

Document de consultation publique

(PRD)1964

19 août 2019

à savoir

Projet de décision (B)1964 relatif à la méthodologie pour la détermination des coûts fixes et variables pour les centrales soumises à la contribution de répartition (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3) pendant la période 2020 à 2026

REMARQUE PRÉALABLE

Toute consultation est soumise aux dispositions du règlement d'ordre intérieur du comité de direction de la CREG. Ceci vaut également pour le traitement et la publication des observations reçues. Le règlement d'ordre intérieur ainsi que ses modifications ont été publiés au moniteur belge du 14 décembre 2015 et du 12 janvier 2017. Vous trouverez [ici](#) plus d'informations ainsi que les liens vers ces publications.

APERCU

Objet :

En application de l'article 33, § 1^{er} de son règlement d'ordre intérieur, le comité de direction de la CREG organise une consultation publique sur son projet de décision (B)1964 du 3 août 2019 relatif à la méthodologie pour la détermination des coûts fixes et variables pour les centrales soumises à la contribution de répartition (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3) pendant la période 2020 à 2026. La loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales prévoit des lignes directrices que la CREG doit prendre en considération pour déterminer la méthodologie. La section 5 de l'annexe à la présente loi comporte un aperçu des coûts fixes et variables dont il faut tenir compte lors de la révision triennale des coûts destinés à l'exploitation sûre des coûts. Le comité de direction de la CREG renvoie à l'article 38 de son règlement d'ordre intérieur et à ses modifications, comme publié au Moniteur belge du 14 décembre 2015 ou du 12 janvier 2017 s'agissant du traitement des remarques. Ainsi, il n'accepte entre autres aucune remarque lui parvenant après l'expiration de la période de consultation et n'entrant pas dans la cadre de la consultation. N'entrent par exemple pas dans le cadre de la consultation : les remarques qui n'ont aucun rapport avec le projet de méthodologie figurant dans le projet de décision de la CREG ou qui sont contraires aux dispositions de la loi du 11 avril 2003. Après réception des éventuelles remarques, le comité de direction de la CREG déterminera la méthodologie conformément à l'article 14, § 8, vingt-quatrième alinéa de la loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales.

Modalités de la consultation :

1) Période de consultation :

Cette période de consultation compte 3 semaines et se termine le 09.09.2019 à 23.59 CET inclus.

2) Mode de transmission des observations :

- Par courriel à consult.1964@creg.be et/ou

- Par lettre au membre indiqué du Comité de direction de la CREG :

CREG
Monsieur Laurent JACQUET
Rue de l'Industrie 26-38
1040 BRUXELLES

Si le répondant estime que sa réponse comporte des informations confidentielles, ces informations doivent être indiquées précisément et sans ambiguïté dans la réponse comme étant confidentielles. En outre, cette réponse doit stipuler les raisons de la confidentialité et l'éventuel désavantage ou préjudice que pourrait subir le répondant si ces informations confidentielles étaient malgré tout publiées. Si le répondant (autre qu'une personne physique) estime avoir une raison valable pour que son nom ne soit pas divulgué, il le motive dans sa réponse.

3) Personne de contact et/ou coordonnées de contact pour tous renseignements :

Laurent Jacquet, +32 2 289 76 11, consult.1964@creg.be

Projet de décision

(B)1964

3 août 2019

Projet de décision relatif à la méthodologie pour la détermination des coûts fixes et variables pour les centrales soumises à la contribution de répartition (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3) pendant la période 2020 à 2026

Article 14, § 8, 24^e alinéa de la loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales

Version non-confidentielle

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	4
1. CADRE LEGAL	5
2. ANTECEDENTS	6
3. CONSULTATION	7
4. DONNEES GENERALES RELATIVES AUX CENTRALES	7
4.1. Aperçu des centrales	7
4.2. Terminologie relative aux centrales	7
4.2.1. Les centrales G2.....	7
4.2.2. Désactivation, arrêt et indisponibilité	8
5. METHODOLOGIE RELATIVE AUX COUTS FIXES ET VARIABLES.....	8
5.1. Dispositions légales relatives à la détermination de la méthodologie.....	8
5.2. Principes de base de la proposition de méthodologie d'Electrabel.....	10
5.3. Résumé de la méthodologie proposée par Electrabel	11
6. EXAMEN DE LA METHODOLOGIE PROPOSEE PAR ELECTRABEL.....	13
6.1. Généralités	13
6.1.1. Exhaustivité des rubriques	13
6.1.2. Utilisation d'un facteur de correction de 100 % de quote-part (facteur de détention).....	13
6.1.3. Paramètres d'indexation	13
6.1.4. Utilisation d'un facteur de réduction des coûts fixes.....	14
6.2. Coûts variables	18
6.2.1. Charges liées au combustible nucléaire	19
6.2.2. Tarifs d'injection variables.....	21
6.3. Coûts fixes	22
6.3.1. Achat d'énergie	22
6.3.2. O & M (opération et maintenance).....	23
6.3.3. Révisions.....	23
6.3.4. Grands travaux	24
6.3.5. Services supports.....	24
6.3.6. Assurances.....	24
6.3.7. Redevances fixes du gestionnaire de réseau de transport	25
6.3.8. ONDRAF.....	25
6.3.9. Personnel.....	26
6.3.10. Amortissements	26
6.3.11. Provisions	27

6.3.12.	Taxes, contributions ou autres charges en faveur d'une autorité publique	29
6.3.13.	Frais généraux pour les services centraux.....	29
6.3.14.	Coûts facturés à Luminus (société visée à l'article 24, § 1 ^{er}).....	30
6.4.	Ajouts de Luminus aux principes de base proposés par Electrabel	30
6.4.1.	Réaction de Luminus à la proposition de méthodologie d'Electrabel	30
6.4.2.	Commentaire de la CREG	31
6.4.3.	Achat d'énergie	32
6.4.4.	Amortissements	33
6.4.5.	Frais généraux pour les services centraux.....	33
7.	MODELE DE RAPPORT	34
7.1.	Proposition de modèle de rapport.....	34
7.2.	Commentaires de la CREG sur le modèle de rapport.....	34
8.	CONCLUSION	35
	ANNEXE 1.....	37
	ANNEXE 2.....	61
	ANNEXE 3.....	62

INTRODUCTION

Dans le cadre de la détermination de la contribution de répartition imposée aux exploitants des centrales nucléaires visés à l'article 2, 5°, et aux sociétés visées à l'article 24, §1^{er} de la loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales¹ (ci-après : « loi du 11 avril 2003 »), une série de missions sont confiées à la CREG.²

Le présent projet de décision s'inscrit dans la mission décrite à l'article 14, § 8, alinéa 24°, de la loi du 11 avril 2003 rédigé comme suit :

« Dans le cadre de sa mission décrite à l'alinéa précédent, la CREG établit, au plus tard pour le 30 septembre 2019, les modalités de détermination des coûts fixes et variables dans une méthodologie qu'elle fixe pour les années 2020 à 2026 sur proposition des exploitants visés à l'article 2, 5°, et des sociétés visées à l'article 24, § 1^{er}. A cette fin, les exploitants visés à l'article 2, 5°, et les sociétés visées à l'article 24, § 1^{er}, communiquent à la CREG une proposition de méthodologie au plus tard pour le 31 décembre 2018. »

La définition d'une méthodologie pour la détermination des coûts fixes et variables des centrales soumises à la contribution de répartition (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3) pour la période de 2020 à 2026 est un préalable nécessaire pour que la CREG soit ensuite en mesure de mener sa mission de contrôle triennale des coûts fixes et variables. Cette mission de contrôle est définie dans la loi du 11 avril 2003 (article 14, § 8, alinéa 23) :

« En particulier, sur base triennale, en 2020, 2023 et 2026, la CREG contrôle les coûts fixes et variables, visés dans la Section 5 de l'annexe à la présente loi, des exploitants visés à l'article 2, 5°, et des sociétés visées à l'article 24, § 1^{er}, dans le cadre d'une analyse des coûts supportés par ceux-ci dans les trois années précédant la révision. ...

Suite à ce contrôle, la CREG opère en 2020, 2023 et 2026 la révision triennale des coûts fixes et variables, visés dans la Section 5 de l'annexe à la présente loi, pour les années 2020 à 2022, les années 2023 à 2025 et l'année 2026 respectivement. »

La méthodologie intégrale de détermination des coûts fixes et variables et les modèles de rapport à utiliser sont joints au présent projet de décision.

Le présent projet de décision a été approuvé par le comité de direction de la CREG lors d'une procédure écrite du 3 août 2019.

¹ Loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales (ci-après dénommée : la loi ou la loi du 11 avril 2003) telle que modifiée par la loi du 25 décembre 2016 portant modifications de la loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales et de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

La loi du 25 décembre 2016 comprend une annexe subdivisée en 6 sections.

² Les exploitants visés à l'article 2, 5°, et les sociétés visées à l'article 24, §1^{er}, de la loi du 11 avril 2003 sont ci-après dénommés conjointement les « exploitants nucléaires ».

1. CADRE LEGAL

1. L'article 14, § 8, alinéa 24, de la loi du 11 avril 2003 dispose que :

«[...] la CREG établit, au plus tard pour le 30 septembre 2019, les modalités de détermination des coûts fixes et variables dans une méthodologie qu'elle fixe pour les années 2020 à 2026 sur proposition des exploitants visés à l'article 2, 5°, et des sociétés visées à l'article 24, § 1er. A cette fin, les exploitants visés à l'article 2, 5°, et les sociétés visées à l'article 24, § 1er, communiquent à la CREG une proposition de méthodologie au plus tard pour le 31 décembre 2018. A défaut de proposition des exploitants visés à l'article 2, 5°, et des sociétés visées à l'article 24, § 1er, au plus tard le 31 décembre 2018, la CREG établit d'initiative la méthodologie fixant les modalités de détermination des coûts fixes et variables. . La méthodologie est établie dans le respect des lignes directrices suivantes :

1° la CREG prend en considération les éléments déterminés à l'annexe à la présente loi;

2° la CREG définit les modèles de rapport à utiliser, comprenant les éléments qui doivent obligatoirement figurer dans la proposition relative aux coûts des exploitants visés à l'article 2, 5°, et des sociétés visées à l'article 24, § 1er. Ces modèles doivent être exhaustifs de manière à permettre aux exploitants visés à l'article 2, 5°, et aux sociétés visées à l'article 24, § 1er, d'établir leur proposition relative aux coûts (référence BGAAP) sur cette seule base;

3° les coûts doivent être suffisamment démontrés;

4° les coûts sont non discriminatoires et proportionnés;

5° les éventuels critères de rejet de certains coûts sont non-discriminatoires et transparents. En tout état de cause, la CREG dispose d'un pouvoir d'appréciation et peut rejeter des coûts manifestement déraisonnables;

6° la CREG demande aux exploitants visés à l'article 2, 5°, et aux sociétés visées à l'article 24, § 1er, toute information supplémentaire dont elle a besoin aux fins de ce contrôle, sur simple demande et sans frais, et recueille leurs observations.

2. Le présent projet de décision relative à la méthodologie tient compte de la réalité fixée par l'article 4 de la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité (ci-après : « la loi du 31 janvier 2003 » ou « la loi sur la sortie du nucléaire »). Toute modification éventuelle apportée à l'article précité ou à toute autre élément ayant trait à la sortie du nucléaire (telle qu'une prolongation de la durée de vie d'une ou de plusieurs centrales) est susceptible d'avoir ou a une influence sur certains principes de base de la méthodologie proposée.

3. La loi du 11 avril 2003 prévoit également en son article 14, § 8, alinéa 23, que :

« Sur base triennale, en 2020, 2023 et 2026, la CREG contrôle les coûts fixes et variables, visés dans la Section 5 de l'annexe à la présente loi, des exploitants visés à l'article 2, 5°, et des sociétés visées à l'article 24, § 1er, dans le cadre d'une analyse des coûts supportés par ceux-ci dans les trois années précédant la révision. Ces coûts ne reprennent ni directement, ni indirectement, aucun coût associé aux provisions nucléaires et à leur révision, dont les provisions pour le démantèlement et pour la gestion de matières fissiles irradiées, à l'exception du provisionnement initial du combustible repris en coût variable pour le combustible consommé durant la période. Suite à ce contrôle, la CREG opère en 2020, 2023 et 2026 la révision triennale des coûts fixes et variables, visés dans la Section 5 de l'annexe à la présente loi, pour les années 2020 à 2022, les années 2023 à 2025 et l'année 2026 respectivement. »

C'est à cette fin que la présente méthodologie est établie.

2. ANTECEDENTS

4. Le 20 décembre 2018³, la CREG a reçu une proposition de méthodologie pour la détermination des coûts fixes et variables d'Electrabel⁴ (ci-après : la proposition de méthodologie d'Electrabel).

