options n°s 1, 2, 3, 5, 6, 7;
- résolution n° 7 relative à l'énergie nucléaire : options n°s 2, 4, 5, 6. A noter que dans le cadre de cette dernière option, deux études ont été effectuées à la demande du Gouvernement : « analyse coût-bénéfice des nouvelles centrales électriques belges, intégration de divers types de centrales au charbon dans le parc de production d'électricité ».

Leurs conclusions convergent à propos de la construction éventuelle d'unités au charbon classiques de 600 MW, qui ne sont pas recommandées dans les hypothèses généralement admises d'évolution de la demande.

Question 3.1.2. :

Les conclusions de la « Commission Van Looy » ont-elles été prises en compte?

Réponse :

Les résultats de l'étude « L'intégration de divers types de centrales au charbon dans le parc de production d'électricité » ont été pris en compte dans le Plan d'Equipement, notamment par le biais des hypothèses adoptées en ce qui concerne les coûts d'investissement et le prix du combustible, ainsi que la taille des unités de production à lit fluidisé.

3.2. Déclassements et mises en service

Question 3.2.1. :

Quelle est la classification régionale des déclassements et mises en service programmés, MW par MW?

Antwoord :

Ten opzichte van de referetietoestand op 31 december 1983 ondergaat het ontwikkelbaar vermogen volgens het Uitrustingsplan 1985-1995 de volgende wijzigingen :

a) besliste inbewaringstellingen en declasseringen :

Wallonië : 212,3 MW;
Vlaanderen : 194,5 MW.

b) besliste indienststellingen :

Wallonië : 980 MW;
Vlaanderen : 980 MW;
Brussel : 51 MW.

c) voortzetting van het omschakelingsprogramma op steenkool :

Wallonië : 0;
Vlaanderen : 560 MW (steenkoolvermogen).

d) forfaitaire declasseringen (35 jaren-regel) :

Hier wordt verwezen naar § 2.5. van bijlage 2 van het Uitrustingsplan. Per definitie gaat het om een begrip dat louter tot de probabiliteit behoort. Bijgevolg is het niet mogelijk met name de eenheden op te sommen die in de toekomst effectief het voorwerp van een beslissing tot inbewaringstelling of declassering zullen zijn.

3.3. Investeringskosten — Totale kosten*Vraag 3.3.1. :*

Wat is de invloed van de ontmanteling van de nucleaire eenheden op de prijs per kWh ?

Antwoord :

De prijs van de ontmanteling van de kerncentrales is in de geïnstalleerde kW-prijs van dat type eenheid begrepen.

Men gaat er van uit dat de ontmanteling 30 jaar na de industriële inbedrijfstelling van de eenheid plaats heeft. Op dat ogenblik bedraagt de kostprijs ervan 12 % van de kostprijs van de eenheid.

Na actualisering op de datum van de inbedrijfstelling komt men tot een vermeerdering van de kostprijs van de geïnstalleerde kW met 1 %, of 1,3 centiem per kWh (berekening voor het jaar 1995).

Vraag 3.3.2. :

Wat is de invloed van de gekozen ligging op de investeringskosten van een kerncentrale ?

Antwoord :

De vestigingsplaats van de nieuwe centrales wordt gekozen na een diepgaande studie waarbij onder meer met de aanpassingskosten rekening wordt gehouden.

In het huidige stadium is elke informatie of discussie betreffende de juiste ligging van de volgende kerncentrale voorbarig. Aangestipt zij dat de nodige officiële vergunningen betreffende de vestigingsplaats door de Nationale en de Gewestregering moeten worden verleend.

Vraag 3.3.3. :

Wanneer men de eenheden met wervelbedverbranding en de kerncentrales vergelijkt, omzeilt men de kosten omdat de omvang verschilt. Waarom ligt de kostprijs van de klassieke steenkoolcentrales en van de wervelbedcentrales nagenoeg gelijk ?

Réponse :

Les modifications de puissance développable par rapport à la situation de référence du 31 décembre 1983 sont les suivantes, d'après le Plan d'Équipement 1985-1995 :

a) mises sous cocon et déclassements décidés :

Wallonie : 212,3 MW;
Flandre : 194,5 MW.

b) mises en service décidées :

Wallonie : 980 MW;
Flandre : 980 MW;
Bruxelles : 51 MW.

c) poursuite du programme de conversion au charbon :

Wallonie : 0;
Flandre : 560 MW (puissance au charbon).

d) déclassements forfaitaires (règle des 35 ans) :

Nous renvoyons au § 2.5. de l'annexe 2 du Plan d'Équipement. Par définition, il s'agit donc d'une notion purement probabiliste. Dès lors, il n'est pas possible de citer nominativement quelles unités seront effectivement, dans l'avenir, l'objet d'une décision de mise sous cocon ou de déclassement.

3.3. Coûts d'investissement — Coûts totaux*Question 3.3.1. :*

Quel est l'impact du démantèlement des unités nucléaires sur le coût du kWh ?

Réponse :

Le coût du démantèlement des centrales nucléaires est inclus dans le prix du kW installé de ce type d'unité.

On considère que le démantèlement intervient 30 ans après la mise en service industrielle de l'unité. Son coût à ce moment est de 12 % du coût de l'unité.

Après actualisation à la date de la mise en service, on arrive à une majoration du coût du kW installé de 1 %, soit 1,3 centime par kWh (calcul pour l'année 1995).

Question 3.3.2. :

Quel est l'impact du site choisi sur le coût d'investissement d'une unité nucléaire ?

Réponse :

Les sites d'implantation de nouvelles centrales sont choisis après des études très poussées prenant entre autres en considération leurs frais d'aménagement.

Au stade actuel, toute information et discussion relatives à la localisation de la prochaine unité nucléaire sont prématurées. À noter que les autorisations officielles nécessaires portant sur le site d'installation doivent être octroyées par les autorités gouvernementales et régionales.

Question 3.3.3. :

En comparant les unités à lit fluidisé et nucléaires, on baise les coûts par l'effet de taille ? Pourquoi les coûts des unités au charbon classiques, et à lit fluidisé, sont-ils voisins ?

Antwoord :

De investeringskosten van eenheden van een welbepaald type variëren naargelang van de omvang van die eenheden : de specifieke investering (frank/kW) vermindert wanneer de omvang vergroot.

Zo vermindert de specifieke investeringskostprijs wanneer verschillende gelijkaardige eenheden naast elkaar worden gebouwd. Daarmee wordt in het Uitrustingsplan rekening gehouden.

De respectieve verdienste van eenheden van verschillende types is het gevolg van verschillende criteria zoals :

- de specifieke investeringskostprijs;
- bepaalde technische karakteristieken;
- de proportionele kostprijs;
- de stand van de technologie (onder andere maximum omvang).

Alle mogelijke types van produktie-eenheid worden gekarakteriseerd in de gegevens van het Uitrustingsplan en worden met elkaar vergeleken op grond van hun karakteristieken en hun vermogen.

Vraag 3.3.4. :

Het Plan geeft geen vergelijking van de totale kostprijs van de kerncentrales - steenkoolcentrales.

Kunnen dergelijke centrales, gezien de verhouding tussen de investerings- en de exploitatiekosten van centrales die met een zuiveringsinstallatie zijn uitgerust, niet concurreren met de kerncentrales ?

*Antwoord :**Réponse :*

Les coûts d'investissement d'unités d'un type déterminé varient selon la taille de ces unités : l'investissement spécifique (franc/kW) diminue lorsque la taille augmente.

De même, le coût d'investissement spécifique diminue lorsque plusieurs unités semblables sont construites côte à côte. Ces effets sont pris en compte dans le Plan d'Équipement.

Le mérite respectif d'unités de types différents résulte de divers critères tels que :

- le coût spécifique d'investissement;
- certaines caractéristiques techniques;
- le coût proportionnel;
- l'état de la technologie (entre autres : taille maximum).

Tous les types possibles d'unité de production sont caractérisés dans les données du Plan d'Équipement et mis en compétition les uns avec les autres, en fonction de leurs caractéristiques et performances.

Question 3.3.4. :

Le Plan ne donne pas de comparaison du coût total des unités nucléaires et charbon.

Vu les parts des coûts d'investissement et d'exploitation des centrales équipées de système de dépollution, de telles centrales ne deviennent-elles pas compétitives par rapport aux unités nucléaires ?

Réponse :

	N 8 Belg. aandeel — N 8 part belge	600 MW steenk. met ontzw. — 600 MW charb. avec désulf.	Wervelbed Lit fluidisé		
			afvalkolen — charbon déchet	normale steenkolen — charbon normal	
1. Totale gemiddelde beschikbaarheid %	74,40	76,70	80,30	80,30	1. Disponibilité moyenne globale %
2. Maximale gebruiksduur u/jaar	6 520	6 700	7 000	7 000	2. Utilisation maximale h/an
3. Jaarlijkse vaste kosten F/kWh	1,35	1,08	1,26	1,20	3. Frais fixes annuels F/kWh
4. Brandstofprijs					4. Prix du combustible
nu en st. F/kWh en F/GJ	0,47	120,00	90,00	120,00	nu et ch F/kWh et F/GJ
NU en ST F/kWh en F/GJ	0,61	165,00	124,00	165,00	NU et CH F/kWh et F/GJ
5. Proportionele kosten					5. Frais proportionnels
nu of st F/kWh	0,47	1,19	0,85	1,10	nu ou ch F/kWh
NU of st F/kWh	0,61	1,61	1,14	1,50	NU ou CH F/kWh
6. Totale kosten (3) + (5)					6. Frais totaux (3) + (5)
nu en st F/kWh	1,82	2,27	2,11	2,30	nu et ch F/kWh
NU en ST F/kWh	1,96	2,69	2,40	2,70	NU et CH F/kWh
7. Verschil steenkool-kernenergie					7. Différence charbon — nucléaire
nu + st F/kWh	—	+ 0,45	+ 0,29	+ 0,48	nu + ch F/kWh
nu + ST F/kWh	—	+ 0,87	+ 0,58	+ 0,88	nu + CH F/kWh
NU + ST F/kWh	—	+ 0,73	+ 0,44	+ 0,74	NU + CH F/kWh
NU + st F/kWh	—	+ 0,31	+ 0,15	+ 0,34	NU + ch F/kWh

Vraag 3.3.5. :

Zouden de « sociale kosten » niet zowel ten laste van de kerncentrales als van de steenkoolcentrales moeten worden gelegd ?

Antwoord :

Op verzoek van de Regering werd door de professoren Blauwens, De Meester, Jaumotte en Tulkens een studie gemaakt ten einde rekening te houden met alle factoren die rechtstreeks of onrechtstreeks de kosten en baten van de beoogde produktiemethode beïnvloeden; die factoren houden met name verband met :

- het behoud van de werkgelegenheid;
- de bescherming van het leefmilieu;
- de deelneming van de Belgische industrie;
- de bevoorradingszekerheid.

Wanneer men die verschillende kosten en baten in een optimaliseringsmethodologie inbouwt, kan men de optimale strategie bepalen voor de gemeenschap in het algemeen en niet die welke uitsluitend vanuit het oogpunt van de elektriciteitsproducent de beste is.

Hieronder wordt een afschrift van de conclusies van die studie gegeven.

HOOFDSTUK V

Keuze van de elektrische uitrusting

De invoeging in het investeringsmodel van het B. C. E. O. volgens de in hoofdstuk I beschreven methode van de twee categorieën van onrechtstreekse kosten die in de hoofdstukken I en II werden geraamd, heeft geleid tot de berekening van nieuw uitrustingsplannen, die de totale kostprijs voor de gemeenschap tot een minimum terugbrengen. Zoals in hoofdstuk IV is aangegeven, werd bij die berekening alleen met de groeivoet van de vraag met 1,5 % en 2,5 % rekening gehouden.

In een eerste stadium heeft men de vijf, door het B. C. E. O. voorgestelde strategieën (respectievelijk a, b, c, d, en e genaamd) in beschouwing genomen. Aanvullend werd gevraagd een nieuwe strategie (genaamd b') erin op te nemen die omschreven wordt als de deelneming in de twee eenheden te Chooz en de bouw van de Belgische eenheid als tegenhanger op zijn vroegst, met andere woorden, in 1993.

De resultaten van al die berekeningen die door het C. P. T. E. werden verricht, staan vermeld in de onderstaande tabellen n^os 4 en 5. Op grond daarvan is de groep van experten tot de volgende conclusies gekomen betreffende de keuze van de elektrische uitrusting.

1. Kernenergie (strategieën (b), (b') en (c)) vs steenkool (strategieën (d) en (e))

Uit de berekeningen blijkt duidelijk dat vanuit het standpunt van de gemeenschap de kernenergie de beste manier is om aan de toekomstige vraag te voldoen : zowel vanuit het oogpunt van het « technische » optimum (strategie (a), wordt uitsluitend nucleair, althans wanneer ze een vermogenstoename impliceert, wat het geval is voor een jaarlijkse groeivoet van de vraag met 2,5 %) als vanuit het « economische » optimum (de strategieën (b), (b') en (c) blijken de beste, en zulks in alle mogelijke hypothesen inzake groeivoet van de vraag en evolutie van de brandstofprijzen).

Onder de strategieën die het gebruik van kolencentrales onderstellen, blijkt die welke ontzwaving inclusief een overdeven hoge kostprijs te hebben. Die welke kiest voor

Question 3.3.5. :

Les « coûts sociaux » devraient être imputés aussi bien aux unités nucléaires qu'aux centrales à charbon.

Réponse :

A la demande du Gouvernement, une étude a été effectuée par les Professeurs Blauwens, De Meester, Jaumotte et Tulkens afin que soient pris en considération tous les facteurs qui influencent, soit directement soit indirectement, les coûts et bénéfices des modes de production envisagés, ces facteurs relevant notamment de :

- la sauvegarde de l'emploi;
- la protection de l'environnement;
- la participation de l'industrie belge;
- la sécurité d'approvisionnement.

En incorporant ces différents coûts et bénéfices dans une méthodologie d'optimisation, on peut déterminer les stratégies optimales pour la collectivité en général, et non celles considérées du seul point de vue du secteur de la production d'électricité.

Une copie des conclusions de cette étude est fournie ci-après.

CHAPITRE V

Le choix des équipements électriques

L'insertion dans le modèle d'investissement du C.G.E.E., selon la méthode décrite au chapitre III, des deux catégories de coûts indirects estimés aux chapitres I et II, a conduit au calcul de nouveaux plans d'équipement, minimisant les coûts totaux pour la collectivité. Comme indiqué au chapitre IV, seuls les taux de croissance de la demande de 1,5 % et 2,5 % ont été retenus dans ces calculs.

Dans un premier temps, on a considéré de ce point de vue les cinq « stratégies » proposées par le C.G.E.E. (respectivement dénommées a, b, c, d, et e'). En complément de mission, il a été demandé d'inclure une nouvelle stratégie (dénommée b'), définie comme la participation aux deux unités de Chooz et la réalisation de l'unité belge de réciprocité au plus tôt, c'est-à-dire en 1993.

Les résultats de l'ensemble de ces calculs, effectués par la C.P.T.E., figurent aux tableaux n^os 4 et 5 ci-après. Sur cette base, le groupe des experts est amené aux conclusions suivantes quant au choix des équipements électriques.

1. Nucléaire (stratégies (b), (b') et (c)) vs charbon (stratégies (d) et (e'))

Il ressort nettement des calculs que du point de vue de la collectivité, la meilleure manière de faire face à la demande future est de recourir à l'option nucléaire : ceci tant du point de vue de l'optimum « technique » (la stratégie (a) devient exclusivement nucléaire, du moins lorsqu'elle implique un accroissement de capacité, ce qui est le cas pour un taux annuel de 2,5 % d'accroissement de la demande), que du point de vue de l'optimum « économique » (les stratégies (b), (b') et (c) apparaissent comme les meilleures, et ce sous tous les jeux d'hypothèses de taux de croissance de la demande et d'évolution du prix des combustibles).

Parmi les stratégies impliquant des centrales au charbon, celle qui inclut la désulfuration s'avère être d'un coût collectif prohibitif. Celle qui opte pour 600 MW sans désulfura-

600 MW zonder ontzwaiving binnen de kortst mogelijke tijd (zegge 1989) — strategie (d) — benadert evenwel de nucleaire aanpak, doch alleen wanneer rekening wordt gehouden met een trage evolutie van de kolenprijs, een snelle evolutie van de uraniumprijs en een hoge grocivoet van de vraag (hypothese 2,5 % — NU - ST).

Verantwoording

Zowel de indirecte kosten voor de Belgische economie (in de zin van de hiervoren in hoofdstuk II omschreven « schaduwrijzen ») als de milieukosten spelen een rol in de verklaring van het resultaat dat ten gunste van kernenergie werd verkregen.

De schaduwrijzen zijn in de eerste plaats van invloed op de eenheidsprijzen voor de bouw van centrales, zowel kern- als kolencentrales (en in proporties die in beide gevallen vrijwel gelijk zijn). Uit dat oogpunt worden de twee types van centrales eveneens bevoordeeld.

Voorts beïnvloeden de schaduwrijzen tevens de prijs van de brandstoffen, maar nagenoeg alleen voor de steenkoolcentrales, via de kolenprijs, wegens het groot aantal Belgische arbeidskrachten dat daarbij wordt ingeschakeld (in tegenstelling tot uranium en fuel).

De indirecte kosten voor het leefmilieu laten hun belangrijkste weerslag alleen voelen in de proportionele kosten: doordat ze vooral de kosten voor fuel en in mindere mate die voor steenkool optrekken, werken zij hun vervanging

tion au plus tôt (soit 1989) — stratégie (d) — se rapproche cependant de l'option nucléaire, mais seulement lorsqu'on retient une évolution basse du prix du charbon, une évolution haute du prix de l'uranium, et un taux élevé de croissance de la demande (hypothèse 2,5 % — NU-CH).

Justification

Tant les coûts indirects pour l'économie belge (au sens des « shadow prices » définis au chapitre II ci-dessus) que les coûts d'environnement jouent un rôle dans l'explication du résultat obtenu en faveur du nucléaire.

Tout d'abord, les « shadow prices » affectent les coûts unitaires de construction des centrales, tant du côté nucléaire que du côté charbon (et dans des proportions pratiquement semblables dans les deux cas). De ce point de vue, les deux types de centrales sont également avantagés.

D'autre part, les « shadow prices » affectent aussi les coûts de combustibles mais presque uniquement dans le cas des centrales au charbon, via le prix de celui-ci, en raison de l'importante main-d'œuvre nationale qui y est incorporée (contrairement à l'uranium et au fuel).

Quant aux coûts indirects pour l'environnement leur effet principal se situe exclusivement au niveau des coûts proportionnels: en majorant surtout ceux du fuel et dans une moindre mesure ceux du charbon, ils favorisent leur substi-

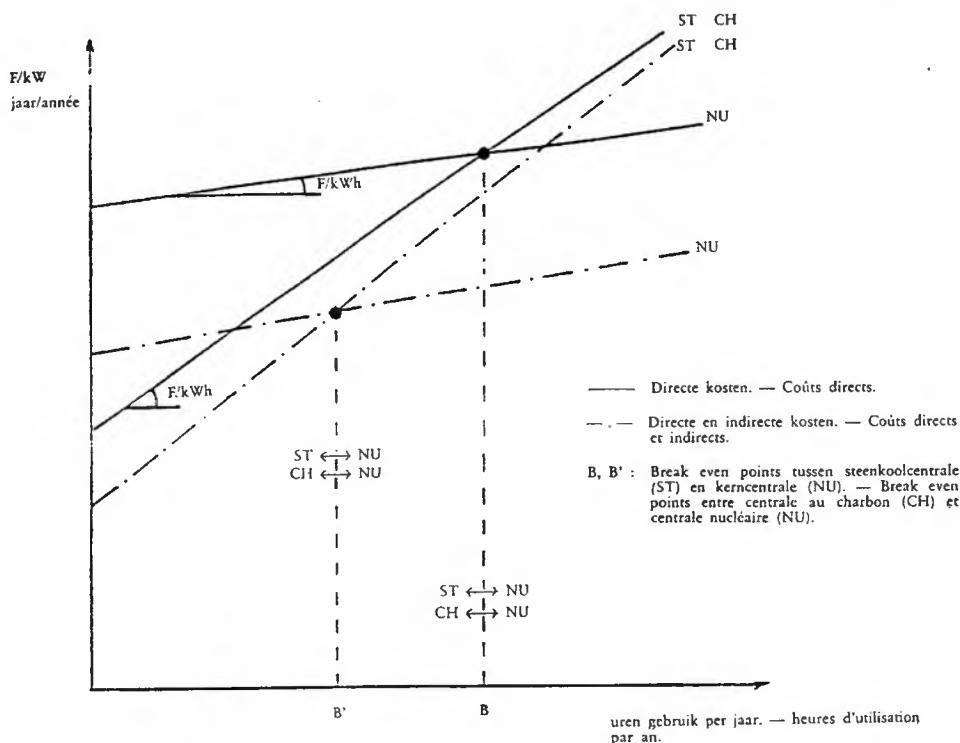


Fig. 2

door andere brandstoffen in de hand. Overigens zijn de milieukosten van kernenergie gering, zelfs al wordt daarin het ongevalsrisico opgenomen.

Globaal genomen blijkt dat na vermenigvuldiging van de aldus gewijzigde eenheidskosten met de grootte van de te installeren eenheden of met hun productie in kWh, het voordeel van kernenergie op steenkool nog is toegenomen vergeleken met de aanvangsberekening van het B. C. E. O. Het verschijnsel wordt schematisch geïllustreerd in figuur n° 2 hiervoor.

Anderzijds moet ook worden geconstateerd dat een vermindering van de prijs waartegen de Kempense steenkool in de berekening is opgenomen — een vermindering wegens de werkloosheid in die streek — er niet in slaagt haar binnen de gehele Belgische elektriciteitsvoorziening, meer concurrerend dan kernenergie (1) te maken.

2. Belgische kernenergie (1 300 MW ten spoedigste : strategie (c)) vs. Frans-Belgische kernenergie (Chooz B1 + B2 + reciprociteit; strategieën (b) en (b'))

Uit de voor het geheel gemaakte optimalisering blijkt duidelijk — en zulks in alle hypothesen van groeipercen-
tage van de vraag en van de evolutie van de brandstoffen-
prijzen — dat het voor de Belgische economie voordelig is
zo spoedig mogelijk (in 1993) een kerncentrale te vestigen.

Zo die keuze samen met een participatie in Chooz kan
worden verwezenlijkt (Frankrijk is bereid vanaf 1993 650
MW af te nemen), valt men binnen de gunstigste van de
beschouwde strategieën (strategie (b')).

Mocht die keuze niet met Chooz verenigbaar zijn (Frank-
rijk verzoekt België een paar jaren te wachten alvorens zijn
kerncentrale te bouwen), dan verliest de participatie in
Chooz elk belang en is het verkieslijk dat België in 1993
zijn eigen centrale bouwt (strategie (c)). Die 2^e overweging
is het meest gerechtvaardigd in de vaak het meest waar-
schijnlijk geachte hypothese inzake de evolutie van de
brandstoffenprijzen (zijnde nu-ST).

Verantwoording

Aangezien de drie strategieën (c), (b) en (b') vrijwel tot
hetzelfde geïnstalleerde globale kernvermogen leiden, is het
door de onderhavige studie onder de aandacht gebrachte
voordeel voornamelijk aan het tijdschema verbonden : het
vloeit meer bepaald voort uit de wijze waarop de « schaduw-
prijzen », die voor de bouw- en exploitatiekosten zijn
bestemd, samengaan met de respectieve tijdschema's voor de
besproken strategieën.

Het in dienst nemen begin 1993 van een Belgische cen-
trale van 1 300 MW heeft een aanzienlijk onrechtstreeks
gevolg voor de Belgische economie (met name voor de ver-
schillende arbeidsmarkten en voor de betalingsbalans) : dit
gevolg wordt ook vanaf die datum (en zelfs vroeger) volledig
voelbaar. Van de keuze Chooz + reciprociteit wordt een
gelijkaardig gevolg verwacht, maar is het ruimer in de tijd
gespreid (zoals in het geval van strategie (b), waar de Belgi-
sche centrale eerst begin 1998 in dienst wordt genomen zo
van vraag met 1,5 % stijgt en eerst in 1994 bij een groeivoet
van 2,5 %), dan wordt het aanmerkelijk afgezwakt door de
actualisering. De aan de hand van het B.C.E.O.-model uit-
gevoerde optimalisering bewijst dat het verschil in termijnen
van belang is voor de Belgische economie : hoe eerder die
centrale er komt, des te spoediger zal de economie de gun-
stige gevolgen ervan ondervinden.

Dit voordeel blijft volkomen onaantast in het geval van
strategie (b') waarbij in Chooz wordt gedeïncipieerd met een
zo spoedig mogelijke reciprociteit. Uit de berekening blijkt

tution par d'autres combustibles. Par ailleurs, les coûts
d'environnement de nucléaire sont faibles, même en y in-
corporant le risque d'accident.

Globalement, après multiplication des coûts unitaires,
ainsi modifiés, par les tailles des unités à installer ou par
leur production en kWh, il apparaît que l'avantage du
nucléaire sur le charbon s'est accru par rapport au calcul
initial du C. G. E. E. Une illustration schématique du phé-
nomène est donnée par la figure n° 2 ci-avant.

D'un autre point de vue, on est amené à constater aussi
que la réduction du prix auquel le charbon campinois est
incorporé dans le calcul — réduction introduite pour cause
de chômage dans cette région — n'arrive pas à le rendre
globalement plus compétitif que le nucléaire (1) au niveau de
l'ensemble du système électrique belge.

2. Nucléaire belge (1 300 MW au plus tôt; stratégie (c)) vs. Nucléaire franco-belge (Chooz B1 + B2 + réciprocité; stratégies (b) et (b'))

De l'optimisation faite du point de vue de la collectivité
se dégage nettement — et ce dans toutes les hypothèses de
taux de croissance de la demande et d'évolution des prix
des combustibles — l'avantage pour l'économie belge de
réaliser une unité nucléaire en Belgique au plus tôt (en 1993).

Si cette option peut être réalisée conjointement avec une
participation à Chooz (la France se déclarant preneur de
650 MW dès 1993), on est alors dans la meilleure des stra-
tégies considérées (stratégie (b')).

Si cette option n'est pas compatible avec Chooz (la France
demandant à la Belgique d'attendre quelques années avant
de construire son unité), alors la participation à Chooz perd
son intérêt, et il vaut mieux que la Belgique réalise la con-
struction de sa propre unité en 1993 (stratégie (c)). Cette
deuxième considération est la mieux fondée dans l'hypo-
thèse souvent dite la plus probable en matière d'évolution
des prix des combustibles (soit nu-CH).

Justification

Etant donné que les trois stratégies (c), (b) et (b') condui-
sent pratiquement à la même puissance nucléaire globale
installée, l'avantage mis en lumière par la présente étude est
essentiellement lié au calendrier : plus précisément il dé-
coule de la manière dont les « shadows prices », affectés aux
coûts des construction et d'exploitation, se combinent avec
les échéanciers respectifs des stratégies en cause.

L'effet indirect sur l'économie belge (notamment sur ses
divers marchés du travail et sur sa balance des paiements)
d'une centrale belge de 1 300 MW mise en service au début
de 1993 est important; il est aussi complètement ressenti
dès cette date (et même avant). Un effet de même nature
est attendu de l'option Chooz + réciprocité, mais s'il est
plus étalé dans le temps (comme dans le cas de la stratégie
(b), où la centrale belge n'est mise en service qu'au début
de 1998 en cas de croissance de la demande au taux de
1,5 %, et qu'à fin 1994 en cas d'un taux de 2,5 %), il est
sensiblement amoindri par l'actualisation. L'optimisation par
le modèle du C. G. E. E. montre que cette différence
d'échéances a une valeur pour l'économie belge : plus tôt
celle-ci verra mettre en œuvre la réalisation de cette cen-
trale, plus tôt elle en ressentira les effets bénéfiques.

Cet avantage est intégralement préservé dans le cas de la
stratégie (b') de participation à Chooz avec réciprocité au
plus tôt. Et le calcul montre qu'alors, les termes favorables

(1) Vooral niet wanneer deze er vroegtijdig komt: cf. strategieën
(c) en (b').

(1) Surtout si on réalise tôt celui-ci; cf. stratégies (c) et (b').

dat de gunstige voorwaarden van die participatie bovenop het voordeel komen en die nieuwe strategie het doelmatigst maken.

Ten slotte spelen de aan het hier beschouwde alternatief verbonden leefmilieu-aspecten die voor de Belgische centrale in de berekening zijn opgenomen maar, aangezien ze fataal zijn voor Chooz, niet in rekening zijn gebracht — geen rol in deze klassering.

C. P. T. E.

Studiedienst

Berekening van de evolutie van het productiepark en van de meerkosten van de strategieën van het Uitrustingsplan 1983-1993, gemaakt op verzoek van de heren Blauwens, De Meester, Jaumotte en Tulkens, met de kostengegevens die zij hebben verschaft (1).

TABEL N° 4

Ontwikkeling van het park in de diverse strategieën op grond van de directe en de indirecte kosten

de cette participation viennent s'ajouter à cet avantage, et rendent cette nouvelle stratégie la plus efficace.

Enfin, les aspects environnementaux de l'alternative ici considérée — qui sont présents dans les calculs en ce qui concerne la centrale belge, mais non pris en compte parce que fatals en ce qui concerne Chooz — ne jouent pas de rôle dans ce classement.

C. P. T. E.

Services des Etudes

Calcul du développement du parc et des surcoûts des stratégies du Plan d'équipement 1983-1993 effectué à la demande de MM. Blauwens, De Meester, Jaumotte et Tulkens, avec les données de coût qu'ils ont fournies (1).

TABLEAU N° 4

Développement du parc dans les différentes stratégies sur base des coûts directs et indirects

	Strategie (a) Stratégie (a)	Strategie (b) Stratégie (b)	Strategie (b') Stratégie (b')	Strategie (c) Stratégie (c)	Strategie (d) Stratégie (d)	Strategie (e) Stratégie (e)
Jaar Année	Technisch optimum	25 % Chooz B1 25 % Chooz B2 + reciprociteit volgens vraag	25 % Chooz B1 en B2 + reciprociteit begin 1993	1 300 MW Belg. Nu. ten spoedigste	600 MW steenk. zonder ontzwaveling ten spoedigste	600 MW steenk. met ontzwaveling ten spoedigste
	Optimum technique	25 % Chooz B1 25 % Chooz B2 + reciprocité selon demande	25 % Chooz B1 et B2 + reciprocité au début de 1993	1 300 MW nucl. belge au plus tôt	600 MW charb. sans désulfur. au plus tôt	600 MW charb. avec désulfur. au plus tôt
Stijging van de belasting : 1,5 % per jaar. — Croissance de la charge : 1,5 % par an						
1989	—	—	—	—	600 ST/CH *	600 STO/CHD *
1990	—	—	—	—	—	—
1991	—	—	—	—	—	—
1992	—	348 *	348 N *	—	—	—
1993	—	—	650 N **	1 300 N *	—	—
Verpl. compl./ Compl. obligé		348 N * in/en 1994 650 N ** in/en 1998	348 N * in/en 1994			
Stijging van de belasting : 2,5 % per jaar. — Croissance de la charge : 2,5 % par an						
1989	—	—	—	—	600 ST/CH *	600 STO/CHD *
1990	—	—	—	—	—	—
1991	—	—	—	—	—	—
1992	—	348 N *	348 N *	—	—	—
1993	1 300 N	—	650 N **	1 300 N *	—	—
Verpl. compl./ Compl. obligé		348 N * + 650 N ** in/en 1994	348 N * in/en 1994			

N : kernenergie.

ST en STO : steenkool zonder en met ontzwaveling.

WB : wervelbed.

AG : aggregaat gasturb. + stoomturb.

* : vermogen voortvloeiend uit de oorspronkelijke beslissing die de strategie kenmerkt.

** : vermogen voortvloeiend uit de reciprociteit ingeval van participatie in Chooz.

(1) Directe kosten conform mer het Uitrustingsplan 1983-1993.

Indirecte kosten bepaald door de deskundigen.

N : nucléaire.

CH et CHD : charbon sans et avec désulfuration.

LF : lit fluidisé.

AG : agrégat. turb. gaz + turb. vapeur.

* : puissance résultant de la décision initiale caractérisant la stratégie.

** : puissance résultant de la reciprocité en cas de participation à Chooz.

(1) Coûts directs conformes au Plan d'équipement 1983-1993.

Coûts indirects déterminés par les experts.

TABEL N° 5

Meerkosten

(directe en indirecte) in 10⁶ F geactualiseerd

TABLEAU N° 5

Surcoûts

(directs et indirects) en 10⁶ F actualisés

Hypothese. — Hypothèse			Strategie. — Stratégie					
Percentage — Taux	Nucleaire brandstof — Combustible nucléaire	Steenkool — Charbon	(a)	(b)	(b')	(c)	(d)	(e')
1,5 %	NU	ST/CH	14 211	11 245	0	3 700	11 941	15 220
1,5 %	NU	ST/CH	15 844	13 112	0	2 624	18 660	22 018
1,5 %	NU	ST/CH	15 617	12 292	0	3 944	17 048	20 425
1,5 %	NU	ST/CH	13 843	10 425	0	4 880	10 188	13 510
Gemiddelde voor 1,5 %. — Moyenne pour 1,5 %			14 879	11 769	0	3 787	14 459	17 793
2,5 %	NU	ST/CH	5 062	3 960	0	3 007	4 981	8 338
2,5 %	NU	ST/CH	4 428	4 357	0	2 021	8 488	11 880
2,5 %	NU	ST/CH	5 510	4 141	0	3 335	8 216	11 621
2,5 %	NU	ST/CH	5 911	3 745	0	4 090	4 468	7 866
Gemiddelde voor 2,5 %. — Moyenne pour 2,5 %			5 228	4 051	0	3 113	6 538	9 926

Opmerking :

— De in verhouding tot de minst dure strategie bepaalde meerkosten worden in franken van 1983 uitgedrukt, met actualisering per 1 januari 1983. »

Remarque :

— Les surcoûts, définis par rapport à la stratégie la moins coûteuse (b') sont exprimés en francs de 1983 avec actualisation au 1^{er} janvier 1983. »

In het hoofdstuk van het verslag met aanvullende opmerkingen staat het volgende te lezen :

Dans son chapitre reprenant certaines remarques complémentaires, le rapport mentionne :

2. Experimentele steenkoolcentrale met wervelbedverbranding

2. Centrale au charbon expérimentale à combustion en lit fluidisé

Dat de wervelbedverbranding in het herberekende uitrustingsplan nooit in aanmerking wordt genomen, betekent niet dat de experimentele ontwikkeling ervan niet moet worden voortgezet. De mogelijke investeringsbehoeften buiten het huidige bestek van het plan, het belang van steenkool als energiebron en de voordelen van de wervelbedverbranding op het stuk van de bescherming van het leefmilieu kunnen immers tot de aanwending ervan nopen.

Le fait que la combustion en lit fluidisé ne soit jamais retenue par le Plan d'équipement recalculé ne signifie pas que son développement à titre expérimental ne doit pas être poursuivi. Les besoins d'investissement concevables au-delà de l'horizon actuel du plan, l'intérêt du charbon comme source énergétique, et l'avantage de la combustion en lit fluidisé au point de vue de la protection de l'environnement pourraient en effet nécessiter d'y avoir recours.

Om deze redenen durven wij aanbevelen zo vlug als redelijk mogelijk de voorstudie aan te vatten van een experimentele steenkoolcentrale met wervelbedverbranding van 100 MW^e die zou kunnen worden gevestigd bij een mijnzetel of bij een reeds bestaande of ombouwgeplande steenkoolcentrale in Limburg (bv. Langerlo), waarbij kan gemikt worden op een indienstname rond 1990. Er moet immers worden rekening gehouden met de blijvende diversificatie van het elektriciteitspark, die volgens het energie-debat in het Parlement moet steunen op steenkool en op kernenergie. Niet alleen omwille van de tewerkstelling, maar ook om de verdere ontwikkeling van Belgische know-how in onze studiebureaus en in onze industrie op gebied van steenkoolcentrales te waarborgen, zou de studie en ontwikkeling van wervelbedcentrales (die worden gekenmerkt door een milieuvriendelijker werking met lage emissie van stof,

Nous suggérons dès lors que soient entamées le plus rapidement possible les études préparatoires en vue de la construction d'une centrale expérimentale à lit fluidisé au charbon de 100 MW^e, qui pourrait être implantée, dans le Limbourg (par exemple à Langerlo), à proximité d'un charbonnage ou d'une centrale au charbon existante ou dont la transformation est envisagée, et qui pourrait être mise en service vers 1990. Il faut en effet veiller en permanence à la diversification du parc de production, qui, d'après le débat parlementaire sur l'énergie doit être assurée par le charbon et par l'énergie nucléaire. L'étude et le développement de centrales à lit fluidisé (qui sont moins polluantes parce qu'elles rejettent moins de poussière, de SO² et de NO_x), si possible du type à production combinée de chaleur industrielle, stimuleraient les réalisations dans le domaine des technologies de pointe, qui constituent également un produit

SO₂ en NO_x), zo mogelijk van het gecombineerde produktie-type met industriële warmte, een stimulans zijn voor piek-technologische realisaties die ook voor export in aanmerking komen.

3.4. Vragen betreffende de brandstoffen

Vraag 3.4.1. :

Wat is de weerslag van het fuel- en gasverbruik op de globale kostprijs ?

Antwoord :

In tabel 4/1 van bijlage 4 van het Uitrustingsplan wordt het aandeel in % gegeven van de verschillende brandstoffen in de elektriciteitsproductie.

Geconstateerd wordt dat naargelang van de schema's de vloeibare en gasvormige brandstoffen een verbruik van 0,7 tot 2,2 miljoen ton olie equivalent (t.o.e.) vertegenwoordigen, zijnde 4,8 tot 12,8 % van de in de productie gebruikte brandstoffen.

Te noteren valt dat het aandeel van de gasvormige brandstoffen afvoer van « fatale » brandstoffen mogelijk maakt.

De eenheden die dure brandstoffen verbruiken worden slechts ingeschakeld wanneer er behoefte aan is, om tijdelijke belastingen te dekken.

In 1984 werd voor de aankoop van vloeibare en gasvormige brandstoffen 17,4 miljard F uitgegeven.

Binnen de door het Uitrustingsplan vooropgezette hypothesen zullen die bedragen respectievelijk oplopen tot :

- hypothese 1,5 %/jaar : 5,3 à 8,9 miljard F;
- hypothese 2,5 %/jaar : 10,2 à 15 miljard F;
- hypothese 3,5 %/jaar : 16,2 à 23,5 miljard F.

In die cijfers is het verbruik van fataal gas vervat.

Vraag 3.4.2. :

Wat is in de prijs van de fossiele brandstoffen het aandeel van de vervoers-, voorbereidings- en bewerkingskosten ?

Antwoord :

In 1984 bedroeg de gemiddelde prijs van de franco walsteenkool 137 F/Gj.

Het vervoer is in die prijs begrepen, ten belope van ongeveer 8 F/Gj.

Daarbij moeten nog de voorbereidingskosten worden gevoegd die in 1984 13 F/Gj bedroegen.

Voor de fuel bedragen de vervoers- en voorbereidingskosten respectievelijk ongeveer 3,5 F/Gj en 4,7 F/Gj.

Vraag 3.4.3. :

Wat is de prijs van de afvalkolen waarmee de wervelbedeenheden moeten worden gevoed ?

Antwoord :

De hypothesen inzake de prijs van de afvalkolen die bestemd zijn voor de wervelbedeenheden zijn gebaseerd op die

d'exportation, et permettraient non seulement de promouvoir l'emploi, mais aussi de développer le savoir-faire de nos bureaux d'étude et de notre industrie sur le plan des centrales au charbon.

3.4. Questions concernant les combustibles

Question 3.4.1. :

Quelle est la répercussion sur le coût global, de la consommation de fuel et de gaz ?

Réponse :

Le tableau 4/1 de l'annexe 4 du Plan d'Equipement indique les parts prises par les différents combustibles dans la production d'électricité, en %.

On constate que selon les scénarios, les combustibles liquides et gazeux représentent une consommation de 0,7 à 2,2 millions de tonnes équivalent-pétrole, soit 4,8 à 12,8 % des combustibles utilisés dans la production.

A noter que la part des combustibles gazeux permet l'écoulement des combustibles fatals.

Les unités consommant des combustibles coûteux ne sont utilisées qu'en cas de besoin, pour couvrir des charges temporaires.

Pour l'année 1984, l'achat des combustibles liquides et gazeux a représenté une dépense de 17,4 milliards de F.

Dans les hypothèses de Plan d'Equipement, ces montants s'élèveront respectivement à :

- hypothèse 1,5 %/an : 5,3 à 8,9 milliards F;
- hypothèse 2,5 %/an : 10,2 à 15 milliards F;
- hypothèse 3,5 %/an : 16,2 à 23,5 milliards F.

A noter que les consommations de gaz fatal sont incluses dans ces chiffres.

Question 3.4.2. :

Quelle est la part, dans le prix des combustibles fossiles, des coûts de transport, de préparation et de traitement ?

Réponse :

Le coût moyen du charbon rendu quai en 1984 s'est élevé à 137 F/Gj.

Ce prix comprend le transport, à concurrence d'environ 8 F/Gj.

Il convient d'y ajouter les frais de préparation qui se sont élevés en 1984 à 13 F/Gj.

En ce qui concerne le fuel, les frais de transport et de préparation s'élèvent respectivement à environ 3,5 F/Gj et 4,7 F/Gj.

Question 3.4.3. :

Quel est le prix du charbon de déchet devant alimenter des unités à lit fluidisé ?

Réponse :

Les hypothèses concernant le prix du charbon de déchet à utiliser dans les unités à lit fluidisé sont basées sur celles

welke voorkomen in de studie van Professor Van Looy: « De integratie van de diverse types steenkoolcentrales in het elektriciteitsproductiepark ».

Die prijs wordt verondersteld 75 % van de prijs van importkolen te bedragen.

Vraag 3.4.4. :

Wat is de hoeveelheid beschikbare afvalkolen in de K.S. ? Idem in Wallonië ?

Antwoord :

De K. S. beschikken in de Kempen over acht niet verbrande steenberg. Wanneer men de steenberg die thans nog worden bevoorradt uitsluit — omdat ze wegens de in de wastechiek geboekte vooruitgang nog te weinig steenkool bevatten — bedraagt de tonnenmaat ongeveer 31 miljoen ton. Het verslag van professor Van Looy maakt melding van een tonnenmaat van ± 46 Mt, rekening houdend met een steenberg die niet aan de K.S. toebehoort en met een andere die slechts voor de helft is verbrand.

De wasserij van de K. S. produceert thans jaarlijks zowat 5 Mt steenstof.

De wasserij van de K. S. heeft in 1982 bovendien ± 2 Mt tussenprodukten geproduceerd. Opgemerkt zij dat die niet op de steenberg worden gestort, maar vermengd worden om in de elektriciteitscentrales te worden verbrand.

In Wallonië kunnen de voorraden moeilijk in ton worden uitgedrukt omdat de terugwinningsprodukten van zeer uiteenlopende kwaliteit zijn. Wanneer men ze op hun economisch bruikbaar energiepotentieel raamt en rekening wordt gehouden met de thans toegestane terugwinnings toepassingen en -technieken, bedragen de voorraden ongeveer 800 miljoen Gj (± 27 T.e.k.).

Die voorraden zouden meer dan tweemaal zo groot kunnen zijn indien de meer as bevattende produkten door wervelbedverbranding konden worden gevaloriseerd. Op dat ogenblik zou een economisch potentieel van zowat 2 000 miljoen Gj (68 miljoen T.e.k.) worden bereikt.

3.5. Leefmilieu — Verontreiniging

Vraag 3.5.1. :

De Limburgse steenkool heeft een laag zwavelgehalte; de met die steenkolen aangedreven centrales zijn dus weinig verontreinigend ?

Antwoord :

Het zwavelgehalte van de in de K. S. geproduceerde steenkool schommelt qua gewicht tussen 0,8 en 1 %.

Conform het algemeen advies van de deskundigen en de aanbevelingen die door het Controlecomité voor Elektriciteit en Gas in het raam van het onderzoek van het Uitrustingsplan 1983-1993 gedaan werden, lijkt het onvermijdelijk dat de nieuwe met steenkool aangedreven klassieke eenheden uitgerust moeten worden met voorzieningen voor zuivering van de rookgassen en voor ontzwaveling.

Het feit dat de totale hoeveelheid SO₂ die door alle elektrische centrales in de lucht geloosd worden gedaald is (204 000 ton in 1983 tegen 385 000 ton tien jaar vroeger), is te danken aan het feit dat de met fuel aangedreven productie-eenheden door kerncentrales vervangen werden. De door de met fuel aangedreven centrales voortgebrachte hoeveelheid SO₂ werd tijdens dezelfde periode met een factor 3 verminderd terwijl het aandeel van kernenergie in de productie van 0,2 % in 1973 tot 45,8 % in 1983 toegenomen is.

de l'étude du Professeur Van Looy : « L'intégration des divers types de centrale au charbon dans le parc de production d'électricité ».

Ce prix est supposé égal à 75 % du prix du charbon importé.

Question 3.4.4. :

Quelle est la quantité disponible en charbons de déchet, aux K. S. ? Idem en Wallonie ?

Réponse :

Les K. S. possèdent huit terrils non brûlés, en Campine. Si on exclut les terrils encore alimentés à l'heure actuelle — en raison d'une teneur trop faible en charbon, vu les progrès réalisés lors du lavage — le tonnage s'élève à environ 31 Mt. A noter que le rapport du professeur Van Looy cite un tonnage de ± 46 Mt, en tenant compte d'un terril n'appartenant pas à K. S., et d'un autre à moitié brûlé.

La production annuelle de schiste de lavoir de K. S. est actuellement de l'ordre de 5 Mt.

K. S. a en outre produit en 1984 ± 2 Mt de mixtes de lavoir. A noter que ceux-ci ne sont pas mis au terril mais mélangés pour être brûlés dans les centrales électriques.

En Wallonie, les réserves sont difficilement exprimables en tonne puisque les produits de récupération sont de qualités très diverses. Si on les estime au niveau de leur potentiel énergétique économiquement utilisable, et compte tenu des utilisations et techniques de récupération admises actuellement, les réserves s'élèvent à environ 800 millions de Gj (± 27 millions de Tec).

Ces réserves pourraient plus que doubler si les produits plus cendreuse pouvaient être valorisés par combustion en lit fluidisé. En atteindrait alors un potentiel économique de l'ordre de 2 000 millions de Gj (68 millions de Tec).

3.5. Environnement — Pollution

Question 3.5.1. :

Le charbon limbourgeois a une basse teneur en soufre; la pollution par des centrales alimentées par ce charbon, est donc faible ?

Réponse :

Le charbon produit aux K. S. a une teneur en soufre comprise entre 0,8 et 1 % en poids.

Conformément à l'avis général des experts ainsi qu'aux recommandations émises par le Comité de Contrôle de l'Électricité et du Gaz dans le cadre de l'examen du Plan d'Équipement 1983-1993, il semble inévitable que les nouvelles unités classiques au charbon doivent être équipées de dispositifs d'épuration des fumées et de désulfuration.

Si l'on constate une diminution de la quantité totale de SO₂ rejetée dans l'atmosphère par l'ensemble des centrales électriques (204 000 tonnes en 1983 contre 385 000 tonnes dix ans auparavant), celle-ci est due à la substitution d'unités de production au fuel par des unités nucléaires. La quantité de SO₂ produite par les centrales au fuel a été réduite d'un facteur 3 sur la même période, tandis que la part d'énergie nucléaire dans la production passait de 0,2 % en 1973 à 45,8 % en 1983.

Tijdens dezelfde periode zijn de met steenkool aangedreven centrales steeds meer SO₂ gaan lozen en de hoeveelheid ervan is tussen 1973 en 1983 verdubbeld.

Een nieuwe steenkoolcentrale van 600 MW zou jaarlijks 27 500 ton SO₂ meer in de atmosfeer blazen.

Hierbij zij opgemerkt dat als men dezelfde hoeveelheid energie zou voortbrengen als die welke in 1984 door Tihange I en II (Belgisch aandeel) in 1984 geproduceerd werd, men ongeveer 4 miljoen ton steenkolen had moeten verbruiken en dat zou gepaard gegaan zijn met het lozen van ongeveer 40 000 ton SO₂ en van 13 000 ton stof.

Vraag 3.5.2. :

Hoeveel kosten de ontzwavelingstechnieken ?

Antwoord :

1. Hierna volgt een gedetailleerde opgave van de extra-kosten voor investering, exploitatie en brandstof teweegebracht door de ontzwaveling van rook afkomstig van steenkool-eenheden van 600 en 300 MW.

2. Investeringskosten :

De kosten van een installatie voor de ontzwaveling van rookgassen worden voor een eenheid van 600 MW op 4 025 miljoen F geraamd, zijnde een extra uitgave van ongeveer 21,4 % ten opzichte van de kosten voor een eenheid zonder ontzwaveling die 18 850 miljoen F bedragen.

Ontzwaveling betekent echter een netto vermogensverlies, aangezien het vermogen van de hulpvoorzieningen toeneemt :

2,25 % voor een eenheid van 600 MW;

2,75 % voor een eenheid van 300 MW.

Dit vermogensverlies heeft tot gevolg dat de specifieke kosten van de installatie zonder ontzwaveling verhogen. De specifieke bijkomende kosten belopen dus :

$$\frac{18\,500 + 4\,025}{600 \times 0,9775} 10^3 - \frac{18\,850}{600} 10^3 = 7\,586 \text{ F/kW-jaar}$$

(afgerond op 7 850 F/kW-jaar).

Daarbij komen nog de tussentijdse interesten tijdens de bouw ervan die op 12,7 % van de netto investering geraamd worden.

Om de extra kosten voor de oprichting van een ontzwavelingsvoorziening voor een eenheid van 300 MW te schatten, heeft men de bekende formule gehanteerd :

$$CT(P) = CT(P_0) \times \left(\frac{P}{P_0} \right)^k$$

waarbij voor k een waarde van 0,65 overeengekomen wordt.

Om rekening te houden met het feit dat een dergelijke installatie snel door roest aangetast wordt heeft men, zoals dat in de chemische industrie gebruikelijk is, rekening gehouden met een boekhoudkundige afschrijving van 10 jaar in plaats van 20 jaar zoals dat met de productie-eenheden doorgaans het geval is.

Pendant la même période, les émissions de SO₂ par les centrales au charbon ont augmenté régulièrement, pour plus que doubler entre 1973 et 1983.

Une nouvelle centrale au charbon de 600 MW aurait pour effet d'ajouter à l'atmosphère quelque 27 500 tonnes par an de SO₂.

On peut remarquer que s'il avait fallu produire la même quantité d'énergie que celle produite en 1984 par les unités 1 et 2 de la centrale de Tihange (quote-part belge), il aurait fallu consommer environ 4 millions de tonnes de charbon, qui se seraient accompagnées d'un rejet d'environ 40 000 tonnes de SO₂ et de 13 000 tonnes de poussières dans l'atmosphère.

Question 3.5.2. :

Quel est le coût des techniques de désulfuration ?

Réponse :

1. Dans ce qui suit est donné le détail des suppléments de coûts d'investissement, d'exploitation et de combustible correspondant à la désulfuration des fumées des unités au charbon de 600 et 300 MW.

2. Coût d'investissement :

Le coût d'une installation de désulfuration des fumées pour une unité de 600 MW est estimé à 4 025 millions de F, ce qui représente un supplément d'environ 21,4 % par rapport au coût de l'unité sans désulfuration qui est de 18 850 millions de F.

Mais la désulfuration entraîne une perte de puissance nette, par augmentation de la puissance des services auxiliaires :

2,25 % pour une unité de 600 MW;

2,75 % pour une unité de 300 MW.

Cette perte de puissance a pour effet un supplément de coût spécifique relatif à l'installation sans désulfuration. Le supplément de coût spécifique est donc :

$$\frac{18\,500 + 4\,025}{600 \times 0,9775} 10^3 - \frac{18\,850}{600} 10^3 = 7\,586 \text{ F/kW-an}$$

(arrondi à 7 850 F/kW-an).

Il faut y ajouter les intérêts intercalaires pendant la construction, estimé à 12,7 % de l'investissement net.

Pour estimer le supplément de coût pour l'installation de désulfuration d'une unité de 300 MW, on a utilisé la formule connue :

$$CT(P) = CT(P_0) \times \left(\frac{P}{P_0} \right)^k$$

la valeur adoptée pour k étant 0,65.

Pour tenir compte de la corrosion rapide d'une installation de ce type et comme c'est la pratique courante dans l'industrie chimique, on a considéré un amortissement comptable en 10 ans, au lieu de 20 ans comme on le fait de façon générale pour les installations de production.

Klassieke thermische eenheden die steenkool verbanden

Unités thermiques classiques au charbon

Kosten voor de ontzwaveling van de rookgassen

Coût de la désulfuration des fumées

Waarden per 1 juli 1984

Valeurs au 1^{er} juillet 1984

Eenhedsvermogen	MW	600		300		Puissance unitaire.
Aansluitingsspanning	kV	380		150		Tension de raccordement.
Ontzwaveling van de rookgassen		Installatie zonder ontzwaveling Installation sans désulf.	Supplement voor ontzwaveling Supplément pour désulf.	Installatie zonder ontzwaveling Installation sans désulf.	Supplement voor ontzwaveling Supplément pour désulf.	Désulfuration des fumées.

Jaarlijkse vaste kosten. — Frais fixes annuels

Specifieke investering	F/kW	31 420	7 580	37 360	9 850	Investissement spécifique.
Tussentijdse interesten	%	12,7	12,7	12,7	12,7	Intérêts intercalaires.
Kosten van de voortgebrachte kW	F/kW	35 410	8 543	42 105	11 101	Coût du kW installé.
Aansluitingspenaliteit	F/kW	4 875	—	3 035	—	Pénalité de raccordement.
Totale specifieke kosten	F/kW	40 285	8 543	45 140	11 101	Coût spécifique total.
Kapitaallast	% jaar / an	10,644	15,309	10,644	15,309	Charge de capital.
Kapitaallast	F/kW jaar / an	4 288	1 308	4 805	1 699	Charge de capital.
Vaste exploitatiekosten	F/kW jaar / an	833	654	1 262	910	Frais fixe d'exploitation.
Kosten voor het opslaan	F/kW jaar / an	137	3	138	4	Frais de stockage.
Jaarlijkse vaste kosten	F/kW jaar / an	5 258	1 965	6 205	2 613	Frais fixes annuels.

Proportionele kosten. — Coût proportionnel

Specifiek verbruik	kJ/kWh	9 210	212	9 315	263	Consommation spécifique.
Prijs brandstof (gemiddeld minimum)	F/GJ	120	120	120	120	Prix combustible (minimum de la fourchette)
Proport. brandstofkosten	F/kWh	1,105	0,026	1,118	0,031	Coût proport. combustible
Proport. exploitatiekosten	F/kWh	0,011	0,044	0,011	0,044	Frais proport. exploit.
Totale proportionele kosten	F/kWh	1,116	0,070	1,129	0,075	Coût proportionnel total.

Kosten van het kWu (vast + proportioneel). — Coût du kWh (fixe + proportionnel)

Voor een gebruik van :						Pour utilisation de :
4 000 uren/jaar	F/kWh	2,43	0,56	2,68	0,73	4 000 heures/an.
5 000 uren/jaar	F/kWh	2,17	0,46	2,37	0,60	5 000 heures/an.
6 000 uren/jaar	F/kWh	1,99	0,40	2,16	0,51	6 000 heures/an.
6 500 uren/jaar	F/kWh	1,92	0,37	2,08	0,48	6 500 heures/an.

Tegen 8,6 % per jaar in constante munt bedragen de jaarlijkse aflossingen gemiddeld 15,31 % van de totale geactualiseerde aflossing bij de industriële ingebruikneming.

Avec le taux de 8,6 % par an à monnaie constante adopté, les annuités représentent en moyenne 15,31 % de l'amortissement total actualisé à la mise en service industrielle.

3. Exploitatiekosten :

3. Frais d'exploitation :

Ten opzichte van een eenheid zonder ontzwaveling heeft men rekening gehouden met de volgende jaarlijkse vaste bijkomende kosten :

Par rapport à une unité sans désulfuration, on a considéré les frais fixes supplémentaires annuels suivants :

— aantal bijkomende personeelsleden : 25;
— vaste onderhoudskosten : 8 % van het bedrag van de netto investering.

Qua proportionele extra kosten dient men rekening te houden met de verbruikskosten die noodzakelijk zijn voor de ontzwareling en voor het opslaan van de afval die op 0,04 F/kWh geraamd worden.

4. Brandstofkosten :

Zoals in paragraaf 2 te lezen staat, betekent ontzwareling een vermeerdering van het specifieke verbruik, met name :

97,75 % tegen 100 voor een eenheid van 600 MW;
97,25 % tegen 100 voor een eenheid van 300 MW.

5. Samenvatting van de extra kosten :

In bijgaande tabel wordt een samenvatting van de extra kosten gegeven.

Vraag 3.5.3. :

Heeft de oprichting van een bijkomende kerneenheid op eenzelfde waterloop geen nadelige invloed op het rendement ?

Antwoord :

De temperatuur van het koelwater beïnvloedt het rendement van de elektrische centrales, ongeacht of die al dan niet met kernenergie aangedreven worden. Die temperatuur schommelt tamelijk fors in de loop van het jaar.

Anderzijds bestaan er regels die de stijging van de temperatuur der waterlopen stroomopwaarts en stroomafwaarts van een elektrische centrale beperken.

Als verveermiddel tegen de slechte omstandigheden waaronder de koeling geschiedt (ontoereikende hoeveelheid water of te hoge temperatuur) worden de kerncentrales doorgaans uitgerust met koeltorens die het mogelijk maken er, onder uiteenlopende uitwendige omstandigheden, een toereikend rendement aan te geven.

4. Vragen betreffende de conclusies van het uitrustingsplan

4.1. Steenkoolcentrales

Vraag 4.1.1. :

In plaats van een nieuwe kerneenheid te bouwen, dient onmiddellijk werk te worden gemaakt van een klassieke steenkoolcentrale van 600 MW en de wervelbedcentrales mogen alleen voor de piek dienen ?

Antwoord :

Met inachtneming van de in het raam van het uitrustingsplan 1983-1993 genomen beslissingen zou dit voorstel tot gevolg hebben :

- het creëren van overvloedige uitrusting die uit een economisch oogpunt verwerpelijk is;
- het verhogen van de kostprijs van de kWh, iets waarvoor de consument moet opdraaien;
- het vertragen, uit het oogpunt van wat technisch gezien het meest aangewezen is, van de ingebruikneming van kerneenheden waardoor derhalve het voordeel dat door die eenheden op economisch vlak geboden wordt, verloren gaat;

— effectif supplémentaire en personnel : 25;
— frais d'entretien fixes : 8 % du montant de l'investissement net.

En frais proportionnels supplémentaires, il faut tenir compte des produits de consommation nécessaires à la désulfuration et du stockage des déchets résultants. On les a estimés à : 0,04 F/kWh.

4. Frais de combustible :

La désulfuration entraîne, comme on l'a vu au paragraphe 2, une augmentation de la consommation spécifique dans le rapport de :

97,75 % à 100 pour une unité de 600 MW;
97,25 % à 100 pour une unité de 300 MW.

5. Récapitulation des suppléments de coût :

Une récapitulation des suppléments de coût est donnée au tableau ci-annexé.

Question 3.5.3. :

L'installation d'une unité nucléaire supplémentaire sur un même circuit fluvial n'affecte-t-elle pas le rendement ?

Réponse :

La température d'eau de refroidissement influence le rendement des centrales électriques, qu'elles soient nucléaires ou non. Cette température varie assez fortement au cours de l'année.

Des règles existent par ailleurs, limitant l'élévation de température des fleuves entre l'amont et l'aval d'une centrale électrique.

Afin de se prémunir contre des mauvaises conditions de refroidissement (quantité d'eau insuffisante ou température trop élevée), les centrales nucléaires sont généralement équipées de tours de réfrigération, qui leur permettent de fonctionner avec un rendement acceptable pour diverses conditions extérieures.

4. Questions concernant les conclusions du plan d'équipement

4.1. Centrales au charbon

Question 4.1.1. :

Au lieu de construire une nouvelle unité nucléaire, il faut installer immédiatement une centrale classique au charbon de 600 MW, et réserver les centrales à lit fluidisé à la couverture de la pointe ?

Réponse :

Compte tenu des décisions prises dans le cadre du Plan d'Équipement 1983-1993, cette proposition aurait pour conséquences :

- de créer un suréquipement non justifié par des raisons d'économie;
- d'augmenter le coût du kWh, aux frais des consommateurs;
- de retarder, du point de vue de l'optimum technique, la mise en service d'unités nucléaires et de perdre dès lors l'avantage procuré par celles-ci sur le plan économique;

— het in gevaar brengen van het goede verloop van de Frans-Belgische overeenkomst voor samenwerking op elektro-nucleair gebied;

— het jaarlijks vermeerderen met ongeveer 27 500 ton zwaveloxyde en 9 000 ton stof van in de atmosfeer geloosde afvalstoffen.

Die belcidskeuze komt niet voor in de conclusies van de studies die sedert het energiedebat in het Parlement op verzoek van de Regering ondernomen werden.

Vraag 4.1.2. :

Zou de in het plan ingeschreven wervelbedcentrale bij voorkeur in Bressoux kunnen worden opgericht ?

Antwoord :

Medio 1982 werd met een gemeenschappelijk opzoekings- en ontwikkelingsplan begonnen door Intercom, Socolie, Sulzer en CMI.

Dat gemeenschappelijk programma verloopt in drie etappes :

— bouw te Bressoux van een proefinstallatie met een vermogen van ongeveer 4 thermische MW (1,5 elektrische MW). De bouw werd in april 1983 aangevat;

— bouw van een proefketel voor het bestuderen van een realistische simulatie van een aantal problemen, onder meer dat van de uitwisseling gasverbranding-lucht. Aan die proef-eenheid wordt thans de laatste hand gelegd. Zij zal een vermogen van 13 thermische MW en 4 elektrische MW ontwikkelen. Zij zal in de lente van 1985 in gebruik worden genomen en de proefperiode zal ongeveer 5 000 uren duren;

— bouw van een volledig industrieel prototype van reële grootte. Dit prototype zal een thermisch vermogen van ongeveer 250 MW, zijnde 105 elektrische MW ontwikkelen.

Het uitrustingsplan voorziet in de industriële ingebruik-neming tegen 1990.

Aangezien een definitieve beslissing betreffende die ingebruikneming voorbarig is, kan de plaats waar dat prototype zal worden gebouwd in een nabije toekomst evenmin definitief worden vastgesteld.

Er zij nochtans op gewezen dat voor de kennis en de know-how in verband met dat opzoekingsprogramma een beroep zal worden gedaan op de ingenieurs en het personeel die te Bressoux werkzaam zijn; ook zal de know-how i.v.m. het experiment van Duisburg een essentieel element van het dossier zijn.

Vraag 4.1.3. :

Bestaat er een technische reden om de wervelbedeenheden met normale steenkool in plaats van met afvalsteeenkool te testen ?

Antwoord :

In principe maakt de technologie van de wervelbedverbranding het mogelijk vaste brandstof met hoog of laag asgehalte te gebruiken.

De verbranding van asrijke stoffen stelt evenwel extra problemen want zowel met de aandrijving als met de verwijdering van de as zijn grotere hoeveelheden gemoeid. Welnu, de hoeveelheid stoffen, zowel in het begin als aan het einde van de cyclus, is van enorm belang voor de verbrandingsregeling en bijgevolg voor het « gedrag » van de materialen.

— de compromettere het bon déroulement des accords franco-belges de coopération dans le domaine électronucléaire;

— d'augmenter les rejets de polluants dans l'atmosphère de quelque 27 500 tonnes d'oxyde de soufre et 9 000 tonnes de poussières, annuellement.

Une telle option n'est pas reprise dans les conclusions des études effectuées à la demande du Gouvernement, depuis le débat parlementaire sur l'énergie.

Question 4.1.2. :

La centrale à lit fluidisé inscrite dans le plan pourrait-elle être installée de préférence à Bressoux ?

Réponse :

Un programme commun de recherche et développement a été entamé mi-82 entre Intercom, Socolie, Sulzer, et CMI.

Ce programme commun comporte trois étapes :

— construction à Bressoux d'une installation pré-pilote d'une puissance d'environ 4 MW thermiques (1,5 MW électrique). Ce pré-pilote a démarré en avril 1983;

— construction d'une chaudière pilote pour l'étude en vraie grandeur de divers problèmes, notamment l'échange gaz de combustion-air; Ce pilote est actuellement en fin de montage. Il aura une puissance de 13 MW thermiques et 4 MW électriques. Sa mise en fonctionnement interviendra au printemps 1985; les essais dureront environ 5 000 heures;

— construction d'un prototype industriel complet en vraie grandeur. Ce prototype aura une puissance thermique d'environ 250 MW, soit 105 MW électriques.

Le Plan d'Équipement prévoit sa mise en service industrielle en 1990.

Étant donné qu'une décision définitive concernant cette mise en service est prématurée, le site de construction n'est pas non plus à décider irrévocablement dans l'immédiat.

On peut toutefois remarquer que les connaissances et le savoir-faire qui résulteront du déroulement du programme de recherche susmentionné appartiendront aux ingénieurs et au personnel employés sur le site de Bressoux; d'autre part le savoir-faire acquis par l'expérience de Duisburg constituera un élément essentiel du dossier.

Question 4.1.3. :

Y a-t-il une raison technique à tester les unités à lit fluidisé avec du charbon normal, au lieu de charbon de déchet ?

Réponse :

En principe, la technologie de combustion en lit fluidisé permet l'utilisation de combustibles solides à basse ou haute teneur en cendres.

Toutefois, la combustion de matières très cendreuseuses pose des problèmes supplémentaires dus aux volumes manipulés plus importants, tant à l'alimentation que pour l'évacuation des cendres. Or, les débits de matières à l'entrée et à la sortie sont d'une importance capitale vis-à-vis de la régulation de la combustion et, par voie de conséquence, pour la tenue des matériaux.

Om bijkomende problemen te voorkomen wordt het aan de gang zijnde vorsingswerk toegespitst op de verbranding van « normale » steenkool.

4.2. Groeivoet van de vraag

Vraag 4.2.1. :

Wat zouden de gevolgen zijn indien de groeivoet slechts 1,5 % bereikte ?

Antwoord :

Indien men, in plaats van N 8 medio 1995 in dienst te stellen, de indienststelling verdaagt tot medio 1996, geeft de dynamische berekening voor een groei met 1,5 %/jaar de volgende verschillen te zien :

nu st	— 322 miljoen F
nu ST	+ 504 miljoen F
NU ST	+ 49 miljoen F
NU st	— 778 miljoen F

Gemiddelde — 137 miljoen F

Deze waarden zijn vrijwel gelijk aan die van tabel 4/4 van het Uitrustingsplan.

Bijgevolg leidt de verdaging van de indienststelling van N 8 van 1995 naar 1996 voor de drie groeivoeten gemiddeld tot meerkosten die hoger dan één miljard BF liggen.

Ten slotte zij genoteerd dat 1,5 %/jaar algemeen als een weinig waarschijnlijk percentage wordt beschouwd.