5. Le 31 décembre 2018⁵, Luminus⁶ s'est déclarée d'accord, sous réserve de quelques remarques complémentaires, avec la proposition de méthodologie qu'Electrabel a transmise à la CREG le 20 décembre 2018. Luminus formule des remarques complémentaires sur trois postes de coûts qui relèvent de la catégorie des coûts fixes : l'achat d'énergie, les amortissements et les frais généraux.

6. Electrabel a fourni le 14 février 2019 des explications complémentaires sur sa proposition de méthodologie à des collaborateurs de la CREG.

7. En date du 4 juillet 2019, la CREG a sollicité l'identification par Electrabel des éléments qu'elle qualifie de confidentiels dans sa proposition de méthodologie. Par sa réponse du 10 juillet à ce courrier, Electrabel a d'une part identifié les éléments confidentiels à ses yeux et d'autre part, contesté le recours à la procédure de consultation publique. La même demande a été posée à Luminus qui n'a pas identifié de données confidentielles, ces données pouvant être utilisées dans le cadre de la consultation publique.

8. En date du 18 juillet 2019, une réunion s'est tenue entre collaborateurs d'Electrabel et la CREG au sujet des principes méthodologiques utilisés dans la proposition de méthodologie d'Electrabel. Un certain nombre d'informations complémentaires ont été demandées à cette occasion à Electrabel et certaines précisions ont également été apportées par la CREG.

9. En date du 26 juillet 2019, Electrabel a formulé par mail ses remarques sur les points de vue de la CREG, au sujet des principes méthodologiques présentés lors de la réunion du 18 juillet 2019.

10. Par courrier du 5 août 2019, la CREG a communiqué à Electrabel sa décision de procéder à une consultation publique ainsi que les motifs de cette décision.

Par ailleurs, une nouvelle demande visant l'identification des éléments dits « confidentiels » dans le présent projet d'avis a été adressée à Luminus et Electrabel à cette même date.

³ Lettre du 20 décembre 2018 d'Electrabel : Loi du 25 décembre 2016 portant modifications de la loi du 11 avril 2003 ; Electrabel SA – proposition de méthodologie de révision triennale des coûts fixes et variables.

⁴ Electrabel : (Electrabel SA – BE0403.170.701) est l'exploitant nucléaire conformément à l'article 2, 5° de la loi du 11 avril 2003.

⁵ E-mail du 31 décembre 2018 : Re : Contribution de répartition : disposition de la loi du 11 avril 2003.

⁶ Luminus (Luminus SA – BE0471.811.661) est une « société autre qu'un exploitant nucléaire ayant une quote-part dans la production industrielle d'électricité par fission de combustibles nucléaires » telle que définie à l'article 24, § 1^{er} de la loi du 11 avril 2003.

3. CONSULTATION

11. En vertu de l'article 33, § 1^{er} de son règlement d'ordre intérieur⁷, le comité de direction de la CREG décide d'organiser, du 19 août 2019 au 9 septembre 2019, une consultation publique relative au projet de décision.

4. DONNEES GENERALES RELATIVES AUX CENTRALES

4.1. APERÇU DES CENTRALES

12. Le tableau 1 offre un aperçu des centrales, comportant des informations sur leur puissance, leur durée de vie et la quote-part des exploitants nucléaires dans la production d'électricité des centrales nucléaires.

Tableau 1 : aperçu de la puissance, de la durée de vie des centrales et de la quote-part des exploitants nucléaires

Centrale	Puissance en MW	% Puissance	Quote -part	Fin de production	Durée de vie prolongée
Doel 1	445	7,50%	100 % EBL	15/02/2025	oui
Doel 2	433	7,30%	100 % EBL	01/12/2025	oui
Doel 3	1006	16,96%	89,807 % EBL/10,193 % LUM	01/10/2022	
Doel 4	1039	17,52%	89,807 % EBL/10,193 % LUM	01/07/2025	
Tihange 1	962	16,22%	50 % EBL/50 % EdF Belgium	01/10/2025	oui
Tihange 2	1008	17,00%	89,807 % EBL/10,193 % LUM	01/02/2023	
Tihange 3	1038	17,50%	89,807 % EBL/10,193 % LUM	01/09/2025	
Total	5931	100,00%			

Source : plate-forme de transparence d'Engie⁸, loi du 31 janvier 2003 et site Web du SPF Economie

4.2. TERMINOLOGIE RELATIVE AUX CENTRALES

4.2.1. Les centrales G2

13. Les centrales Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3 produisent de l'électricité à partir de la fission de combustibles nucléaires. Ces centrales sont qualifiées de centrales de la 2^e génération (G2) car elles ont été mises en service dans le courant des années 80 du siècle dernier.

⁷ Règlement d'ordre intérieur du comité de direction de la CREG, publié le 14 décembre 2015 au Moniteur belge et modifié le 12 janvier 2017.

http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/change_lg.pl?language=nl&la=N&cn=2015121401&table_name=wet

⁸ Voir <http://transparency.engie.com/>

4.2.2. Désactivation, arrêt et indisponibilité

14. Dans la terminologie, plusieurs termes sont utilisés pour qualifier les périodes durant lesquelles une centrale ne tourne pas. A des fins de clarté, la terminologie utilisée est explicitée ci-après :

- a) Désactivation : la situation décrite à l'article 4, § 1^{er} de la loi du 31 janvier 2003 et la date à partir de laquelle la centrale nucléaire ne peut plus produire d'électricité ;
- b) Arrêt : la situation décrite dans la loi du 11 avril 2003 (article 14, § 8, 19^e alinéa), à savoir l'arrêt définitif ou temporaire de l'une ou plusieurs des centrales nucléaires Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3 imposé par les autorités publiques (en vertu de la loi du 15 avril 1994 relative à la protection de la population et de l'environnement contre les dangers résultant des rayonnements ionisants et relative à l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire, pour des raisons impératives de sûreté ou de sécurité nucléaire, ou en exécution d'une décision contraignante de toute institution belge, européenne, ou internationale imposant un tel arrêt) ;
- c) Indisponibilité : les périodes durant lesquelles une centrale n'est pas disponible en raison d'un entretien (prévu ou imprévu) de la centrale ou du rechargement de combustible (révision).

5. METHODOLOGIE RELATIVE AUX COÛTS FIXES ET VARIABLES

5.1. DISPOSITIONS LÉGALES RELATIVES À LA DÉTERMINATION DE LA MÉTHODOLOGIE

15. La CREG fixe la méthodologie de détermination des coûts fixes et variables pour la période de 2020 à 2026. Elle doit pour ce faire tenir compte des lignes directrices prévues dans la loi et de la proposition de méthodologie soumise par Electrabel et Luminus.

Pour rappel, l'article 14, § 8, alinéa 24, de la loi du 11 avril 2003 fixe les lignes directrices suivantes :

1° la CREG prend en considération les éléments déterminés à l'annexe à la présente loi;

2° la CREG définit les modèles de rapport à utiliser, comprenant les éléments qui doivent obligatoirement figurer dans la proposition relative aux coûts des exploitants visés à l'article 2, 5°, et des sociétés visées à l'article 24, § 1er. Ces modèles doivent être exhaustifs de manière à permettre aux exploitants visés à l'article 2, 5°, et aux sociétés visées à l'article 24, § 1er, d'établir leur proposition relative aux coûts (référence BGAAP) sur cette seule base;

3° les coûts doivent être suffisamment démontrés;

4° les coûts sont non discriminatoires et proportionnés;

5° les éventuels critères de rejet de certains coûts sont non-discriminatoires et transparents. En tout état de cause, la CREG dispose d'un pouvoir d'appréciation et peut rejeter des coûts manifestement déraisonnables;

6° la CREG demande aux exploitants (...) toute information supplémentaire dont elle a besoin aux fins de ce contrôle, sur simple demande et sans frais, et recueille leurs observations.

16. Afin de fixer la présente méthodologie, la CREG est tenue d'appliquer la section 5 intitulée « Révision triennale des coûts fixes et variables pour chacune des années 2020 à 2026 » de l'annexe de la loi du 11 avril 2003 telle qu'insérée par la loi du 25 décembre 2016 et qui porte sur la détermination de la méthodologie, pour les raisons suivantes :

- a) la section 5 donne un aperçu des coûts qu'il convient de prendre en compte lors de la révision triennale des coûts. Il en découle que ces coûts doivent être mentionnés dans la méthodologie ;
- b) la section 5 mentionne que les exploitants nucléaires doivent démontrer que les coûts respectent les principes suivants :

« [...] »

Pas de double comptage (notamment entre rubriques)

Réalité des coûts dans la période

Les coûts pris en compte sont destinés aux centrales visées

Les coûts excluent ceux des centrales ayant définitivement cessé de produire de l'électricité⁹

Les coûts excluent les centrales hors périmètre : Tihange 1 et Doel 1&2

La pertinence des clés de répartition des coûts (ex. entre unités)

Sont inclus les éléments récurrents. Pour les éléments de coûts non-récurrents, les coûts représentatifs pour la période suivante seront déterminés.

Les coûts dont les exploitants ne démontrent pas suffisamment qu'ils respectent ces principes sont rejetés

Pour la détermination des éléments de coûts, il sera tenu compte des arrêts définitifs d'une ou plusieurs unités et de leur impact sur les coûts. [...] ».

Afin de rencontrer ces principes au moment de la révision triennale des coûts fixes et variables, la méthodologie de détermination des coûts fixes et variables pour la période de 2020 à 2026 doit dès à présent en tenir compte. A défaut, les objectifs visés par la loi et les principes susvisés ne pourraient être rencontrés.

Il ressort de ces dispositions que la CREG doit se fonder sur la section 5 de l'annexe de la loi du 11 avril 2003 afin d'établir la présente méthodologie.

Par ailleurs, deux éléments doivent être précisés.

D'une part, lors de l'établissement de la méthodologie, pour la révision triennale des coûts, la CREG examine d'abord si les coûts fixes mentionnés au paragraphe 15 du présent projet de décision sont conformes aux principes de la section 5 afin d'éviter que les coûts soient surestimés (pas de double comptage, réalité des coûts dans la période, exclusion des coûts des centrales ayant définitivement cessé de produire de l'électricité et des centrales Tihange 1 et Doel 1 et 2, pertinence de la clé de répartition des coûts, ...).

Dans le cadre de la section 5 de l'annexe à la loi du 11 avril 2003, il y a tout d'abord lieu d'examiner si certains coûts se rapportent ou non à des centrales ayant définitivement cessé de produire de l'électricité. Dans un tel cas, il n'y a pas lieu d'avoir égard aux pourcentages de réductions de coûts

⁹ Ce sont selon la CREG les centrales qui ont été désactivées

reprises sous la section 1 et la section 2. En effet, conformément à la section 5, pour de tels coûts, la méthodologie est tenue de prévoir leur exclusion dès l'arrêt de la production définitive d'électricité.

A contrario, pour ce qui relève de coûts globalisés, difficilement rapportables à la seule centrale ayant cessée définitivement ses activités, ceux-ci sont tenus d'être 1) motivés et 2) un facteur de réduction de coûts fixes peut leur être appliqué en tant que suggestion méthodologique de prise en charge de ces coûts. Un facteur de réduction de coûts fixes en question peut, selon la CREG, être celui des sections 1 et 2 comme le suggère Electrabel, moyennant motivation et objectivisation dès lors que celle-ci n'est pas reprise à la section 5.

D'autre part, la CREG observe que dans la section 1 intitulée « *Détermination du montant minimal annuel de la contribution de répartition à partir de 2020* » et la section 2 intitulée « *Détermination de la marge de profitabilité des centrales nucléaires pour les années n-1 2016 à 2025* » de l'annexe à la loi, le législateur a ajouté un élément portant sur l'indexation des coûts fixes. Vu que ce principe ne figure pas dans la section 5 de l'annexe à la loi, la CREG est d'avis d'en tenir compte pour la détermination de la méthodologie pour refléter la réalité des coûts auxquels sont exposés les exploitants et pour garantir une lecture cohérente de la loi.