D. Repliken en verdere gedachtenwisseling

Een lid maakt de volgende opmerkingen in verband met het derde algemeen besluit van het uitrustingsplan waardoor de klassieke centrales uitgesloten worden van het ontwikkelingsprogramma van het park, aangezien dit besluit steunt op een op internationaal vlak merkbare tendens naar strengere vormen voor de bescherming van het leefmilieu, zodat de verplichting tot reiniging van de rookgassen voor de nieuwe klassieke eenheden op steenkool onvermijdelijk werd (Zie Uitrustingsplan B. C. E. O., eerste deel, D), Algemene besluiten, blz. 20).

A. Een dergelijk besluit lijkt zo voor de hand te liggen, maar men voegt er niet aan toe dat :

1) het, om de rookgassen niet hoeven te reinigen, volstaat « schone » steenkool te kopen en te gebruiken;

2) voor de berekening van de minimumprijs van de kWh (kernenergie welteverstaan) rekening dient te worden gehouden met de opslag van de verwijdering van de radioactieve afval, en men duidelijk moet stellen wie voor die bescherming van het leefmilieu zal betalen.

B. Men mag niet uit het oog verliezen dat de Verenigde Staten sinds de toepassing van de « Clean Air Act » trachten hun te zwavelrijke steenkool in het buitenland te verkopen, want in de Verenigde Staten wordt steenkool gewonnen die veel meer zwavel bevat dan de onze.

Het gemiddelde zwavelgehalte (% in punten) van de steenkool voor thermische centrales werd in 1974-1975 immers geraamd op :

2,8 % in het noorden van de Appalachen;
1,4 % in het zuiden van de Appalachen;

C'est donc pour éviter des problèmes complémentaires que les recherches en cours sont orientées vers la combustion de charbon « normal ».

4.2. Taux de croissance de la demande

Question 4.2.1. :

Quelles seraient les conséquences, si le taux de croissance n'atteignait que 1,5 % ?

Réponse :

Si, au lieu de mettre en service N 8 à mi-1995, on retarde la mise en service à mi-1996, le calcul dynamique fournit les écarts suivants pour la croissance 1,5 %/an :

nu ch	— 322 millions de F
nu CH	+ 504 millions de F
NU CH	+ 49 millions de F
NU ch	— 778 millions de F

Moyenne — 137 millions de F

Ces valeurs sont homogènes à celles du tableau 4/4 du Plan d'équipement.

En conséquence, le report de la mise en service de N 8 de 1995 à 1996 conduit, en moyenne pour les trois taux de croissance, à un surcoût dépassant le milliard de FB.

A noter enfin que le taux de 1,5 %/an est considéré généralement comme très peu probable.

D. Répliques et poursuite de la discussion

Un membre fait les observations suivantes concernant la troisième conclusion générale du plan d'équipement qui élimine les centrales classiques du programme de développement du parc qui est basée sur une tendance que l'on observe internationalement vers des normes plus strictes pour la protection de l'environnement et qui rendait inévitable l'obligation de l'épuration des fumées pour de nouvelles unités classiques de charbon : (plan d'équipement C. G. E. première partie, D), Conclusions générales, p. 18).

A. Une telle conclusion paraît être d'une évidente limpidité mais on oublie de dire que :

1) pour ne pas devoir épurer les fumées il suffit d'acheter et d'utiliser des charbons « propres ».

2) pour calculer le prix minimum du kWh (sous entendu nucléaire), il faut tenir compte du stockage et de l'élimination des déchets radioactifs et préciser qui va payer cette protection de l'environnement.

B. Il ne faut pas oublier que depuis la mise en application du « Clean Air Act », les USA s'efforcent de vendre à l'étranger leurs charbons trop riches en soufre, car on trouve aux USA des charbons beaucoup plus riches en soufre que les nôtres.

Les teneurs moyennes en soufre (% en points) des charbons pour centrales thermiques étaient en effet estimées en 1974-1975 à :

2,8 % dans le Nord des Appalaches;
1,4 % dans le Sud des Appalaches;

3,5 % in het oostelijk gebied van het Middenwesten;
4,8 % in het gebied van het Middenwesten;
en 0,5 % in het westen.

N. B. Het zwavelgehalte van onze steenkool ligt doorgaans lager dan 1 % en baart heel wat minder zorgen dan dat van extrazware stookolie, dat tot 3,5 % gaat. Nochtans hebben wij die onbezorgd gestookt (en dat doen we nog) zonder ons al te erg om de bescherming van het leefmilieu te bekommeren (een reden om de stookoliecentrales om te schakelen naar steenkoolcentrales).

C. Wanneer het om klassieke brandstoffen gaat, heeft men het (thans) graag over reiniging van de rookgassen om het leefmilieu te beschermen.

Wat steenkool betreft, zij aangestipt dat de eisen aangaande de stofvormige emissies technisch en economisch gesproken zonder grote moeilijkheden kunnen worden nageleefd (1). De eisen betreffende de emissies van SO₂ vormen geen probleem wanneer werkelijk steenkool met minder dan 1 % zwavel wordt gestookt. Steenkool met een calorische waarde van 12 000 BTU/IS (m.a.w. 6 000 Kcal/kg) en 0,7 % S voldoet moeiteloos aan de Amerikaanse norm voor SO₂-emissies (met name 1,2 lbS^c/10° BTU — British Thermal Unit).

Nochtans moet een onderscheid worden gemaakt tussen organische en anorganische zwavel :

— Organische zwavel (pyriet en marcasiet) kan gemakkelijk worden verwijderd door breken en door gravimetrische procédés.

— Anorganische zwavel (scheikundig verbonden met steenkool) kan enkel door een scheikundig procédé of door verbranding worden verwijderd.

Naar gelang van de omvang van de installaties en de aard van de zwavel die moest worden verwijderd, konden de werkingskosten van de rookgasontzwavelingsinstallaties in 1973 geraamd worden op :

- 0,02 BF/kWh (50 MW) met het Wickest-procédé;
- 0,02 BF/kWh (545 MW) met het Combustion Engineering procédé;
- 0,03 BF/kWh (350 MW) met het Bishoff-procédé;
- 0,05 BF/kWh (800 MW) met het US Bureau of Mines-procédé;
- 0,03 BF/kWh (28 MW) met het E. D. F.-Kuhlmann procédé;
- 0,03 BF/kWh (28 MW) met het E. D. F.-Kuhlmann-procédé.

(1) De in het document (285-EZ/A-4.D.3.) vermelde extra kosten, namelijk 35 à 40 cF/kWh, lijken een beetje overschat, zelfs indien de investeringen oplopen tot verscheidene honderden franken per kW (zelfs > 1 000 BF) (De afschrijvingsstermijn en het afschrijvingspercentage zouden moeten beperkt worden) (cfr. ook opmerking E).

D. Men moet de bevolking niet alarmeren door berichten over de verontreiniging door de thermische centrales.

3,5 % dans la région est du centre-ouest;
4,8 % dans la région ouest du centre-ouest;
et 0,5 % dans l'Ouest.

N. B. La teneur en soufre de nos charbons généralement inférieure à 1 % est beaucoup moins préoccupante que celle du fuel extra lourd jusque 3,5 % que nous avons utilisé allégrement (et que nous utilisons encore) sans nous inquiéter très fort de la protection de l'environnement (Une raison pour convertir les centrales au fuel en centrales au charbon).

C. Quand il s'agit de combustibles classiques, on parle volontiers d'épuration des fumées pour protéger l'environnement (maintenant).

En ce qui concerne le charbon, il faut savoir que les exigences concernant les émissions de poussière peuvent techniquement et économiquement parlant être respectées sans grands problèmes (1). Les exigences en ce qui concerne les émissions de SO₂ ne posent pas de problème si on utilise vraiment des charbons à moins de 1 % de soufre. Un charbon dont le pouvoir calorifique est de 12 000 BTU/IS (c'est-à-dire 6 000 Kcal/kg) et contenant 0,7 % S permet de respecter aisément la norme américaine des émissions de SO₂ (soit < 1,2 lbS^c/10° BTU = British Thermal Unit).

Il faut toutefois faire une distinction importante entre soufre organique et soufre inorganique :

— Le soufre organique (pyrite et marcasite) s'élimine facilement par broyage et par des procédés gravimétriques.

— Le soufre inorganique (chimiquement lié au charbon) ne peut s'éliminer que par un procédé chimique ou par combustion.

Suivant l'importance des installations et les qualités de soufre à éliminer, on pouvait estimer en 1973, que les frais de fonctionnement de la désulfuration des fumées s'élèveront à :

- 0,02 FB/kWh (50 MW) par le procédé Wickest;
- 0,02 FB/kWh (545 MW) par le procédé Combustion Engineering;
- 0,03 FB/kWh (350 MW) par le procédé Bishoff;
- 0,05 FB/kWh (800 MW) par le procédé US Bureau of Mines;
- 0,03 FB/kWh (28 MW) par le procédé E. D. F.-Kuhlmann;
- 0,03 à 0,06 FB/kWh (300 MW) par le procédé Reinluft-chemiebau.

(1) Les dépenses supplémentaires indiquées dans le document (285-EZ/A-4.D.3.), c'est-à-dire 35 à 40 cF/kWh, paraissent estimées un peu fort, même si les investissements s'élèvent à plusieurs centaines de francs par kW (voir > 1 000 FB) (Il faudrait limiter la durée et le taux des amortissements) (voir également remarque E).

D. Il ne faut non plus alarmer la population avec la pollution des centres thermiques.

(1) Synthèse van de studies van de Dienst voor Nijverheidsbevordering uitgevoerd op verzoek van de Minister van Economische Zaken - juli 1984.

(1) Synthèse des Etudes de l'O.P.I. exécutée à la demande du Ministre des Affaires économiques - juillet 1984.

Volgens door het Instituut voor Hygiëne en Epidemiologie verrichte metingen (in juli 1984 door de D. N. B. verspreide studie) is de graad van luchtverontreiniging in België niet onrustwekkend.

De geregistreerde SO₂-emissiewaarden lagen in 1982 zelfs rond de benedengrens van de door de E. E. G. opgelegde richtwaarden (een 98 percentiel van 150 tot 100 mg SO₂/m³).

Nochtans moet worden erkend dat men er in de stedelijke agglomeraties Antwerpen, Brussel, Gent, Charleroi en Luik ternauwernood in slaagt de verontreiniging binnen de richtwaarden (een 50-percentiel van 60-40 mg SO₂/m³) te houden.

De centrales zijn verantwoordelijk voor het grootste gedeelte van de luchtverontreiniging (40 % van de stofdeeltjes), maar door de uitstoot van nitreuze gassen (56 % van de NO_x) is het verkeer de voornaamste bron van verontreiniging. Voor de SO₂-emissies is, na de centrales, de industrie de grootste vervuiler; de woningen en de kleine ondernemingen nemen 22 % voor hun rekening, wat een niet te verwaarlozen aandeel is. (Bijgevolg moet de vraag gericht worden op zwavelarme kolen en stookolie).

E. Gesteld dat de rookgasontzwaveling in totaal (investeringen, werking) 0,40 BF/kWh kost, moet worden nagegaan in welke mate dit een weerslag heeft op de gemiddelde prijs van het aan de bevolking geleverde kWh.

Indien een nieuwe centrale van 350 MW per jaar ongeveer 2 500 GWh (gedurende 300 dagen) levert, voor een totaal jaarlijks verbruik in België van 60 000 GWh, is de weerslag op het verkochte kWh gemiddeld :

$$\frac{0,4 \times 2\,500}{60\,000} = 0,017 \text{ BF/kWh, d.w.z. minder dan twee cent}$$

tiem (te vergelijken met de werkelijk door de bevolking betaalde prijs) (2).

F. De door kernenergie opgewekte elektriciteit is goedkoper af centrale, maar het probleem van de afvalstoffen blijft onopgelost.

Hoe het ook zij, in mei 1979 (zie Witboek van het Ministerie van Economische Zaken, zie ook « Le nucléaire en question » van Luc Gillon — Uitgeverij Duculot — Gembloux) werd een vergelijking gemaakt tussen de centrales die 6 800 uren per jaar functioneren en men kwam tot de volgende bevindingen :

	Steenkool met ontzwaveling	Ontzwavelde stookolie	Kern- energie
Kapitaal	0,36 BF/kWh	0,32	0,56
Brandstof	0,53	0,68	0,29
Vaste kosten	0,13	0,12	0,10
Totale prijs van het kWh	1,02 BF	1,12 BF	0,95 BF

N. B. Sedert 1979 zijn de brandstofkosten voor stookolie en gas veel meer gestegen dan die voor steenkool.

Blijven dus in aanmerking komen : ontzwavelde steenkool en kernenergie.

Sur base des mesures faites par notre Institut d'Hygiène et d'Epidémiologie (étude diffusée par l'O. P. I. en juillet 1984), le degré de pollution atmosphérique en Belgique n'est pas alarmant.

Les valeurs d'émission de SO₂ enregistrées se situaient même, en 1982, près de la limite inférieure des valeurs-guides imposées par la C. E. E. (150 à 100 mg SO₂/m³ à 98 pourcentiles).

Il faut reconnaître toutefois que pour les agglomérations d'Anvers, Bruxelles, Gand, Charleroi et Liège on parvient à peine à contenir la pollution dans les limites des valeurs-guides (60-40 mg/SO₂/m³ à 50 pourcentiles).

Les centrales sont responsables de la majeure partie de la pollution atmosphérique (40 % des poussières) mais le trafic est la principale source de pollution par les émissions de vapeurs nitreuses (avec 56 % du NO_x). Pour les émissions de SO₂, c'est le secteur industriel qui est le principal pollueur après les centrales; les habitants et les petites entreprises interviennent pour 22 %, ce qui n'est pas négligeable. (Il faut donc exiger des charbons et des fuels pauvres en soufre).

E. En admettant que la désulfuration des fumées, coûte au total (investissements, fonctionnement) 0,40 FB/kWh, il y a lieu de voir dans quelle mesure cela se répercute sur le prix moyen du kWh livré à la population.

Ainsi, si une nouvelle centrale de 350 MW fournit par an environ 2 500 GWh (pendant 300 jours) pour une consommation totale annuelle en Belgique de 60 000 GWh, l'impact sur le kWh vendu, en moyenne est de :

$$\frac{0,4 \times 2\,500}{60\,000} = 0,017 \text{ FB/kWh c.à.d. moins de 2 centimes}$$

(à comparer aux prix payés réellement par la population) (2).

F. L'électricité nucléaire coûte moins cher, départ centrale, mais le problème des déchets reste entier.

Quoiqu'il en soit, en mai 1979 (voir livre blanc du Ministère des Affaires Economiques, voir « Le nucléaire en question » de Luc Gillon — Edition Duculot — Gembloux), en comparant des centrales fonctionnant 6 800 h/an, on trouvait :

	Charbon avec désulfuration	Fuel désulfuré	Nucléaire
Capital	0,36 FB/kWh	0,32	0,56
Combustible	0,53	0,68	0,29
Frais fixes	0,13	0,12	0,10
Prix total du kWh	1,02 FB	1,12 FB	0,95 FB

N. B. Depuis 1979, les frais de combustibles pour fuel et gaz ont augmenté beaucoup plus que pour le charbon.

Restent donc en compétition : le charbon désulfuré et le nucléaire.

(2) En décembre 1978 werd bij de studie van een voor de K. S. te installeren thermische kolencentrale 0,0582 BF/kWh aangerekend om 50 % van de rookgassen van de 600 MW-installatie te behandelen, waarbij de installatiekosten 60 % van de totale kostprijs van de centrale bedroegen (inclusief bouwkosten). En sedertdien werd al een hele weg afgelegd !

(2) En décembre 1978, lors de l'étude d'une centrale thermique au charbon à installer pour K. S., on comptait 0,0582 FB/kWh pour traiter 50 % des fumées d'une installation de 600 MW, les frais d'installations s'élevant à 10 % du prix total de la centrale (y compris frais de construction). Et on a fait des progrès depuis !

Maar het is nogal bevreemdend te moeten constateren dat :

— voor een steenkolencentrale de ontzweveling in de tarieven doorgereculeerd moet worden, aangezien de kosten voor studie en zuivering ten laste van de centrale vallen;

— men voor een kerncentrale met geen woord rept over de thermische vervuiling (tweemaal meer water), over de kosten in verband met de afbouw (met name de ontmanteling van de centrale) en evenmin over de bijkomende kosten, dus alles wat de Staat moet betalen voor studie- en vorsingswerk (Mol, dotatie aan de Instituten, deelneming in het S. C. K. enz...).

Wie zal de kosten voor het opslaan en de verwijdering van het afval betalen ?

— Sommigen menen dat de kosten van de afbouw 10 % van de (geactualiseerde) investeringen kunnen bereiken; welnu, circa 59 % van de kosten van het kWh (0,56 F voor 0,95 F) komt voor rekening van het kapitaal.

Met andere woorden : 10 % van 59 %, d.i. 5,9 %, moet bij de prijs van het kWh worden gevoegd.

De Staat betaalt meer dan 2 miljard F per jaar voor Mol en meer dan 1,5 miljard F per jaar voor de dotaties en het S. C. K.

Bovendien worden thans reusachtige ondergrondse uitgravingen verricht in de kleigrond van Mol om het afval op te slaan.

Waarom worden al die kosten niet doorgereculeerd in de tarieven van het kWh kernenergie ?

Welnu, als men met alles rekening houdt, is het niet zeker dat het uit kernenergie gewonnen kWh goedkoper is dan het met steenkolen voortgebrachte kWh.

Andere opmerking

Als men de luttel tientallen miljoenen die voor de steenkolen uitgegeven worden, vergelijkt met de 3 à 4 miljard die elk jaar aan de kernenergie worden besteed, kan men zich afvragen wat men al niet met steenkolen had kunnen realiseren.

De Staatssecretaris kan niet akkoord gaan met de manier waarop het lid de kosten van ontzweveling per kWh berekent.

Deze kosten mogen namelijk niet omgeslagen worden over de gehele elektriciteitsproductie, maar slechts over de productie van de eenheden die met een ontzwevelingsinstallatie zijn toegerust.

Zelfs wanneer deze kosten worden omgeslagen over de volledige elektriciteitsproductie op basis van steenkool, dan betekent dit nog steeds heel wat meer dan 1,7 centiem per kWh.

Toch zal de Staatssecretaris deze berekening opnieuw laten uitvoeren.

Wat de bijkomende kosten voor kernenergie betreft en meer specifiek de kosten voor onderzoek, merkt de Staatssecretaris op dat de C.E.R.N. geen onderzoek doet dat gericht is op kerncentrales, maar zich bezighoudt met fundamenteel onderzoek. Verder wijst hij er op dat ook voor steenkool geen rekening gehouden wordt met de kosten voor research.

De Minister van Economische Zaken verwijst naar de studie van de professoren Tulkens, Jaumotte e.a. waarin rekening werd gehouden met de groeivoet van de vraag en de evolutie van de brandstofprijzen.

Mais il est assez étonnant de constater que :

— pour une centrale au charbon, la désulfuration doit se répercuter dans les tarifs parce que les frais d'étude et de dépollution sont à charge de la centrale;

— pour une centrale nucléaire, on ne parle pas de la pollution thermique (2 fois plus d'eau), on ne parle pas des frais de déconditionnement (c'est-à-dire démantèlement de la centrale), on ne parle pas des frais annexes, (c'est-à-dire ce que l'Etat doit payer pour les études et les recherches) (Mol, dotation des Instituts, participation au C. E. R. N., etc...).

Qui va payer les frais de stockage des déchets, l'élimination ?

— Certains estiment que les frais de déconditionnement pourraient atteindre 10 % des investissements (actualisés); or, le capital intervient pour près de 59 % du kWh (0,56 F pour 0,95 F).

C'est-à-dire que 10 % de 59 % cela fait 5,9 % en plus au prix du kWh.

L'Etat verse : plus de 2 millions de F par an pour Mol plus de 1,5 milliard de F par an pour les dotations, le C. E. R. N.

De plus, on creuse pour le moment des excavations souterraines gigantesques dans les argiles de Mol pour stocker les déchets.

Pourquoi tous ces frais ne se répercutent-ils pas dans les tarifs du kWh nucléaire ?

Or, si l'on tient compte de tout, je ne suis pas encore convaincu que le kWh nucléaire coûte moins cher que le kWh charbon.

Autre remarque

Quand on compare les misérables quelques dizaines de millions que l'on a dépensés pour le charbon (au lieu des 3 à 4 milliards pour le nucléaire, chaque année), on peut se demander ce qu'on aurait pu réaliser avec le charbon.

Le Secrétaire d'Etat ne peut marquer son accord sur la manière dont le membre calcule le coût de la désulfuration par kWh.

Il faut en effet répartir ce coût, non pas sur l'ensemble de la production d'électricité, mais seulement sur la production des unités équipées d'une installation de désulfuration.

Même si on le répartit sur la production totale d'électricité provenant des centrales au charbon, ce coût est encore largement supérieur à 1,7 centime par kWh.

Le Secrétaire d'Etat fera toutefois recalculer ce coût.

En ce qui concerne les coûts supplémentaires qu'implique l'utilisation de l'énergie nucléaire et, plus particulièrement, le coût de la recherche, le Secrétaire d'Etat fait observer que les travaux de recherche du C. E. R. N. ne sont pas axés sur les centrales nucléaires mais se situent sur le plan de la recherche fondamentale. Il souligne ensuite que l'on ne tient pas non plus compte du coût de la recherche en ce qui concerne le charbon.

Le Ministre des Affaires économiques renvoie à l'étude effectuée notamment par les professeurs Tulkens et Jaumotte, dans laquelle il est tenu compte du taux d'accroissement de la demande et de l'évolution du prix des combustibles.

Daaruit blijkt dat steenkool met ontzwaveling onbetaalbaar is.

De prijs van steenkool zonder ontzwaveling benadert de prijs van nucleaire energie, dit is echter slechts zo indien een lage steenkoolprijs en een hoge maximumprijs als hypothese wordt genomen.

De studie Van Looy houdt er rekening mee dat het zwavelgehalte van de Kempense steenkool relatief laag is maar komt niettemin tot de conclusie dat de emissie aan zwavel 2 000 mg/m³ zou bedragen, daar waar de maximum toegestane emissienorm 400 mg/m³ vooropstelt.

Voor nieuwe centrales van het klassieke type lijkt het dus onmogelijk niet in ontzwaveling te voorzien.

De wervelbedcentrales lijken hier de oplossing te brengen, en zijn bovendien concurrentieel qua prijs op voorwaarde dat zij produceren op basis van afvalkolen.

* * *

Een lid wijst erop dat in het energiedebat een resolutie werd aangenomen waarin sprake was van een bijkomende capaciteit aan steenkool van maximum 600 megawatt.

Volgens hem wordt deze bepaling « maximum » nu verkeerd geïnterpreteerd en gaat men er in feite van uit dat om het even welke bijkomende capaciteit aan steenkool aan de resoluties beantwoordt.

Zo is in het uitrustingsplan sprake van wervelbedcentrales voor een bijkomende capaciteit van 210 Megawatt.

De Minister van Economische Zaken antwoordt dat die cijfers geen rekening houden met de kleinere bedrijfscentrales. Zo heeft K. S. alléén reeds een bijkomende capaciteit van 100 Megawatt.

Een ander lid interpreteert de resolutie n° 5 van het energiedebat als volgt :

- er zal maximaal voor 600 Megawatt vermogen op basis van steenkool worden geïnstalleerd;
- die centrale of centrales (met of zonder ontzwaveling) moeten operationeel zijn vóór een nieuwe kerncentrale, dus vóór N 8.

In het onderhavige uitrustingsplan wordt uitgegaan van verschillende scenario's. Neemt men een groeivoet van 2,5 % in aanmerking dan komt men slechts tot 210 Megawatt bijkomende steenkoolcapaciteit. Die zou worden geleverd door twee wervelbedcentrales.

Een lid heeft vernomen dat de herwinning van afvalkolen niet meer brandstof kan opleveren dan nodig voor het functioneren van 2 wervelbedcentrales.

De Minister van Economische Zaken antwoordt dat bij de resoluties van het energiedebat en de formulering « maximum 600 Megawatt in Limburg » steeds een dubbele voorwaarde werd toegevoegd :

1. het vergelijkend kostprijsverschil tussen steenkool en nucleaire brandstof moest binnen redelijke grenzen blijven.
2. de steenkoolcentrale moest een grotere afzet van K. S.-kolen garanderen en mocht dus geen ingevoerde steenkool verbruiken.

Een lid wenst te vernemen wat de bijkomende kosten zullen zijn wanneer de N 8 niet te Doel zal worden gevestigd.

Il ressort de cette étude que le charbon désulfuré est hors de prix.

Le prix du charbon non désulfuré est proche de celui de l'énergie nucléaire, du moins dans l'hypothèse où le prix du charbon est bas et le prix maximum élevé.

L'étude Van Looy tient compte du fait que la teneur en soufre du charbon de Campine est relativement faible, mais conclut néanmoins que l'émission de soufre atteindrait 2 000 mg/m³, alors que la norme d'émission maximum autorisée est de 400 mg/m³.

Il paraît donc inconcevable de mettre en service de nouvelles centrales de type classique qui ne soient pas pourvues d'une installation de désulfuration.

Les centrales à lit fluidisé semblent dès lors constituer la solution, d'autant plus que le prix de l'électricité qu'elles produisent est concurrentiel dans la mesure où elles utilisent des déchets de charbon.

* * *

Un membre souligne que, dans une résolution adoptée lors du débat sur l'énergie, il est question d'une capacité supplémentaire de 600 mégawatts maximum générée par une ou plusieurs unités fonctionnant au charbon.

Or, selon lui, on interprète à présent ce terme « maximum » de façon erronée et on considère en fait que n'importe quel accroissement de la capacité charbon répond au souhait exprimé dans les résolutions.

C'est ainsi qu'il est question dans le plan d'équipement de centrales à lit fluidisé d'une capacité supplémentaire de 210 mégawatts.

Le Ministre des Affaires économiques répond que ces chiffres ne tiennent pas compte des unités plus modestes appartenant à des autoproducteurs. A elle seule, la société des charbonnages campinois dispose déjà d'une capacité supplémentaire de 100 mégawatts.

Un autre membre donne une interprétation différente de la résolution n° 5 du débat sur l'énergie :

- la capacité globale des nouvelles installations au charbon ne dépassera pas 600 mégawatts;
- cette ou ces centrales (avec ou sans équipement de désulfuration) doivent être opérationnelles avant la mise en service d'une nouvelle centrale nucléaire, c'est-à-dire avant l'unité N 8.

Le présent plan d'équipement envisage plusieurs hypothèses. Si l'on retient l'hypothèse d'un taux de croissance de 2,5 %, on arrive seulement à une capacité supplémentaire basée sur le charbon de 210 mégawatts, qui serait fournie par deux centrales à lit fluidisé.

Un membre a appris que l'exploitation des déchets de charbon ne permettrait pas d'alimenter plus de deux centrales à lit fluidisé.

Le Ministre des Affaires économiques répond que les résolutions du débat sur l'énergie et la proposition d'installer au Limbourg des unités à concurrence d'une capacité « de 600 mégawatts maximum » ont toujours été assorties d'une double condition :

1. La différence entre le prix de revient comparé du charbon et du combustible nucléaire devrait rester dans des limites raisonnables.
2. la centrale au charbon devrait permettre un meilleur écoulement du charbon campinois et ne pourrait donc pas utiliser du charbon importé.

Un membre demande à combien s'élèveraient les dépenses supplémentaires si l'on n'installait pas l'unité N 8 à Doel.

De Staatssecretaris voor Energie zal deze berekening laten maken. Het spreekt vanzelf dat een andere vestigingsplaats bijkomende kosten zal meebrengen.

Een lid stelt vast dat bij vergelijking van de kosten uitgaan wordt van een ecologische optie.

Zuiver economisch gezien dient ook de kostenberekening te worden gemaakt van een 600 Megawattcentrale zonder ontzwavelingsinstallatie.

Een lid heeft vernomen dat de prijs van ingevoerde steenkool franco/kade 8 F per gigajoule zou bedragen. Dit cijfer zou vermeld zijn in een brief die in de Senaatscommissie werd besproken.

Hij wenst meer inlichtingen over deze prijs: welke kade wordt hier bedoeld; de havenkade of de loskade van de elektriciteitscentrale?

Dit is immers van zeer groot belang en zou een extra argument zijn voor inplanting van wervelbedcentrales in Limburg indien het gaat om de havenkade. In dat geval moet immers nog de prijs van het binnenlands transport worden verrekend.

De Staatssecretaris antwoordt dat wanneer men het heeft over steenkool franco wal, het steeds gaat om de kade van een elektriciteitscentrale (die over 't algemeen langs een waterweg of een kanaal is gelegen).

De kostprijs van 8 F/Gj is het gewogen gemiddelde van alle vervoerkosten voor ingevoerde steenkool (af haven) zowel als voor Kempische steenkool of voor steenkool die uit steenberg is teruggewonnen.

In verband met het eventueel gebruik van afvalkolen in wervelbedcentrales (cfr. vragen + antwoorden 4.1) vraagt een lid of men rekening zal houden met het feit dat in de onmiddellijke nabijheid een voldoende voorraad (dus terrils) aanwezig is. Zijn er geen technische problemen meer die het gebruik van afvalkolen in de weg staan?

Een ander lid meent uit het antwoord op vraag 4.1.3. te kunnen afleiden dat voorrang wordt gegeven aan gewone steenkool.

De Minister van Economische Zaken antwoordt dat uit een brief van het beheerscomité blijkt dat niets belet afvalkolen te gebruiken in een wervelbedcentrale voor zover voldoende brandstof voorradig is voor de globale levensduur van de centrale. De optie voor afvalkolen blijft dus open.

De Minister wijst er op dat dit een belangrijke nuancering is van het uitrustingsplan.

Het lid heeft vernomen dat er twee soorten wervelbedcentrales bestaan: met roterend bed en met statisch bed. Bij de eerste soort zouden afvalkolen geen groot probleem vormen.

In verband met het antwoord op vraag 4.2.1. vraagt een lid hoe de Staatssecretaris er toe komt te stellen dat het uitstel van N 8 één miljard F zou kosten, terwijl hoger in de tekst slechts sprake is van 137 miljoen F.

De Staatssecretaris verduidelijkt dat het bedrag van 1 miljard F wordt gevonden wanneer met de 3 groei hypothesen rekening wordt gehouden.

De 137 miljoen F zijn het resultaat van een berekening die enkel de groei hypothese van + 1,5 % als uitgangspunt neemt. In dit geval zou het inderdaad voordeliger zijn de bouw van N 8 uit te stellen. Deze groei hypothese van slechts + 1,5 % is echter zeer onwaarschijnlijk.

Een lid stelt vast dat in vergelijking met vorige uitrustingsplannen de voorziene bouwduur voor een bijkomende kerncentrale met 1 jaar is verlengd.

Wat de inplantingsplaats betreft schijnt men meer en meer geneigd deze centrale N 8 op een andere plaats dan in Doel te vestigen.

Le Secrétaire d'Etat à l'Energie ne dispose pas de ce calcul, mais il va de soi que le choix d'un site entraînerait des dépenses différentes selon le site.

Un membre constate que la comparaison des coûts est basée sur une option écologique.

D'un point de vue purement économique, il conviendrait également d'établir le coût d'une centrale de 600 mégawatts sans équipement de désulfuration.

Un membre a appris que le prix du charbon importé rendu à quai serait de 8 F par gigajoule. Ce chiffre figurerait dans une lettre qui a été examinée au sein de la Commission du Sénat.

Il souhaite obtenir de plus amples informations au sujet de ce prix et désire savoir de quel quai il s'agit: le quai portuaire ou le quai de déchargement de la centrale électrique?

Ce point revêt en effet une grande importance: s'il s'agit du quai portuaire il constitue un argument supplémentaire en faveur de l'implantation de centrales à lit fluidisé dans le Limbourg, car dans ce cas, il faut encore prendre en compte le prix du transport intérieur.

Le Secrétaire d'Etat répond que lorsque l'on parle du charbon rendu quai, il s'agit toujours du quai de la centrale électrique (généralement située sur un cours d'eau ou sur un canal).

Le coût du transport évalué à 8 F/Gj est la moyenne pondérée de l'ensemble des coûts de transport tant des charbons importés (au départ du port) que des charbons de K. S. ou des charbons provenant du traitement de terrils.

En ce qui concerne l'utilisation éventuelle de déchets de charbon dans les centrales à lit fluidisé (voir questions et réponses 4.1), un membre demande si l'on tiendra compte du fait qu'il y a des réserves suffisantes (des terrils) à proximité. Ne subsiste-t-il plus de problèmes techniques empêchant l'utilisation de déchets de charbon?

Un autre membre estime pouvoir déduire de la réponse à la question 4.1.3. que l'on donne la priorité au charbon ordinaire.

Le Ministre des Affaires économiques répond qu'il ressort d'une lettre du Comité de gestion que rien ne s'oppose à l'utilisation de déchets de charbon dans une centrale à lit fluidisé, pour autant que l'on dispose de réserves suffisantes de ce combustible pour la durée de vie totale de la centrale. Il est donc encore possible d'opter pour l'utilisation de déchets de charbon.

Le Ministre souligne que ce dernier point introduit une nuance importante dans le plan d'équipement.

Le membre a appris qu'il existe deux types de centrales à lit fluidisé: celles à lit circulant et celles à lit statique. L'utilisation de déchets de charbon ne poserait guère de problèmes en ce qui concerne le premier type de centrale.

En ce qui concerne la réponse à la question 4.2.1., un membre demande comment il se fait que le Secrétaire d'Etat fasse à présent état d'un surcoût de 1 milliard de F pour la construction de l'unité N 8, alors qu'il n'est question que de 137 millions de F plus haut dans le texte.

Le Secrétaire d'Etat explique que le montant de 1 milliards de F est obtenu en tenant compte des différents scénarios, ce qui tient compte de la moyenne.

Les 137 millions de F sont le résultat d'un calcul basé uniquement sur l'hypothèse de croissance de + 1,5 %. Dans ce cas, il serait en effet plus avantageux de retarder la construction de l'unité N 8. Il est toutefois très peu probable que l'hypothèse de croissance de + 1,5 % seulement se vérifie.

Un membre constate que, par rapport aux plans d'équipement précédents, la durée prévue de la construction d'une centrale nucléaire supplémentaire a été allongée d'un an.

En ce qui concerne le site d'implantation, on semble de plus en plus enclin à établir cette centrale N 8 ailleurs qu'à Doel.

De Minister van Economische Zaken antwoordt dat deze langere bouwperiode geen ingrijpende verandering is van de vroegere plannen.

Veiligheidshalve heeft men dirmaal een langere bouw-tijd voorzien, doch steeds werd aangenomen dat die kon schommelen tussen een lager en een hoger aantal jaren.

Het is juist dat de grote concentratie van kerncentrales in Doel steeds meer vragen oproept zodat een grondig onderzoek zal plaatsvinden naar een alternatieve vestigings-plaats.

Een lid meent dat de beslissing over de bouw niet kan worden losgekoppeld van de beslissing over de vestigings-plaats, om te vermijden dat bepaalde plaatsen die voor vestiging in aanmerking komen voor een voldoende feit worden geplaatst. Aansluitend bij deze opmerking wenst hij te vernemen of een vestiging in Maaseik tot de mogelijkheden behoort.

De Minister antwoordt dat eerst de vestigingsplaats moet worden bepaald aangezien die een invloed heeft op de kostprijs.

Het lid kant zich tegen de inplanting van een kern-centrale in Limburg, ook nadat de Minister erop gewezen heeft dat hier een investering van 60 tot 70 miljard F mee gepaard gaat.

Een lid steunt zich op de studie van de heer A. Verbruggen « Bedenkingen omtrent het B. C. E. O.-uitrustings-plan 1985-1995 » — S. E. S. O. — Antwerpen 1985, om vast te stellen dat de totale capaciteit door bijkomende kerncentrales binnenkort de basislast zal overschrijden. Dit betekent dat het noodzakelijk zal zijn deze centrales regelmatig aan en uit te schakelen.

Volgens het WASH rapport is bij een dergelijke overgang het gevaar voor ongelukken 10 maal groter dan bij de normale werking.

De Staatssecretaris antwoordt dat het aan- en uitschakelen (modulatie) van kerncentrales een techniek is die geen enkel probleem meer stelt. Hij gelooft niet dat dit het risico op ongelukken met 10 zou vermenigvuldigen. Daarbij komt dat dit in België zeer zelden wordt toegepast.

In 1984, bedroeg de modulering van de in België geïnstalleerde kerncentrales m.a.w. de kernenergie die geproduceerd had kunnen worden, maar die om redenen van coördinatie niet werd geproduceerd, 9,3 GWh, hetgeen neerkomt op 0,04 % van de totale 26 364,8 GWh welke door die centrales is geproduceerd.

Verscheidene leden wensen meer inlichtingen over de berekening van de ontmantelingskosten van kerncentrales (cf. vraag 3.3.1.). De Staatssecretaris gaat ervan uit dat deze kosten 12 % bedragen terwijl sommige buitenlandse studies deze kosten op 50 % ramen.

In het uitrustingsplan wordt ervan uitgegaan dat kerncentrales 30 jaar na de inbedrijfstelling worden ontmanteld en dat zulks per centrale 12 % zal kosten van de investeringskostprijs, tussentijdse interesten niet meegerekend.

Dat percentage resulteert uit internationale studies.

De ontmantelingskosten hangen af van de eisen die qua herstelling van het landschap in zijn oorspronkelijke staat worden gesteld; 12 % moet als een gemiddelde waarde worden beschouwd.

Dat na 30 jaar 12 % van de kostprijs per centrale beschikbaar moet zijn, stemt overeen met een bedrag gelijk aan 1,01 % van de kostprijs van die centrale in het jaar van de inbedrijfstelling, op grond van een rentevoet van 8,6 % tegen constante franken :

Le Ministre des Affaires économiques répond que cet allongement du temps nécessaire à la construction ne constitue pas une modification importante par rapport aux plans précédents.

Pour plus de sûreté, on a prévu cette fois un temps de construction plus long, mais il a toujours été entendu que ce temps pouvait varier.

Il est exact que la grande concentration de centrales nucléaires à Doel suscite de plus en plus de questions. C'est la raison pour laquelle on étudiera sérieusement la possibilité de choisir un autre site d'implantation.

Un membre estime que l'on ne peut dissocier la décision relative à la construction de la décision relative au site d'implantation, ce afin d'éviter que certains sites retenus pour l'implantation ne se trouvent placés devant un fait accompli. Il demande ensuite si une implantation à Maaseik fait partie des possibilités.

Le Ministre répond qu'il convient de déterminer tout d'abord le site d'implantation, étant donné que celui-ci influence le coût.

Le membre s'oppose à l'implantation d'une centrale nucléaire dans le Limbourg, même après que le Ministre ait fait observer que cela représenterait un investissement de 60 à 70 milliards de F.

Un membre se base sur l'étude de M. A. Verbruggen « Bedenkingen omtrent het B. C. E. O. — uitrustingsplan 1985-1995 » (S. E. S. O., Antwerpen 1985) pour constater que la capacité totale atteinte grâce aux centrales nucléaires supplémentaires sera bientôt supérieure à la charge de base. Il s'ensuit qu'il faudra interrompre régulièrement le fonctionnement de ces centrales.

Selon le rapport WASH, les risques d'accidents sont dix fois plus élevés lors de ces opérations que lors du fonctionnement normal.

Le Secrétaire d'Etat répond que la technique de l'enclenchement et du déclenchement (la modulation) des centrales nucléaires ne pose plus aucun problème. Il ne croit pas que le risque d'accidents puisse s'en trouver décuplé. A cela s'ajoute en outre que cette technique n'est appliquée que très rarement en Belgique.

En 1984, la modulation des unités nucléaires installées en Belgique, c'est-à-dire l'énergie nucléaire qui aurait pu être produite mais ne l'a pas été pour raison de coordination, a été de 9,3 GWh à comparer avec les 26 364,8 GWh produits par ces unités. Cela correspond à 0,04 %.

Plusieurs membres souhaitent un complément d'information en ce qui concerne le calcul du coût de démantèlement des centrales nucléaires (voir question 3.3.1.). Le Secrétaire d'Etat se base sur l'estimation selon laquelle ce coût représenterait 12 % du coût d'investissement, alors que selon certaines études effectuées à l'étranger, ce coût serait de 50 %.

Le Secrétaire d'Etat annonce que dans le plan d'équipement on considère que le coût du démantèlement, intervenant 30 ans après la mise en service industriel des unités nucléaires correspond à 12 % du coût d'investissement de l'unité, hors intérêts intercalaires.

Le taux de 12 % résulte des études menées sur le plan international.

Le coût du démantèlement dépend des exigences posées quant à la restitution du site après démantèlement; la valeur de 12 % correspond à une moyenne.

Un montant égal à 12 % du coût de l'unité devant être disponible après 30 ans correspond avec un taux d'intérêt, à francs constants, de 8,6 % à un montant égal à 1,01 % du coût de l'unité à l'anné de mise en service, car :

$$\frac{12\%}{(1 + 0,086)^{30}} = \frac{12\%}{11,88} = 1,01\%$$

Een lid heeft vernomen dat de elektriciteitsproducenten een bijzonder fonds hebben opgericht om de kosten van ontmanteling te financieren. Blijft het mogelijk de inbreng van iedere producent in dit Fonds te identificeren?

De Staatssecretaris antwoordt dat de samenstelling van dit fonds op bezwaren van fiscale aard is gestoten. Voor de ontmanteling van kerncentrales mogen fiscaal gezien immers geen reserves worden aangelegd. Deze materie is in bespreking met de Minister van Financiën.

Hetzelfde lid wenst te vernemen wanneer voor de eerste maal op dit fonds een beroep zal worden gedaan. Zal bijvoorbeeld de ontmanteling van de kerncentrale Tihange I uit dit fonds kunnen worden betaald?

De Staatssecretaris antwoordt dat op dat ogenblik het Fonds voldoende zal gespijsd zijn om deze kosten het hoofd te kunnen bieden. De bijdragen voor het Fonds zijn erop berekend het Fonds voldoende groot te maken wanneer het zal moeten worden aangesproken.

Een lid merkt op dat in het verleden toen prijsverminderingen werden toegestaan op basis van de ingebruikname van nieuwe kerncentrales geen rekening werd gehouden met dit fonds.

Dit betekent dat de prijs die aan de consument werd aangerekend geen juiste weergave was van de werkelijke kostprijs.

Hoever bedraagt het voordeel voor de klant dan wel?

De Staatssecretaris antwoordt dat de ingebruikneming van de kerncentrale Tihange 3 en Doel 4 (2×980 MW) voor de verbruikers een nettovoordeel van 7 400 MF per jaar zal opleveren.

Voor de kerncentrale N8 kan de gevraagde berekening als volgt worden gemaakt:

jaarlijks beschikbaar: 74,4 % (dit percentage is dat van het uitrustingsplan; in werkelijkheid bedroeg de beschikbaarheid in 1984 voor alle Belgische kerncentrales samen 86,6 %);

gebruikmaking per jaar: $0,744 \times 8\,760 \text{ h} = 6\,520 \text{ h}$;

jaarproductie: $1,390 \times 6\,520 \text{ h} = 9\,063 \text{ GWh}$.

In de meest waarschijnlijke hypothese kernenergie + steenkolen (lage hypothese voor de proportionele kosten kernenergie en steenkool), is het voordeel per jaar:

— ten opzichte van een gelijk vermogen in centrales van 600 MW met ontzavelde steenkool:

$$(2,27 - 1,82) \text{ F/kWh} \times 10^{-6} \times 9\,063 \text{ GWh} \times 10^6 \\ = 4\,080 \text{ miljoen F};$$

— ten opzichte van een gelijk vermogen in wervelbedcentrales van 105 MW met afvalsteenkool:

$$(2,11 - 1,82) \text{ F/kWh} \times 10^{-6} \times 9\,063 \text{ GWh} \times 10^6 \\ = 2\,628 \text{ miljoen F};$$

— ten opzichte van een gelijk vermogen in wervelbedcentrales van 105 MW met gewone steenkool:

$$(2,30 - 1,82) \text{ F/kWh} \times 10^{-6} \times 9\,063 \text{ GWh} \times 10^6 \\ = 4\,350 \text{ miljoen F}.$$

De prijs per kWh-steenkool/kernenergie zou volgens de O.E.S.O.-studie geciteerd door de heer Verbruggen in zijn reeds aangehaalde verhandeling in het voordeel uitvallen van steenkool.

$$\frac{12\%}{(1 + 0,086)^{30}} = \frac{12\%}{11,88} = 1,01\%$$

Un membre a appris que des producteurs d'électricité ont créé un fonds spécial en vue de financer le coût de démantèlement. Est-il encore possible de déterminer l'apport de chaque production dans ce fonds?

Le Secrétaire d'Etat répond que la composition de ce fonds a suscité des objections de nature fiscale. D'un point de vue fiscal, aucune réserve ne peut en effet être constituée pour le démantèlement des centrales nucléaires. Cette matière fait l'objet d'une discussion avec le Ministre des Finances.

Le même membre demande quand l'intervention de ce fonds sera sollicitée pour la première fois. Le démantèlement de Tihange I pourra-t-il par exemple être financé par ce fonds?

Le Secrétaire d'Etat répond que les ressources dont le fonds disposera à ce moment suffiront pour financer cette opération. Les contributions au fonds sont calculées de manière à ce que celui-ci dispose de ressources suffisantes le jour où son intervention sera nécessaire.

Un membre fait observer que, dans le passé, on n'a pas tenu compte de ce fonds lorsque des réductions ont été accordées à la suite de la mise en service de nouvelles centrales nucléaires.

Cela signifie que le prix demandé au consommateur ne reflétait pas correctement le prix de revient réel.

A combien se monte dès lors l'avantage pour la clientèle?

Le Secrétaire d'Etat répond que l'avantage global pour la clientèle de la mise en service des unités nucléaires de Tihange 3 et Doel 4 (2 fois 980 MW) conduira à un avantage net pour la clientèle de 7 400 MF par an.

Pour l'unité nucléaire N8, le calcul demandé peut être établi comme suit:

disponibilité annuelle: 74,4 % (cette disponibilité est celle qui est retenue dans le plan d'équipement; la disponibilité réellement vécue en 1984 pour l'ensemble du parc nucléaire belge est de 86,6 %);

utilisation annuelle: $0,744 \times 8\,760 \text{ h} = 6\,520 \text{ h}$;

production annuelle: $1,390 \times 6\,520 \text{ h} = 9\,063 \text{ GWh}$.

On obtient, dans l'hypothèse la plus probable nucléaire + charbon (hypothèse basse pour les coûts proportionnels nucléaire et charbon), des avantages annuels de:

— par rapport à une puissance égale en unités de 600 MW au charbon désulfuré:

$$(2,27 - 1,82) \text{ F/kWh} \times 10^{-6} \times 9\,063 \text{ GWh} \times 10^6 \\ = 4\,080 \text{ millions de F};$$

— par rapport à une puissance égale en unités de 105 MW à lit fluidisé avec charbon de déchet:

$$(2,11 - 1,82) \text{ F/kWh} \times 10^{-6} \times 9\,063 \text{ GWh} \times 10^6 \\ = 2\,628 \text{ millions de F};$$

— par rapport à une puissance égale en unités de 105 MW à lit fluidisé avec charbon normal:

$$(2,30 - 1,82) \text{ F/kWh} \times 10^{-6} \times 9\,063 \text{ GWh} \times 10^6 \\ = 4\,350 \text{ millions de F}.$$

Le prix du kWh-charbon/nucléaire d'après l'étude O.C.D.E. citée par M. Verbruggen dans son étude serait à l'avantage du charbon.

Volgens de Staatssecretaris kan men na de lezing van het document geen duidelijk vergelijking tussen de prijs per kWh/steenkool en per kWh/kernenergie maken.

Weliswaar komt het probleem van de prijzen daarin ter sprake, maar dan hoofdzakelijk uit het oogpunt van de gebruiker van stadverwarmingssystemen en van een gecombineerde productie; bovendien wordt alleen aandacht besteed aan het aspect concurrentievermogen ten opzichte van andere energiedragers.

In dat licht gezien schijnen de argumenten pro en de argumenten contra van die systemen tegen elkaar op te wegen, hoewel dat evenwicht zeer relatief is.

II. — BESPREKING VAN HET VOORSTEL VAN RESOLUTIE INGEDIEND DOOR DE HEER DESAEYERE

1. Inleidende uiteenzetting van de auteur

De heer Desaeere begint zijn uiteenzetting met de vaststelling dat de kostprijs van de nucleaire kWh nergens in het Uitrustingsplan wordt vermeld. Nochtans had men zich kunnen steunen op de gegevens die voorkomen in de uit 1983 daterende O. E. S. O.-studie « The costs of generating electricity in nuclear and coal fired power ».

Niettegenstaande deze tekortkoming, wordt duidelijk gesteld dat de nucleaire kWh een lagere kostprijs heeft dan de kWh die geproduceerd wordt door een klassieke kolencentrale. Vermits alle in het uitrustingsplan voorkomende hypothesen zodanig uitgewerkt worden, dat ze voordelig uitvallen voor kerncentrales, noemt de auteur het scenario, het « extreem nucleaire scenario ». Aangezien het hier om een extreem scenario handelt, heeft hij als alternatief een « extreem steenkool-scenario » ontwikkeld, met hypothesen ten voordele van steenkool. Uit dit scenario treedt naar voren dat steenkool elektriciteit 75,8 centiem per kWh goedkoper wordt dan nucleaire elektriciteit. Ter staving van voorgaande bewering, stelt de auteur de hiernavolgende nota ter beschikking van de Commissie.

Werknota betreffende het Uitrustingsplan 1985-1995

Inleiding

Bij een bestudering van het « Nationaal Uitrustingsplan voor productie en transport van elektrische energie 1985-1995 », opgesteld door het beheerscomité der elektriciteits-ondernemingen, komt men onvermijdelijk tot de conclusie dat het hier gaat om een subjectieve studie, zonder wetenschappelijke fundering van met een zware « biais » in de richting van kerncentrales.

Teneinde deze stelling te bewijzen volgen hierna de voornaamste « economische fouten van dit plan ».

1. Vergetelheid : het niet vermelden van de kostprijs van de nucleaire kWh

Het eerste wat opvalt bij het lezen van het plan is het ontbreken van de kostprijs van de nucleaire kWh. Dit valt des te meer op omdat het plan in feite één pleidooi vormt voor deze nucleaire kWh: in scenario I zijn 93 % van de investeringen nucleair, in scenario II 87 % en zelfs in scenario III blijft dit 61 %.

Le Secrétaire d'Etat répond que la lecture du document ne fait aucunement apparaître une comparaison nette entre le prix du kWh/charbon et celui du kWh/nucélaire.

La question des prix est cependant évoquée, mais essentiellement au niveau des utilisateurs des systèmes de chauffage urbain et production combinée, et abordée sous l'angle de la compétitivité par rapport à d'autres secteurs énergétiques.

Dans cette perspective, un équilibre très relatif semble d'ailleurs s'instaurer entre les arguments positifs et négatifs relatifs à ces systèmes.

II. — DISCUSSION DE LA PROPOSITION DE RESOLUTION DEPOSEE PAR M. DESAEYERE

1. Exposé introductif de l'auteur

M. Desaeere commence son exposé en constatant que le prix de revient du kWh nucléaire ne figure nulle part dans le plan d'équipement. On aurait pourtant pu se baser sur les données contenues dans une étude de l'O. C. D. E. datant de 1983 et intitulée « The costs of generating electricity in nuclear and coal fired power ».

Malgré cette lacune, il est clairement précisé que le prix de revient du kWh nucléaire est inférieur à celui du kWh produit par une centrale classique au charbon. Etant donné que toutes les hypothèses figurant dans le plan d'équipement sont élaborées de manière à mener à des conclusions favorables à la solution nucléaire, l'auteur qualifie le scénario de « scénario nucléaire extrême ». Ensuite, vu le caractère extrême de ce scénario, l'auteur propose une alternative sous la forme d'un « scénario charbon extrême » fondé sur des hypothèses favorables au charbon. Il ressort de ce dernier scénario que le prix du kWh d'électricité produite à partir de charbon est inférieur de 75,8 centimes à celui de l'électricité d'origine nucléaire. Afin d'étayer cette affirmation, l'auteur met la note suivante à la disposition des membres de la Commission.

Note de travail concernant le plan d'équipement 1985-1995

Introduction

Lorsqu'on étudie le « Plan national d'équipement en moyens de production et de grand transport d'énergie électrique 1985-1995 » établi par le Comité de gestion des entreprises d'électricité, on arrive inévitablement à la conclusion qu'il s'agit d'une étude subjective, sans aucun fondement scientifique, se caractérisant par un « biais » prononcé vers les centrales nucléaires.

Pour étayer cette thèse, il convient de mettre en évidence ici les « erreurs économiques » principales de ce plan.

1. L'omission : la non-indication du coût du kWh nucléaire

Ce qui frappe en premier lieu lors de la lecture du Plan, c'est l'absence du coût du kWh nucléaire; et ce d'autant plus que le Plan est en fait un plaidoyer en faveur de ce kWh: dans le scénario I, 93 % des investissements sont affectés au nucléaire, contre 87 % dans le scénario II et 61 % encore dans le scénario III.

Of anders uitgedrukt: het plan opteert massaal voor kernenergie zonder het nuttig (of beter « opportuun ») te oordelen de cruciale parameter terzake, nl. de kostprijs, ook maar éénmaal te vermelden.

Zo vindt men in tabel 3/5 — zie p. 3/6 — wel de kostprijs van kWh voor een klassieke steenkoolcentrale van 600 MW met ontzwaveling (2,26 F), zonder ontzwaveling (1,89 F) en voor een wervelbed op afvalkolen (2,1 F) of op normale kolen (2,3 F), maar men kan nog tien jaar vruchteloos zoeken in de tekst naar het overeenkomstig cijfer wat betreft de kostprijs van de nucleaire kWh. Weliswaar vindt men in tabel 3/1 — zie p. 3/3 — wel de investeringskosten en de vaste jaarlijkse lasten — bvb. voor een Belgische nucleaire centrale respectievelijk 70 382 F en 8 813 F/kWjr. — en in tabel 3/4 — zie p. 3/5 — de proportionele prijs voor nucleaire eenheden met name 61 cF/kWh in 1995, doch nergens vindt men de aggregatie van deze beide gegevens in één bepaald cijfer.

2. Bewuste verzwijging: het kostprijsvoordeel van een klassieke kolencentrale

Op het eerste gezicht zou men kunnen gaan denken dat het hier om een loutere vergetelheid gaat en dat het trouwens erg gemakkelijk moet zijn om tot de gewenste aggregatie te komen. Indien men echter de nodige berekeningen uitvoert dan kan men met een aan zekerheid grenzende waarschijnlijkheid stellen dat het wel degelijk niet gaat om een vergetelheid maar om een welbewuste verzwijging.

In de hierbij toegevoegde tabel 1 vindt men het huiswerk van het beheerscomité overgedaan.

Om te kunnen overgaan van de jaarlijkse specifieke kost in F/kWjr. — 8 813 F voor een kerncentrale — naar de jaarlijkse vaste kosten in F/kWh — wat men in de economie gewoonlijk de « jaarlijkse equivalente marginale capaciteitskost » noemt — moet men beschikken over de maximale gebruiksduur.

Na de voorgaande paragraaf zal het de lezer wel niet verwonderen dat ook deze parameter door het beheerscomité « in de koelissen » wordt verborgen gehouden. Noodgedwongen moeten wij dus een schatting maken van deze coëfficiënt, doch gelukkig vindt men dit cijfer in de literatuur en eenvoudigheidshalve namen wij hiervoor voorlopig hetzelfde als bij een klassieke kolencentrale, zij het met ontzwaveling.

TABEL 1

De kostprijs van de kWh

	Kerncentrale — Centrale nucléaire	Klassieke 600 MW kolencentrale zonder ontzwaveling — Centrale classique au charbon 600 MW sans désulfuration	Wervelbed op steenkool 1 eenheid — Lit fluidisé au charbon 1 unité
Jaarlijkse specifieke kost F/kW jaar. — Coût spécifique annuel F/kW an	8 813 (1)	5 258 (2)	8 419 (2)
Maximum gebruiksduur h/jaar. — Durée maximum d'utilisation h/an	6 700 (3)	6 800 (2)	7 000 (2)
Jaarlijkse vaste kosten F/kWh. — Frais fixes annuels F/kWh	1,315 (4)	0,773 (5)	1,203 (5)
Totale proportionele kosten F/kWh. — Frais proportionnels totaux F/kWh	0,47 (6)	1,116 (5)	1,099 (5)
Kostprijs F/kWh. — Coût F/kWh	1,785	1,889 (5)	2,302 (5)

Bron :

- (1) Tabel 3/1, p. 3/3.
- (2) Tabel 3/2, p. 3/4.
- (3) Voorlopig uitgaande van de — foutieve, cfr. paragraaf 3 — veronderstelling dat een kerncentrale een zelfde aantal uren zou draaien als een klassieke kolencentrale nl. 6 700 h/jaar.
- (4) = (1) (3).
- (5) Tabel 3/4, p. 3/6.
- (6) Tabel 3/4, p. 3/5.
- (7) (4) + (5).

En d'autres termes, le plan opte massivement en faveur de l'énergie nucléaire sans juger utile « ou plutôt « opportun » de mentionner ne fût-ce qu'une seule fois le paramètre crucial dans ce domaine, à savoir le coût.

C'est ainsi qu'on trouve au tableau 3/5 — voir p. 3/6 du plan d'équipement — le coût par kWh pour une unité classique au charbon de 600 MW avec désulfuration (2,26 F), sans désulfuration (1,89 F) et pour une unité à lit fluidisé utilisant du charbon de déchet (2,1 F) ou du charbon normal (2,3 F), mais on cherche en vain le chiffre correspondant du coût du kWh nucléaire. Certes, on trouve au tableau 3/1 — voir p. 3/3 — les coûts d'investissement et les charges fixes annuelles — p. ex. pour une centrale nucléaire belge : 70 382 F et 8 813 F/kWan. — et au tableau 3/4 — voir p. 3/5 — le coût proportionnel des unités nucléaires, à savoir 61 cF/kWh en 1995, mais la combinaison de ces deux données en un seul chiffre ne figure nulle part.

2. Mutisme délibéré au sujet de l'avantage du coût d'une centrale classique au charbon

A première vue, on pourrait penser qu'il s'agit ici d'un simple oubli et qu'il doit être extrêmement aisé d'obtenir la combinaison souhaitée. Toutefois, lorsqu'on effectue les calculs nécessaires, on peut affirmer de manière quasi certaine qu'il ne s'agit nullement d'un oubli mais d'une omission tout à fait volontaire.

Le tableau 1 reproduit ci-dessous contient un nouveau calcul des chiffres du Comité de gestion.

Pour pouvoir passer du coût spécifique annuel en F/kWan — 8 813 F pour une centrale nucléaire — aux charges annuelles en F/kWh — ce qu'on appelle généralement en économie le « coût annuel équivalent de la capacité marginale » —, on doit disposer de la durée maximale d'utilisation.

Il n'est guère étonnant que ce paramètre ait également été dissimulé par le comité de gestion. Il ne reste donc plus qu'à évaluer ce coefficient; heureusement, ce chiffre se retrouve dans la littérature et, dans un souci de simplification, on se basera provisoirement sur le même coefficient que celui retenu pour une centrale classique au charbon, fût-ce sans désulfuration.

TABEAU 1

Le coût du kWh

	Klassieke 600 MW kolencentrale zonder ontzwaveling — Centrale classique au charbon 600 MW sans désulfuration	Wervelbed op steenkool 1 eenheid — Lit fluidisé au charbon 1 unité
Jaarlijkse specifieke kost F/kW jaar. — Coût spécifique annuel F/kW an	5 258 (2)	8 419 (2)
Maximum gebruiksduur h/jaar. — Durée maximum d'utilisation h/an	6 800 (2)	7 000 (2)
Jaarlijkse vaste kosten F/kWh. — Frais fixes annuels F/kWh	0,773 (5)	1,203 (5)
Totale proportionele kosten F/kWh. — Frais proportionnels totaux F/kWh	1,116 (5)	1,099 (5)
Kostprijs F/kWh. — Coût F/kWh	1,889 (5)	2,302 (5)

Source :

- (1) Tableau 3/1, p. 3/3.
- (2) Tableau 3/2, p. 3/4.
- (3) En partant provisoirement de l'hypothèse erronée qu'une centrale nucléaire fonctionnerait un même nombre d'heures qu'une centrale classique au charbon, c'est-à-dire 6 700 h/an.
- (4) = (1) (3).
- (5) Tableau 3/4, p. 3/6.
- (6) Tableau 3/4, p. 3/5.
- (7) (4) + (5).

Het delen van de kapitaalkost (8 813 F/kWjr.) door de gebruiksduur (6 700 h/jr.) leidt tot :

$$\frac{8\,813 \text{ F jr.}}{6\,700 \text{ kWjr. h}} = 1,315 \text{ F/kWh}$$

als jaarlijkse vaste kost. Het optellen hiervan met de proportionele kost 0,47 F/kWh leidt tot een kostprijs van de nucleaire kWh van 1,785 F. Welnu de confrontatie van dit eindresultaat met de kostprijs van de steenkool kWh (1,889 F) leidt tot het besluit dat er geen statistisch significant kostprijsdeel voor nucleaire energie bestaat !

Een verschil van amper 10,4 centiemen per kWh betekent immers procentueel slechts 5 %, welnu de statistische onzekerheidsmarge van de verschillende veranderlijken is veel groter dan 5 %. Bovendien moeten aan dit eindresultaat nog verschillende correcties worden aangebracht zoals uit de volgende paragrafen zal blijken.

3. De grotere onbeschikbaarheid van kerncentrales

Een eerste belangrijke correctie die men moet doorvoeren in de vorige paragraaf betreft de maximale gebruiksduur.

Tengevolge van vooral de technische noodzakelijkheid tot herladen « draait » een kerncentrale korter dan andere centrales. Voorlopig zal hier als gemiddelde beschikbaarheidsfactor 74,4 % worden genomen (zie : A. Verbruggen, Onderzoek naar de optimale investeringsbeslissing betreffende de elektriciteitsproductie in België, Antwerpen, S. E. S. O. 1982, 82/127).

Het nationaal programma energie stelde enige jaren geleden ongeveer hetzelfde cijfer voorop, nl. 75 % (zie : Methodologische aspecten en resultaten van een modellatie-oefening van vraag en aanbod van energie, Diensten van de Eerste Minister, Brussel, 1979, III, 3).

Als maximale gebruiksduur zal dan ook $8\,760 \text{ h} \times 0,744 = 6\,500 \text{ h/jr.}$ worden gebruikt.

Hieruit volgt dat de jaarlijkse vaste kosten van één nucleaire kWh stijgt tot :

$$\frac{8\,813 \text{ F/kWjr.}}{6\,500 \text{ h/jr.}} = 1,356 \text{ F/kWh.}$$

Door hieraan 0,47 F/kWh toe te voegen komt men tot een kostprijs van 1,826 F voor de nucleaire kWh, d.w.z. een verschil ten opzichte van een kolencentrale van amper 6,3 centiemen of slechts 3,3 %.

4. De varianten « ko - NU »

Het uitrustingsplan behandelt eveneens — zij het in sourdine — alternatieve prijsscenario's waarbij voor de prijs van de brandstoffen (steenkool, nucleair) telkens zowel een lage als een hoge evolutie wordt onderzocht, respectievelijk ko, KO en nu, NU, met in totaal dus vier mogelijke varianten.

In de paragrafen 11.2, 11.3 en 11.4 wordt echter verkeerdelijk gekoncludeerd dat de keuze van één bepaalde prijsvariant praktisch geen invloed heeft op de investeringsbeslissingen. Dat dit totaal onjuist is kan gemakkelijk worden aangetoond bijvoorbeeld aan de hand van de variant « ko-NU » : zie tabel 2.

En divisant le coût en capital (8 813 F/kWan) par la durée d'utilisation (6 700 h/an), on arrive à un coût fixe

$$\text{annuel de } \frac{8\,813 \text{ F an}}{6\,700 \text{ kWan h}} = 1,315 \text{ F/kWh (résultat de)}$$

En additionnant ce chiffre et le coût proportionnel de 0,47 F/kWh, on obtient un coût de 1,785 F pour le kWh nucléaire. Or, la confrontation de ce résultat final avec le coût du kWh charbon (1,889 F) conduit à la conclusion qu'il n'existe pas d'avantage de coût statistiquement significatif en faveur de l'énergie nucléaire !

Un écart de 10,4 centimes à peine par kWh ne représente en effet que 5 %, alors que la marge d'insécurité statistique des diverses variables est beaucoup plus importante que ce pourcentage. En outre, ce résultat final doit encore faire l'objet de plusieurs corrections, comme le montrent les paragraphes qui suivent.

3. L'indisponibilité plus grande des centrales nucléaires

Une première correction importante à apporter au paragraphe précédent concerne la durée d'utilisation maximale.

Essentiellement en raison de la nécessité technique de rechargement, une centrale nucléaire fonctionne moins longtemps que d'autres centrales. Provisoirement, on se basera ici sur un facteur de disponibilité moyenne de 74,4 % (voir Aviel Verbruggen, *Onderzoek naar de optimale investeringsbeslissing betreffende de elektriciteitsproductie in België*, Antwerpen, S. E. S. O. 1982, 82/127).

Il y a quelques années, le programme énergétique national retenait environ le même pourcentage, à savoir 75 % (voir *Aspects méthodologiques et résultats d'un exercice de modélisation de l'offre et de la demande d'énergie*, Services du Premier Ministre, Bruxelles, 1979, p. III.3).

Comme durée d'utilisation maximale, on utilisera dès lors $8\,760 \text{ h} \times 0,744 = 6\,500 \text{ h/an.}$

Il s'ensuit que les frais fixes annuels d'un kWh nucléaire atteignent :

$$\frac{8\,813 \text{ F/kWan}}{6\,500 \text{ h/an}} = 1,356 \text{ F/kWh.}$$

En y ajoutant 0,47 F/kWh, on arrive à un coût de 1,826 F pour le kWh nucléaire, c'est-à-dire une différence par rapport à une centrale au charbon de 6,3 centimes à peine ou de 3,3 % seulement.

4. Les variantes « ch - NU »

Le plan d'équipement examine également — fût-ce en sourdine — des scénarios de prix alternatifs en se basant chaque fois sur une évolution minimale et maximale pour déterminer le prix des combustibles (charbon, énergie nucléaire), à savoir ch, CH et nu, NU, ce qui représente donc au total quatre variantes possibles.

Aux paragraphes 11.2, 11.3 et 11.4, les électriciens arrivent toutefois à la conclusion erronée que le choix d'une variante de prix déterminée n'a pratiquement aucune incidence sur les décisions en matière d'investissements. Il est facile de démontrer le caractère totalement inexact de cette affirmation en se basant par exemple sur la variante « ch - NU » : voir tableau 2.

Inderdaad bij deze variant wordt de kostprijs van de nucleaire kWh zelfs 7,7 centiemen of 4 % duurder dan de kostprijs van steenkoollektricititeit. Dit verschil is natuurlijk evenmin significant als het — 3 % of — 5 % kostprijsverschil gevonden in de paragrafen 2 en 3. Het enige dat men echter mag konkluderen uit deze paragrafen 2, 3 en 4 is dat er geen significant kostprijsverschil bestaat tussen nucleaire- en steenkoollektricititeit en dat dus de keuze hiertussen een louter politieke beslissing blijft. Het blind opteren voor de kern-optie zoals het beheerscomité doet is totaal onverantwoord.