5.2. PRINCIPES DE BASE DE LA PROPOSITION DE MÉTHODOLOGIE D'ELECTRABEL

17. Electrabel a mentionné les principes suivants dans sa proposition et dans son mail du 26 juillet 2019:

- a) La proposition tient compte des paramètres, des échéances temporelles, des coefficients de réduction des coûts fixes et, plus généralement, de toutes les obligations et principes définis dans la loi ;
- b) Dans son mail du 26 juillet Electrabel précise en plus « *que les révisions triennales des coûts se font sur base des coûts du passé soit ceux des années 2017-2018-2019, 2020-2021-2022 et 2023-2024-2025 ; ceci est bien précisé par la loi du 11 avril 2003 – telle que modifiée par la loi du 25 décembre 2016 - en son article 14 paragraphe 8 alinéa 23 ainsi qu'au dernier alinéa des sections 1 et 2 repris en annexe de cette même loi.* »
- c) La méthodologie vise à établir une base de coûts fixes qui représente l'exploitation des quatre centrales pour une détention à 100%. Ainsi, si la méthodologie se base sur des coûts historiques qui, comptablement, ne sont comptabilisés qu'au prorata du pourcentage de détention, ces coûts sont corrigés pour les ramener à une base de détention à 100 %. Pour les mêmes raisons, les coûts facturés aux autres sociétés (rubrique n de la liste des coûts fixes dans la section 5 de l'annexe à la loi) sont donc ramenés à 0 dans le calcul des coûts fixes. Ainsi, la marge nucléaire est bien calculée comme les revenus à 100 % moins les coûts à 100 % ;
- d) Afin de pouvoir appliquer les coefficients fixés dans la loi de réduction des coûts fixes en fonction des centrales définitivement mises à l'arrêt, les coûts fixes déterminés par la méthodologie doivent être compris comme des coûts s'appliquant pour les quatre centrales. C'est pourquoi, à partir de données historiques basées sur un nombre variable de centrales encore en activité pendant la période d'analyse (les trois années précédant la révision), ces coûts doivent être rehaussés des mêmes facteurs que les coefficients de réduction des coûts fixes. Dans son mail du 26 juillet 2019 Electrabel précise ce principe :

*« Au-delà, sur base de la loi, la méthodologie (portant sur la période 2020-2026) doit permettre de déterminer la nouvelle référence de coûts fixes et variables destinés à l'exploitation de 4 centrales nucléaires soit **une base à 100 %***

des 4 unités, en prenant notamment en compte les principes édictés à la section 5. Le but de la révision triennale des coûts fixes et variables est d'actualiser tous les trois ans les deux montants de coûts fixes et variables sur la base des derniers éléments connus, à savoir les trois dernières années précédant l'année de révision triennale. Il convient ici d'insister sur le fait que le résultat final de la méthodologie est un montant unique pour les coûts fixes (en remplacement des 624 M€ fixés pour la première période) et un montant unique pour les coûts variables (en remplacement des 8.5 €/MWh fixés pour la première période).

Les sections 1 et 2, qui font intégralement partie de la loi, font référence aux coefficients de réduction des coûts fixes à appliquer dans le cas d'un arrêt définitif d'une ou plusieurs de ces centrales. Les pourcentages sont d'application sur la totalité de la base de coûts de référence et non, en fonction des rubriques de coûts. La loi et ses annexes devant être lues de manière cohérente, il ne peut être question :

o de modifier les modalités de réduction des coûts en fonction du nombre d'unité (passage du total pour 4 unités vers le nombre d'unités qui ne sont pas arrêtées définitivement).

o de modifier les conditions de réduction de ces coûts (exclusivement pour les arrêts définitifs) »

Tel que mentionné dans l'exposé des motifs, **l'objectif visé par le législateur** dans cette actualisation des références de coûts est d'assurer que la marge (calculée selon les principes de la loi, et notamment l'application des facteurs de réduction des coûts fixes) reflète au mieux la profitabilité réelle du secteur nucléaire. »

5.3. RÉSUMÉ DE LA MÉTHODOLOGIE PROPOSÉE PAR ELECTRABEL

18. La proposition de méthodologie d'Electrabel figure en annexe de la présente décision.

19. Electrabel a fourni un tableau récapitulatif (ci-après : tableau 2) de sa proposition de méthodologie, où les paramètres suivants sont utilisés :

- l'année N désigne l'année de révision triennale des coûts, soit 2020, 2023 ou 2026 selon le cas ;
- les années N-3, N-2 et N-1 sont appelées conjointement les « années de référence » ;
- le facteur de détention ramène les coûts à une base de détention de 100 % (voir paragraphe 17 c) ;
- le facteur de réduction des coûts fixes est utilisé pour calculer le coût de 4 centrales (voir paragraphe 17 d) ;
- la notion de « dernier cœur » est introduite pour les coûts de combustible. Le cœur d'un réacteur (barres de combustible) est, en fonction de ses paramètres techniques, rechargé tous les 12 mois (Doel 3) ou tous les 18 mois (Tihange 2, Tihange 3 et Doel 4). Lorsque les barres de combustible sont rechargées, seule une partie du combustible est remplacée. Cette modification progressive des éléments combustibles, combinée à un réarrangement des éléments du cœur, garantit une « réaction » homogène et une puissance nominale constante de l'unité nucléaire. Lorsqu'une centrale est désactivée, une partie des barres de combustible ne peut donc pas être utilisée au maximum, car elles ne peuvent être utilisées pendant trois ou quatre périodes complètes. En tenant compte des caractéristiques techniques du combustible et des révisions théoriques (chargement du

nouveau combustible), Electrabel a calculé un facteur de brutage à appliquer au coût (historique) du combustible.

Tableau 2 : résumé de la méthodologie proposée par Electrabel

Description	Proposition d'Electrabel initiale
1. CV – Coûts Variables	
a) Combustible	
i) Amont du cycle	Moyenne sur N-1, N et N+1 du coût N-1 inflaté, pondérée par la capacité installée et tenant compte de l'extrapolation pour « dernier cœur » (*)
ii) Fabrication	Moyenne sur N-1, N et N+1 du coût N-1 inflaté, pondérée par la capacité installée et tenant compte de l'extrapolation pour « dernier cœur »
iii) Aval du cycle	Moyenne sur N-1, N et N+1 du coût N-1 inflaté, pondérée par la capacité installée
b) Tarifs d'injection	Moyenne sur N-1, N et N+1 du coût N-1 inflaté, pondérée par la capacité installée
2. CF – Coûts fixes	
a) Achat d'énergie	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de détention et du facteur de réduction des coûts fixes
b) O&M	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
c) Révisions	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
d) Grands travaux	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
e) Services supports	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
f) Assurances	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes. Sont exclues les indemnités reçues et relatives à des coûts non pris en compte dans les révisions triennales
g) Coûts fixes de réseau	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
h) Niras/Ondraf	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
i) Personnel	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
j) Amortissements	Derniers amortissements connus extrapolés à la période suivante au travers d'investissements de maintenance représentatifs sur la période, ajustés du facteur de détention et du facteur de réduction des coûts fixes
k) Provisions	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de détention et du facteur de réduction des coûts fixes. Sont exclues les reprises de provisions correspondant à des dotations non prises en compte dans les révisions triennales des coûts
l) Taxes et contributions	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
m) Frais généraux	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
n) Facturation aux partenaires	0 (nul)

(*) Cet élément du tableau a été adapté par Electrabel dans son mail du 26 juillet 2019. La CREG a repris ce changement dans le chapitre 6.2.1.

20. Pour chaque catégorie de coûts, Electrabel mentionne les éléments suivants dans sa proposition de méthodologie :

- la description de la base comptable ou des éléments SAP afin que les données historiques de la rubrique puissent être déterminées ;
- le facteur de correction qui tient compte de la quote-part de l'exploitant nucléaire (voir paragraphe 17 c) et de l'arrêt définitif d'une ou plusieurs centrales (voir paragraphe 17 d)) ;
- le coût de base utilisé pour déterminer le coût pour les trois années suivantes ;
- l'extrapolation du coût de base pour la période suivante.

6. EXAMEN DE LA METHODOLOGIE PROPOSEE PAR ELECTRABEL

6.1. GÉNÉRALITÉS

6.1.1. Exhaustivité des rubriques

21. La section 5 « Révision triennale des coûts fixes et variables pour chacune des années 2020 à 2026 » de l'annexe à la loi prévoit une subdivision en deux rubriques de coûts variables et en quatorze rubriques de coûts fixes.

22. La CREG relève qu'Electrabel a décrit toutes les rubriques de la section 5 dans sa proposition de méthodologie.

6.1.2. Utilisation d'un facteur de correction de 100 % de quote-part (facteur de détention)

23. Comme mentionné au paragraphe 17 c), il est proposé d'utiliser un facteur de correction afin d'établir une base de coûts de 100 % pour les 4 centrales, pour ces coûts qui, au niveau comptable, ne sont comptabilisés qu'au prorata de la quote-part dans les centrales. La rubrique n) des coûts fixes peut de cette manière être fixée à 0 (zéro).

24. La CREG adhère à cette méthodologie, qui a également été utilisée par le passé dans des études de la CREG et qui évite une double comptabilisation des coûts.

6.1.3. Paramètres d'indexation

25. Dans la section 1 et 2 de l'annexe à la loi, il est indiqué que le montant révisé des coûts fixes est indexé annuellement, sur la base de l'indice de janvier de chacune des années (n-1) 2020 à 2025, à l'évolution de l'indice des prix à la consommation.

26. La CREG constate qu'Electrabel a non seulement prévu une indexation pour les coûts fixes mais également pour les coûts variables. Si la CREG peut rejoindre la volonté d'Electrabel de voir les coûts fixes indexés annuellement tel que cela est notamment fait dans le cadre des sections 1 et 2 de l'annexe de la loi du 11 avril 2003 telle que modifiée par la loi du 25 décembre 2016, il n'y a ni raison

(voir chapitres 6.2.1 et 6.2.2) ni base légale directe ou indirecte (ni dans la loi ni dans les sections en annexe) pour indexer les coûts variables.

27. La CREG accepte donc la proposition visant à indexer les coûts fixes et rejette l'indexation proposée des coûts variables.

6.1.4. Utilisation d'un facteur de réduction des coûts fixes

28. La CREG constate qu'Electrabel mentionne dans sa proposition des facteurs de réduction pour les coûts fixes. Ces facteurs de réduction pour les coûts fixes sont mentionnés dans les sections 1 et 2 de l'annexe à la loi. La CREG a indiqué, au chapitre III. 2 de son avis sur le projet de loi n° 54-2070/001¹⁰, qu'il était nécessaire de préciser certaines notions du projet de loi et des annexes. La CREG constate que cela n'a pas été fait dans la version de la loi adoptée par le législateur.

29. Selon Electrabel, la méthodologie vise :

« à préciser les modalités de détermination des coûts fixes et des coûts variables et plus précisément de mettre à jour les montants respectivement de 624 M€ et 8.5 €/MWh fixés pour la première période, recouvrant les 4 réacteurs à 100% et en s'appuyant sur les différentes lignes directrices prévues dans la loi (notamment sur la section 5 de l'annexe qui précise quels éléments de coûts sont pris en compte pour établir le nouveau montant total de référence).

Afin de rencontrer la volonté du législateur de reproduire une marge aussi proche que possible de la rentabilité réelle du secteur, il est nécessaire que les coefficients rehausseurs utilisés dans les calculs intermédiaires de la méthodologie soient égaux aux facteurs de réduction de coûts utilisés dans le calcul annuel de la marge tel que décrit à la section 2. »

« [...] CF(n-1) = les coûts fixes destinés à l'exploitation des centrales nucléaires Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3, à savoir 624 millions d'euros et, à partir des années (n-1) 2019, 2022 et 2025, le montant révisé établi conformément à la révision triennale des coûts prévue dans la loi, étant entendu que le montant triennal est adapté annuellement, sur la base de l'indice de janvier de chacune des années (n-1) 2020 à 2025, à l'évolution de l'indice des prix à la consommation en référence à l'indice de janvier de chacune des années (n-1) 2020-2025, à l'évolution de l'indice des prix à la consommation, en référence à l'indice de base de janvier de l'année précédant celle de la révision conformément à la révision triennale des coûts. Le montant de référence de 624 millions d'euros correspond à une disponibilité des 4 centrales nucléaires Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3. Dans le cas d'un arrêt définitif d'une ou plusieurs de ces centrales, ce montant est réduit à un montant, en base 2016, correspondant, pour 3 unités disponibles à 80 % du montant de référence, pour deux unités disponibles à 60 % du montant de référence et pour 1 unité disponible à 40 % du montant de référence. En cas d'arrêt définitif en cours d'année, la réduction se fera prorata temporis. Ces montants seront également indexés de la même manière que le montant pour 4 unités disponibles. [...]»

Dans son mail du 26 juillet 2019 Electrabel confirme également que :

« les facteurs de réduction des coûts sont imposés par la loi, ils sont par essence forfaitaires et s'appliquent sur la globalité des coûts fixes. Ils ne font pas l'objet de la méthodologie en préparation.

¹⁰ Avis (A)161128-CDC-1589 sur le projet de loi n° 54-2070/001 portant modifications de la loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales et de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : l'avis sur le projet de loi)

Pour la méthodologie, lorsqu'un « gross-up » est nécessaire pour le rebasage à 4 unités à 100%, utiliser les mêmes pourcentages permet d'annuler leurs effets et de revenir au coût correspondant.

Exemple simplifié :

Méthodologie : Coût fixe revu pour 4 unités = Coût base passé 3 unités / 80%

Application coût (section 1 et 2) : Coût fixe à utiliser pour 3 unités = Coût fixe revu pour 4 unités * 80%

Coût fixe à utiliser pour 3 unités = Coût base passé pour 3 unités

Tel qu'indiqué dans ce même article, ces facteurs de réduction s'appliquent en cas d'arrêt définitif d'une ou plusieurs centrales, quelle qu'en soit leur origine, et ne vise pas les arrêts temporaires qui, [...] n'ont que peu d'impact sur la base de coûts, [...]. »

30. La CREG estime que les facteurs de réduction des coûts, tels que décrits dans la loi, doivent uniquement être utilisés en cas d'arrêt tel que défini à l'article 14, § 8, alinéa 19, de la loi du 11 avril 2003 et pas en cas de désactivation, au sens de l'article 4, § 1^{er}, de la loi du 31 janvier 2003. Comme relevé ci-avant, pour définir le montant révisé des coûts pour la prochaine période triennale, la CREG tient compte des principes mentionnés à la section 5 de l'annexe à la loi, et en particulier :

- de la réalité des coûts dans la période ;
- du fait que les coûts pris en compte sont destinés aux centrales visées ;
- du fait que les coûts excluent ceux des centrales ayant définitivement cessé de produire de l'électricité ;
- de la pertinence de la clé de répartition des coûts (ex. entre entités) ;
- du fait que les éléments récurrents sont inclus. Pour les éléments de coûts non récurrents, les coûts représentatifs pour la période suivante seront déterminés.

Afin d'établir sa méthodologie, la CREG est donc également tenue par ces principes.

31. Selon la CREG, l'application des pourcentages de réduction des coûts forfaitaires porte sur les adaptations du montant de référence en cas d'arrêt des centrales pendant la période triennale.

32. La CREG expose ci-après les motifs pour lesquels elle n'accepte pas l'application du facteur de réduction proposé par Electrabel pour certains coûts.

Electrabel a ajouté une feuille de calcul à sa proposition, dans laquelle la méthodologie proposée est appliquée (sur la base des données chiffrées de 2017 où, pour les années suivantes, une indexation est calculée sur la base de l'inflation estimée). La CREG établit une analyse pour deux rubriques des coûts fixes, sur lesquelles le facteur de réduction des coûts est appliqué, à savoir les coûts O&M (exploitation et entretien) et les coûts des assurances. Etant donné que les données chiffrées sont confidentielles, un calcul est réalisé ci-après, où les coûts sont réduits à 100 afin de montrer l'évolution des coûts pour les 4 centrales.

Tableau 3: aperçu de l'évolution de deux rubriques de coûts avec facteur de réduction des coûts comme proposé par Electrabel

Période	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
(n)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
(n-1)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
b) Recurrent O&M	100,00	101,71	103,84	105,82	107,51	104,13	69,01	68,45	42,53
f) Assurances	100,00	101,71	103,84	105,82	107,51	104,13	69,01	68,45	42,53

Afin de préciser l'effet du facteur de réduction des coûts, l'inflation estimée est fixée à 0 % dans le tableau suivant (indexation nulle).

Tableau 4: aperçu de l'évolution de deux rubriques de coûts avec facteur de réduction des coûts, dans le cas d'une inflation estimée à 0 %

Période	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
(n)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
(n-1)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
b) Recurrent O&M	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	94,96	61,70	60,00	36,55
f) Assurances	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	94,96	61,70	60,00	36,55

33. La CREG répartit les coûts fixes en deux types :

- 1) les coûts fixes pour lesquels un facteur de réduction des coûts pourrait être appliqué vu que les coûts ne diminueront pas nécessairement au prorata de la désactivation en raison du caractère volatil du coût ou parce que ces coûts entraînent des économies d'échelle ; et
- 2) les coûts fixes pour lesquels aucun facteur de réduction des coûts ne peut être appliqué dès lors qu'ils sont identifiables et propres à une centrale déterminée, et qui évolueront au prorata de la désactivation. Ce sont des coûts fixes qui sont dédiés spécifiquement à une centrale et qui ne sont plus générés après la désactivation de la centrale ou des coûts fixes qui continuent d'être générés après la désactivation de la centrale et qui sont pris en charge par la provision de démantèlement. Ces coûts sont tous deux dénommés « coûts fixes de type 2 ». Cette catégorie de coûts est écartée.

A titre d'exemple, la CREG considère les coûts O&M comme des coûts de type 1 et les coûts d'assurance comme des coûts de type 2.

S'agissant des coûts de type 1, la CREG accepte qu'un facteur de réduction des coûts soit utilisé pour déterminer les coûts lorsqu'une centrale est désactivée et que la réduction des coûts ne diminue pas nécessairement *pro rata temporis*. Dans les sections 1 et 2 de l'annexe à la loi, des facteurs de réduction des coûts sont prévus en cas d'arrêt, comme défini au paragraphe 17 c) du présent projet de décision, pendant la période triennale. Electrabel suggère dans sa proposition d'y avoir recours également dans le cas présent. La CREG constate que la section 5 de l'annexe ne prévoit l'application d'un tel facteur de réduction. Toutefois, au regard des coûts considérés, la CREG est d'avis qu'il y a lieu d'instaurer une forme de facteur de réduction de coûts permettant d'intégrer le caractère non sécable et globalisé de certains pans de l'activité. A la suite de la rencontre du 18 juillet 2019, Electrabel a exposé que le facteur de réduction de coûts proposé est fondé sur la meilleure estimation à l'époque. Ceci n'est pas motivé, ni dans l'exposé des motifs à la loi, ni dans le mail d'Electrabel du 26 juillet 2019. Il ressort de ces éléments que la CREG peut accepter 1) le principe du recours à un facteur de réduction sur ce type de coûts uniquement en raison de la globalité économique qu'ils représentent et 2) que le facteur de réduction de coûts soit identique à celui repris sous les sections 1 et 2 au motif que la CREG ne dispose pas de meilleures estimations pour imposer un autre facteur de réduction.

S'agissant des coûts de type 2, par exemple les assurances, l'effet dans le cas où les coûts diminuent au prorata de la désactivation est calculé au tableau 5. Pour rappel, la logique sous-jacente est d'écarter tout coût d'une centrale ayant définitivement cessé ces activités. La CREG fait dans ce cadre le calcul suivant : dans les détails fournis par Electrabel pour l'année 2017, les coûts des assurances sont répartis entre les 4 centrales (et ce sur la base des factures émises par les compagnies d'assurance pour les sites de Doel et Tihange). Pour les années suivantes, l'indexation est appliquée par analogie avec le tableau 3. Lors de la désactivation de la centrale, plus aucun coût n'est ensuite pris en

considération, vu que la centrale n'est plus en exploitation et que les coûts sont à la charge de la provision pour démantèlement. Les coûts d'assurance évoluent donc comme suit :

Tableau 5: coûts d'assurance sur la base d'un calcul au prorata de la désactivation des centrales

Période	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
(n)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
(n-1)									
Doel 3 (1/10/22)	22,97	23,36	23,85	24,31	24,69	18,89	0,00	0,00	0,00
Doel 4 (1/7/25)	27,71	28,18	28,77	29,32	29,79	30,38	30,99	31,61	16,12
Tihange 2 (1/2/23)	22,32	22,70	23,17	23,61	23,99	24,47	2,08	0,00	0,00
Tihange 3 (1/9/25)	27,01	27,47	28,05	28,58	29,04	29,62	30,21	30,81	10,48
Coût d'assurances	100,00	101,71	103,84	105,82	107,51	103,36	63,28	62,42	26,60

Il ressort du tableau 5 que les coûts calculés sur la base du prorata sont inférieurs à ceux figurant dans la proposition de méthodologie d'Electrabel (tableau 3).

34. La CREG estime que la méthode du pro rata rencontre et respecte les principes suivants de la section 5 « Révision triennale des coûts fixes et variables pour chacune des années 2020 à 2026 » :

« [...] »

Réalité des coûts dans la période

Les coûts pris en compte sont destinés aux centrales visées

Les coûts excluent ceux des centrales ayant définitivement cessé de produire de l'électricité

[...]

Pour la détermination des éléments de coûts, il sera tenu compte des arrêts définitifs d'une ou plusieurs unités et de leur impact sur les coûts. [...] ».

Le tableau 6 ci-dessous reprend un aperçu des coûts fixes pour lesquels Electrabel propose le facteur de réduction des coûts. Dans la troisième colonne de ce tableau, il est précisé si la CREG considère ce coût comme un coût de type 1 ou de type 2.

Tableau 6 : aperçu des coûts fixes et indication par type CREG

Description	Proposition d'Electrabel	type CREG
a) Achat d'énergie	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de détention et du facteur de réduction des coûts fixes	Type 2
b) O&M	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes	Type 1
c) Révisions	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes	Type 2
d) Grands travaux	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes	Type 1
e) Services supports	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes	Type 1
f) Assurances	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes. Sont exclues les indemnités reçues et relatives à des coûts non pris en compte dans les révisions triennales	Type 2
g) Coûts fixes de réseau	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes	Type 2
h) Niras/Ondraf	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes	Type 2 (partie)
i) Personnel	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes	Type 1
k) Provisions	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de détention et du facteur de réduction des coûts fixes. Sont exclues les reprises de provisions correspondant à des dotations non prises en compte dans les révisions triennales des coûts	Type 2
l) Taxes et contributions	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes	Type 2 (partie)
m) Frais généraux	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes	Type 2

Il résulte de ce qui précède que la CREG rejette la proposition de méthodologie d'Electrabel pour tous les coûts de type 2. En effet, ces coûts ne correspondent pas à la réalité parce qu'ils ne sont plus générés et que, compte tenu de l'utilisation du facteur de réduction proposé par Electrabel sur ces mêmes coûts, les coûts qui relèvent spécifiquement d'une centrale désactivée seraient quand même utilisés pour la détermination du coût triennal. Or, à la section 5 de l'annexe à la loi, il est expressément prévu que les exploitants nucléaires doivent démontrer que les coûts correspondent à la réalité des coûts dans la période, sont destinés aux centrales visées et ne comptent pas de coûts de centrales ayant définitivement cessé de produire de l'électricité.

La CREG estime en revanche que la subdivision des coûts selon leur type (coûts de type 1 / coûts de type 2) rencontre davantage les principes de la section 5 de l'annexe.

Durant la réunion du 18 juillet 2019, la CREG a partagé son point de vue et son intention de d'établir différents types de coûts fixes. Electrabel a confirmé dans son mail du 26 juillet 2019 que :

« les facteurs repris dans la loi doivent être vus comme des facteurs moyens s'appliquant sur l'ensemble des coûts. Ceci se lit également au travers du même paragraphe de la section 2, repris ci-dessus, qui précise bien partir d'un montant de référence correspondant à l'exploitation de 4 unités nucléaires, coût de référence sur lequel ces facteurs s'appliquent. Afin de reconstruire ce coût de référence base 4 unités, et donc de neutraliser l'impact d'arrêts définitifs, la méthodologie proposée par Electrabel adapte chaque élément de coût individuel par division par le coefficient de réduction de coût fixé par la loi. En effet, cette modalité de calcul permet de garantir que le résultat final après application des facteurs de réduction de coûts définis dans la loi, reste la plus représentative possible des coûts impactant la profitabilité globale du secteur nucléaire. Il ne saurait dès lors être question de déterminer des coefficients différents pour chaque rubrique puisque l'objectif de la loi est de déterminer un total de coûts fixes futurs et non, des coûts pour chaque rubrique. C'est également l'approche proposée pour les amortissements. En effet, nous partons bien pour le coût de référence des amortissements de l'année n-1, donnée à votre disposition au travers des rapports qui vous sont transmis, que nous extrapolons pour tenir compte des investissements futurs à réaliser, établis conformément à la loi sur base du passé et de données qui vous auront été rapportées, amortis sur les périodes résiduelles compte tenu des dates de fermeture des unités définies dans la loi.

Nous tenons ensuite compte de la réduction progressive des unités en corrigeant la base d'amortissements des mêmes facteurs de réduction que précités et repris dans la loi.

Le facteur de réduction des coûts est donc bien utilisé uniformément sur l'ensemble des coûts fixes afin de ramener ceux-ci sur une base 100. »

35. Si les principes régissant l'application du facteur de réduction des coûts valent également pour les centrales désactivées, la CREG se demande aussi pourquoi elle doit définir une méthodologie. Le législateur aurait alors déjà défini tous les principes de la méthodologie et il n'y aurait pas de raison qu'il confie cette tâche supplémentaire à la CREG.