TABEL 2

De kostprijs van de kWh bij de variant ko-NU

	Kerncentrale Centrale nucléaire
Jaarlijkse vaste kosten F/kWh. — Frais fixes annuels F/kWh	1,356 (2)
Totale proportionele kosten F/kWh. — Frais proportionnels totaux F/kWh	0,61 (3)
Kostprijs F/kWh. — Coût F/kWh	1,966 (4)

Bron :

- (1) Zie tabel 1.
(2) zie paragraaf 2.
(3) Tabel 3/5, p. 3/6.
(4) = (2) + (3).

5. De varianten « KO-NU* » en « ko-NU* »

Een tweede subjectieve vertekening ten gunste van de kernoptie komt tot uiting in de asymmetrie in de behandeling van de prijsvarianten. Het: voorzien van telkens twee alternatieven zowel voor steenkool als voor kernenergie geeft weliswaar een symmetrische indruk en geeft de schijn van onpartijdigheid. Het blijft echter een « schijnindruk » want in werkelijkheid is er wel degelijk sprake van een vooroordeel ten gunste van de kernlobby.

Inderdaad, daar waar het bij KO wel degelijk gaat om een substantiële verhoging van de steenkoolprijs — met name van 37,5 % op 11 jaar tijd (van 120 naar 165 F/GJ) — gaat het bij de zogenaamde « hoge prijs variant voor kernenergie », NU, in feite om een praktisch insignificante stijging: de prijs van deze brandstof zou op 11 jaar tijd in de zogezegd « hoge variant » stijgen met slechts 22 %, een bijna cens zo kleine stijging.

In alle energiemodellen die mij bekend zijn, gaat men uit van een parallelle stijging van de energieprijzen bij de « hoge varianten ». Deze werkwijze lijkt nu eenmaal verrechtvaardigd, aangezien de internationale competitie tussen de verschillende energiedragers significante afwijkingen in feite onmogelijk maken. Het lijkt dan ook redelijk de NU variant aan te passen door dezelfde procentuele stijging als bij steenkool op te leggen met name 37,5 % zodanig dat de proportionele prijs 0,69 F wordt.

Vult men dit cijfer in bij tabel 2, dan vindt men dat enkel in de KO-NU* variant steenkool te duur wordt (2,304 tegen 2,046, d.w.z. 25,8 centiemen of 11 %) doch dat in de ko-NU* variant daarentegen steenkool 0,157 F of 8 % goedkoper wordt. M.a.w. ook probabilistisch is de beslissing allerminst eenduidig.

En effet, pour cette variante, le coût du kWh nucléaire s'élève même à 7,7 centimes, soit 4 % de plus que le coût de l'électricité produite au charbon. Cette différence n'a naturellement pas plus de signification que la différence de coût de — 3 % ou de — 5 % mentionnée aux paragraphes 2 et 3. La seule conclusion que l'on puisse tirer de ces paragraphes 2, 3 et 4, c'est qu'il n'y a pas de différence significative de coût entre l'électricité nucléaire et l'électricité produite au charbon et que le choix entre ces deux types d'électricité demeure une décision purement politique. L'option aveugle en faveur du nucléaire, prise par le comité de gestion, est totalement injustifiée.

TABLEAU 2

Le coût du kWh dans la variante ch-NU

	Klassieke 600 MW kolencentrale zonder ontzwaveling — Centrale classique au charbon 600 MW sans désulfuration	Wervelbeld op steenkool 1 eenheid — Lit fluidisé au charbon 1 unité
Jaarlijkse vaste kosten F/kWh. — Frais fixes annuels F/kWh	0,773 (1)	1,203 (1)
Totale proportionele kosten F/kWh. — Frais proportionnels totaux F/kWh	1,116 (1)	1,099 (1)
Kostprijs F/kWh. — Coût F/kWh	1,889 (1)	2,302 (2)

Source :

- (1) Voir tableau 1.
(2) Voir paragraphe 2.
(3) Tableau 3/5, p. 3/6.
(4) = (2) + (3).

5. Les variantes « CH-NU* » et « ch-NU* »

Une deuxième falsification subjective en faveur de l'option nucléaire se retrouve dans l'asymétrie au niveau du traitement des variantes de prix. Certes, le fait de prévoir chaque fois deux alternatives aussi bien pour le charbon que pour l'énergie nucléaire donne une impression de symétrie et d'impartialité. Il s'agit cependant d'une impression trompeuse, car en réalité, force est de constater qu'il existe effectivement un préjugé en faveur du lobby nucléaire.

En effet, alors que pour la variante CH, l'augmentation du prix du charbon est substantielle — puisqu'elle est de 37,5 % en 11 ans (de 120 à 165 F/GJ) —, cette augmentation serait en fait pratiquement insignifiante pour la « variante haute de prix pour l'énergie nucléaire », NU, puisque dans cette hypothèse, le prix de ce combustible n'augmenterait que de 22 % en 11 ans, c'est-à-dire une augmentation ne représentant environ que la moitié de l'augmentation citée en premier lieu.

Dans tous les modèles énergétiques connus, on part d'une augmentation parallèle des prix énergétiques pour les « hautes variantes ». Cette méthode paraît justifiée, puisque la concurrence internationale entre les différents vecteurs énergétiques exclut en fait des écarts significatifs. Il paraît dès lors raisonnable d'adapter la variante NU en imposant la même augmentation en pour cent que pour le charbon, à savoir 37,5 %, de sorte que le prix proportionnel s'élève à 0,69 F.

Si l'on ajoute ce chiffre au tableau 2, on arrive à la conclusion que ce n'est que dans la variante CH-NU* que le charbon devient trop cher (2,304 contre 2,046, c'est-à-dire 25,8 centimes ou 11 %), mais que par contre, dans la variante ch-NU*, le charbon est meilleur marché de 0,157 F ou de 8 %. Autrement dit, même au niveau des probabilités, la décision est pour le moins claire.

TABEL 3

De kostprijs van de kWh bij de varianten KO-NU*
en ko-NU*

TABLEAU 3

Le coût du kWh dans les variantes CH-NU*
et ch-NU*

	Kerncentrale NU* variant — Centrale nucléaire Variante NU*	Klassieke 600 MW kolencentrale zonder onttzwaving Centrale classique au charbon sans désulfuration 600 MW	
		ko variant — variante ch	KO variant — variante CH
Jaarlijkse vaste kosten F/kWh. — Frais fixes annuels F/kWh	1,356 (2)	0,773 (1)	0,773 (6)
Totale kosten F/kWh. — Frais totaux F/kWh	0,69 (3)	1,116 (1)	1,531 (5)
Kostprijs F/kWh. — Coût F/kWh	2,046 (4)	1,889 (1)	2,304 (7)

Bron :

- (1) Zie tabel 1.
- (2) Zie paragraaf 2.
- (3) Zie tekst van deze paragraaf : $50 F \times 1,375$.
- (4) (2) + (3).
- (5) $165 F \times 0,09210 + 0,011$.
- (6) Zie tabel 1.
- (7) (6) + (5).

Besluit :

De conclusies van het uitrustingsplan zijn economisch niet eenduidig verantwoordbaar : het plan moet eerder als frauduleus bestempeld worden en een onafhankelijke expertise lijkt gewenst.

6. Het effect van de stijging van de constructiekosten

6.1. Analyse

Een derde subjectief vooroordeel dat ingebakken werd in het uitrustingsplan betreft de evolutie van de constructiekosten en hierbij zal een beroep worden gedaan op de studie van A. Verbruggen (1) die op blz. 8-13 scherpe kritiek formuleert in dit verband.

Zo stegen de bouwkosten van een kerncentrale tussen 1975 en 1983 per kW van 28 042 naar 43 000 F in constante prijzen, d.w.z. met 53 % op 8 jaar tijd of 5,5 % per jaar, of de inflatie meegerekend aan ongeveer 12 % per jaar in lopende prijzen. Desondanks werd in november 1983 voor de toekomst een stabiel blijven van de constructiekosten vooropgesteld.

In het licht van de evolutie in het verleden leek dit wel een erg optimistische veronderstelling en het hoeft dan ook geen verwondering te wekken dat de feiten intussen deze werkhypothese totaal onkracht heeft. Inderdaad, tussen 1983 en 1984 stegen de bouwkosten van een kerncentrale andermaal van 43 000 F naar 45 715, d.w.z. met 6,3 % per jaar.

Uit deze ervaringen zou elke objectieve econoom besluiten dat blijkbaar de bouwkosten van kerncentrales helemaal niet onderhevig zijn aan een soort « leercurve » maar dat integendeel, tengevolge van allerlei effecten zoals bijvoorbeeld de stijging van de veiligheidskosten, deze kosten systematisch sneller stijgen dan het inflatieritme.

Source :

- (1) Voir tableau 1.
- (2) Voir paragraphe 2.
- (3) Voir texte de ce paragraphe : $50 F \times 1,375$.
- (4) (2) + (3).
- (5) $165 F \times 0,09210 + 0,011$.
- (6) Voir tableau 1.
- (7) (6) + (5).

Conclusions :

Du point de vue économique, les conclusions du plan d'équipement ne sont pas clairement justifiables : le plan devrait plutôt être qualifié de frauduleux et une expertise par un bureau autonome paraît souhaitable.

6. L'effet de l'augmentation des coûts de construction

6.1. Analyse

Un troisième préjugé subjectif sur lequel est basé le plan d'équipement concerne l'évolution des coûts de construction et, à ce propos, il sera fait référence à l'étude de A. Verbruggen (1) qui émet de vives critiques à ce sujet aux pp. 8 à 13.

C'est ainsi qu'entre 1975 et 1983 le coût de construction d'une centrale nucléaire est passé par kW de 28 042 F à 43 000 F en prix constant, soit une augmentation de 53 % en huit ans ou de 5,5 % par an; ou, inflation comprise, d'environ 12 % par an en prix courant. En dépit de cette évolution, on a retenu, en novembre 1983, un coût de construction stable pour l'avenir.

Compte tenu de l'évolution passée, cette hypothèse paraissait extrêmement optimiste et il n'est dès lors guère étonnant que les faits l'aient totalement réfutée dans l'intervalle. En effet, de 1983 à 1984, le coût de construction d'une centrale nucléaire est à nouveau passé de 43 000 F à 45 715 F, soit une majoration de 6,3 % par an.

Fort de ces expériences, tout économiste objectif arriverait à la conclusion que le coût de construction des centrales nucléaires n'est manifestement pas du tout sujet à une espèce de « courbe d'apprentissage » mais qu'au contraire, en raison de toutes sortes d'effets, tels que par exemple l'augmentation des frais de sécurité, ces frais augmentent systématiquement plus vite que le taux d'inflation.

(1) A. Verbruggen, « Bedenkingen omtrent het B.C.E.O.-uitrustingsplan 1985-1995 », S.E.S.O., Antwerpen, 22-2-1985, uittreksel van een verslag van het nationaal R-D Programma « Energie ».

(1) A. Verbruggen, « Bedenkingen omtrent het B.C.E.O.-uitrustingsplan 1985-1995 », S.E.S.O., Antvers, 22 février 1985, extrait d'un rapport du programme national R-D « Energie ».

6.2. Toepassing

Eenvoudigheidshalve zullen wij aannemen ten eerste dat in de toekomst de bouwkosten van kerncentrales met hetzelfde reële groeiritme zullen stijgen als hetgeen werd geobserveerd tijdens het verleden d.w.z. gedurende de ganse periode 1975-1984, nl. 63 % op 9 jaar of 5,6 % per jaar.

Bovendien zal voorlopig in deze paragraaf 1 voor kerncentrales eenzelfde « escalatie » worden verondersteld.

Vergelijken wij uitgaande van deze hypothesen twee centrales waarvan de bouw start in het jaar 1985. Gaat het om een kerncentrale — bouwtijd 10 jaar — dan zal het spijjaar 1990 zijn m.a.w. de bouwkosten zullen dan opgelopen zijn tot 50 270 F $(1,056)^{10} = 69\,710$ F. Gaat het om een kolencentrale — bouwtijd 6 jaar — dan wordt het spijjaar 1988 m.a.w. men vindt als bouwkosten 31 420 F $(1,056)^6 = 39\,072$ F.

Op het eerste gezicht zou men kunnen denken dat het opleggen van een identieke reële prijsrevolutie aan beide investeringsprojecten geen verschil kan maken doch twee factoren spelen hierbij een rol: ten eerste ligt het niveau bij een kerncentrale hoger met als gevolg dat een kostprijs-escalatie hierop grotere reperkussies heeft en ten tweede duurt het langer eer kerncentrales voltooid worden met als gevolg dat de kostprijsescalatie meer gelegenheid heeft om effect te resorteren.

Deze twee effecten, het « niveau-effect » en het « bouw-tijd-effect » komen beide tot uiting in de hierna volgende tabel.

TABEL 4

De kostprijs van de kWh bij een jaarlijkse reële stijging van de bouwkost met 5,6 %

Specifieke investering F/kWh. — Investissement spécifique F/kWh ... (Tussentijdse interesten %). — (Intérêts intercalaires %) ...	69 710 (1)
Kosten van de geïnstalleerde kW. — Coût du kW installé ...	(29,3) (2)
Ontmantelingskost F/kWh. — Frais de raccordement ...	90 135 (4)
Aansluitingspenalisatie F/kWh. — Frais de pénalisation F/kWh ...	508 (2)
Totale specifieke kost F/kWh. — Coût spécifique total F/kWh ...	4 875 (2)
Kapitaallast F/kWh jr. — Coût de capital F/kWh an ...	95 518 (3)
Vaste exploitatiekost F/kWh jr. — Coût fixe d'exploitation F/kWh an	10 163 (5)
Stockeringskosten F/kWh jr. — Frais de stockage F/kWh an	1 322 (2)
Jaarlijkse specifieke kost F/kWh jr. — Frais spécifiques annuels F/kWh an	11 485 (4)
Maximum gebruiksduur k/jr. — Durée maximale d'utilisation h/an	6 500 (6)
Jaarlijkse vaste kosten F/kWh. — Frais fixes annuels F/kWh ...	1,767 (7)
Totale proportionele kosten F/kWh. — Frais proportionnels totaux F/kWh	0,47 (8)
Kostprijs F/kWh. — Prix de revient F/kWh ...	2,237 (4)

Bron :

- (1) Zie tekst.
- (2) Tabel 3/1, p. 3/3.
- (3) Tabel 3/2, p. 3/4.
- (4) Eigen berekeningen.
- (5) 10,64 % van de totale specifieke kost.
- (6) Zie paragraaf 3 en tabel 3/5, p. 3/6.
- (7) Jaarlijkse specifieke kost gedeeld door maximum gebruiksduur.
- (8) Tabel 3/4, p. 3/5.
- (9) Tabel 3/5, p. 3/6.

Men stelt vast dat door het doortrekken van de in het verleden vastgestelde reële stijging van de constructiekosten de kostprijs van de kWh beduidend stijgt en dit zowel voor de kern- als voor de kolencentrale. Deze stijging valt echter beduidend hoger uit in de kern-tegenover de kolencentrale: de kostprijs van de nucleaire kWh stijgt inderdaad van 1,826 naar 2,237 d.w.z. met 0,411 F daar waar dit bij de steen-

6.2. Application

Dans un souci de simplification, nous partirons tout d'abord de l'hypothèse qu'à l'avenir, le coût de construction des centrales nucléaires connaîtra le même taux de croissance réelle que celui enregistré au cours des années écoulées, c'est-à-dire pendant toute la période allant de 1975 à 1984, soit 63 % en neuf ans ou 5,6 % par an.

De plus, on se basera provisoirement dans ce paragraphe 6 sur une « escalade » identique pour les centrales au charbon.

Comparons, en partant de cette hypothèse, deux centrales dont la construction est entamée en 1985. S'il s'agit d'une centrale nucléaire — durée de construction de 10 ans — l'année pivot sera 1990; autrement dit, le coût de la construction s'élèvera à cette date à 50 270 F $(1,056)^{10} = 69\,710$ F. S'il s'agit d'une centrale au charbon — durée de construction de 6 ans, l'année pivot sera 1988 et le coût de construction se montera à 31 420 F $\times (1,056)^6 = 39\,072$ F.

A première vue, on pourrait croire que le fait d'imposer une évolution identique en prix réel pour les deux projets d'investissement ne peut pas faire de différence, mais deux facteurs jouent un rôle en l'occurrence: en premier lieu, le niveau est plus élevé pour ces centrales nucléaires, de sorte qu'une escalade du coût aura de plus grandes répercussions et, d'autre part, il faut plus longtemps pour achever une centrale nucléaire, si bien que l'escalade des coûts aura des effets démultipliés.

Ces deux effets, c'est-à-dire l'« effet du niveau » et l'« effet du coût de la construction » sont tout deux détaillés dans le tableau suivant.

TABLEAU 4

Le coût du kWh compte tenu d'une augmentation annuelle réelle de 5,6 % du coût de construction

Kerncentrale — Centrale nucléaire	Klassieke 600 MW kolencentrale (zonder ontzwaaving) — Centrale classique au charbon de 600 MW (sans désulfuration)
69 710 (1)	39 072 (1)
(29,3) (2)	(12,7) (3)
90 135 (4)	44 034 (4)
508 (2)	—
4 875 (2)	4 875 (3)
95 518 (3)	48 909 (4)
10 163 (5)	5 204 (5)
—	833 (3)
—	137 (3)
11 485 (4)	6 114 (4)
6 500 (6)	6 800 (6)
1,767 (7)	0,908 (7)
—	—
0,47 (8)	1,116 (9)
2,237 (4)	2,024 (4)

Source :

- (1) Voir texte.
- (2) Tableau 3/1, p. 3/3.
- (3) Tableau 3/2, p. 3/4.
- (4) Calculs effectués par le membre.
- (5) 10,64 % du coût spécifique total.
- (6) Voir paragraphe 3 et tableau 3/5, p. 3/6.
- (7) Coût spécifique annuel divisé par la durée maximale d'utilisation.
- (8) Tableau 3/4, p. 3/5.
- (9) Tableau 3/5, p. 3/6.

On constate que la prise en compte pour l'avenir de l'augmentation réelle du coût de construction, constatée par le passé, entraîne une augmentation considérable du coût du kWh, ce aussi bien pour la centrale nucléaire que pour la centrale au charbon. Cette augmentation est toutefois nettement plus importante pour la centrale nucléaire, puisque le coût du kWh nucléaire passe de 1,826

kool-kWh de vermeerdering slechts een derde zo groot uitvalt namelijk 0,135 F, van 1,889 naar 2,024 F.

Het eindresultaat luidt dat steenkoollektricititeit goedkoper uitvalt dan nucleaire elektricititeit meer specifiek 21,3 centiemen beterkoop (2,024 F tegen 2,237 F). De vereenvoudigende veronderstelling om in de toekomst geen reële stijging te voorzien is dus geen neutrale hypothese maar integendeel een subjectieve hypothese die als doel heeft de kern-energie te bevoorjdeligen.

7. Het effect van de schattingsfouten betreffende de constructiekosten

7.1. Analyse

Een vierde subjectief vooroordeel in het uitrustingsplan betreft de verkeerde schatting van de constructiekosten die eveneens behandeld worden door A. Verbruggen, op. cit. p. 11-12. Uit de O. E. S. O.-studie « The costs of generating electricity in nuclear and coal fired power stations » gepubliceerd in 1983 en gewijd aan een vergelijking van de kostprijzen van elektrische centrales tussen diverse landen, blijkt inderdaad dat de Belgische cijfers inkonsistent zijn in de zin dat daar waar kerncentrales in Duitsland 47 % duurder uitvallen dan kolencentrales dit in België slechts 22 % zou zijn. Men kan moeilijk anders concluderen dan dat één van de volgende drie alternatieven van toepassing zijn : ofwel wordt de kostprijs van Belgische kerncentrales onderschat, ofwel wordt de kostprijs van Belgische kolencentrales overschat, ofwel een lineaire combinatie van beide mogelijkheden.

7.2. Toepassing

Eenvoudigheidsshalve zullen wij door het tweede alternatief opteren (1) en dus de kostprijzen van de kolencentrale op het Westduitse niveau brengen via het verminderen van de constructiekosten van de kolencentrale met $\frac{0,47}{1,47} = 32\%$ en hiervan dan de ontzwellingskosten aftrekken.

Tabel 1 kan nu als volgt worden aangepast :

TABEL 5

De kostprijs van de kWh
op basis van de Westduitse constructiekostprijzen

	Kerncentrale — Centrale nucléaire	Klassieke 600 MW kolencentrale zonder ontzwellings — Centrale classique au charbon de 600 MW sans désulfuration
Jaarlijkse specifieke kosten F/kWh jaar. — Frais spécifiques annuels F/kWh an	8 813 (1)	4 028 (2)
Maximum gebruiksduur k/jaar. — Durée maximale d'utilisation h/an	6 500 (3)	6 900 (4)
Jaarlijkse vaste kosten (5) F/kWh. — Charges d'intérêts annuelles (5) F/kWh	1,356	0,592
Totale proportionele kosten F/kWh. — Frais proportionnels totaux F/kWh	0,47 (6)	1,116 (7)
Kostprijzen van elektricititeit F/kWh (8). — Coût de l'électricité F/kWh (8)	1,826	1,708

Bron :

- (1) Tabel 3/1, p. 3/3.
- (2) = $(1) \times 0,68 - 1\,965$ F ontzwellingskost.
- (3) Paragraaf 3.
- (4) Tabel 3/2, p. 3/4.
- (5) (1) (3) respectievelijk (2) (4).
- (6) Tabel 3/4, p. 3/5.
- (7) Tabel 3/4, p. 3/6.
- (8) = (5) + (6) respectievelijk (7).

(1) Merk op dat voor ons objectief, het bepalen van het kolennucleair kostprijverschil, het onbelangrijk is welk van de drie alternatieven wordt weerhouden.

à 2,237, soit une augmentation de 0,411 F, alors que pour le kWh au charbon cette augmentation n'est que d'un tiers, c'est-à-dire 0,135 F, son coût passant de 1,889 à 2,024 F.

Le résultat final montre que l'électricité produite par une centrale au charbon est moins chère de 21,3 centimes que l'électricité nucléaire (2,024 F contre 2,237). L'hypothèse simplifiée qui consiste à ne pas prévoir d'augmentation de prix réel à l'avenir n'est donc pas une hypothèse neutre mais au contraire une hypothèse subjective qui a pour but d'avantager l'énergie nucléaire.

7. Les effets des erreurs d'évaluation du coût de construction

7.1. Analyse

Un quatrième préjugé subjectif que l'on retrouve dans le plan d'équipement concerne les erreurs d'évaluation du coût de construction, qui sont également examinées par A. Verbruggen, op. cit., p. 11-12. Une étude de l'O. C. D. E. intitulée « The costs of generating electricity in nuclear and coal fired power stations », publiée en 1983 et établissant une comparaison entre les coûts des centrales électriques de divers pays, montre en effet que les chiffres belges sont inkonsistants, en ce sens qu'en Allemagne, le coût d'une centrale nucléaire est plus élevé de 47 % que le coût d'une centrale au charbon, alors qu'en Belgique cette différence ne serait que de 22 %. Sur la base de cette application, on ne peut qu'arriver à l'une des trois conclusions suivantes : ou bien le coût des centrales nucléaires belges est sous-évalué, ou bien le coût des centrales au charbon belges est sur-évalué ou bien ces deux possibilités ont été combinées de manière linéaire.

7.2. Application

Pour simplifier, nous opterons pour la deuxième alternative (1) et nous porterons le coût des centrales au charbon au niveau de l'Allemagne fédérale en diminuant les frais de construction de $\frac{0,47}{1,47} = 32\%$ et en en déduisant les frais de désulfuration.

Le tableau 1 peut à présent être adapté comme suit :

TABEAU 5

Le coût du kWh sur la base
du coût de construction en Allemagne fédérale

	Kerncentrale — Centrale nucléaire	Klassieke 600 MW kolencentrale zonder ontzwellings — Centrale classique au charbon de 600 MW sans désulfuration
Jaarlijkse specifieke kosten F/kWh jaar. — Frais spécifiques annuels F/kWh an	8 813 (1)	4 028 (2)
Maximum gebruiksduur k/jaar. — Durée maximale d'utilisation h/an	6 500 (3)	6 900 (4)
Jaarlijkse vaste kosten (5) F/kWh. — Charges d'intérêts annuelles (5) F/kWh	1,356	0,592
Totale proportionele kosten F/kWh. — Frais proportionnels totaux F/kWh	0,47 (6)	1,116 (7)
Kostprijzen van elektricititeit F/kWh (8). — Coût de l'électricité F/kWh (8)	1,826	1,708

Source :

- (1) Tableau 3/1, p. 3/9.
- (2) = $(1) \times 0,68 - 1\,965$ F frais de désulfuration.
- (3) Paragraphe 3.
- (4) Tableau 3/2, p. 3/4.
- (5) = (1) (3) respectivement (2) (4).
- (6) Tableau 3/4, p. 3/5.
- (7) Tableau 3/4, p. 3/6.
- (8) = (5) + (6) respectivement (7)

(1) Notons que pour atteindre notre objectif, qui consiste à déterminer la différence de coût entre le charbon et le nucléaire, le choix de l'alternative n'a aucune importance.

Men stelt vast dat als men de Westduitse constructiekosten als basis neemt de klassieke kolencentrale wel degelijk goedkoper elektriciteit levert dan de kerncentrales, met name 11,8 centiemen goedkoper.

8. Het effect van de ontmantelingskosten

In het uitrustingsplan wordt de ontmantelingskost geraamd op 12 % van de constructiekosten. Het minste wat men hierover kan zeggen is dat de kans op een onderschatting hiervan zeer groot lijkt. De recente ervaring met Three Miles Island toont aan dat het ontmantelen van een kerncentrale allesbehalve een sinecure is en dat het afbreken wel eens evenveel zou kunnen kosten als het opbouwen.

Hier zal enkel onderzocht worden wat het effect zou zijn van een « ontmantelingskostprijspercentage » van 50 % m.a.w. in de hypothese dat het afbreken de helft zal kosten van het opbouwen. Het cijfer 508 F/kW in tabel 3/1 moet dan ook vervangen worden door 50 % van 50 270 of 25 135 F/kW, vermenigvuldigd met de actualisatiefactor

$$\frac{1}{30} = 0,084599 = 2\,115 \text{ F/kW, d.w.z. een verhoging van de jaarlijkse specifieke kosten met } 1\,607 \text{ F.}$$

Tabel 1 wordt nu als volgt : zie tabel 6.

TABEL 6

De kostprijs van de kWh bij een ontmantelingskost van 50 % i.p.v. 12 %

Totale specifieke kosten F/kW. — Frais spécifiques totaux F/kW ...	71 909 (1)
Kapitaallast (3) F/kW jaar. — Charges de capital F/kW an (3) ...	7 660
Vaste exploitatiekosten (4) F/kW jaar. — Frais fixes d'exploitation (4) F/kW ...	1 322 (10)
Stockeringskosten F/kW jaar. — Frais de stockage ...	—
Jaarlijkse specifieke kosten (5) F/kW jaar. — Frais spécifiques annuels (5) F/kW an ...	8 982
Maximum gebruiksduur (6) u/jaar. — Durée maximale d'utilisation (6) h/an ...	6 500
Jaarlijkse vaste kosten (7) F/kWh. — Frais fixes annuels (7) F/kWh ...	1,382
Totale proportionele kosten F/kWh (8). — Frais proportionnels totaux (8) F/kWh ...	0,47
Kostprijs van elektriciteit F/kWh (9). — Coût de l'électricité (9) F/kWh ...	1,852

Bron :

- (1) = Tabel 3/1, p. 3/3 + 1 607 F, de stijging van de ontmantelingskost.
- (2) = Tabel 3/2, p. 3/4.
- (3) = 10,64 % van de totale specifieke kost.
- (5) = (3) + (4).
- (6) (8) = Tabel 4.
- (7) = (5) / 6.
- (9) = (7) + (8).
- (10) = Tabel 3/1, p. 3/3.

On arrive à la constatation que si l'on prend les frais de construction en Allemagne fédérale comme base, la centrale classique au charbon produit effectivement de l'électricité à meilleur compte que la centrale nucléaire, la différence en faveur du charbon étant de 11,8 centimes.

8. Les effets du coût du démantèlement

Dans le plan d'équipement, le coût du démantèlement est estimé à 12 % du coût de construction. Le moins que l'on puisse dire à cet égard est qu'il y a de fortes chances que ce coût soit sous-évalué. L'expérience récente de Three Miles Island montre que le démantèlement d'une centrale nucléaire n'a rien d'une sinecure et qu'il pourrait coûter aussi cher que la construction.

Nous nous bornerons ici à examiner les effets du coût de démantèlement dans l'hypothèse où celui-ci serait égal à la moitié du coût de construction. Le chiffre de 508 F/kW figurant au tableau 3/1 doit dès lors être remplacé par 50 % de 50 270 F, soit 25 135 F/kW, multipliés par le facteur d'actua-

$$\text{lisation } \frac{1}{30} = 0,084599 = 2\,115 \text{ F/kW, c'est-à-dire une augmentation de } 1\,607 \text{ F des frais annuels spécifiques.}$$

Le tableau 1 est en conséquence adapté comme suit :

TABEAU 6

Le coût de kWh compte tenu du coût du démantèlement de 50 % au lieu de 12 %

Kerncentrale — Centrale nucléaire	Klassieke 600 Mw kolencentrale zonder ontzwaveling — Centrale classique au charbon de 600 MW sans désulfuration
Totale specifieke kosten F/kW. — Frais spécifiques totaux F/kW ...	40 285 (2)
Kapitaallast (3) F/kW jaar. — Charges de capital F/kW an (3) ...	4 288
Vaste exploitatiekosten (4) F/kW jaar. — Frais fixes d'exploitation (4) F/kW ...	833 (2)
Stockeringskosten F/kW jaar. — Frais de stockage ...	137
Jaarlijkse specifieke kosten (5) F/kW jaar. — Frais spécifiques annuels (5) F/kW an ...	5 258
Maximum gebruiksduur (6) u/jaar. — Durée maximale d'utilisation (6) h/an ...	6 800
Jaarlijkse vaste kosten (7) F/kWh. — Frais fixes annuels (7) F/kWh ...	0,773
Totale proportionele kosten F/kWh (8). — Frais proportionnels totaux (8) F/kWh ...	1,116
Kostprijs van elektriciteit F/kWh (9). — Coût de l'électricité (9) F/kWh ...	1,889

Source :

- (1) = Tableau 3/1 p. 3/3 + 1 607 F, l'augmentation du coût du démantèlement.
- (2) = Tableau 3/2, p. 3/4.
- (3) = 10,64 % des frais spécifiques totaux.
- (5) = (3) + (4).
- (6) (8) = Tableau 4.
- (7) = (5) / (6).
- (9) = (7) + (8).
- (10) = Tableau 3/1 p. 3/3.

Van officiële zijde wordt steeds voorgehouden dat de ontmantelingskosten irrelevant zouden zijn omdat deze een praktisch verwaarloosbare factor zouden betekenen in de kostprijs. In het basisscenario van het uitrustingsplan reduceert de impact zich inderdaad tot slechts (12 % van de kostprijs $50\,270 \text{ F} = 6\,032 \text{ F}$) $\times$ (actualisatiefactor $0,0841599$) $= 508$) $\times$ (annuïteitsfactor $0,1064$) $= 54$) gedeeld door (gebruiksduur $6\,500 \text{ h}$) $= 0,8$ centiemen/kWh).

Dit lage cijfer vloeit echter dadelijk voort uit het bewust kleinhouden van het « ontmantelingskostprijspercentage » op nl. 12 %. Bij het meer realistisch niveau van 50 % komt men tot een meerkost die uiteraard ongeveer viermaal hoger ligt, nl. 3,2 centiemen/kWh. Welnu dit maakt wel degelijk een zeer belangrijk verschil aangezien daardoor het kostprijsvoordeel van nucleaire energie t.o.v. steenkool elektriciteit van 5,3 centiemen bijna gehalveerd wordt en daalt tot 3,7 centiemen. Anders uitgedrukt : het kostprijsvoordeel van de nucleaire kWh staat of valt met de hypothese die men formuleert in verband met de ontmanteling.

9. Het effect van de sociale actualisatievoet

Een supplementaire kritiek die men kan formuleren in verband met de ontmantelingskost betreft de keuze van de actualisatievoet nl. 8,6 %.

Daar waar men een dergelijk hoog verdisconteringspercentage aanvaardbaar kan achten bij private goederen kan men zich terecht de vraag stellen of het bij de ontmanteling wel degelijk gaat om een privaat project. Macro-economisch gezien immers zullen de offers van de ontmanteling door de volgende generatie moeten worden gedragen.

De cruciale vraag luidt dan ook of wij de toekomst van onze jeugd wel mogen hypothekeren met een dergelijke last, een probleem dat ik ten anderen ook stel in verband met het radioactief afval. Door immers een zo hoog actualisatiepercentage te nemen verwaarloost men de facto het ontmantelingsprobleem.

Dit dit wel degelijk een belangrijk verschil kan uitmaken wordt bewezen door de berekeningen over te doen maar nu met de zogenaamde « sociale actualisatievoet » die gewoonlijk voor publieke projecten wordt gebruikt, nl. 4 %.

Het impact van de ontmanteling op de kostprijs van de nucleaire kWh wordt nu in het basisscenario : (12 % $\times 50\,270 = 6\,032$) $\times$ (actualisatiefactor $\frac{1}{(1,04)^{30}}$) $= 0,3083187$) $\times$ (annuïteitsfactor $0,1064$) $= 198$) gedeeld door (gebruiksduur $6\,500 \text{ hr}$) $= 3$ cent./kWh), en in het scenario van de vorige paragraaf, d.w.z. bij een « ontmantelingskostprijspercentage » van 50 % : 4,166 maal groter d.w.z. 12,5 centiemen/kWh : zie tabel 7.

Dans les milieux officiels, on prétend toujours que le coût du démantèlement n'aura pas d'importance, étant donné qu'ils ne représentent qu'une partie quasi négligeable du coût. Dans le scénario de base du plan d'équipement, leur incidence est en effet réduite à (12 % du coût $50\,270 \text{ F} = 6\,032 \text{ F}$) $\times$ (facteur d'actualisation $0,0841599$) $= 6032 \text{ F}$) $\times$ (facteur d'annuité $0,1064$) $= 54$ (divisé par (durée d'utilisation $6\,500 \text{ h.}$) $= 0,8$ centimes/kWh).