6.2. COÛTS VARIABLES

36. La section 5 « Révision triennale des coûts fixes et variables pour chacune des années 2020 à 2026 » de l'annexe à la loi prévoit une subdivision en deux rubriques de coûts variables : les charges liées au combustible nucléaire et les tarifs d'injection variables acquittés auprès du gestionnaire du réseau de transport.

6.2.1. Charges liées au combustible nucléaire

37. En Belgique, la gestion du cycle de combustible nucléaire est confiée à Synatom¹¹, une filiale d'Electrabel. Synatom assure l'approvisionnement des centrales nucléaires belges et est le propriétaire des éléments de combustible. Le cycle de combustible nucléaire est scindé en cycle supérieur (amont) et cycle inférieur (aval).

38. Synatom met les éléments de combustible à la disposition de l'exploitant des centrales nucléaires et facture pour cela une rétribution sur la base des matières fissiles utilisées. Cette rétribution comporte également une partie destinée aux coûts futurs et aux provisions pour la gestion des matières fissiles irradiées.

39. Les coûts de combustible sont subdivisés en trois phases :

- amont (cycle supérieur) ;
- fabrication ;
- aval (cycle inférieur).

La partie amont et aval est facturée par Synatom à Electrabel au moyen de factures mensuelles qui sont régularisées à l'issue du cycle de combustible. Les coûts de fabrication pour l'enrichissement du combustible sont ajoutés aux coûts de combustible en tant que coût séparé.

40. Dans sa proposition de méthodologie pour la détermination des coûts variables pour le combustible nucléaire, Electrabel répartit le coût en trois phases.

6.2.1.1. Amont

41. Electrabel propose de déterminer le coût en amont comme suit :

- la base de coûts de l'année écoulée (N-1) ;
- une correction pour tenir compte du « dernier cœur ».

Ensuite, Electrabel effectue deux extrapolations :

- une correction pour tenir compte de la capacité disponible des centrales ;
- une adaptation à l'indice des prix à la consommation.

42. La CREG a informé Electrabel qu'elle n'accepterait pas la proposition d'Electrabel vu que ce calcul mènerait à une sous- ou surestimation des coûts et un double comptage.

La CREG a aussi mentionné que la prise en compte d'une seule année dans la base d'extrapolation peut conduire à une sous- ou surestimation du coût futur si des régularisations de fin de cycle ont lieu cette année et que leur montant est proratisé à la production de l'année en question.

43. Par courriel du 26 juillet 2019, Electrabel a proposé :

« de spécifier que le facteur d'augmentation « dernier cœur » ne s'applique qu'aux seuls coûts de combustibles (hors frais financiers et coûts support de Synatom). Une adaptation du « modèle de calcul de révision triennale » devra être faite afin de séparer ces types de coûts. Le coût de l'année N-1 pris comme point de référence étant ramené sur un équivalent

¹¹ <http://synatom.be/fr/>

« facteur d'augmentation dernier cœur » de 100 %, ceci élimine de facto le risque de double comptage. »

De plus, Electrabel propose

« d'appliquer le facteur de correction sur la base de la réalité du planning des révisions passées (normalisation à 100% de l'année N-1) et du dernier planning REMIT connu au 30/06 des années de révision triennale (soit 30/06/2020, 30/06/2023 et 30/06/2026) et non, sur base du planning théorique tel qu'il est repris actuellement dans notre proposition. Ceci assurera que les coûts de la révision triennale pour le futur seront bien en ligne avec les dernières estimations de facturations futures.

A cette fin, il sera nécessaire (i) d'associer à chaque période entre deux révisions REMIT un numéro de cycle avant mise à l'arrêt définitif et (ii) partant de ces numéros de cycles, de recalculer dynamiquement dans le « modèle de révision triennale des coûts » un coefficient GUI,n sur chaque année calendrier (moyenne prorata temporis des coefficients de cycles définis dans la méthodologie). Les coefficients relatifs à chaque cycle restent, eux, inchangés par rapport à la méthodologie proposée. »

Dans son mail du 26 juillet 2019, Electrabel a proposé que :

« le coût amont de l'année N-1 soit retraduit en €/MWh selon deux composantes :

- le coût hors régularisations de fin de cycle, proratisé sur la production de l'année N-1 ;
- les coûts de régularisations de fin de cycle, proratisés sur la production du cycle entier ;
- les deux composantes sont ensuite additionnées pour former la base d'extrapolation. »

44. S'agissant du calcul des coûts résultant du principe du « dernier cœur », la CREG formule l'observation suivante. La décision de la désactivation est régie par la loi du 31 janvier 2003. Le fait que ces coûts ne soient pris en charge que dans la dernière période précédant la fermeture des centrales entraîne des coûts plus élevés et par conséquent, une contribution de répartition plus faible.

45. Electrabel prévoit dans sa proposition de méthodologie telle que modifiée par son courriel du 26 juillet 2019 une indexation est prévue sur la base de l'indice des prix à la consommation. La CREG n'accepte pas cette indexation sur la base de l'indice des prix à la consommation, vu qu'aucune indexation n'est prévue directement ou indirectement par la loi pour les coûts variables (cf. *supra*).

46. En dehors du principe d'indexation, la CREG n'apporte pas d'adaptation à la méthodologie d'Electrabel relative à l'amont et au dernier cœur telle que proposée dans son courriel du 26 juillet 2019.

6.2.1.2. Fabrication

47. Les coûts de fabrication sont calculés sur la base des coûts de fabrication de la dernière année N-1 et sont constitués en grande partie des coûts des factures d'Areva (pour la fabrication) et des coûts de portage, calculés par production estimée issue des assemblages. Ensuite, Electrabel propose d'appliquer les mêmes principes que pour le calcul de l'amont.

48. La CREG a formulé, pour la proposition d'Electrabel, les mêmes remarques que pour les coûts « amont ». La CREG apporte les mêmes adaptations à la proposition de méthodologie que celles mentionnées au paragraphe 46.

6.2.1.3. Aval

49. Electrabel propose de calculer le coût pour l'aval sur la base du coût historique pour l'année N-1 et de la production de l'année. Ensuite, ce coût est indexé sur la base de l'indice des prix à la consommation par capacité installée de la centrale.

50. La CREG n'accepte pas la proposition d'Electrabel de se baser les factures de l'année N. Ces factures peuvent être influencées par une régularisation qui influence le coût par MWh. La CREG considère, soit qu'un coût historique soit utilisé sur la base du cycle du combustible précédent, ou soit qu'un coût soit calculé sur la base des prix des futurs contrats de leasing avec Synatom.

51. Aussi, la CREG n'accepte pas l'indexation sur la base de l'indice des prix à la consommation dans ce cadre, dès lors qu'aucune indexation des coûts variables n'est prévue directement ou indirectement dans la loi.

6.2.2. Tarifs d'injection variables

52. Dans sa proposition de méthodologie de détermination des tarifs d'injection variables, Electrabel se fonde sur :

- la base de coûts de l'année écoulée (N-1) ;
- une adaptation à l'indice des prix à la consommation.

53. La CREG n'accepte pas la proposition d'Electrabel de tenir compte du coût de l'année N-1 et d'appliquer un paramètre d'indexation. Les tarifs d'injection variables concernent les tarifs qui sont payés au gestionnaire de réseau de transport d'électricité. Ces tarifs sont fixés pour une période tarifaire de quatre ans¹² et ne sont pas soumis à une indexation. Pour déterminer le coût variable applicable aux tarifs d'injection, Electrabel est tenue de respecter le principe de la section 5 de l'annexe qui stipule l'obligation de tenir compte de « *la réalité des coûts dans la période* ». C'est pourquoi la CREG ne peut rejoindre la proposition formulée par Electrabel.

54. La CREG est d'avis d'appliquer le principe suivant pour les tarifs d'injection variables, à savoir « les tarifs d'injection variables tels que fixés ou proposés¹³ pour la période tarifaire durant laquelle la révision triennale est calculée ». Vu que le coût d'injection est déterminé par MWh pour l'ensemble de la période, aucune autre correction (telle que l'indexation) n'est acceptable.

55. La CREG a présenté ce point de vue lors de la réunion du 18 juillet 2019. Electrabel a maintenu sa proposition de méthodologie dans son courriel du 26 juillet 2019 au motif que :

« L'ensemble de la méthodologie proposée par Electrabel utilise, conformément à la loi, comme point de départ les coûts du passé afin d'estimer la base de coûts futurs.

Il est en effet précisé en sections 1 et 2 de l'annexe à la loi, à propos des révisions triennales des coûts fixes : « Ces trois adaptations [les trois révisions triennales] sont respectivement basées sur les coûts réalisés des années 2017-2018-2019, 2020-2021-2022 et 2023-2024-2025 ».

Cette base est ensuite extrapolée pour tenir compte de l'évolution future prévisible de cette base de coûts (à titre d'exemple, c'est ce que nous appliquons pour les amortissements et le

¹² La période tarifaire suivante court de 2020 à 2023.

¹³ Dans ce cadre, la CREG renvoie par exemple au document de consultation d'ELIA, dans lequel il est défini, sur la base d'une étude de benchmarking, que le tarif d'injection s'élèvera au maximum à 0,6169 €/MWh. Le tarif d'injection actuel s'élève à 0,9699 €/MWh.

dernier cœur). Cette extrapolation se base cependant toujours, comme le demande la loi, sur des chiffres observables et connus de la CREG au travers des rapports qui lui sont transmis au cours des trois dernières années passées.

Nous comprenons que la CREG souhaiterait que l'extrapolation d'évolution future des coûts intègre des éléments d'information susceptibles d'impacter les coûts postérieurement à la fin de la période de 3 ans précédente. La CREG cite en particulier l'intégration de tarifs d'injection soumis à consultation par ELIA depuis le 13 février 2019 et éventuellement applicables à compter de 2020. D'autres éléments d'évolution susceptibles d'être connus avant la fin de l'année 2019 sans impact sur les bases de coûts des années 2017-2018 et 2019 devraient dès lors également être cités telles que par exemple, des modifications de taxes, de régime d'assurances ou autres coûts imposés par des autorités externes pouvant influencer substantiellement les coûts futurs. Nous n'avons cependant pas proposé leur prise en compte dans le calcul de la base de coût ajustée ce qui nous paraît conforme à la loi, cette dernière ne faisant référence qu'aux coûts du passé. »

56. La CREG n'accepte toutefois pas l'argumentation d'Electrabel pour les raisons visées au paragraphe 54 de ce projet de décision. La CREG confirme par ailleurs sa proposition visant à tenir compte de la manière suivante des tarifs d'injection variables, « les tarifs d'injection variables tels que fixés ou proposés pour la période tarifaire durant laquelle la révision triennale est calculée ».

6.3. COÛTS FIXES

6.3.1. Achat d'énergie

57. Electrabel propose d'utiliser comme base le calcul interne du coût de prélèvement d'énergie pendant les périodes d'indisponibilité des équipements auxiliaires des différentes centrales. Ce calcul est réalisé pour chacune des années N-3, N-2 et N-1 ; le coût est calculé au moyen des prix BELPEX DAM majorés de 0,07 €/MWh (coûts de transaction) et il est tenu compte de la quote-part d'Electrabel dans les centrales. Ce calcul interne est ensuite corrigé au moyen du facteur de correction de 100 % de quote-part et du facteur de réduction des coûts et le coût moyen est indexé. Le résultat du calcul est extrapolé sur la base du pourcentage des centrales actives.

58. Dans l'exemple chiffré du modèle de rapport, Electrabel tient compte des données historiques (déterminées sur la base des volumes prélevés et des prix) de N-3, N-2 et N-1. En utilisant ces données historiques (qui en 2018 par exemple ont été influencées par des arrêts prolongés des centrales G2), cette proposition ne répond pas aux principes spécifiques de la section 5 « Révision triennale des coûts fixes et variables pour chacune des années 2020 à 2026 » de l'annexe à la loi, qui prévoit ce qui suit :

« ...

Réalité des coûts dans la période

Les coûts pris en compte sont destinés aux centrales visées

... »

La CREG considère l'achat d'énergie comme un coût de type 2 (conformément à la répartition réalisée *supra*) et ne peut accepter un facteur de réduction des coûts calculé lors de la désactivation d'une centrale. La CREG estime qu'il convient de tenir compte, lors du calcul de ces coûts, de la réalité des coûts correspondant au pourcentage le plus bas de a) une disponibilité de 87 % fixée lors du calcul des revenus comme décrit à la section 1 et b) la disponibilité calculée sur la base des données mentionnées sur la plate-forme de transparence d'Engie. S'agissant des prix, il convient de tenir compte d'un prix BELPEX DAM historique moyen (sur les années N-3, N-2 et N-1) majoré des coûts de transaction. En

cas de désactivation d'une centrale, les coûts d'achat d'énergie pour les équipements auxiliaires sont à charge de la provision pour démantèlement.

59. Pour ce coût, il est tenu compte de la quote-part d'Electrabel dans les centrales : la CREG accepte l'application du facteur de correction « quote-part de 100 % ».

6.3.2. O & M (opération et maintenance)

60. Electrabel propose d'utiliser comme base les données de la comptabilité (analytique), à savoir l'extrait SAP des coûts directs O&M (hors coûts du personnel) ainsi que les coûts O&M des services centralisés. La clé de répartition suivante est utilisée pour les services centralisés : le nombre de centrales G2 (= 4 centrales) par rapport au total des 6 centrales¹⁴. Les coûts sont corrigés par le facteur de réduction des coûts, après quoi le coût moyen est indexé. Le résultat de ce calcul est extrapolé sur la base du pourcentage des centrales actives.

61. La CREG considère les coûts O&M comme des coûts de type 1 et accepte le facteur de réduction des coûts proposé par Electrabel. La CREG n'apporte pas d'adaptations à la méthodologie d'Electrabel.

6.3.3. Révisions

62. Electrabel propose d'utiliser comme base les données de la comptabilité (analytique), à savoir l'extrait SAP des coûts des révisions 12 et 18 mois pour le rechargement du combustible (hors coûts du personnel). Les coûts sont alors corrigés par le facteur de réduction des coûts, puis le coût moyen est indexé. Le résultat de ce calcul est extrapolé sur la base du nombre de centrales actives.

63. La CREG n'accepte pas cette proposition.

La CREG est d'avis qu'il convient d'abord d'établir une distinction entre les différents types de centrales. Ainsi, Doel 3 a un cycle de 12 mois, tandis que les autres centrales ont un cycle de 18 mois.

Doel 3 est la première centrale à être arrêtée, si bien que le coût de révision de Doel 3 (qui est en plus révisée tous les 12 mois) ne peut pas être utilisé pour déterminer les coûts de révision des autres centrales.

Sur la base du planning de désactivation, il est également possible que plus aucune révision ne soit nécessaire durant certaines périodes triennales car la centrale ne doit plus être rechargée. La proposition d'Electrabel ne correspond donc pas aux principes de la section 5 de l'annexe à la loi :

« ...

Réalité des coûts dans la période

Les coûts pris en compte sont destinés aux centrales visées

... »

¹⁴ Les centrales de Doel 1 et Doel 2 sont considérées comme une seule centrale. En cas de désactivation pendant une année, le nombre de centrales G2 et le nombre total de centrales est réduit *pro rata temporis*.

64. La CREG estime que la proposition de méthodologie doit être adaptée comme suit :

« Sur la base des données comptables, le coût historique d'une révision est fixé par centrale et le coût indexé est calculé le cas échéant. Le coût pour la période triennale suivante est calculé au moyen du calendrier des rechargements de la centrale. »

6.3.4. Grands travaux

65. Electrabel propose d'utiliser comme base les données de la comptabilité (analytique), à savoir l'extrait SAP des coûts des grands travaux (hors coûts du personnel). Les coûts sont alors corrigés par le facteur de réduction des coûts, puis le coût moyen est indexé. Le résultat de ce calcul est extrapolé sur la base du pourcentage des centrales actives.

66. La CREG considère les coûts des grands travaux comme des coûts de type 1 et accepte le facteur de réduction des coûts proposé par Electrabel. La CREG n'apporte pas d'adaptations à la méthodologie d'Electrabel.

6.3.5. Services supports

67. Electrabel propose d'utiliser comme base les données de la comptabilité (analytique), à savoir l'extrait SAP des coûts des services auxiliaires (hors coûts du personnel). Les coûts sont corrigés par le facteur de réduction des coûts, après quoi le coût moyen est indexé. Le résultat de ce calcul est extrapolé sur la base du pourcentage des centrales actives.

68. La CREG considère les coûts des services auxiliaires comme des coûts de type 1 et accepte le facteur de réduction des coûts proposé par Electrabel. La CREG n'apporte pas d'adaptations à la méthodologie d'Electrabel.

6.3.6. Assurances

69. Electrabel propose d'utiliser comme base, les données de la comptabilité (analytique), à savoir l'extrait SAP des coûts des assurances et les revenus des assurances (indemnisations reçues pour des sinistres à compter de l'année 2017¹⁵). Les coûts sont alors corrigés par le facteur de réduction des coûts, puis le coût moyen est indexé. Le résultat de ce calcul est extrapolé sur la base du pourcentage des centrales actives.

70. La CREG n'accepte pas cette proposition : les coûts des assurances peuvent en effet être identifiés par centrale. Pour satisfaire aux principes spécifiques mentionnés dans la section 5 « Révision triennale des coûts fixes et variables pour chacune des années 2020 à 2026 » de l'annexe à la loi :

« ...

Réalité des coûts dans la période

Les coûts pris en compte sont destinés aux centrales visées

... »,

¹⁵Vu qu'il s'agit de la première année où ces coûts sont pris en compte pour la détermination des coûts fixes.

Il convient de tenir compte, pour la détermination de ces coûts, de la réalité des coûts des centrales actives. La CREG renvoie à l'exemple cité au paragraphe 33.

La CREG considère que la proposition de méthodologie relative aux coûts des assurances doit être adaptée comme suit :

« Les coûts sont déterminés par centrale sur la base des données historiques (pour les années N-3, N-2, N-1) auxquelles l'indexation s'applique. Les coûts sont fixés à chaque révision triennale au prorata de la durée d'activation de la centrale. »

6.3.7. Redevances fixes du gestionnaire de réseau de transport

71. Electrabel propose d'utiliser comme base, un calcul interne des redevances fixes pour le transport, fondé sur les factures reçues du gestionnaire de réseau de transport, ainsi qu'un calcul interne des revenus de services auxiliaires. Les coûts sont corrigés par le facteur de réduction des coûts, après quoi le coût moyen est indexé. Le résultat de ce calcul est extrapolé sur la base du pourcentage des centrales actives.

72. La CREG n'accepte pas ce calcul.

Tout d'abord, les tarifs de réseau de transport de la période tarifaire pour laquelle la révision est calculée doivent être utilisés. A cet effet, la CREG rappelle le nécessaire principe de réalité des coûts et renvoie également aux remarques faites au paragraphe 54.

Ensuite, la CREG considère les redevances fixes du gestionnaire de réseau de transport comme des coûts de type 2 qui peuvent donc être calculés par centrale au prorata de la durée d'activation des centrales. La CREG estime que la méthodologie relative aux redevances fixes du gestionnaire de réseau de transport doit être adaptée comme suit : « un calcul des redevances fixes pour le transport fondé sur les tarifs de la période tarifaire applicable, où il est tenu compte de l'activation des centrales durant cette période ».

Enfin, s'agissant des services auxiliaires, il convient de tenir compte d'une estimation réaliste de charges récurrentes du passé sur la base de la disponibilité des centrales.

6.3.8. ONDRAF

73. Electrabel propose d'utiliser comme base, la somme des factures de l'ONDRAF pour la période N-3, N-2 et N-1. Les coûts sont alors corrigés par le facteur de réduction des coûts, puis le coût moyen est indexé. Le résultat de ce calcul est extrapolé sur la base du pourcentage des centrales actives.

74. La CREG n'est pas d'accord avec ce calcul car une partie des coûts de l'ONDRAF dépend de la production de la centrale. Lorsqu'une centrale n'est plus active, ces coûts n'existent donc plus.

La CREG estime que le calcul des coûts de l'ONDRAF doit être adapté comme suit :

« Les coûts de l'ONDRAF sont répartis en une partie de coûts fixes (études) et une partie de coûts liés à la production. Pour la partie relative aux coûts fixes, la proposition de méthodologie d'Electrabel est retenue. Pour la partie de coûts liés à l'exploitation, un calcul doit être effectué sur la base du coût historique, basé sur les factures des années N-3, N-2 et N-1, qui est indexé et calculé au prorata de l'activation des centrales. »

6.3.9. Personnel

75. Electrabel propose d'utiliser comme base, les données de la comptabilité (analytique), à savoir l'extrait SAP des coûts du personnel directs des centrales G2 pendant leur phase d'exploitation et l'extrait des coûts du personnel indirects pour les services centraux. La clé de répartition suivante est utilisée pour les coûts du personnel indirects : le nombre de centrales G2 (= 4 centrales) par rapport au total des 6 centrales ¹⁶. Les coûts sont corrigés par le facteur de réduction des coûts, après quoi le coût moyen est indexé. Le résultat de ce calcul est extrapolé sur la base du pourcentage des centrales actives.

76. La CREG considère les coûts du personnel comme des coûts de type 1 et accepte le facteur de réduction des coûts proposé par Electrabel. La CREG n'apporte pas d'adaptations à la méthodologie d'Electrabel.

6.3.10. Amortissements

77. Sur la base de la feuille de calcul qu'Electrabel a jointe à la proposition de méthodologie, les amortissements constituent l'un des principaux éléments des coûts fixes. Cela s'explique comme suit: les immobilisations corporelles sont amorties sur la base de la date de fin de vie des centrales, conformément au calendrier légal (voir tableau 1). Les dépenses d'investissement des dernières années augmentent les amortissements de façon plus que proportionnelle car ils sont amortis sur la durée d'utilisation restante, ce qui signifie que les amortissements par centrale augmentent à mesure que la date de fin de la centrale approche. Le tableau suivant illustre cette situation :

Tableau 7: évolution des amortissements d'un investissement dans une centrale dont la durée de vie court jusqu'à 2025

année	montant d'investissement	amortissements de l'année					
		2020	2021	2022	2023	2024	2025
2020	1000	166,67	166,67	166,67	166,67	166,67	166,67
2021	1000		200,00	200,00	200,00	200,00	200,00
2022	1000			250,00	250,00	250,00	250,00
2023	1000				333,33	333,33	333,33
2024	1000					500,00	500,00

Il ressort du tableau que les amortissements pour un investissement en 2021 s'élèvent annuellement à 200, contre un montant d'amortissement de 333,33 pour un investissement en 2023.

Les amortissements du passé ne sont donc pas un bon étalon pour déterminer le coût d'amortissement moyen. La proposition de méthodologie d'Electrabel pour les amortissements tient compte du dernier montant d'amortissement connu et d'un montant d'amortissement pour les années suivantes calculé sur la base d'un CAPEX représentatif fondé sur les années précédentes.

¹⁶ Les centrales de Doel 1 et Doel 2 sont considérées comme une seule centrale. En cas de désactivation pendant une année, le nombre de centrales G2 et le nombre total de centrales est réduit *pro rata temporis*.

78. La proposition d'Electrabel mentionne les étapes suivantes :
- a) détermination d'un CAPEX moyen représentatif sur la base du CAPEX des années N-3, N-2 et N-1 (multiplié par l'adaptation de l'index) ;
 - b) calcul d'un amortissement futur où :
 - i. pour N-1 : l'amortissement de N-1 ;
 - ii. pour N : [(l'amortissement du mois de décembre (N-1) multiplié par 12) + (le CAPEX moyen divisé par le nombre restant d'années en N)] multiplié par le facteur de présence de la centrale durant l'année n ;
 - iii. pour N+1 : [l'amortissement de l'année N] + [le CAPEX moyen divisé par le nombre d'années en N+1] multiplié par le facteur de présence de la centrale durant l'année n ;
 - c) cet amortissement futur est ensuite adapté au moyen du facteur de correction de 100 % de quote-part ;
 - d) enfin, une moyenne annuelle des amortissements attendus est établie.
79. La CREG n'accepte pas la proposition d'Electrabel pour les raisons suivantes :
- a) Electrabel suppose que tous les investissements soient amortis sur une période allant jusqu'à la date de fin légale de la centrale. Toutefois, certains actifs peuvent être amortis sur une période plus courte. En utilisant les amortissements de l'année N-1 et les amortissements du mois de décembre N-1, l'amortissement historique peut être surestimé.
 - b) Electrabel utilise un CAPEX moyen basé sur les années précédentes pour calculer les CAPEX représentatifs des années suivantes. Au cours de la période 2018-2019, d'importants investissements ponctuels ont été réalisés, par exemple en raison de la dégradation du béton, qui sont peu susceptibles de se produire dans les années à venir.
80. La CREG considère que la proposition de méthodologie pour l'amortissement doit être adaptée comme suit:

« La valeur comptable nette sert de base au calcul des amortissements des investissements passés. L'amortissement historique moyen est calculé en divisant la valeur comptable nette par centrale sur la durée de vie légale restante. Pour les investissements futurs, il doit être tenu compte des dépenses d'investissement récurrentes (budgétisées) des années N-3, N-2, N-1, qui sont réparties sur la durée de vie restante de la centrale. »

6.3.11. Provisions

81. Electrabel propose d'utiliser comme base, les données de la comptabilité (analytique), à savoir l'extrait SAP des dotations et reprises des provisions des centrales G2, où sont exclus les coûts liés à la révision des provisions constituées pour le démantèlement des centrales et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales. Electrabel exclut également la reprise des provisions correspondant aux dotations non prises en compte lors de la révision triennale des coûts (soit parce que la dotation a été effectuée pour la première année utilisée lors de la révision triennale, soit en raison de son caractère non récurrent). Le montant des dotations et reprises des provisions est corrigé par le facteur de correction de 100 % de quote-part et le facteur de réduction des coûts. Le coût moyen est ensuite indexé.