Ce chiffre modeste résulte toutefois directement du fait que le « pourcentage de coût de démantèlement » est maintenu délibérément à un niveau peu élevé, c'est-à-dire 12 %. En tenant compte d'un niveau plus réaliste de 50 %, on arrive en effet à un coût supplémentaire qui est évidemment quatre fois plus élevé (3,2 centimes par kWh). Or, cela représente une différence substantielle, puisque la part du coût de l'énergie nucléaire (5,3 centimes) par rapport à l'électricité produite au charbon s'en trouve presque réduite de moitié et tombe à 3,7 centimes. En d'autres termes, la part du coût du kWh nucléaire reste identique ou est réduite en fonction de l'hypothèse retenue pour le démantèlement.

9. Les effets du taux d'actualisation sociale

Une autre critique que l'on peut émettre à propos du coût de démantèlement concerne le choix du taux d'actualisation (8,6 %).

Comme on peut admettre l'hypothèse d'un taux élevé d'escompte des biens privés, on est en droit de se poser la question de savoir si le démantèlement est vraiment un projet privé. D'un point de vue macro-économique, les sacrifices du démantèlement devront en effet être supportés par les générations futures.

La question cruciale est donc de savoir si nous avons le droit d'hypothéquer l'avenir de notre jeunesse d'une telle charge, problème qui se pose d'ailleurs aussi en ce qui concerne les déchets radioactifs. En se basant sur un taux d'actualisation aussi élevé, on néglige en effet le problème de démantèlement.

Le fait que ce facteur peut effectivement être à l'origine d'une différence importante est mis en évidence par les calculs refaits en tenant compte du « taux d'actualisation sociale » de 4 %, appliqué ordinairement pour les projets publics. L'incidence du démantèlement et le coût du kWh nucléaire se présentent à présent comme suit dans le scénario de base : (12 % $\times 50\,270 = 6\,032$) $\times$ (facteur d'actualisation $\frac{1}{(1,04)^{30}}$) $= 0,3083187$) $\times$ (facteur d'annuité $0,1064$) $= 198$) divisé par (durée d'utilisation $6\,500 \text{ h}$) $= 3$ centimes/kWh, et comme suit dans le scénario du paragraphe précédent, c'est-à-dire en tenant compte d'un pourcentage de 50 % pour le coût du démantèlement : 4,166 fois plus, c'est-à-dire 12,5 centimes/kWh : voir tableau 7.

TABEL 7

De kostprijs van de kWh bij een ontmantelingskost van 50 % i.p.v. 12 % en bij een sociale actualisatie van de ontmanteling aan 4 %

TABLEAU 7

Le coût du kWh compte tenu d'un coût de démantèlement de 50 % au lieu de 12 % et d'une actualisation sociale de 4 % après le démantèlement

	Kerncentrale Centrale nucléaire	Klassiek 600 MW kolencentrale zonder ontzwaaiing (1) Centrale classique au charbon de 600 MW sans désulfuration (1)
Totale specifieke kosten F/kWh. — Frais spécifiques totaux F/kWh ...	77 624 (2)	40 285
Kapitaallast F/kWh jaar. — Coût du capital F/kWh an ...	8 259 (3)	4 288
Vaste exploitatiekosten F/kWh jaar. — Frais fixes d'exploitation F/kWh an ...	1 322 (4)	833
Stockeringskosten F/kWh jaar. — Frais de stockage F/kWh an ...	—	137
Jaarlijkse specifieke kosten F/kWh jaar. — Frais spécifiques annuels F/kWh an ...	9 581 (5)	5 258
Maximum gebruiksduur h/jaar. — Durée maximale d'utilisation h/an	6 500 (6)	6 800
Jaarlijkse vaste kosten F/kWh. — Frais fixes annuels F/kWh ...	1,474 (7)	0,773
Totale proportionele kosten F/kWh. — Frais proportionnels totaux F/kWh	0,47 (8)	1,116
Kostprijs van elektriciteit F/kWh. — Coût de l'électricité F/kWh ...	1 944 (9)	1,889

Bron :

(1) Zie tabel 6.
(2) Tabel 3/1, p. 3/3 + 7 242 F, de stijging van de ontmantelingskost n.l. $0,5 \times 50\,275 \times \text{actualisatiefactor} = 508$.

- (3) = 10,64 % de (2).
(4) (8) = Tabel 3/1, p. 3/3.
(5) = (3) + (4).
(6) = (5) / (4).
(7) = (5) / (6).
(9) = (7) + (8).

Het effect van de sociale actualisatievoet komt dus neer op een verhoging van de kostprijs van de nucleaire kWh met 2,2 centiemen bij een « ontmantelingskostperscentage » van 12 % en met 11,8 centiemen indien dit percentage oploopt tot 50 %. Opnieuw blijkt dit een duidelijk verschil te maken aangezien door deze kostprijsstijging de nucleaire kWh 1,944 F kost. Het kostprijsvoordeel van de nucleaire kWh n.l. 6,3 centiemen t.o.v. de kolenelektriciteit wordt daardoor omgebogen in een kostprijsnadeel van 5,5 centiemen. Eens te meer blijkt steenkool dus competitief te zijn in vergelijking met kernenergie.

10. Het « extreem » steenkool scenario

10.0. Inleiding

In dit scenario worden alle onzekerheden systematisch opgelost ten voordele van de steenkool en ten nadele van het nucleaire. Er wordt dan ook helemaal niet beweerd dat dit het « meest waarschijnlijk » scenario is. Wil men echter komen tot een werkelijke « sensitiviteitsanalyse » dan moet men minstens beschikken over de « extrema », de scenario's « redelijk » ver verwijderd van het meest waarschijnlijk scenario. Welnu wij beschikken dank zij het uitrustingsplan over het zogenaamd « extreem nucleair-scenario » : inderdaad, dit plan weerhield praktisch systematisch deze vereenvoudigende veronderstellingen die gunstig waren voor de kernenergie en ongunstig voor de steenkool. Het volstaat deze hypothese om te keren om in het « extreem steenkool-scenario » te belanden. Het meest waarschijnlijk scenario zal hier dan wel ergens tussenin liggen.

10.1. Overzicht van de gemaakte veronderstellingen

1.1. Qua brandstofkost zal voor de steenkool het laagste cijfer worden weerhouden met name 120 F/GJ — de zogenaamde ko variant — terwijl anderzijds voor de kernheden

Source :

- (1) Voir tableau 6.
(2) Tableau 3/1, p. 3/3 + 7 242 F, c'est-à-dire l'augmentation après le coût de démantèlement, à savoir $0,5 \times 50\,275 \times \text{facteur d'actualisation} = 508$.
(3) = 10,64 % de (2).
(4) (8) = Tableau 3/1, p. 3/3.
(5) = (3) + (4).
(6) = (5) / (4).
(7) = (5) / (6).
(9) = (7) + (8).

L'effet du taux d'actualisation sociale équivaut donc à une augmentation du coût du kWh nucléaire de 2,2 centièmes dans l'hypothèse d'un « pourcentage du coût du démantèlement » de 12 % et de 11,8 centièmes si ce pourcentage passe à 50 %. Il s'avère à nouveau que cela fait une sensible différence, étant donné que cette augmentation du coût porte le kWh nucléaire à 1,944 F. La part du coût du kWh nucléaire, qui est de 6,3 centièmes par rapport à l'électricité produite par une centrale au charbon, tombe de ce fait à 5,5 centièmes. Une fois de plus, le charbon s'avère donc être rentable par rapport à l'énergie nucléaire.

10. Le scénario « charbon extrême »

10.0 Introduction

Dans ce scénario, les incertitudes ont été systématiquement levées en faveur du charbon et au détriment du nucléaire. On ne prétend donc absolument pas qu'il s'agit du scénario « le plus vraisemblable ». Cependant, pour obtenir une véritable analyse de « sensibilité », il faut au moins disposer des scénarios qui s'écartent « raisonnablement » du scénario le plus vraisemblable. Or, nous disposons, grâce au plan d'équipement, du scénario nucléaire extrême, puisque ce plan a presque systématiquement retenu les hypothèses simplistes favorables au nucléaire et défavorables au charbon. Il suffit donc d'inverser ces hypothèses pour obtenir le « scénario charbon extrême », le scénario le plus vraisemblable se situant sans doute entre ces deux extrêmes.

10.1. Aperçu des hypothèses avancées

1.1. En ce qui concerne le coût du combustible, c'est le chiffre le plus bas qui sera retenu pour le charbon, soit 120 F/GJ (variante CH), tandis que pour les centrales nu-

de hoogste variant in rekening wordt gebracht d.w.z. een zelfde reële groei als voor steenkool in de KO variant met name 37,5 % op 11 jaar tijd d.w.z. tot 69 CF/kWh de zogenaamde NU^o variant : zie § 5.

1.2. Qua prijsstijging van de constructiekosten zal worden aangenomen dat deze zal verlopen aan hetzelfde reële groeiritme als in het verleden, met name 63 % op 9 jaar tijd of 5,6 % per jaar, zie § 6. Merk op dat op dit vlak de kern- en de kolencentrale op identieke manier zullen behandeld worden.

1.3. Qua niveau van de constructiekosten zal de kostprijs van de kolencentrale op het Westduitse niveau gebracht worden d.w.z. verminderd met 32 % : zie § 7.

1.4. Qua ontmantelingskost zal als kostprijspercentage niet 12 % doch 50 % worden genomen : zie § 8.

1.5. Qua sociale actualisatievoet voor de ontmanteling zal niet 8,6 % doch slechts 4 % weerhouden : zie § 9.

10.2. De komparatieve kostprijzen

Door in het uitrustingsplan deze vijf « extreme steenkool hypothesen » in te bouwen vindt men het zogenaamd « extreem steenkool scenario » : zie tabel 8.

TABEL 8

*De kostprijs van de kWh
in het « extreem steenkool scenario »*

Specifieke investering in F/kWh. — Investissements spécifiques en F/kWh	69 710 (1)
(Tussentijdse intresten %). — (Intérêts intercalaires %)	(29,3) (3)
Kost van de geïnstalleerde kWh in F/kWh. — Coût du kWh installé en F/kWh	90 135 (5)
Ontmantelingskost in F/kWh. — Coût du démantèlement en F/kWh	10 746 (7)
Aansluitingspenalisatie in F/kWh. — Pénalité de raccordement en F/kWh	4 875 (8)
Totale specifieke kost in F/kWh. — Coût spécifique total en F/kWh	105 756 (10)
Kapitaallast in F/kWh jr. — Charge de capital en F/kWh an	11 252 (12)
Vaste exploitatiekosten in F/kWh jr. — Frais fixes d'exploitation en F/kWh an	1 322 (14)
Stockeringskosten in F/kWh jr. — Frais de stockage en F/kWh an	—
Jaarlijkse specifieke kost in F/kWh jr. — Charge spécifique annuelle en F/kWh an	12 574 (17)
(Maximum gebruiksduur h/jr). — (Utilisation maximale en h/an)	(6 500) (19)
Jaarlijkse vaste kosten F/kWh. — Frais fixes annuels en F/kWh	1 935 (21)
Totale proportionele kosten F/kWh. — Frais proportionnels en F/kWh	0,69 (23)
Kostprijs F/kWh. — Coût en F/kWh	2,625 (25)

Bron :

- (1) Tabel 4.
- (2) 50 270 — 32 % (Minkost Westduitse centrales) — ontzwa-
lingskost 7 580 F.
- (3) (8) (11) Tabel 3 (1, p. 3/3 × (1,056)¹ = 33 083.
- (4) (9) Tabel 3/2, p. 3/4.
- (5) (6) (1) × 1,293 respect. (2) × 1,127.
- (7) 50 % van 1) × actualisatiefactor 1/1,04²⁰ =
- (10) (5) + (7) + (3).
- (11) (6) + (9).
- (12) (13) (10) respect. (11) × annuïteitsfactor 0,1064.
- (17) (10) + (12) + (14).
- (18) (13) + (15) + (16).
- (19) (20) Zie paragraaf 3 tabel 3/5, p. 3/6.
- (21) (17)/(19).
- (22) (18)/(20).
- (23) (24) Tabel 9.
- (25) (21) + (23).
- (26) (22) + (24).

cléaires, il sera tenu compte de la variante la plus élevée, c'est-à-dire une croissance réelle identique à celle du charbon dans la variante CH, soit 37,5 % en 11 ans pour atteindre 69 CF/kWh (variante NU^o : voir § 5).

1.2. En ce qui concerne l'augmentation des coûts de construction, on retiendra l'hypothèse selon laquelle le rythme réel de croissance se maintiendra au même niveau que par le passé, soit 63 % en 9 ans ou 5,6 % par an (voir § 6). Il convient de remarquer qu'à cet égard, les centrales nucléaires et celles au charbon seront traitées sur le même pied.

1.3. En ce qui concerne les coûts de construction, le coût d'une centrale au charbon sera ramené au même niveau qu'en Allemagne fédérale, c'est-à-dire diminué de 32 % (voir § 7).

1.4. Pour ce qui est du coût du démantèlement, on retiendra comme pourcentage du coût non pas 12 % mais 50 % (voir § 8).

1.5. Pour ce qui est du taux d'actualisation sociale, on retiendra le pourcentage plus modeste de 4 % au lieu de 8,6 % (voir § 9).

10.2. Les coûts comparatifs

En intégrant ces cinq « hypothèses charbon extrêmes » dans le plan d'équipement, on obtient le « scénario charbon extrême » : voir tableau 8.

TABEAU 8

*Le coût du kWh
dans le « scénario charbon extrême »*

Kerncentrale — Centrale nucléaire	Klassieke 600MW kolencentrale zonder ontzwa- veling — Centrale classique au charbon de 600 MW sans désulfuration
69 710 (1)	93 083 (2)
(29,3) (3)	(12,7) (4)
90 135 (5)	37 285 (6)
10 746 (7)	—
4 875 (8)	4 875 (9)
105 756 (10)	42 160 (11)
11 252 (12)	4 485 (13)
1 322 (14)	833 (15)
—	137 (16)
12 574 (17)	5 455 (18)
(6 500) (19)	(6 800) (20)
1 935 (21)	0,802 (22)
0,69 (23)	1,116 (24)
2,625 (25)	1,918 (26)

Source :

- (1) Tableau 4.
- (2) 50 270 — 32 % (sous-coût centrales allemandes) — frais de dé-
sulfuration 7 580 F.
- (3) (8) (11) Tableau 3 (1, p. 3/3 × (1,056)¹ = 33 083.
- (4) (9) Tableau 3/2, p. 3/4.
- (5) (6) Respect. (1) × 1,293 et (2) × 1,127.
- (7) 50 % de 1) × facteur d'actualisation 1/1,04²⁰ =
- (10) (5) + (7) + (3).
- (11) (6) + (9).
- (12) (13) Respect. (10) et (11) × facteur d'annuité 0,1064.
- (17) (10) + (12) + (14).
- (18) (13) + (15) + (16).
- (19) (20) Voir paragraphe 3 et tableau 3/5, p. 3/6.
- (21) (17)/(19).
- (22) (18)/(20).
- (23) (24) Tableau 9.
- (25) (21) + (23).
- (26) (22) + (24).

Men stelt vast dat in het « extreem steenkool scenario » de steenkool-elektriciteit veel goedkoper uitvalt dan de nucleaire elektriciteit: het comparatief kostprijsvoordeel loopt op tot driekwart F nl. 75,8 centiemen of 40 %.

11. De ontbinding van het kostprijsverschil in zijn componenten

11.0 Inleiding

Wanneer men het « extreem steenkool scenario » — zie § 10 — vergelijkt met het « extreem nucleair scenario » d.w.z. het uitrustingsplan dan stelt men een enorm verschil vast. Daar waar inderdaad het extreem nucleair scenario een voordeel aanwijst voor kernenergie van 6,3 centiemen (1,826 F/nucleaire kWh en 1,889 F/steenkool kWh) levert het extreem steenkool scenario een comparatief voordeel op voor steenkoolenergie van 70,7 cent. (2,625 F/nucleaire kWh en 1,918 F/steenkool kWh). Het onderscheid tussen beide scenario's loopt op tot 77 centiemen. In deze paragraaf zal dit verschil ontbonden worden in zijn verklarende factoren.

11.1 Eerste factor: de brandstofkost (cfr. § 5)

In het « extreem steenkoolscenario » stijgt de kostprijs van de nucleaire brandstof van 0,47 F naar 0,69 F d.w.z. met $\frac{0,22}{0,77}$ 22 centiemen. Deze eerste factor neemt dan ook $\frac{0,22}{0,77}$ = 28,6 % of ongeveer één kwart van het kostprijsverschil voor zijn rekening.

11.2 Tweede factor: de prijsstijging van de constructiekosten (cfr. § 6)

In het « extreem steenkoolscenario » stijgen de constructiekosten met 5,6 % per jaar gedurende nog respectievelijk 6 jaar voor de kerncentrale en 4 jaar voor de kolencentrale. De differentieële impact hiervan kan als volgt worden uitgerekend. De specifieke investeringskost vermeerderd met respectievelijk 19 440 voor de kerncentrale en 6 479 voor de kolencentrale. Deze kosten moeten worden omgezet in een kost per kWh door de tussentijdse interesten bij te voegen (+ respectievelijk 29,3 en 12,7 %) en te vermenigvuldigen met de annuïteitsfactor 0,1064 en te delen door maximum gebruiksduur (respectievelijk 6 500 en 6 800 uren). Men krijgt dus de volgende kostenvermeerderingen:

1° voor de kerncentrale:

$19\,440 \times 1,293 \times 0,1064/6\,500 = 0,411$ F/kWh wat inderdaad leidt tot $1,826 + 0,411 = 2,237$ F/kWh, het cijfer dat men vindt in tabel 4;

2° voor de kolencentrale:

$6\,497 \times 1,127 \times 0,1064/6\,800 = 0,114$ F/kWh.

De differentieële impact van de prijsstijging van de constructiekosten bedraagt dus $0,411 - 0,114 = 0,297$ F/kWh. d.w.z. $\frac{0,297}{0,770}$ = 38,6 % of iets meer dan één derde van het kostprijsverschil.

On constate que dans le « scénario charbon extrême », l'électricité produite à partir de charbon est bien meilleur marché que celle produite à partir de combustible nucléaire: l'avantage en termes de coût s'élève à 3/4 F, soit 75,8 centimes ou 40 %.

11. La décomposition de la différence de coût en ses composants

11.0 Introduction

Si l'on compare le « scénario charbon extrême » — voir § 10 — et le « scénario nucléaire extrême » c'est-à-dire le plan d'équipement, on constate une différence énorme. Alors que le scénario nucléaire extrême fait apparaître un avantage de 6,3 centimes pour l'énergie nucléaire (1,826 F/kWh nucléaire et 1,889 F/kWh charbon), le scénario charbon extrême indique un avantage de 70,7 centimes pour l'énergie produite à partir de charbon (2,625 F/kWh nucléaire et 1,918 F/kWh charbon). La différence entre les deux scénarios s'élève à 77 centimes. Dans le présent paragraphe, nous allons décomposer cette différence en ses facteurs explicatifs.

11.1 Premier facteur: le coût du combustible (cf. § 5)

Dans le « scénario charbon extrême », le coût du combustible nucléaire passe de 0,47 F à 0,69 F, ce qui représente une augmentation de 22 centimes. Ce premier facteur explique dès lors $\frac{0,22}{0,77}$ = 28,6 % soit environ un quart de la différence de coût.

11.2 Deuxième facteur: l'augmentation du coût de construction (cf. § 6)

Dans le « scénario charbon extrême », le coût de construction augmente de 5,6 % par an, pendant 6 ans encore pour la centrale nucléaire et pendant 4 ans encore pour la centrale au charbon. L'impact différentiel de ce facteur peut se calculer comme suit: le coût d'investissement spécifique augmente de 19 440 pour la centrale nucléaire et de 6 479 pour la centrale au charbon. Ces augmentations doivent être converties en coût par kWh en y ajoutant les intérêts intercalaires (+ 29,3 % pour la centrale nucléaire et + 12,7 % pour la centrale au charbon), en les multipliant par le facteur d'annuité 0,1064 et en les divisant par l'utilisation maximale (6 500 heures pour la centrale nucléaire et 6 800 heures pour la centrale au charbon). On obtient donc l'augmentation de coût suivante:

1° pour la centrale nucléaire:

$19\,440 \times 1,293 \times 0,1064/6\,500 = 0,411$ F/kWh, ce qui donne en effet $1,826 + 0,411 = 2,237$ F/kWh, chiffre que l'on retrouve dans le tableau 4;

2° pour la centrale au charbon:

$6\,497 \times 1,127 \times 0,1064/6\,800 = 0,114$ F/kWh.

L'impact différentiel de l'augmentation du coût de construction s'élève donc à $0,411 - 0,114 = 0,297$ F/kWh, c'est-à-dire $\frac{0,297}{0,770}$ = 38,6 %, ce qui correspond à un peu plus du tiers de la différence de coût.

11.3. 3^e factor : de schattingsfouten betreffende de constructiekosten

In het « extreem steenkoolscenario » worden de constructiekosten van de steenkoolcentrale op het Westduits niveau gebracht. Vergeleken met het « extreem nucleair scenario » daalt hierdoor de specifieke investeringskost met 4 816 F (van 31 420 naar 26 604, wat voor de kost per kWh neerkomt op : $4\,816 \times 1,127 \times 0,1064/6\,800 = \frac{0,085}{0,770}$ = 11 % van het kostprijsverschil.

11.4. 4^e factor : de ontmantelingskost

In het « extreem steenkoolscenario » loopt het « ontmantelingskostpercentage » op van 12 naar 50 %. De weerslag op de kostprijs van de ontmanteling stijgt hierdoor van 0,8 centiem — in het « extreem nucleair scenario » — naar 4,8 centiemen (1) — in het « extreem steenkoolscenario » — d.w.z. met 4 centiemen of $\frac{0,042}{0,770} = 5,2\%$ van het kostprijsverschil.

11.5. 5^e factor : de sociale actualisatievoet toegepast op de ontmanteling

In het « extreem steenkoolscenario » wordt de ontmantelingskost beschouwd als een sociale kost voor de gemeenschap die dus moet worden teruggebracht naar het jaar nul via de sociale actualisatievoet van 4 % en niet met het privaat interestpercentage van 8,6 %. Hierdoor verhoogt de kostprijs van de nucleaire kWh met 12,8 centiemen (2) of $\frac{0,128}{0,770} = 16,6\%$ van het kostprijsverschil.

TABEL 8

De ontbinding van het kostprijsverschil tussen de extreme scenario's in zijn verklarende factoren

Verklarende factoren Facteurs explicatifs	
1. Brandstofkost. — Coût du combustible	22,0
2. Prijsstijging constructiekosten. — Augmentation du coût de construction	29,7
3. Schattingskosten constructiekosten. — Coût d'évaluation coût de construction	8,5
4. Ontmanteling. — Démantèlement	4,0
5. Actualisatievoet. — Taux d'actualisation	12,8
Totaal. — Total	77,0

(1) $(50\% \text{ van } 69\,710 = 34\,855) \times (\text{Actualisatiefactor } 0,0891599 = 2\,933) \times (\text{Annuiteitsfactor } 0,1064) = 312$; (Gebruiksduur 6 500) = 4,8 centiemen).

(2) De weerslag van de ontmanteling op de kostprijs wordt inderdaad : $((50\% \text{ van } 69\,710 = 34\,855) \times (\text{Actualisatiefactor } 0,0891599) = 10\,746) \times (\text{Annuiteitsfactor } 0,1064) = 1\,143$; (Gebruiksduur 6 500) = 17,6 centiemen).

11.3. Troisième facteur : les erreurs d'évaluation en ce qui concerne le coût de construction

Dans le « scénario charbon extrême », le coût de construction d'une centrale au charbon est ramené au même niveau qu'en Allemagne fédérale. Par rapport au « scénario nucléaire extrême », le coût d'investissement spécifique baisse ainsi de 4 816 F (26 604 au lieu de 31 420), ce qui représente un coût par kWh de $4\,816 \times 1,127 \times 0,1064/6\,800 = \frac{0,085}{0,770}$ = 11 % de la différence de coût.

11.4. Quatrième facteur : le coût du démantèlement

Dans le « scénario charbon extrême », le coût du démantèlement exprimé en pourcentage du coût de construction passe de 12 à 50 %. L'impact sur le coût du démantèlement croît ainsi de 4 centimes (0,8 centime dans le « scénario nucléaire extrême » et 4,8 centimes (1) dans le « scénario charbon extrême », soit de $\frac{0,042}{0,770} = 5,2\%$ de la différence de coût.

11.5. Cinquième facteur : le taux d'actualisation social appliqué au démantèlement

Dans le « scénario charbon extrême », le coût du démantèlement est considéré comme un coût social à supporter par la communauté, qui doit donc être ramené à l'année zéro en appliquant le taux d'actualisation sociale de 4 % et non pas le taux d'intérêt privé de 8,6 %. Le coût du kWh nucléaire augmente ainsi de 12,8 centimes (2), soit de $\frac{0,128}{0,770} = 16,6\%$ de la différence de coût.

TABLEAU 8

Décomposition de la différence de coût entre les scénarios extrêmes en ses facteurs explicatifs

Centiemen per kWh Centimes par kWh	%
22,0	28,6
29,7	38,6
8,5	11,0
4,0	5,2
12,8	16,6
77,0	100,0

(1) $(50\% \text{ de } 69\,710 = 34\,855) \times (\text{facteur d'actualisation de } 0,0891599) = 2\,933 \times (\text{facteur d'annuité de } 0,1064) = 312$; (utilisation maximale 6 500) = 4,8 centimes).

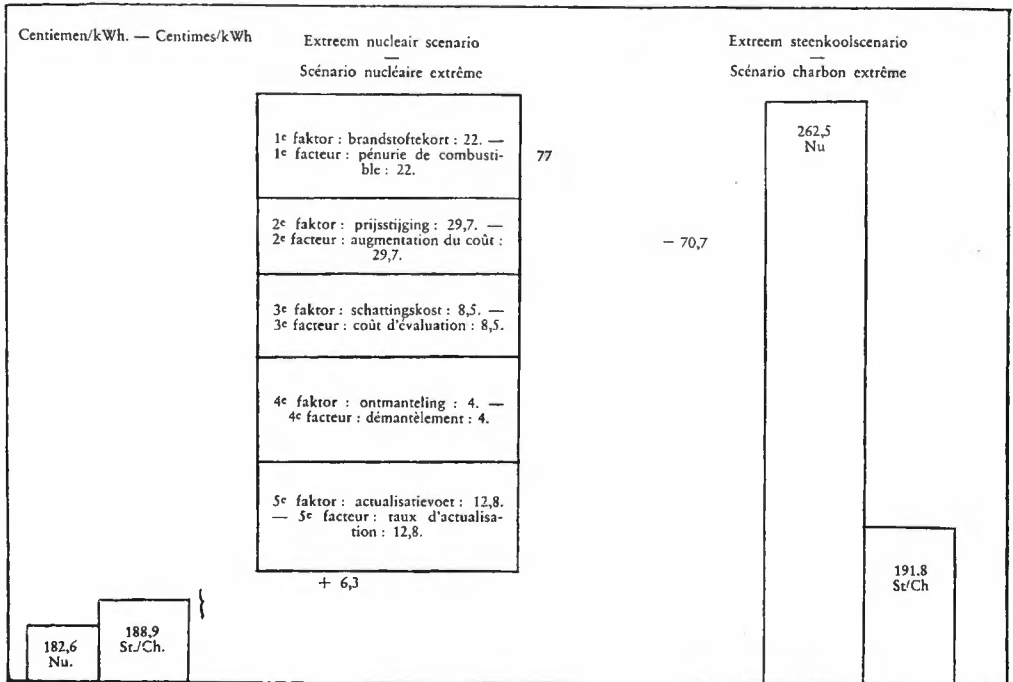
(2) L'incidence du démantèlement sur le coût est en effet égale à : $((50\% \text{ de } 69\,710 = 34\,855) \times (\text{facteur d'actualisation de } 0,0891599) = 10\,746) \times (\text{facteur d'annuité de } 0,1064) = 1\,143$; (utilisation maximale 6 500) = 17,6 centimes).

GRAFIEK 1

Het kostprijsverschil tussen de extreme scenario's

GRAPHIQUE 1

Différence de coût entre les scénarios extrêmes



12. Algemeen besluit

Het doel van dit 1^e deel van het « alternatieve elektriciteitsuitrustingsplan 1985-1995 » is niet te bewijzen dat de Limburgse steenkoolcentrale van 600 MW onder alle omstandigheden goedkoper is dan de kerncentrale. Onze doelstelling is veel bescheidener, met name aantonen dat er geen systematisch significant kostprijsvoordeel voor nucleaire elektriciteit bestaat en dat de conclusies van het uitrustingsplan dan ook als puur arbitrair moeten bestempeld worden. Het volstaat inderdaad zoals de vorige paragrafen bewijzen om bepaalde hypothesen in beperkte mate te wijzigen om totaal tegenovergestelde conclusies te bereiken. Indien de waarheid inderdaad « in het midden » ligt dan kan men zelfs besluiten dat de verwachte waarde van het kostprijsverschil eerder gunstig is voor een kolencentrale dan voor een kerncentrale.

De beslissing « nucleair of steenkool » ligt dus vooral op het politiek vlak. Welnu gezien de noodzaak van diversificatie en de prioriteit voor steenkool in het algemeen en voor Limburg in het bijzonder die door het Parlement werd uitgesproken moet dan ook aan de Limburgse 600 MW centrale de voorkeur worden gegeven boven een nieuwe kerncentrale N 8.

12. Conclusion générale

Le but de cette première partie du « Plan d'équipement alternatif du secteur de l'électricité pour 1985-1995 » n'est pas de démontrer que le coût de la centrale limbourgeoise au charbon de 600 MW est de toute manière inférieur à celui de la centrale nucléaire. Notre objectif est beaucoup plus modeste : il consiste à montrer que l'électricité produite à partir de combustible nucléaire n'offre pas systématiquement un avantage de coût significatif et que les conclusions du plan d'équipement doivent dès lors être considérées comme purement arbitraires. Il suffit en effet, comme le prouvent les paragraphes précédents, de modifier légèrement certaines hypothèses pour arriver à des conclusions diamétralement opposées. S'il est un fait que la vérité se situe entre ces deux extrêmes, on peut même conclure que la valeur prévisible de la différence de coût est à l'avantage de la centrale au charbon plutôt qu'à celui de la centrale nucléaire.

Le choix entre le nucléaire et le charbon est donc essentiellement politique. Or, compte tenu de la nécessité de diversification et du souhait du Parlement que priorité soit donnée au charbon en général et au Limbourg en particulier, il faut opter pour la centrale limbourgeoise de 600 MW plutôt que pour une nouvelle centrale nucléaire N 8.

2. Bespreking en stemmingen

Een lid merkt op dat de gemaakte hypothesen niet werkelijkheidsgetrouw zijn, aangezien de gemiddelde kostprijs van steenkool gedurende de laatste 2 jaren een stijgend verloop heeft gekend.

De auteur repliceert dat men in het verleden bij de belangrijke investeringsbeslissingen nooit rekening heeft gehouden met het feit, dat steenkool voordelig was. Aldus heeft men toen de verkeerde beslissingen getroffen.

De Staatssecretaris stelt dat het « extreem steenkool-scenario » van de heer Desaeyere de prijs van de ingevoerde steenkool als maatstaf gebruikt, terwijl de kostprijs van kolen uit de Limburgse steenkoolmijnen hoger ligt. Hierop antwoordt de auteur dat de investeringsbeslissingen in Duitsland gebeuren op basis van de wereldmarktprijs van steenkool.

De Staatssecretaris vervolgt zijn betoog en merkt op dat de door de heer Desaeyere vooropgestelde hypothesen niet overeenstemmen met de realiteit en slechts een middel vormen voor het bereiken van zijn doel, nl. het bevoordelen van de Kempense steenkoolmijnen. Ook de Europese Gemeenschap heeft de verdere ontwikkeling van nucleaire energie steeds voorgestaan.

De auteur antwoordt hierop dat de E. G. het gebruik van steenkool als energiebron blijft steunen.

Hij merkt op dat de Regering de premissen van de elektriciteitsproducenten onvoldoende heeft bestudeerd.

Men moet de prijsbeslissingen loskoppelen van de investeringsbeslissingen en daarbij verschillende criteria gebruiken. Men moet bij de investeringsbeslissingen ook rekening houden met de eruit voortvloeiende sociale kosten.

Daarop geeft de auteur punt per punt een korte toelichting en heeft de stemming plaats.

In punt 1 stelt de auteur dat het Uitrustingsplan onvoldoende rekening houdt met de reeds in het verleden goedgekeurde resoluties betreffende het globale energiedebat en meer in het bijzonder, betreffende de prioriteit voor de Limburgse kolencentrale.

Bij de stemming wordt dit punt verworpen met 10 tegen 3 stemmen en 2 onthoudingen.

Uit punt 2 komt naar voren dat het kostprijsverschil tussen de kWh geproduceerd door een kerncentrale enerzijds, en een kWh geproduceerd door een klassieke kolencentrale anderzijds statistisch insignificant is. Men kan dus geen beroep doen op economische argumenten om de klassieke kolencentrale af te wijzen. Reeds in de inleidende bespreking is men ingegaan op het kostprijsargument.

Een lid merkt op dat hij er bij die gelegenheid reeds op heeft gewezen dat de prijs van steenkool tijdens het afgelopen jaar stelselmatig is toegenomen, in tegenstelling met de prijs van nucleaire brandstof die tijdens dezelfde periode is gedaald.

Dit tweede punt wordt verworpen met 10 tegen 3 stemmen en 2 onthoudingen.