82. La CREG n'est pas d'accord avec la proposition de méthodologie d'Electrabel pour les raisons suivantes :

- a) Electrabel ne mentionne que les reprises des provisions et ne fait donc pas de distinction entre les « utilisations » et les « reprises » (voir paragraphe 83) ;
- b) des provisions sont constituées spécifiquement pour chaque centrale et l'utilisation d'un facteur de réduction des coûts n'est pas justifiée (voir paragraphe 84).

83. L'avis de la Commission des normes Comptables sur les provisions¹⁷ établit la distinction suivante entre une utilisation et une reprise :

« Utilisation et reprise

54. Une provision pour risques et charges est utilisée ou reprise (en tout ou en partie) lorsque la charge pour laquelle la provision a été constituée acquiert le caractère d'une dette certaine et liquide ou lorsque la provision constituée est supérieure à l'appréciation actuelle.

55. Une provision pour risques et charges actée doit être reprise dès qu'il est manifeste que les pertes ou charges probables ou certaines ne se réaliseront pas, ou lorsqu'il n'est plus probable que celles-ci se réaliseront. Si l'objet de la provision n'existe plus à la date de clôture du bilan (par exemple en cas de litige), l'intégralité de la provision constituée doit être reprise. »

Lorsque les coûts pour lesquels la provision a été constituée revêtissent le caractère d'une dette liquide et certaine, ils sont inclus dans les coûts. Dans ce cas, l'utilisation de la provision doit être déduite des coûts totaux, même si la provision a été constituée pour la période de révision des coûts triennaux. La CREG renvoie tout d'abord à son avis relatif au projet de loi (paragraphe 113 et 114), qui montre que le montant des coûts fixes pour la période 2016-2019 est basé sur les coûts fixes d'une période antérieure (reprenant l'évolution des provisions). Ensuite, la réalisation du coût au cours de la période triennale (intégrée dans les coûts O&M par exemple) sera prise en compte dans la détermination des coûts pour la période suivante, tandis que l'utilisation de la provision n'est pas prise en compte, ce qui donne lieu à une surestimation des coûts.

Lorsque la provision est reprise parce qu'il apparaît clairement que les pertes ou coûts probables ou certains ne se réaliseront pas ou lorsqu'il n'est plus probable qu'ils se réaliseront, la CREG peut convenir que cette réduction de la provision ne sera pas prise en compte pour déterminer les coûts de la provision.

84. L'avis CNC précité indique au point 12 quels éléments doivent être réunis avant qu'une disposition puisse être établie :

« [...]

a. le risque ou la charge doit être nettement circonscrit quant à sa nature ;

b. à la date de clôture du bilan, le risque ou la charge doit être probable ou certain mais indéterminé quant à son montant ; et

c. le principe de rapprochement des charges et des produits doit être pris en considération. »

¹⁷ Commission des normes comptables Avis CNC 2018/25 – Provisions Avis du 12 septembre 2018 <https://www.cnc-cbn.be/fr/avis/provisions>

85. L'évolution des provisions doit donc être clairement identifiable pour chaque centrale et la proposition d'Electrabel ne respecte pas les principes spécifiques mentionnés dans la section 5 « Révision triennale des coûts fixes et variables pour chacune des années 2020 à 2026 » de l'annexe à la loi :

« ...

Réalité des coûts dans la période

Les coûts pris en compte sont destinés aux centrales visées

... »

86. La CREG considère que la proposition de méthodologie pour les provisions doit être adaptée. Afin de déterminer la révision triennale des coûts, un aperçu descriptif des provisions relatives aux centrales doit être donné. L'évolution des provisions doit être calculée sur la base des prévisions de dotations supplémentaires ou utilisations des provisions.

6.3.12. Taxes, contributions ou autres charges en faveur d'une autorité publique

87. Electrabel propose d'utiliser comme base, les données de la comptabilité (analytique), à savoir l'extrait SAP des coûts des taxes et contributions liées à l'exploitation des centrales (pour les années N-3, N-2 et N-1), éventuellement corrigés par des régularisations fiscales dans la mesure où elles concernent des années postérieures à 2016¹⁸. Les coûts sont corrigés par le facteur de réduction des coûts, après quoi le coût moyen est indexé. Le résultat de ce calcul est extrapolé sur la base du pourcentage des centrales actives.

88. La CREG n'est pas d'accord avec ce calcul car une partie des taxes, contributions ou autres charges en faveur d'une autorité publique dépend de la production de la centrale. Lorsqu'une centrale n'est plus activée, ces coûts n'existent donc plus. La CREG estime que le calcul des coûts des taxes, contributions ou autres charges doit être adapté comme suit : ceux-ci sont répartis en une partie de coûts fixes et une partie de coûts liés à la production. Pour la partie de coûts fixes, la proposition de méthodologie d'Electrabel est retenue ; pour la partie de coûts liés à l'exploitation de la centrale, un calcul doit être effectué sur la base du coût historique, basé sur les factures des années N-3, N-2 et N-1, qui est indexé et calculé au prorata de l'activation des centrales.

6.3.13. Frais généraux pour les services centraux

89. Electrabel propose d'utiliser comme base les données de la comptabilité (analytique), à savoir l'extrait SAP des coûts des services centraux de l'unité nucléaire d'Electrabel qui ne sont pas directement affectés aux centrales G2. La part des coûts des centrales G2 correspond à la part des centrales G2 en fonctionnement par rapport au nombre total de centrales. En cas de désactivation au cours d'une année, le nombre de centrales G2 et le nombre total de centrales sont réduits *pro rata temporis*. Les coûts sont corrigés par le facteur de réduction des coûts, après quoi le coût moyen est indexé. Le résultat de ce calcul est extrapolé sur la base du pourcentage des centrales actives.

90. La CREG n'est pas d'accord avec cette proposition d'Electrabel dès lors qu'aucune distinction ne peut être faite, ni n'est proposée, entre les coûts des services centraux pour les centrales actives et les coûts des centrales qui ont été désactivées.

¹⁸ Il s'agit des années prises en compte pour l'examen triennal

La CREG considère que la répartition des frais généraux devrait être la suivante :

« Il convient de distinguer les coûts des services centraux destinés aux centrales actives des coûts des centrales désactivées. En effet, les coûts des services centraux sont des coûts indirects et ne diminueront pas du fait de la désactivation des centrales (contrairement aux autres coûts de type 1). La répartition des coûts indirects doit alors être basée sur la clé de répartition des centrales actives. ».

6.3.14. Coûts facturés à Luminus (société visée à l'article 24, § 1^{er})¹⁹

91. Dans sa proposition de méthodologie, Electrabel ne tient pas compte de la refacturation des coûts, qui s'élèvent à 0, puisque les coûts des rubriques précédentes (a à m) sont calculés sur la base de 100 %. Ce point a déjà été traité au chapitre 6.1.2 où la CREG approuve cette méthodologie.

6.4. AJOUTS DE LUMINUS AUX PRINCIPES DE BASE PROPOSÉS PAR ELECTRABEL

6.4.1. Réaction de Luminus à la proposition de méthodologie d'Electrabel

92. Par courriel du 31 décembre 2018, Luminus s'est déclarée globalement d'accord avec la proposition de principes de base d'Electrabel, mais a précisé ce qui suit en ce qui concerne la compensation à 100 % des coûts (point c) du paragraphe 17) :

« [...] Certains coûts éligibles sont supportés directement par EDF Luminus pour sa quote-part, sans qu'ils soient facturés par Electrabel. Il s'agit des coûts d'achat de l'énergie pour l'alimentation des auxiliaires lorsque les unités sont à l'arrêt, des amortissements et des frais généraux propres.

Ces coûts doivent être pris en compte. Nous proposons de le faire de la manière suivante :

- Les achats d'énergie suivent la même règle de valorisation que celle proposée par Electrabel. Ramener la quantité d'énergie achetée à 100% comme proposé par Electrabel est donc correct et suffisant.

- Les amortissements des investissements suivent la même règle de valorisation que celle proposée par Electrabel. Ramener la quantité d'énergie achetée à 100% comme proposé par Electrabel est donc correct sauf pour l'amortissement de l'investissement spécifique à EDF Luminus correspondant à l'achat en 2009 de la participation de 250 MW supplémentaires (dit Pax Electrica 2). Cet amortissement particulier, qui fait partie des coûts supportés par EDF Luminus, doit donc être ajouté au montant à 100% déclaré par Electrabel.

- Enfin des frais généraux propres à EDF Luminus sont à ajouter. Ceux-ci correspondent aux coûts engagés en propre pour la gestion des contrats nucléaires et s'élèvent à environ 1% des « overhead » totaux de la société. [...] ».

¹⁹ de la loi du 11 avril 2003

6.4.2. Commentaire de la CREG

93. Luminus a toujours affirmé dans le passé (à la suite de la détermination des bénéfices nucléaires) que sa base de coûts nucléaires était relativement plus élevée que les coûts utilisés lors de la détermination des bénéfices nucléaires et que la société devait donc payer une contribution de répartition supérieure par rapport aux bénéfices réalisés.

La CREG a mené une enquête par le passé sur la clé de répartition de la contribution de répartition²⁰ à l'occasion de laquelle une proposition de Luminus a été étudiée, sans toutefois être retenue.

L'introduction de la contribution de répartition complémentaire²¹ prévoit néanmoins

« [...] un dégrèvement dégressif par tranches du montant de la contribution de répartition complémentaire a été prévu, afin de tenir compte, au mieux, des risques liés à l'étalement des coûts fixes de chacun des redevables ainsi que l'effet d'échelle dont ils peuvent, ou non, bénéficier en fonction de la taille du parc de production industrielle d'électricité par fission de combustibles nucléaires à leur disposition [...] » (exposé des motifs du projet de loi 53/2557/001, p. 35).

Le principe de dégressivité a été introduit pour tenir compte de la base de coûts supérieure (et donc de la marge bénéficiaire moins importante) de Luminus (et EdF Belgium).

La CREG constate qu'un mécanisme de dégressivité adapté a également été prévu dans la loi du 11 avril 2003 pour le calcul de la contribution de répartition des centrales Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3. L'Exposé des motifs de la loi du 25 décembre 2016 le justifie comme suit²² :

« Le législateur a jugé utile de réintroduire le mécanisme de dégressivité pour chacune des années 2017 à 2026 [...] Ces pourcentages sont de nature à se conformer au mieux à la réalité économique du secteur, et de tenir compte de l'effet d'échelle dont profitent les redevables ayant une part ou une quote-part importante dans la production d'électricité par fission de combustibles nucléaires. »

²⁰ Chapitre III de l'étude confidentielle de la CREG (F)110811-CDC-1078 complémentaire à l'étude (F)110609-CDC-1072 relative à l'appréciation économique de l'énergie nucléaire et à une proposition pour la contribution nucléaire

²¹ Loi du 27 décembre 2012 portant modifications de la loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales

²² Exp. Des motifs, *Chambre*, sess. 54, n°2070/001, p. 14.

Sur la base de ce mécanisme de dégressivité, l'entreprise détenant une faible quote-part de la capacité de production verse une contribution de répartition réduite. Un exemple chiffré figure ci-dessous :

Tableau 8 : impact des pourcentages de dégressivité sur la contribution de répartition

Marge de profitabilité	2631						
Contribution de répartition par MWh	38%	1000					
	1000	1					
tranche de	0%-5%	5%-10%	10%-20%	20%-30%	solde		
	5%	5%	10%	10%	70%		
société A	50	50	100	100	600	900	90%
société B	50	50				100	10%
	100	100	100	100	600	1000	
Contribution brute à payer à	1,00						
société A	50	50	100	100	600	900	
société B	50	50	0	0	0	100	
	100	100	100	100	600	1.000	
Dégrèvement							
	65%	45%	25%	15%	0%		
société A	-33	-23	-25	-15	0	-95	
société B	-33	-23	0	0	0	-55	
	-65	-45	-25	-15	0	-150	
Contribution nette							
société A	18	28	75	85	600	805	
société B	18	28	0	0	0	45	
	35	55	75	85	600	850	

Cet exemple montre que l'entreprise B, avec une faible part de la capacité de production due à l'application du mécanisme de dégressivité, doit payer un prix net de 45 € au lieu de 100 € avant dégressivité.