Aan punt 3 voegt de auteur toe dat de ecologische kosten van het eventueel verplicht stellen van de ontzwaveling van steenkool, door de globale elektriciteitssector, dus op macro-economisch vlak, moeten worden gedragen.

Ook houdt het uitrustingsplan geen rekening met de voorraadingszekerheid die de Kempense steenkoolmijnen te bieden hebben. Deze sociale baten worden niet in overweging genomen.

Dit punt wordt verworpen met 11 tegen 2 stemmen en 1 onthouding.

2. Discussion et votes

Un membre fait remarquer que les hypothèses retenues ne correspondent pas à la réalité, étant donné que le coût moyen du charbon a progressé au cours des deux dernières années.

L'auteur réplique que, par le passé, on n'a pas tenu compte du fait que le charbon était avantageux quant il s'est agi de décider des investissements importants et il en conclut que l'on a pris alors de mauvaises décisions.

Le Secrétaire d'Etat fait observer que dans son « scénario charbon extrême », M. Desaeyere se réfère au prix du charbon importé, alors que le coût du charbon limbourgeois est plus élevé. L'auteur rétorque qu'en Allemagne, les investissements sont décidés en fonction du prix du charbon sur le marché mondial.

Le Secrétaire d'Etat fait encore observer que les hypothèses émises par M. Desaeyere ne correspondent pas à la réalité et ne constituent qu'un moyen d'atteindre son objectif, c'est-à-dire favoriser les charbonnages campinois. La Communauté européenne a, elle aussi, toujours été partisane de la poursuite des programmes nucléaires.

L'auteur répond qu'en matière d'énergie, la Communauté européenne continue d'encourager l'utilisation du charbon.

Il souligne que le Gouvernement n'a pas suffisamment étudié les prémisses des producteurs d'électricité.

Il faut dissocier les décisions concernant les prix de celle concernant les investissements et décider en fonction de critères différents. En ce qui concerne les décisions en matière d'investissements, il faut également tenir compte de leur coût social.

L'auteur commente ensuite brièvement chaque point de la résolution proposée et ces différents points sont mis aux voix.

Au point 1, l'auteur fait remarquer que le plan d'équipement ne tient pas suffisamment compte des résolutions adoptées précédemment lors du débat sur l'énergie en général, ni de celle sur la priorité à accorder à la centrale au charbon limbourgeoise en particulier.

Lors du vote, ce point est rejeté par 10 voix contre 3 et 2 abstentions.

Il ressort du point 2 que la différence de coût entre le kWh produit dans une centrale nucléaire et le kWh produit dans une centrale classique au charbon est insignifiante d'un point de vue statistique. On ne peut donc se baser sur des arguments économiques pour refuser l'installation d'une centrale classique au charbon. Cet argument relatif au coût a par ailleurs déjà été examiné lors de la discussion préliminaire.

Un membre fait observer qu'il avait déjà souligné à cette occasion que le prix du charbon avait connu une augmentation constante au cours de l'année écoulée, alors qu'au cours de la même période, le prix du combustible nucléaire avait baissé.

Ce deuxième point est rejeté par 10 voix contre 3 et 2 abstentions.

En ce qui concerne le point 2, l'auteur ajoute que le coût écologique qui résulterait de l'obligation éventuelle de désulfurer le charbon devrait être supporté par l'ensemble du secteur de l'électricité, donc au niveau macro-économique.

Le plan d'équipement ne tient par ailleurs aucun compte de la sécurité qu'offrent les charbonnages campinois en matière d'approvisionnement. Ces avantages sociaux ne sont pas pris en considération.

Ce point est rejeté par 11 voix contre 2 et une abstention.

In punt 4 wordt gesteld dat het Uitrustingsplan nergens rept over de ecologische kosten van nucleaire centrales. Daarom moeten duidelijke ecologische richtlijnen worden uitgevaardigd. Zowel de steenkoolcentrales als de nucleaire centrales zullen aan dezelfde ecologische criteria moeten beantwoorden.

Punt 4 wordt verworpen met 11 stemmen tegen 4.

Volgens de auteur omvat punt 5 de kern van zijn betoog. Hierin stelt hij dat de elektriciteitsproducenten in de toekomst bij het opstellen van hun uitrustingsplan rekening moeten houden met een aantal belangrijke factoren. Deze normen worden nu opgelegd om te vermijden dat voor een volgend uitrustingsplan de ingewikkelde procedure moet worden herbegonnen.

Op vraag van een lid beslist de commissie dit punt gesplitst te behandelen en beslist eveneens tot de gesplitste stemming.

Punt 5.1. stelt voorop dat de werkelijke deelneming in Chooz B 2 tot 1996 moet worden uitgesteld.

Dit punt wordt verworpen met 9 stemmen tegen 3.

Punt 5.2. stelt dat men dient te beslissen tot de bouw van een klassieke 600 Mw centrale.

Dit punt wordt verworpen met 10 tegen 3 stemmen en 2 onthoudingen.

Volgens punt 5.3. moet deze centrale worden aangewend tot dekking van de basislast.

Dit punt wordt verworpen met 10 tegen 4 stemmen en 1 onthouding.

Punt 5.4. eist dat deze klassieke 600 Mw centrale, Limburgse steenkool moet verbruiken.

Dit punt wordt verworpen met 10 tegen 4 stemmen en 1 onthouding.

Punt 5.5. stelt dat het Uitrustingsplan deze capaciteit van 600 Mw als een vast gegeven in zich dient op te nemen.

Dit punt wordt verworpen met 10 tegen 2 stemmen en 3 onthoudingen.

Punt 5.6. eist dat de nodige investeringsgelden voor de Limburgse 600 Mw centrale worden vastgelegd tijdens 1985.

Dit punt wordt verworpen met 11 tegen 3 stemmen en 1 onthouding.

Punt 5.7. pleit ervoor de bijkomende kerncentrale N 8 in ieder geval af te wijzen. Is de globale capaciteit te klein voor het groeiend verbruik, dan wordt deze leemte opgevuld met wervelbedcentrales.

Punt 5.7. wordt verworpen met 12 tegen 3 stemmen.

Punt 5.8. stelt dat gezien de korte bouwtijd van wervelbedcentrales, de betreffende beslissingen kunnen worden uitgesteld tot één van de volgende uitrustingsplannen.

Dit punt wordt verworpen met 11 tegen 2 stemmen en 1 onthouding.

Volgens punt 5.9. moet de eerste van deze wervelbedcentrales in Limburg worden gevestigd.

Dit punt wordt aangenomen met 11 tegen 2 stemmen en 1 onthouding.

Punt 5.10 stelt dat de eerste van deze wervelbedcentrales afvalken als brandstof zal gebruiken.

Dit punt wordt aangenomen met 5 tegen 2 stemmen en 8 onthoudingen.

Volgens punt 5.11. zullen de Limburgse steenkolen die worden geleverd aan de Belgische centrales worden verkocht volgens de oorspronkelijke formule van de Caloriepool.

Dit punt wordt verworpen met 10 tegen 3 stemmen en 2 onthoudingen.

Voor de eindstemming wijzen sommige leden er op dat de aangenomen tekst niet kan worden los gezien van het globale voorstel van resolutie.

Au point 4, il est précisé que le plan d'équipement ne fait nulle part état du coût écologique des centrales nucléaires. C'est pourquoi il importe que soient édictées des directives écologiques claires. Qu'elles fonctionnent à l'énergie nucléaire ou au charbon, les centrales devraient répondre aux mêmes critères écologiques.

Le point 4 est rejeté par 11 voix contre 4.

Selon l'auteur, le point 5 constitue l'essentiel de son argumentation. Il y est prévu qu'à l'avenir, les producteurs d'électricité devront établir leur plan d'équipement en tenant compte d'un certain nombre de facteurs importants. Ces normes sont édictées aujourd'hui afin d'éviter d'avoir à recommencer la même procédure complexe pour un plan d'équipement ultérieur.

La Commission décide, à la demande d'un membre, de fractionner l'examen de ce point ainsi que le vote s'y rapportant.

Le point 5.1. prévoit le report de la participation effective à Chooz 2 jusqu'en 1996.

Ce point est rejeté par 9 voix contre 3.

Le point 5.2. concerne la décision de construire une centrale classique de 600 MW.

Ce point est rejeté par 10 voix contre 3 et 2 abstentions.

Le point 5.3. prévoit que cette centrale est destinée à couvrir la charge de base.

Ce point est rejeté par 10 voix contre 4 et une abstention.

Le point 5.4. prévoit que cette centrale classique de 600 MW devra utiliser du charbon limbourgeois.

Il est rejeté par 10 voix contre 4 et une abstention.

Le point 5.5. précise que cette capacité de 600 MW doit constituer un donné intangible du plan d'équipement.

Ce point est rejeté par 10 voix contre 2 et 3 abstentions.

Le point 5.6. prévoit que les dépenses nécessaires à la construction de la centrale limbourgeoise de 600 MW devront être engagées en 1985.

Ce point est rejeté par 11 voix contre 3 et une abstention.

Le point 5.7. précise que la construction d'une nouvelle centrale nucléaire N 8 est totalement exclue. Si la capacité totale s'avérait insuffisante pour faire face à l'augmentation de la consommation, la capacité supplémentaire nécessaire devrait être couverte par des centrales à lit fluidisé.

Ce point est rejeté par 12 voix contre 3.

Le point 5.8. prévoit qu'étant donné qu'il faut peu de temps pour construire des centrales à lit fluidisé, les décisions concernant leur construction peuvent être reportées et prises lors de l'établissement d'un plan d'équipement ultérieur.

Ce point est rejeté par 11 voix contre 2 et une abstention.

Le point 5.9. prévoit que la première de ces centrales fluidisé devra être alimentée par du charbon de déchet.

Ce point est adopté par 11 voix contre 2 et une abstention.

Le point 5.11 précise que le charbon limbourgeois livré fluidisé devra être alimenté par des déchets de charbon.

Ce point est adopté par 5 voix contre 2 et 8 abstentions.

Le point 5.11. précise que le charbon limbourgeois livré aux centrales belges devra être vendu selon la formule initiale du Pool des calories.

Ce point est rejeté par 10 voix contre 3 et 2 abstentions.

Avant le vote final, certains membres soulignent que l'on ne peut dissocier le texte adopté de l'ensemble de la proposition de résolution.

Een lid deelt mede dat alhoewel hij zich akkoord kan verklaren met de inhoud van de aangenomen tekst, hij toch niet kan instemmen met de manier waarop die is geformuleerd. Losgezien van de rest van de resolutie, die niet werd aangenomen, is deze tekst zinloos.

Het voorstel van resolutie wordt verworpen met 9 tegen 2 stemmen en 1 onthouding.

III. BESPREKING VAN HET VOORSTEL VAN RESOLUTIE INGEDIEND DOOR DE HEER DE BATSELIER

(Stuk n° 1171)

1. Inleidende uiteenzetting van de auteur

De auteur heeft dit voorstel van resolutie opgesteld met het doel de elektriciteitsproducenten de verplichting op te leggen een nieuw uitrustingsplan uit te werken. Het voorstel bevat een aantal richtlijnen, waarmee het beheerscomité van de elektriciteitsondernemingen rekening zal moeten houden.

Het is echter geenszins de bedoeling van de auteur zelf een alternatief uitrustingsplan op te stellen, aangezien dit niet tot de taak van het Parlement behoort.

De auteur wil aan de Regering advies verlenen, aangezien deze haar houding nog niet heeft bepaald.

Hij betreurt dat de nationale energiepolitiek door middel van onderhandse contracten tussen privé-maatschappijen wordt bepaald. Meer specifiek eist hij dat het Choozcontract openbaar zou worden gemaakt. Hij stelt zich de vraag of dit contract omwille van de privaatrechtelijke aard, bindend is voor de overheid en eventueel aanleiding kan geven tot sancties, wanneer het contract niet wordt nageleefd.

De Staatssecretaris antwoordt dat het Parlement steeds naar informatie kan vragen. De inhoud van privaatrechtelijke contracten moet echter niet aan het Parlement worden medegedeeld. Bovendien werden de krachtlijnen van het contract reeds toegelicht.

Het volledig openbaar maken van het contract blijft echter uitgesloten.

De verbintenissen die de overheid heeft aangegaan, dienen te worden nageleefd, zonië is er van een beleid geen sprake meer. In voorkomend geval zullen de rechtbanken beslissen over de eventuele sancties die het gevolg zijn van niet-naleving van het contract.

Volgens de auteur moeten de elementen van het contract die de overheid binden, wel openbaar gemaakt worden. Verder staat de auteur een beleid van rationeel energieverbruik, de naleving van de door Kamer en Senaat goedgekeurde resoluties en een democratische besluitvorming voor.

Ter algemene situering van zijn voorstel van resolutie verstrekt de auteur volgende nota :

De groei van de elektriciteitsvraag met 2,5 % is volgens de elektriciteitsproducenten de meest waarschijnlijke.

Hiertegen zijn de volgende elementen in te brengen :

1) Het elektriciteitsverbruik tussen 1979 (vorige conjuncturele top) en 1984, steeg slechts met 1,2 %. Na de huidige conjuncturele heropleving zal samen met een lagere groei van het B. N. P. ook het elektriciteitsverbruik terug stagneren, zodat de lange termijn groei eerder in het verlengde zal liggen van de groei tijdens de periode 1979-1984.

Un membre précise qu'il approuve la teneur mais non la formulation du texte adopté. Dissocié des autres points de la résolution, qui ont été rejetés, ce texte perd en effet toute signification.

La proposition de résolution est rejetée par 9 voix contre 2 et une abstention.

III. DISCUSSION DE LA PROPOSITION DE RESOLUTION DEPOSEE PAR M. DE BATSELIER

(Doc. n° 1171)

1. Exposé introductif de l'auteur

L'auteur a déposé cette proposition de résolution afin d'obliger les producteurs d'électricité à élaborer un nouveau plan d'équipement. La proposition contient un certain nombre de directives, dont le comité de gestion des entreprises d'électricité devra tenir compte.

Il n'entre toutefois pas dans les intentions de l'auteur d'établir lui-même un autre plan d'équipement, une telle initiative ne ressortissant pas à la mission du Parlement.

L'auteur veut simplement donner son avis au Gouvernement, puisque celui-ci n'a pas encore pris position.

Il regrette que la politique énergétique du pays soit déterminée par des contrats privés. Il exige en particulier que le contrat concernant Chooz soit rendu public. Il se demande si, eu égard à son caractère privé, ce contrat est obligatoire pour le Gouvernement et si son inobservation pourrait éventuellement donner lieu à l'application de sanctions.

Le Secrétaire d'Etat répond qu'il est toujours loisible au Parlement de demander des informations. Le contenu de contrats privés ne doit toutefois pas être communiqué au Parlement. De plus, les grandes lignes du contrat ont déjà été exposées.

Il est cependant exclu que le contrat soit rendu public dans son intégralité.

Quant aux engagements du Gouvernement, ils doivent être respectés, sans quoi il n'est plus possible de mener aucune politique. Si toutefois le contrat n'était pas respecté, il appartiendrait aux tribunaux de prononcer les sanctions éventuelles.

L'auteur estime que les éléments du contrat qui engagent le Gouvernement devraient néanmoins être rendus publics. Il est par ailleurs partisan d'une politique d'utilisation rationnelle de l'énergie et considère qu'il faut respecter les résolutions adoptées par la Chambre et le Sénat et prendre les décisions requises dans le respect des principes démocratiques.

*L'auteur remet la note suivante
afin de préciser le contexte général
dans lequel s'inscrit sa proposition de résolution :*

Selon les producteurs d'électricité, le taux d'accroissement le plus vraisemblable de la demande d'électricité s'élèvera à 2,5 %.

Les éléments suivants tendent cependant à infirmer cette hypothèse :

1) Entre 1979 (le dernier sommet conjoncturel) et 1984, la consommation d'électricité n'a augmenté que de 1,2 %. Après la reprise conjoncturelle actuelle, il faut s'attendre à une baisse de la croissance du P. N. B. et à une nouvelle stagnation de la consommation d'électricité, de sorte que la croissance à long terme sera plutôt comparable à celle qui a été enregistrée au cours de la période 1979-1984.

2) In het uitrustingsplan ontbreekt elke verwijzing naar de macro-economische scenario's waarop deze groeivoeten gebaseerd zijn.

3) Na enkele jaren van dalend elektriciteitsverbruik in de industriële sector, kende men heel recent terug een aanzienlijke groei. In het uitrustingsplan ontbreekt elke analyse van deze toename van het verbruik. In de industrie zijn de sectoren chemie, staal en non-ferro de grootste elektriciteitsverbruikers. De groei is waarschijnlijk vooral in deze sectoren te situeren. Deze sectoren zijn echter zeer conjunctuurgevoelig, het is dan ook voorbarig te voorspellen dat de gestegen groei zal aanhouden op lange termijn. Overigens kan in dergelijke sectoren een daling van de dollarkoers ernstige negatieve gevolgen hebben (daling van de export naar de U. S. A. en sterkere concurrentie van bedrijven uit U. S. A.).

4) Het grootste gedeelte van de groei van het elektriciteitsverbruik is voor rekening van de consument. Er is evenwel geen analyse opgenomen naar de invloed van een voortgezet inleveringsbeleid en de corresponderende daling van de binnenlandse koopkracht.

5) In alle handboeken economie kan men leren dat de vraag naar een produkt in eerste instantie bepaald wordt door de prijs van dit produkt. Voor de prognose met betrekking tot de vraag naar elektriciteit houdt men echter geen rekening met de te verwachten kWh-prijs.

6) Het Ministerie van Economische Zaken komt zelf tot een te verwachten groeicijfer van 1,8 % tot 2,0 %. De Diensten voor Programmatie van het Wetenschapsbeleid schat de groei op 1,2 % tot 2,85 %, dit is gemiddeld 2,0 %. Beide schattingen, die gebaseerd zijn op ernstige wetenschappelijke studies, geven dus aan dat de vooropgestelde groei van 2,5 % te hoog is.

7) De groei van het globale elektriciteitsverbruik hoeft niet eenzelfde groei van het spitsverbruik te impliceren. Het spitsverbruik, dat de behoefte aan geïnstalleerd vermogen bepaald, kan verminderd worden door het uitbreiden van de zg. « contracten voor onderbreekbare belasting ». Met behulp van nieuwe technologieën kan op dit vlak eveneens vooruitgang geboekt worden. Tenslotte is het mogelijk het piekverbruik te verminderen door een aangepaste tarificatie. De nieuwe tariefregeling van 1 januari 1985 kan reeds een gunstig effect hebben. Toch veronderstellen de elektriciens dat de onderbreekbare belasting constant zal blijven gedurende het volgende decennium.

8) De prognoses inzake elektriciteitsverbruik mogen niet gebaseerd zijn op mechanische extrapolaties uit het verleden. Integendeel een voluntaristische politiek van R. E. V. kan ook het elektriciteitsverbruik beperken. Zo'n politiek betekent o.a. het ontmoedigen van integrale elektrische verwarming in woningen en het bevorderen van stadsverwarming en warmterecuperatie; de verplichte opgave van het elektriciteitsverbruik van duurzame elektrische huishoudelijke apparaten; een progressieve tarificatie voor elektriciteit in huishoudens, ...

Conclusie

De groei van het elektriciteitsverbruik kan beperkt blijven tot 1,5 % jaarlijks mits de nodige politieke wil en de passende initiatieven.

2) Le plan d'équipement ne comporte aucune référence aux scénarios macro-économiques sur lesquels ces taux de croissance sont basés.

3) Après avoir connu une baisse pendant quelques années, la consommation d'électricité dans le secteur industriel a augmenté sensiblement depuis peu de temps. Cette augmentation de la consommation ne fait l'objet d'aucune analyse dans le plan d'équipement. Les secteurs de la chimie, de l'acier et des métaux non ferreux sont les plus grands consommateurs d'électricité et ce sont sans doute ces secteurs qui sont les principaux responsables de la hausse. Or, il faut souligner que ces secteurs sont très sensibles à la conjoncture et qu'il est dès lors prématuré de pronostiquer une poursuite de cette hausse à long terme. Une baisse du cours du dollar pourrait notamment avoir de graves conséquences pour ces secteurs (recul des exportations vers les États-Unis et concurrence accrue des entreprises américaines).

4) La croissance de la consommation d'électricité est due essentiellement à une augmentation de la consommation privée. Or, le plan d'équipement ne contient aucune analyse de l'incidence que la poursuite d'une politique de modération et une baisse correspondante du pouvoir d'achat intérieur auraient sur l'évolution de la demande.

5) Alors que tous les manuels d'économie nous enseignent que la demande d'un produit dépend en premier lieu de son prix, il n'est tenu aucun compte du prix prévisible du kWh dans les estimations relatives à l'évolution de la demande d'électricité.

6) Selon le Ministère des Affaires économiques lui-même, le taux de croissance prévisible oscillerait entre 1,8 et 2,0 %. Les services de Programmatie de la Politique scientifique estiment quant à eux que la croissance se situera entre 1,2 et 2,85 %, soit une moyenne de 2,0 %. Il ressort donc de ces deux estimations, qui sont basées sur des études scientifiques rigoureuses, que le taux de croissance prévu de 2,5 % est surévalué.

7) La croissance de la consommation globale d'électricité n'implique pas nécessairement une croissance équivalente de la consommation de pointe. La consommation de pointe, qui détermine le besoin en puissance installée, peut être réduite par une extension des contrats dits de « charge interruptible ». Le recours à des technologies nouvelles permettrait également de réaliser des progrès dans ce domaine. Enfin, une tarification adéquate pourrait également contribuer à réduire la consommation de pointe. La nouvelle tarification appliquée depuis le 1^{er} janvier 1985 pourrait avoir une incidence favorable à cet égard. Et pourtant, les électriciens prévoient que la charge interruptible demeurera stable au cours de la prochaine décennie.

8) En matière de consommation d'électricité, les prévisions ne peuvent être fondées sur des extrapolations mécaniques basées sur les données du passé, alors qu'une politique volontariste d'U. R. E. pourrait limiter la consommation d'électricité. Une telle politique impliquerait la mise en œuvre de mesures visant notamment à dissuader les ménages à chauffer intégralement leur habitation à l'électricité, à promouvoir le chauffage urbain et la récupération de chaleur, à instaurer l'obligation d'indiquer la consommation des appareils électroménagers durables, à appliquer un tarif progressif pour l'électricité à usage domestique...

Conclusion

La croissance annuelle de la consommation d'électricité peut être limitée à 1,5 % pour autant qu'il existe une volonté politique suffisante dans ce sens et que les initiatives adéquates soient prises.

Organisatie productiepark en R. E. V. : aanbodsproblematiek

Wat de weerhouden hypothese m.b.t. de vraag naar elektriciteit ook is, het is mogelijk het aanbod te verhogen zonder over te gaan tot de bouw van een nieuwe grootschalige centrale :

1) Gezien niet het globale verbruik, maar wel het absolute piekverbruik bepalend is voor de behoefte naar gegarandeerd vermogen, moeten alle middelen om dit piekverbruik af te remmen benut worden. I.p.v. de in het uitrustingsplan voorziene 164 MW kan dit mits een voluntaristisch beleid, oplopen tot $\pm$ 500 MW, dus zo'n 300 MW. extra.

2) Gezien de verrijksfabriek Eurodif te Tricastin met een overcapaciteit zit, kan de activiteit in de winter (= periode met hoogste elektriciteitsverbruik) stilgelegd worden. De centrales om deze fabriek te voorzien van elektriciteit, kan in die periodes leveren aan het net. Het Belgische aandeel in Tricastin is een equivalent van 457 MW..

3) Een ernstige uitbouw van gecombineerde productie en stadsverwarming kan volgens Wetenschapsbeleid tot 750 MW. extra vermogen leveren in het jaar 1995. Dit kan oplopen tot 1 500 MW. tegen het jaar 2000. De zelfproductie in bedrijven kan opgevoerd worden met 450 MW. tegen 1995 mits gunstiger terugleveringsstarieven kunnen bedongen worden. Te noteren valt dat in alle ons omringende landen deze vorm van elektriciteitsopwekking wordt aangemoedigd, terwijl in België het aandeel van de zelfproductie verder wordt afgebouwd. (in 1963 bedroeg het aandeel zelfproductie nog 20 %, in 1983 was dit gedaald tot 9 %, in het uitrustingsplan wordt een nieuwe daling verwacht met 67 MW.). Te noteren valt eveneens dat studies van Wetenschapsbeleid hebben uitgewezen dat elektriciteit van een coproductiecentrale (30 MW.) ruim zo goedkoop is als nucleaire elektriciteit.

4) Het bevorderen van afspraken met buurlanden voor uitwisselingen van elektriciteit (bipoolcontracten) heeft als gevolg dat men een groter gegarandeerd vermogen heeft met een kleiner geïnstalleerd vermogen. M.a.w. de behoefte aan reservecapaciteit vermindert.

5) Het bouwen van meerdere kleine centrales (bv. werkelbedcentrales) doet de behoefte aan reservecapaciteit eveneens verminderen. De kans dat 10 centrales van 100 MW. tegelijk uitvallen is praktisch verwaarloosbaar in vergelijking met de kans op het uitvallen van één centrale van 1 000 MW.. Een vermindering van de nodige reservevoet met 5 % (25 % i.p.v. 30 %) heeft een equivalent van $\pm$ 650 MW..

6) In elk geval moeten de nodige vermogens gereserveerd worden om de afzet van zowel de fatale gassen uit hoogovens en cokeshabrieken als deze van de terrilkolen te garanderen.

Conclusie

Mits een consequent R.E.V.-beleid (piekbeheersing, warmte/kranchtkoppeling) en een betere organisatie van het productiepark (vermijden van te grootschalige eenheden) is de bouw van een nieuwe 1 390 MW. kerncentrale absoluut voorbarig. Indien N8 zal gebouwd worden in functie van de Belgische behoeften naar elektrisch vermogen, zijn er voldoende redenen om N8 zeker niet dit jaar te beslissen.

Organisation du parc de production et U. R. E. : probleme de l'offre

Quelle que soit l'hypothèse retenue en ce qui concerne la demande d'électricité, il est possible d'accroître l'offre sans construire de nouvelle centrale à grande capacité :

1) Etant donné que ce n'est pas la consommation globale, mais bien la consommation de pointe qui détermine la puissance garantie, tous les moyens doivent être mis en œuvre pour freiner cette consommation de pointe. A condition de mener une politique volontariste, cette consommation pourrait être d'environ 500 MW, au lieu des 164 MW prévus dans le plan d'équipement. Le supplément serait d'environ 330 MW..

2) Etant donné que l'usine d'enrichissement Eurodif, à Tricastin, a une surcapacité, elle pourrait être arrêtée en hiver (= période au cours de laquelle la consommation d'électricité est la plus élevée) et les centrales qui alimentent cette usine en électricité pourraient alors approvisionner le réseau. La participation de la Belgique dans Tricastin équivaut à 457 MW..

3) Le développement de la production combinée et du chauffage urbain pourrait, selon la Politique scientifique, fournir, pour 1995, un supplément d'énergie de 750 MW. qui pourrait atteindre 1 500 MW. pour l'an 2000. L'autoproduction dans les entreprises peut être augmentée de 450 MW. d'ici 1995 pour autant qu'il soit possible de fixer un tarif plus favorable pour les fournitures de ces autoproductions. Il convient de souligner que cette forme de production d'électricité est encouragée chez tous nos voisins, alors que la part des autoproductions continue à diminuer en Belgique (la part de l'autoproduction, qui était encore de 20 % en 1963, n'atteignait plus que 9 % en 1983, et le plan d'équipement prévoit un nouveau recul de 67 MW.. Il faut également noter que, selon les études réalisées par la Politique scientifique, l'électricité générée par la centrale de coproduction (30 MW.) n'est pas plus chère que l'électricité produite au moyen de combustible nucléaire.

4) La conclusion avec les pays voisins d'accords prévoyant des échanges d'électricité (contrats bipolaires) permet de disposer d'une plus grande puissance garantie pour une plus petite puissance installée. En d'autres termes, la capacité de réserve ne doit plus être aussi importante.

5) La construction de plusieurs centrales plus petites (par exemple des centrales à lit fluidisé) permet également de réduire les besoins en matière de capacité de réserve. Le risque que dix centrales de 100 MW. tombent en panne simultanément est pratiquement négligeable par rapport au risque qu'une seule centrale de 1 000 MW. s'arrête de fonctionner. Or, une diminution de 5 % du taux de réserve nécessaire (25 % au lieu de 30 %) équivaut à environ 650 MW..

6) Les capacités nécessaires doivent en tout cas être réservées pour garantir des débouchés suffisants pour les gaz nocifs provenant des hauts fourneaux et des cokeries ainsi que du charbon de terril.

Conclusion

Pour autant que l'on mène une politique cohérente d'U. R. E. (écrêtement des pointes, couplage chaleur/énergie) et que l'on organise le parc de production de manière plus adéquate (en évitant les unités à capacité trop élevée), il est tout à fait prématuré de construire une nouvelle centrale nucléaire de 1 390 MW.. Si la centrale N8 est construite en fonction des besoins en électricité de la Belgique, il y a suffisamment de raisons pour ne décider en aucun cas sa construction cette année.

Chooz

In verband met de Frans-Belgische samenwerking moet nogmaals aangeklaagd worden dat zowel het Parlement als de adviserende organen (Controlecomité en Nationaal Comité voor de Energie) zich moeten uitspreken over dossiers waarvan zij de inhoud niet kennen. De weigering om een ernstig antwoord te geven op een hele reeks preciese vragen, bevestigen het vermoeden dat deze overeenkomsten voor België en vooral voor Vlaanderen bijzonder nadelige aspecten bevat. Concreet kunnen m.b.t. het Chooz-dossier de volgende bemerkingen gemaakt worden :

1) Frankrijk zal pas in 1986 beslissen over Chooz B2, toch wordt in het uitrustingsplan de Belgische schijf als reeds verworven beschouwd.

2) Er heerst onduidelijkheid over de prijs die België moet betalen voor elektriciteit uit Chooz. Dat de prijs gebaseerd is op de « kostprijs » wil weinig zeggen zolang elke aanduiding over deze kostprijs ontbreekt.

3) Belangrijk is dat E.D.F. zijn handen volledig vrijhoudt : België zou wel verplicht zijn N8 te bouwen, eens dat de beslissing is gevallen zullen de Fransen overwegen of ze al dan niet participeren. De kans dat E.D.F. niet participeert is groot gezien de Franse overcapaciteit en de duurdere Belgische kWh-prijs. Zolang de Fransen echter hierover geen uitsluitel hebben gegeven, is het onmogelijk het Belgische productiekamp te plannen op basis van de Belgische behoeften (bij niet participatie is de hele schijf van 1390 MW, voor België, dit is 695 MW, meer dan voorzien). Vraag is ook of N8 kan geannuleerd worden indien E.D.F. beslist om niet te participeren. Het valt alleszins op dat de Frans Belgische samenwerkingsakkoorden onevenwichtig zijn. Frankrijk behoudt alle bewegingsruimte terwijl België zich voor alle belangrijke beslissingen vast geëngageerd heeft.

4) Er blijft onduidelijkheid bestaan over wie de industriële meerprijs van de Belgische deelname in Chooz zal dragen.

5) Grote onduidelijkheid blijft er bestaan m.b.t. de juridische gevolgen van de samenwerkingsakkoorden. Belangrijk is daarbij dat de Staatssecretaris voor Energie verklaart dat de contracten niet mogen worden ingezien, gezien « de tussen de economische operatoren gesloten overeenkomsten en contracten vallen onder privaat recht ». Dit betekent m.a.w. dat de Belgische staat niet gebonden is door de Chooz-contracten. Dit is zeer belangrijk voor het geval dat N8 niet zal gebouwd worden en Frankrijk schadevergoeding zou eisen. Dat N8 nog niet definitief is goedgekeurd, is overigens ook de mening van de Staatssecretaris voor Volksgezondheid en Leefmilieu : « Sommige kringen stellen het zo voor alsof de opties van de elektriciteitsproducenten zoals zij in het zopas bekend gemaakte uitrustingsplan zijn vervat, reeds verworpen zijn. Dit moet ten stelligste tegengesproken worden. De besluitvorming in deze materie moet nog volledig starten » (*Belang van Limburg* van 15 februari 1985).

6) Er is na jaren nog steeds geen concrete afspraak m.b.t. de kwaliteit en het debiet van het Maaswater, de eventuele afdamming op de Houille (wie draagt deze kosten ?), de noodplannen, enz. Het incident met de Mont-Louis heeft aangetoond dat België op dit vlak niet moet rekenen op enige soepelheid vanwege Frankrijk.

7) Tenslotte moet vermeld worden dat geen concrete cijfers over de tewerkstellingsperspectieven voortvloeiend uit het Chooz-contract, worden vrijgegeven, noch over de regionale verdeling ervan.

Chooz

En ce qui concerne la coopération franco-belge, on ne peut que déplorer une fois encore que le Parlement et les organes consultatifs (Comité de contrôle et Comité national de l'énergie) doivent se prononcer sur des dossiers dont ils ignorent le contenu. Le refus de répondre sérieusement à toute une série de questions précises confirme la présomption selon laquelle ces accords présentent des aspects particulièrement négatifs pour la Belgique et surtout pour la Flandre. Les observations suivantes peuvent être faites à propos du dossier concernant Chooz :

1) Alors que la France ne prendra une décision concernant Chooz B2 qu'en 1986, les auteurs du plan d'équipement considèrent la participation de la Belgique comme un fait acquis.

2) Les choses ne sont pas claires en ce qui concerne le prix que la Belgique doit payer pour l'électricité produite à Chooz. Affirmer que le prix est basé sur le « coût » n'a pas beaucoup de sens tant que toute indication à propos de ce coût fait défaut.

3) Il est important de constater que l'E.D.F. ne prend aucun engagement : la Belgique serait obligée de construire N8 et, une fois que la décision aura été prise, les Français décideront s'ils participent ou non au projet. Or, il y a beaucoup de chances que l'E.D.F. s'abstienne, vu la surcapacité de la France et le prix plus élevé du kWh belge. Tant que les Français n'auront pas donné de réponse définitive à ce sujet, il sera impossible d'organiser notre parc de production en fonction des besoins de la Belgique (en cas de non-participation, la Belgique devra prendre à son compte la totalité des 1390 MW, c'est-à-dire 695 MW, de plus que prévu). Il faut également se demander si le projet N8 peut être annulé si l'E.D.F. décide de ne pas y participer. Il est en tout cas impossible de ne pas remarquer le déséquilibre des accords de coopération franco-belge. La France conserve toute latitude, alors que la Belgique a déjà pris des engagements fermes en ce qui concerne toutes les décisions importantes.

4) La confusion subsiste quant à savoir qui supportera le surcoût industriel de la participation de la Belgique à Chooz.

5) La plus grande confusion subsiste également quant aux effets juridiques des accords de coopération. Il est important à cet égard que le Secrétaire d'Etat à l'Energie ait déclaré que les contrats ne peuvent être consultés étant donné que « les accords et contrats passés entre les opérateurs économiques relèvent du droit privé ». Cela signifie, en d'autres termes, que l'Etat belge n'est pas lié par les contrats concernant Chooz, ce qui serait très important au cas où N8 ne serait pas construit et où la France exigerait un dédommagement. Le Secrétaire d'Etat à la Santé publique et à l'Environnement estime d'ailleurs aussi que la construction de N8 n'a pas encore été approuvée définitivement : « Certains milieux présentent les choses comme si les options des producteurs d'électricité, telles qu'elles figurent dans le plan d'équipement qui vient d'être publié, avaient déjà été approuvées. Or, il n'en est rien. Le processus de décision n'a même pas été entamé ». (*Belang van Limburg* du 15 février 1985).

6) Après plusieurs années, il n'y a toujours pas d'accord concret en ce qui concerne le débit et la qualité de l'eau de la Meuse, le barrage éventuel sur la Houille (qui doit financer ?), les plans d'urgence, etc. L'incident du Mont-Louis a montré que la Belgique ne devait pas compter à ce propos sur la moindre souplesse de la part de la France.

7) Il y a lieu de préciser enfin qu'aucun chiffre concret n'a été communiqué quant aux perspectives d'emploi offertes par le contrat concernant Chooz ni quant à la répartition régionale des emplois en question.

Vestigingsplaats

Vooraleer de beslissing om N8 te bouwen mag genomen worden, moet er uitsluitsel zijn over de vestigingsplaats :

1) De bouw van N8 in een bestaande site of in een nieuw park beïnvloedt de investeringskost en dus ook de prijs.

2) Zoals in de resoluties van het energiedebat gesteld is, en zoals in de meeste landen de voorgeschreven procedure is, moet een site-studie en een milieueffecten-studie voorafgaan aan elke eventuele toestemming voor de bouw van een centrale.

3) In het kader van de te verwachten discussies over de vestigingsplaats, moet het vestigingscomité, dat voorzien was in de wet van 8 augustus 1980, dringend worden opgericht.

In elk geval verzet de fractie waar het lid deel van uitmaakt zich tegen een vijfde kerncentrale in Doel, dit omwille van veiligheidsoverwegingen, gevaar van te hoge concentratie van elektriciteitsproductie in één plaats, en de plaatselijke milieubelasting (problemen voor het Scheldewater). Conform aan de unanieme keuze van de Vlaamse parlementsleden voor de steenkooloptie, is voornoemde fractie van oordeel dat, indien de nationale Regering tegen alle evidentie in, toch het licht op groen zet voor de bouw van N8 (dit om de Franse en Waalse nucleaire lobby terwille te zijn), deze kerncentrale niet mag worden gebouwd in Vlaanderen. De steenkooloptie in Vlaanderen moet concreetiseerd worden in de bouw van werkwelbedcentralen in het Kempische bekken, de aanleg van stadsverwarming, de bevordering van cogeneratie, en, indien nodig, de bouw van een of meer grote steenkoolcentralen bij de K.S.

Steenkool

Met het huidige uitrustingsplan wordt definitief de steenkooloptie verlaten : de nieuwe vermogens zijn praktisch exclusief nucleair, slechts bij een onrealistische jaarlijkse groei van 3,5 % is er ruimte voor een aanvulling met werkwelbedcentralen. Deze strategie is fout omwille van :

1) technische redenen : na het ingebruik nemen van Doel 4 en Tihange 3 bedraagt het nucleaire vermogen reeds meer dan 5 500 MW., hetgeen meer is dan de vraag in dalperiodes. Dit overschot vergroot nog met de inschakeling van Chooz 1 en eventueel Chooz 2. Het gevolg is dat men moet moduleren met kerncentralen, hetgeen veiligheidsproblemen veroorzaakt. Minder draaiuren of draaien op een sub-optimaal vermogen veroorzaakt eveneens een hogere nucleaire kWh-prijs. Een tweede technische reden is gelegen in het feit dat in dalperiodes (zomer), praktisch de gehele stroombehoefte, geleverd wordt vanuit 2 plaatsen in het land (Doel, Tihange), hetgeen problemen oplevert voor de stabiliteit van het net.

2) Een beleid van diversificatie sluit een verdere nucleaire uitbouw uit. Ook al is momenteel nucleaire kWh-prijs iets voordeliger, het is gevaarlijk de hele elektriciteitsvoorziening te baseren op één vector (cf. de petroleum in de jaren '60).

Site d'implantation

Il ne peut être question de prendre une décision au sujet de la construction de N8 avant que le site d'implantation ait été déterminé :

1) Le fait de construire N8 dans un site existant ou dans un nouveau parc influence le coût d'investissement et partant le prix.

2) Ainsi que le préconisent les résolutions relatives au débat sur l'énergie et que le prévoit la réglementation en vigueur dans la plupart des autres pays, toute autorisation éventuelle de construction d'une centrale doit être précédée d'une étude du site et d'une étude des effets sur l'environnement.

3) Le Comité d'implantation prévu par la loi du 8 août 1980 doit être créé d'urgence en vue des discussions qui auront lieu au sujet du site d'implantation.

Le groupe dont le membre fait partie s'oppose en tout cas à la construction d'une cinquième centrale nucléaire à Doel, et ce pour des raisons de sécurité (danger d'une trop forte concentration d'unités de production électrique sur un même site) et par souci de l'environnement (problème de l'eau de l'Escaut). Conformément au choix unanime des parlementaires flamands en faveur de l'option charbon, le groupe précité estime que si, contre toute logique le Gouvernement national décidait d'autoriser la construction de N8 (afin de satisfaire le lobby nucléaire français et wallon), cette centrale nucléaire ne pourrait être construite en Flandre. L'option charbon doit se concrétiser en Flandre par la construction de centrales à lit fluidisé dans le bassin campinois, par la mise en place d'installations de chauffage urbain, par la promotion de la cogénération et, si nécessaire, par la construction d'une ou de plusieurs grandes centrales au charbon à proximité des charbonnages campinois.

Charbon

Le plan d'équipement actuel abandonne définitivement l'option charbon : les nouvelles capacités sont fournies presque exclusivement par le nucléaire, et ce n'est que dans l'hypothèse irréaliste où la croissance annuelle atteindrait 3,5 % que des centrales à lit fluidisé pourraient venir compléter le parc existant. Cette stratégie est inadéquate pour les motifs suivants :

1) sur le plan technique : après la mise en service de Doel 4 et de Tihange 3, la capacité nucléaire dépassera déjà 5 500 MW., ce qui signifie qu'elle sera déjà supérieure au volume de la demande en période creuse. Cet excédent devient encore plus important si l'on exploite la capacité de Chooz 1 et, éventuellement, de Chooz 2. Il s'ensuit que l'on est obligé de moduler la production des centrales nucléaires, ce qui ne va pas sans poser des problèmes de sécurité. De plus, lorsque les centrales fonctionnent moins ou à un régime sub-optimal, le prix du kWh nucléaire augmente. Ajoutons à cela qu'en période creuse (en été), l'électricité consommée en Belgique provient presque exclusivement de deux endroits du pays (Doel et Tihange), ce qui pose des problèmes pour la stabilité du réseau.

2) Une politique de diversification ne peut être menée à bien que si l'on renonce à développer le nucléaire. Même s'il s'avère que le prix du kWh nucléaire est à l'heure actuelle légèrement moins élevé, il serait dangereux d'axer toute la production d'électricité sur un seul type de vecteur énergétique (cf. le pétrole dans les années 60).

3) De kostenvergelijking tussen kernenergie en steenkool, zoals die gemaakt is in het uitrustingsplan, houdt geen rekening met het feit dat :

- kleinere steenkoolcentrales een kleinere reservecapaciteit vereisen;
- een betere geografische spreiding van de elektriciteitsproductie door kleinere steenkoolcentrales, baten oplevert in de vorm van een grotere instabiliteit en lagere transportkosten;
- N 8 waarschijnlijk moet gebouwd worden in een nieuw site, met alle bijkomende kosten vandien;

— een consequente keuze voor de steenkooloptie via co-productie, stadsverwarming, verwarmingscentrales, ... een serie-ontwikkeling mogelijk maakt waardoor de investeringskosten van deze types van centrales kan gedrukt worden. Ook zijn er indirecte baten in de vorm van een binnenlandse industriële toelevering, verbetering van de exportkansen van deze toekomst-technologie, een grote binnenlandse industriële tewerkstellingscreatie;

— een aantal indirecte kosten voor kerncentrales (wetenschappelijk onderzoek, definitieve stockage nucleair afval, controlediensten, ...) niet ingerekend worden, of alleszins onderschat worden.

Als conclusie kunnen we stellen dat het prijsvoordeel voor kernenergie arbitrair is, afhangt van talrijke onzekerheden, en niet voldoende relevant is om de steenkooloptie volledig te verlaten.

2. Bespreking en stemming

In punt 1 protesteert de auteur met klem tegen het feit dat het energiebeleid vastgelegd wordt door de afsluiting van onderhandse contracten tussen privé-maatschappijen. Hierop is men reeds in de algemene bespreking ingegaan.

Dit punt wordt verworpen met 8 tegen 5 stemmen.

In punt 2 wordt het openbaar maken van al de documenten van het Chooz-contract geëist. De auteur merkt hierbij op dat dit enkel het geval moet zijn wanneer deze documenten de overheid binden.

Dit punt wordt verworpen met 7 tegen 5 stemmen.

In punt 3 constateert de auteur dat het uitrustingsplan geen rekening houdt met de reeds door Kamer en Senaat goedgekeurde resoluties aangaande het energiebeleid. In deze resoluties heeft men nochtans de voorkeur gegeven aan de bouw van een steenkoolcentrale en aan een beleid van rationeel energieverbruik.

Dit punt wordt verworpen met 6 tegen 2 stemmen en 5 onthoudingen.

In punt 4 stelt de auteur vast dat de elektriciteitsmaatschappijen de voorkeur geven aan het verderzetten van de nucleaire optie. Dit gaat ten koste van de bouw van een steenkoolcentrale met een vermogen van 600 MW in Limburg en heeft tot gevolg dat de steenkoolcentrales slechts een aanvullende rol zullen spelen. Dit is in strijd met de door het Parlement goedgekeurde energieresoluties en met bepaalde Regeringsverklaringen.

Een lid merkt op dat in punt 4 geen melding wordt gemaakt van het feit dat de ontzweving van de steenkool bijkomende lasten veroorzaakt. De ecologische aspecten van een klassieke kolencentrale moeten niet uit het oog worden verloren.

Verder heeft het Parlement een resolutie goedgekeurd in verband met de bouw van een steenkoolcentrale van maximaal 600 MW.

3) La comparaison des coûts du nucléaire et du charbon qui est établie dans le plan d'équipement ne tient pas compte du fait :

- que les petites centrales au charbon nécessitent une capacité de réserve moindre;
- qu'une meilleure répartition géographique de la production d'électricité, grâce à des centrales au charbon plus petites, permet d'accroître la stabilité du réseau et de réduire le coût du transport;
- que la centrale N 8 devra sans doute être construite dans un nouveau site, avec tous les frais supplémentaires que cela implique;

— qu'une décision logique en faveur de l'option charbon permettrait un développement en série grâce à la coproduction, au chauffage urbain, aux centrales à lit fluidisé, etc., ce qui permettrait de réduire le coût d'investissement de ces types de centrales. Cette option présente également des avantages indirects, puisqu'elle permettrait de passer des commandes aux industries belges, d'accroître les possibilités d'exportation de cette technologie d'avenir et de créer de nombreux emplois industriels en Belgique;

— qu'un certain nombre de coûts industriels liés à l'exploitation de centrales nucléaires (recherche scientifique, stockage définitif des déchets nucléaires, contrôles, etc.) ne sont pas pris en compte ou sont, à tout le moins, sous-évalués.

En conclusion, nous pouvons affirmer que la différence de prix en faveur du nucléaire est arbitraire, qu'elle dépend d'un grand nombre de données aléatoires et qu'elle n'est pas suffisamment significative pour justifier un abandon total de l'option charbon.

2. Discussion et votes

Au point 1, l'auteur s'insurge contre le fait que la politique énergétique est déterminée par la conclusion de contrats privés entre des sociétés privées. Ce point de vue a déjà été débattu au cours de la discussion générale.

Ce point est rejeté par 8 voix contre 5.

Le point 2 prévoit que tous les documents relatifs au contrat concernant Chooz doivent être rendus publics. L'auteur fait observer à ce propos que cette publicité n'est exigée que dans les cas où ces documents lient les autorités.

Ce point est rejeté par 7 voix contre 5.

Au point 3, l'auteur constate que le plan d'équipement ne tient aucun compte des résolutions adoptées par la Chambre et le Sénat au sujet de la politique énergétique. Or, ces résolutions préconisaient la construction d'une centrale au charbon et une politique d'utilisation rationnelle de l'énergie.

Ce point est rejeté par 6 voix contre 2 et 5 abstentions.

Au point 4, l'auteur constate que les sociétés productrices d'électricité restent fidèles à l'option nucléaire au détriment de la construction d'une centrale au charbon d'une capacité de 600 MW dans le Limbourg et que les centrales au charbon ne serviraient qu'à fournir des capacités d'appoint. Cette politique est contraire aux résolutions adoptées par le Parlement en matière de politique énergétique et à certaines déclarations du Gouvernement.

Un membre souligne qu'il n'est pas fait mention, au point 4, du fait que la désulfuration du charbon entraîne des charges supplémentaires. Les aspects écologiques d'une centrale classique au charbon ne peuvent pas être perdus de vue.

Le Parlement a en outre adopté une résolution concernant la construction d'une centrale au charbon d'une capacité de 600 MW maximum.

De auteur antwoordt hierop dat dit betekent dat twee centrales van 300 megawatt evengoed aan de wens van het Parlement beantwoorden. De 4×105 megawatt die men nu voorziet gelden slechts bij een toename van het verbruik met 3,5 %, wat niet de meest waarschijnlijke hypothese is.

Punt 4 wordt verworpen met 10 tegen 2 stemmen en 3 onthoudingen.

In punt 5 wordt aangedrongen op een stimulering van het R. E. V.-beleid van de Regering. Een dergelijk beleid en een verder doorgezette daling van het energieverbruik, zullen dit verbruik niet met de vooropgestelde 2,5 % maar met 1,5 % doen toenemen.

De Minister merkt op dat deze hypothese niet strookt met de werkelijke evolutie van het verbruik. Men zou immers moeten rekenen met een groei van 2,5 % tot 3,5 %.

Punt 5 wordt verworpen met 10 tegen 5 stemmen.

In punt 6 stelt de auteur dat het Uitrustingsplan onvolledige informatie verstrekt en zich schuldig maakt aan methodologische fouten. Daardoor wordt elke vergelijking tussen de nucleaire kWh-prijs en deze van steenkolen onbetekend.

Dit punt wordt verworpen met 10 tegen 5 stemmen en 1 onthouding.

Punt 7 belicht de problemen die kunnen rijzen met het nucleair afval, de hoge bevolkingsdichtheid, de ecologische problemen en het feit dat een aandeel van ± 70 % nucleaire elektriciteit zeer aanzienlijk is. Daarom pleit de auteur voor een politiek van diversificatie die een bijkomende nucleaire centrale uitsluit.

Dit punt wordt verworpen met 10 tegen 5 stemmen.

In punt 8 beveelt de auteur de Regering aan het Uitrustingsplan te verwerpen.

Naar aanleiding van dit punt vraagt een lid de Minister van Economische Zaken welke de houding is van de Regering, aangezien de beslissing binnen de twee maanden moet worden getroffen. Bovendien zijn de adviezen van het Controlecomité voor de elektriciteit en het gas en van het Nationaal Comité voor de energie reeds gegeven.

Is het de bedoeling het uitrustingsplan te herzien ?

De Minister antwoordt dat de bespreking van het Uitrustingsplan voorkomt op de dagorde van het Ministercomité voor Sociale en Economische coördinatie.

Bij de uiteindelijke beslissing zal het advies van het Controlecomité een grote rol spelen.

Daaruit blijkt immers dat er bepaalde problemen rijzen in verband met het Uitrustingsplan. De Regering moet nog beraadslagen over het al dan niet aanvaarden van het plan.

Een lid stelt voor dat men in punt 8 de Regering aanbeveelt het uitrustingsplan te herzien in plaats van te verwerpen.

De Staatssecretaris repliceert dat de wet vooropstelt dat de Regering het plan enkel kan aanvaarden of verwerpen, zij kan zelf geen alternatief uitrustingsplan opstellen.

Punt 8 wordt verworpen met 7 tegen 7 stemmen en 1 onthouding.

In punt 9 stelt de auteur voorop dat men bij het opstellen van een nieuw uitrustingsplan een aantal specifieke richtlijnen moet volgen. Aldus zal men bij de prognose van de groei van het verbruik, rekening houden met het voeren van een voluntaristisch R. E. V.-beleid.

Ook zullen de mogelijkheden van piekbeheersing en stadsverwarming, de integratie van warmte/krachtkoppeling en de integratie van kleinschalige systemen van elektriciteitsopwekking in het plan moeten worden opgenomen.

L'auteur répond que cela signifie que la construction de deux centrales de 300 Mw peut tout aussi bien répondre au souhait du Parlement. La construction prévue de quatre centrales de 105 Mw ne se justifie que si la consommation augmente de 3,5 %, ce qui n'est pas l'hypothèse la plus probable.

Le point 4 est rejeté par 10 voix contre 2 et 3 abstentions.

Au point 5, l'auteur insiste pour que le Gouvernement mène une politique plus résolue en matière d'U.R.E. Compte tenu d'une telle politique et d'une baisse continue de la consommation d'énergie, l'accroissement prévisible de la consommation ne sera pas de 2,5 %, comme dans l'hypothèse retenue, mais de 1,5 %.

Le Ministre fait remarquer que cette hypothèse ne correspond pas à l'évolution réelle de la consommation. Il faudrait en effet tenir compte d'un accroissement de 2,5 à 3,5 %.

Le point 5 est rejeté par 10 voix contre 5.

Au point 6, l'auteur affirme que le plan d'équipement ne fournit pas suffisamment d'informations et qu'il comporte un certain nombre d'erreurs de méthodologie, ce qui vide de son sens toute comparaison entre le prix du kWh nucléaire et celui du kWh produit par une centrale au charbon.

Ce point est rejeté par 10 voix contre 5 et une abstention.

Le point 7 expose les problèmes que peuvent susciter les déchets nucléaires, la forte densité de population, les aspects écologiques et la part importante (environ 70 %) de l'électricité d'origine nucléaire. L'auteur plaide dès lors pour une politique de diversification qui exclut la construction d'une centrale nucléaire supplémentaire.

Ce point est rejeté par 10 voix contre 5.

Au point 8, l'auteur invite le Gouvernement à rejeter le plan d'équipement.

A propos de ce point, un membre demande au Ministre des Affaires économiques quelle est la position du Gouvernement, étant donné que la décision doit être prise dans les deux mois. Le Comité de contrôle de l'électricité et du gaz et le Comité national de l'énergie ont en outre déjà donné leurs avis.

Le Gouvernement a-t-il l'intention de revoir le plan d'équipement ?

Le Ministre répond que l'examen du plan d'équipement est inscrit à l'ordre du jour du comité ministériel de coordination économique et sociale.

L'avis du Comité de contrôle sera un élément important du processus de décision.

Il est donc évident que le plan d'équipement pose certains problèmes. L'approbation éventuelle du plan doit encore faire l'objet de délibérations au sein du Gouvernement.

Un membre propose que le point 8 invite le Gouvernement à revoir le plan d'équipement plutôt qu'à le rejeter.

Le Secrétaire d'Etat réplique que la loi dispose que le Gouvernement ne peut qu'adopter ou rejeter le plan; le Gouvernement ne peut même pas proposer d'alternative à ce plan.

Le point 8 est rejeté par 7 voix contre 7 et une abstention.

Au point 9, l'auteur souligne la nécessité d'élaborer un nouveau plan d'équipement s'articulant autour d'un certain nombre d'idées directrices. C'est ainsi que, pour établir les prévisions en matière de croissance de la consommation, il conviendra de tenir compte de la mise en œuvre d'une politique volontariste d'U.R.E.

Les possibilités d'écurement des pointes, la technique du chauffage urbain, le principe du couplage chaleur/énergie et les systèmes de production d'électricité à capacité réduite doivent aussi être intégrés dans le plan d'équipement.

Tenslotte moet het Beheerscomité voor Elektriciteitsbedrijven verschillende energie-scenario's uitwerken waarin de ecologische gevolgen aan bod komen.

Tegelijk moet de bouw van meerdere wervelbedcentralen in het Uitrustingsplan worden opgenomen.

Een lid kan met een aantal van deze overwegingen akkoord gaan, maar bepaalde alternatieven die in punt 9 worden beschreven, gaan te ver. Het is dan ook voorbarig een globale toepassing van deze systemen voor te staan.

De auteur heeft een amendement ingediend betreffende punt 10. Hij wil een punt 10bis invoeren dat stelt dat de eerste van de wervelbedcentralen in Limburg moet worden gevestigd.

De punten 10 en 11 werden nog niet besproken.

De Minister van Economische Zaken herinnert eraan dat de Regering het uitrustingsplan dat haar onlangs door de elektriciteitsmaatschappijen voorgelegd werd, niet heeft goedgekeurd maar aan een werkgroep heeft toevertrouwd en het in juni opnieuw zal onderzoeken.

Zij zal rekening houden met het advies van het Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas en van het Nationaal Comité voor de Energie.

De Minister merkt op dat het reeds gebeurd is dat een door de Regering niet goedgekeurd plan door de elektriciteitsmaatschappijen overgedaan wordt en vervolgens door de Regering goedgekeurd wordt.

Hij zou de letters a) tot g) van punt 9 slechts kunnen onderschrijven indien zij zouden overeenstemmen met de resoluties die tijdens het energiedebat door de Regering aangenomen werden. In dat verband wijst de Minister erop dat de vermelding in letter f) als zou het beheerscomité van de elektriciteitsbedrijven alleen maar een kernalternatief hebben vastgesteld, onjuist is.

Een lid vindt dat punt 9 van het voorstel van resolutie zeer gedetailleerd is, terwijl de resoluties die door het Parlement naar aanleiding van het energiedebat goedgekeurd werden, een algemene strekking hadden.

De indiener van de resolutie verklaart punt 9 te hebben opgesteld in de lijn van punt 8 van zijn voorstel van resolutie.

De Staatssecretaris voor de Energie en voor de Middenstand voegt eraan toe dat punt 9 van de resolutie onaanvaardbaar is. In een studie van het Internationaal Energiebureau wordt immers gezegd dat België op het vlak van het rationeel energieverbruik beneden het gemiddelde van de lidstaten van het I. E. A. ligt.

Bovendien is de bewering in het voorstel van resolutie dat de techniek van de stadsverwarming op een meer intensieve wijze dient te worden toegepast strijdig met de tijdens het energiedebat aangenomen resoluties.

Twee leden vragen in welk stadium van de procedure men zich bevindt: heeft het beheerscomité van de elektriciteitsbedrijven gevraagd dat de termijn voor het onderzoek van het plan zou worden verlengd?

De Minister antwoordt dat de Regering haar beslissing op het vlak van de uitrusting betreffende het elektriciteits-uitrustingsplan verdaagd heeft zonder een termijn vast te stellen. Er zal daaromtrent in juni bij het M. C. E. S. C. een nieuwe gedachtenwisseling plaatsvinden.

De Minister is het er voorts mede eens om de termijn tot op dat ogenblik op te schorten en hijzelf hecht veel belang aan het advies van dat Comité. Het standpunt van de Regering werd aan het Comité medegedeeld.

In antwoord op een vraag verklaart de Minister dat er geen nieuw uitrustingsplan nodig is, aangezien de Regering niet afwijzend beschikt heeft over het huidige plan, maar daaromtrent alleen voorbehoud gemaakt heeft.

Punt 9 wordt met 11 tegen 7 stemmen verworpen.

Punt 10 wordt met 11 tegen 7 stemmen en 2 onthoudingen verworpen.

Le Comité de gestion des entreprises d'électricité doit enfin élaborer plusieurs scénarios de production d'énergie en donnant également une évaluation des effets écologiques de chacun d'eux.

Le plan d'équipement doit également prévoir la construction de plusieurs centrales à lit fluidisé.

Un membre se rallie à certaines de ces considérations, mais estime que certaines des alternatives suggérées au point 9 vont trop loin. Il est dès lors prématuré de préconiser une application globale de ces systèmes.

L'auteur présente un amendement au point 10. Cet amendement tend à insérer un point 10bis qui prévoit que la première des centrales à lit fluidisé doit être installée dans le Limbourg.

Les points 10 et 11 n'ont pas encore été examinés.

Le Ministre des Affaires économiques rappelle que le Gouvernement n'a pas approuvé le plan d'équipement qui lui a été récemment soumis par les entreprises d'électricité mais l'a confié à un groupe de travail et le réexaminera en juin prochain.

Il tiendra compte de l'avis du Comité de contrôle de l'électricité et du gaz et du Comité national de l'Energie.

Le Ministre signale qu'il est déjà arrivé qu'un plan non approuvé par le Gouvernement soit retravaillé par les compagnies d'électricité et accepté ensuite par le Gouvernement.

Il ne pourrait se rallier aux lettres a) à g) du point 9 que si elles correspondaient aux résolutions adoptées par le Parlement lors du débat sur l'énergie. A cet égard, le Ministre fait remarquer que la mention dans le littéra f) que le Comité de gestion des entreprises d'électricité a établi uniquement un scénario nucléaire, est inexacte.

Un membre estime que le point 9 de la proposition de résolution est très détaillé, alors que les résolutions adoptées par le Parlement lors du débat sur l'énergie étaient générales.

L'auteur déclare qu'il a rédigé le point 9 dans la ligne du point 8 de sa proposition de résolution.

Le Secrétaire d'Etat à l'Energie et aux Classes moyennes ajoute que le point 9 de la résolution est inacceptable. En effet, une étude de l'Agence internationale de l'Energie fait état de ce que, sur le plan de l'utilisation rationnelle de l'énergie, la Belgique est au-dessus de la moyenne des Etats membres de l'A. I. E.

En outre, l'affirmation dans la proposition de résolution que la technique du chauffage urbain doit être appliquée de manière plus intensive est contraire aux résolutions adoptées lors du débat sur l'énergie.

Deux membres demandent à quel stade de la procédure on se trouve: le Comité de gestion des entreprises d'électricité a-t-il demandé le prolongement du délai d'examen du plan?

Le Ministre répond que le Gouvernement a ajourné sa décision sur le plan d'équipement sans fixer de délai. Un nouvel échange de vues aura lieu à ce sujet en juin au C. M. C. E. S.

Le Ministre ajoute que le Comité de gestion est d'accord sur la suspension du délai jusqu'à ce moment et que lui-même attache beaucoup d'importance à l'avis de ce Comité. La position du Gouvernement lui a été communiquée.

En réponse à une question, le Ministre ajoute qu'un nouveau plan d'équipement ne doit pas être élaboré puisque le Gouvernement n'a pas rejeté le plan actuel mais qu'il a simplement fait des réserves à son sujet.

Le point 9 est rejeté par 11 voix contre 7.

Le point 10 est rejeté par 11 voix contre 7 et 2 abstentions.

De heer De Batselier heeft een amendement voorgesteld dat tot doel heeft een punt 10bis in te voegen (Stuk n° 1179/2). Dat amendement wordt met 10 tegen 10 stemmen verworpen.

Punt 11 wordt met 13 tegen 4 stemmen en 2 onthoudingen verworpen.

IV. — BESPREKING VAN HET VOORSTEL VAN RESOLUTIE INGEDIEND DOOR DE HEER RIGO

1. Inleidende uiteenzetting van de auteur

De auteur is van oordeel dat men zich tot op heden reeds in een aanzienlijke mate voor de nucleaire optie heeft geëngageerd.

Vóór alles staat hij een beleid van rationeel energieverbruik voor.

Bovendien moet men opteren voor een oplossing waarbij energie kan worden geleverd aan de laagst mogelijke kostprijs.

De energievoorziening moet echter wel veilig en gediversifieerd zijn.

Verder eist de auteur dat de productiecapaciteit billijk over de verschillende gewesten van het land zou worden verdeeld. Aldus moet men de voorkeur geven aan kleinere centrales die op korte termijn kunnen worden gebouwd.

Hij is namelijk de mening toegedaan dat men ook met de kolenreserves in het Zuiden van het land rekening moet houden.

Zo zou het bestaande project te Bressoux voor de aanwending van afvalkolen van groot belang kunnen zijn.

De Waalse Raad geeft de voorkeur aan twee centrales van 300 MW waarvan er één in Wallonië zou zijn gevestigd, boven één centrale van 600 MW die in Limburg zou zijn gevestigd. Dit is ook de stelling van de auteur.

2. Bespreking en stemmingen

Een lid is van oordeel dat deze stelling in de huidige economische omstandigheden niet kan opgaan. Volgens hem dragen Vlaanderen en Limburg immers de kosten van de steenkoolmijnen, terwijl Wallonië een bevoorradingszekerheid geniet.

Een ander lid argumenteert dat het voorstel om twee centrales van 300 MW te bouwen in plaats van één centrale van 600 MW, indruist tegen de door het Parlement goedgekeurde resolutie die de voorkeur heeft gegeven aan één centrale van maximum 600 MW.

Een lid wenst te vernemen of de Executieven reeds advies hebben uitgebracht.

De Staatssecretaris antwoordt dat hoewel de Executieven werden geraadpleegd, het aannemen of het verwerpen van het uitrustingsplan een strikt nationale materie blijft.

Punt 1 wordt met 11 tegen 6 stemmen verworpen.

Op punt 2 wordt door de heer Desaeyere een amendement voorgesteld (Stuk n° 1179/2).

Dit amendement wordt met 13 tegen 4 stemmen verworpen.

Punt 2 wordt met 13 tegen 2 stemmen en 2 onthoudingen verworpen.

Punt 3 wordt met 10 tegen 6 stemmen en 1 onthouding verworpen.

M. De Batselier a déposé un amendement tendant à introduire un point 10bis (Doc. n° 1171/2). Cet amendement est rejeté par 10 voix contre 10.

Le point 11 est rejeté par 13 voix contre 4 et 2 abstentions.

IV. — DISCUSSION DE LA PROPOSITION DE RESOLUTION DEPOSEE PAR M. RIGO

1. Exposé introductif de l'auteur

L'auteur estime que des engagements considérables ont déjà été pris sur le plan de l'option nucléaire.

Il estime qu'il importe avant tout de mener une politique d'utilisation rationnelle de l'énergie.

Il estime en outre qu'il convient d'opter pour la solution qui permet de produire l'énergie au moindre coût.

La production d'énergie doit toutefois être assurée et diversifiée.

L'auteur exige en outre que la capacité de production soit répartie équitablement entre les différentes régions du pays. Il convient en l'occurrence d'accorder la préférence à de petites centrales pouvant être construites en peu de temps.

L'auteur estime notamment qu'il faut également tenir compte des réserves de charbon situées dans le sud du pays.

Le projet d'utilisation de déchets de charbon à Bressoux pourrait dès lors revêtir une grande importance.

Le Conseil régional wallon préconise la construction de deux centrales de 300 MW, dont une serait située en Wallonie, plutôt que la construction d'une seule centrale de 600 MW implantée dans le Limbourg. Tel est également le point de vue de l'auteur.

2. Discussion et votes

Un membre estime que cette position ne peut se défendre dans les circonstances économiques actuelles. Il considère en effet que la Flandre et le Limbourg supportent la charge des charbonnages, alors que la Wallonie bénéficie de la sécurité d'approvisionnement.

Un autre membre fait observer que la proposition de construire deux centrales de 300 MW au lieu d'une centrale de 600 MW est contraire à la résolution adoptée par le Parlement, qui préconise la construction d'une centrale de 600 MW maximum.

Un membre demande si les Exécutifs ont déjà émis un avis.

Le Secrétaire d'Etat répond que bien que les Exécutifs aient été consultés, l'adoption ou le rejet du plan d'équipement reste une matière strictement nationale.

Le point 1 est rejeté par 11 voix contre 6.

M. Desaeyere présente un amendement au point 2 (Doc. n° 1179/2).

Cet amendement est rejeté par 13 voix contre 4.

Le point 2 est rejeté par 13 voix contre 2 et 2 abstentions.

Le point 3 est rejeté par 10 voix contre 6 et une abstention.

Punt 4 wordt met 10 tegen 2 stemmen en 4 onthoudingen verworpen.

Punt 5 wordt met 9 tegen 7 stemmen verworpen.

Punt 6 wordt met 10 tegen 7 stemmen en 1 onthouding verworpen.

De Rapporteur,

Ch. MOORS

De Voorzitter,

W. DESAEYERE

Le point 4 est rejeté par 10 voix contre 2 et 4 abstentions.

Le point 5 est rejeté par 9 voix contre 7.

Le point 6 est rejeté par 10 voix contre 7 et une abstention.

Le Rapporteur,

Ch. MOORS

Le Président,

W. DESAEYERE