Il en résulte que la spécificité de Luminus est d'ores et déjà prise en compte par la loi du 11 avril 2003 et qu'il n'y a pas lieu d'amender la méthodologie sur cette base.

6.4.3. Achat d'énergie

94. Dans son courriel du 31 décembre 2018, Luminus marque son accord spécifiquement sur cette rubrique de coûts, avec la proposition de méthodologie qu'Electrabel a transmise à la CREG le 20 décembre 2018.

95. La CREG renvoie aux commentaires des paragraphes 57-59 relatifs à la proposition d'Electrabel et rejette la méthodologie proposée.

6.4.4. Amortissements

96. Dans son courriel du 31 décembre 2018, Luminus formule, pour les coûts d'amortissement, une remarque sur la proposition de méthodologie qu'Electrabel a transmise à la CREG le 20 décembre 2018.

Luminus souhaite ajouter aux coûts des amortissements les amortissements spécifiques sur la valeur d'acquisition de 250 MW de capacité supplémentaire.

97. La CREG ne partage pas cet avis pour les raisons suivantes :

- a) tout d'abord, il est fait référence au mécanisme de dégressivité selon lequel la société ayant une part plus faible dans la production des centrales nucléaires paie une contribution de répartition inférieure. La dégressivité des contributions sert précisément à compenser les coûts (d'amortissement) plus élevés ;
- b) l'achat de 250 MW de capacité supplémentaire consiste en des immobilisations corporelles pour lesquelles la proposition d'Electrabel calcule déjà un amortissement de 100 %, ce qui signifie que certains amortissements seraient calculés deux fois (ce qui est explicitement exclu dans les lignes directrices de la section 5 de l'annexe à la loi) ;
- c) en ajoutant aux coûts fixes la partie des amortissements (dont le mode de calcul n'a pas été expliqué par Luminus), ce coût augmente et Electrabel bénéficierait également des amortissements sur une plus-value sur la vente d'actifs dont la société était bénéficiaire ;
- d) la valeur d'acquisition de la capacité supplémentaire de 250 MW comprend également une partie de la provision pour le démantèlement de la centrale, ce qui est explicitement exclu des coûts.

6.4.5. Frais généraux pour les services centraux

98. Dans son courriel du 31 décembre 2018, Luminus formule, pour les coûts des services centraux, une remarque sur la proposition de méthodologie qu'Electrabel a transmise à la CREG le 20 décembre 2018. Luminus estime ses propres coûts pour les services centraux à 1 % des frais généraux totaux et propose d'inclure ces coûts séparément dans la méthodologie.

99. La CREG ne partage pas cet avis pour les raisons suivantes :

- a) il est fait référence au mécanisme de dégressivité selon lequel la société ayant une part plus faible dans la production des centrales nucléaires paie une contribution de répartition inférieure. La dégressivité des contributions sert précisément à compenser les coûts plus élevés ;
- b) la méthodologie prévoit les frais généraux sur une base de 100 % ;
- c) en ajoutant aux coûts fixes la partie des coûts des services centraux de Luminus (dont le mode de calcul a à peine été expliqué par Luminus et ne peut être vérifié par la CREG), ce coût augmente et Electrabel bénéficierait en outre de coûts fixes qui sont déjà prévus à 100 %.

7. MODELE DE RAPPORT

7.1. PROPOSITION DE MODÈLE DE RAPPORT

100. Electrabel a ajouté à sa proposition de méthodologie un tableau qui peut être utilisé comme modèle de rapport. Il y est donné un aperçu des centrales et de la puissance, ainsi qu'un aperçu des coûts. Le schéma général est repris en annexe 2 du présent projet de décision.

7.2. COMMENTAIRES DE LA CREG SUR LE MODÈLE DE RAPPORT

101. La CREG estime qu'il convient de faire une distinction entre le modèle de rapport utilisé pour la révision triennale et celui utilisé pour le rapport annuel.

102. Dans le cadre de la révision triennale, des informations complémentaires relatives à l'évolution de la puissance des centrales, les dernières informations sur la disponibilité des centrales, ainsi que certains paramètres devant être utilisés pour le calcul de la révision triennale, doivent être fournis à la CREG.

103. Outre le tableau d'aperçu, le modèle de rapport des coûts annuels contient d'autres informations telles que :

- a) la production réelle par centrale ;
- b) les données de la comptabilité analytique (extrait SAP) ou le calcul interne utilisé pour la détermination des coûts ;
- c) le détail des régularisations du cycle de combustible par centrale ;
- d) le détail des provisions ;
- e) l'aperçu du coût d'assurance et l'aperçu des indemnités reçues ;
- f) le nombre de membres du personnel (directement et indirectement affectés à la centrale) ;
- g) un résumé du tableau d'amortissement.

104. La CREG adapte le modèle de rapport proposé par Electrabel selon les commentaires exposés ci-dessus. Ce modèle de rapport adapté est présenté à l'annexe 3.

8. CONCLUSION

Conformément à l'article 14, § 8, alinéa 24, de la loi du 11 avril 2003, la CREG doit établir les modalités de détermination des coûts fixes et variables dans une méthodologie. Dans ce cadre, les exploitants nucléaires ont fourni à la CREG leur proposition de méthodologie en date du 20 décembre 2018 (Electrabel) et le 31 décembre 2018. (Luminus). La proposition d'Electrabel a été adaptée dans son mail du 26 juillet 2019.

Le présent projet de décision relative à la méthodologie tient compte des dispositions de l'article 4 de la loi du 31 janvier 2003. Toute modification éventuelle apportée à l'article précité ou à toute autre décision relative à la sortie du nucléaire (telle qu'une prolongation de la durée de vie d'une ou de plusieurs centrales) est susceptible d'avoir ou a une influence directe ou indirecte sur certains principes de base de la méthodologie proposée.

La CREG a analysé la proposition des exploitants nucléaires et estime que la proposition ne répond pas à tous les principes de la section 5 de l'annexe à la loi. La CREG estime que la proposition de méthodologie d'Electrabel et Luminus pourrait mener à des coûts fixes et variables plus élevés que ceux autorisés par cette section, ce qui pourrait avoir une incidence à la baisse sur le calcul de la marge bénéficiaire et le montant minimum annuel de la contribution de répartition à payer par les exploitants nucléaires à l'Etat belge.

Plus particulièrement, la CREG est d'avis que la prise en considération des sections 1 et 2 de l'annexe de la loi afin de déterminer la manière dont les coûts fixes se rapportent aux centrales en cas de cessation définitive de production d'électricité ne peut intervenir, comme le suggère Electrabel. En tout état de cause, il y a d'abord de lieu de prendre en compte les principes et lignes directrices de la section 5 qui interdisent toute prise en compte des coûts liés à une centrale ayant cessé définitivement de produire de l'électricité. Afin de rencontrer ce dernier principe, la CREG applique la méthodologie suivante :

- Identification des coûts fixes qui sont dédiés spécifiquement à une centrale et qui ne sont plus générés après la désactivation de la centrale et des coûts fixes et qui continuent d'être générés après la désactivation de la centrale et qui sont pris en charge par la provision de démantèlement (tous deux dénommés ci-avant « coûts fixes de type 2 »). Cette catégorie de coûts est écartée ;
- Lorsque le coût fixe est identifié comme coût fixe de type 2, application d'un prorata selon la section 5 de l'annexe à la loi, en fonction de la durée d'exploitation légale des centrales et pour la période antérieure à la désactivation ;
- Lorsque le coût fixe concerné est globalisé et ne peut être dédié spécifiquement à une centrale, application d'une clef de répartition équivalente à celle reprise aux sections 1 et 2 de l'annexe à la loi.

La CREG donne ci-après un tableau récapitulatif des adaptations de la proposition de méthodologie pour la révision des coûts fixes et variables qu'elle retient.

Description	Proposition d'Electrabel initiale	Type CREG	Projet de décision CREG
1. CV – Coûts Variables			
a) Combustible			
i) Amont du cycle	Moyenne sur N-1, N et N+1 du coût N-1 inflaté, pondérée par la capacité installée et tenant compte de l'extrapolation pour « dernier coeur » (*)		Moyenne du coût du cycle antérieur
ii) Fabrication	Moyenne sur N-1, N et N+1 du coût N-1 inflaté, pondérée par la capacité installée et tenant compte de l'extrapolation pour « dernier coeur »		Moyenne du coût du cycle antérieur ou coût sur la base des prix des futurs contrats de fabrication.
iii) Aval du cycle	Moyenne sur N-1, N et N+1 du coût N-1 inflaté, pondérée par la capacité installée		Moyenne du coût du cycle antérieur ou coût sur la base des prix des futurs rétributions à verser à Synatom.
b) Tarifs d'injection			
	Moyenne sur N-1, N et N+1 du coût N-1 inflaté, pondérée par la capacité installée		Tarifs d'injection tels que fixés ou proposés pour la période tarifaire durant laquelle le révision triennale est calculée
2. CF – Coûts fixes			
a) Achat d'énergie	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de détention et du facteur de réduction des coûts fixes	Type 2	Calcul de la disponibilité par centrale : pourcentage le plus bas de 1) 87% et 2) la disponibilité sur base du transparency report multipliée par la moyenne des prix BELPEX DAM (N-3, N-2, N-1) majoré des coûts de transaction.
b) O&M	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes	Type 1	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
c) Révisions	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes	Type 2	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1 par centrale et calcul au moyen du calendrier de rechargements des centrales
d) Grands travaux	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes	Type 1	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
e) Services supports	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes	Type 1	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
f) Assurances	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes. Sont exclues les indemnités reçues et relatives à des coûts non pris en compte dans les révisions triennales	Type 2	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1 au pro rata de la durée d'activation de la centrale. Sont exclues les indemnités reçues et relatives à des coûts non pris en compte dans les révisions triennales
g) Coûts fixes de réseau	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes	Type 2	Calcul des redevances fixes pour le gestionnaire de réseau fondé sur les tarifs de la période tarifaire applicable tenant compte de l'activation des centrales durant cette période. Services auxiliaires sur base d'une estimation réaliste.
h) Niras/Ondraf	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes	Type 2 (partie)	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes pour la partie 'études' et moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1 calculé pro rata de l'activation des centrales pour la partie de coûts liés à la production.
i) Personnel	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes	Type 1	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
j) Amortissements	Derniers amortissements connus extrapolés à la période suivante au travers d'investissements de maintenance représentatifs sur la période, ajustés du facteur de détention et du facteur de réduction des coûts fixes		Pour les investissements du passé: calcul des amortissements sur base de la valeur nette ; pour les investissements futurs : calcul sur base des investissements récurrents (budgétisés) des années N-3, N-2, N-1 réparties sur la durée de vie restante des centrales
k) Provisions	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de détention et du facteur de réduction des coûts fixes. Sont exclues les reprises de provisions correspondant à des dotations non prises en compte dans les révisions triennales des coûts	Type 2	Calcul sur base des prévisions de dotations supplémentaires ou utilisations par centrale
l) Taxes et contributions	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes	Type 2 (partie)	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes pour la partie de taxes fixes et moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1 calculé pro rata de l'activation des centrales pour la partie de taxes liées à la production.
m) Frais généraux	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes	Type 2	Moyenne des coûts (pour les centrales actives) inflatés de N-3, N-2 et N-1 et repartis sur base de la clé de répartition des centrales actives.
n) Facturation aux partenaires	0 (nulle)		0 (nulle)

(*) Cet élément du tableau a été adapté par Electrabel dans son mail du 26 juillet 2019. La CREG a repris ce changement au chapitre 6.2.1

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :



Laurent JACQUET
Directeur



Koen LOCQUET
Président f.f. du comité de direction

ANNEXE 1

Proposition de méthodologie d'Electrabel - annexe à la lettre du 20 décembre 2018



Loi du 25 décembre 2016 portant modifications de la loi du 11 avril 2003

Proposition méthodologique d'Electrabel SA pour la détermination des coûts fixes et variables 2020-2026

Contents

1) Rappel des provisions légales	2
2) Principes de base de la proposition méthodologique	4
3) Aperçu des coûts historiques	5
4) Tableau résumé de la méthodologie proposée	6
5) Traitement spécifique du « dernier cœur »	7
6) Méthodologie des coûts variables par type de coût	10
a) Combustible	10
i) Amont du cycle	10
ii) Fabrication	10
iii) Aval du cycle	11
b) Tarifs d'injection	11
7) Méthodologie des coûts fixes par type de coût	13
a) Achat d'énergie	13
b) O&M	13
c) Révisions	14
d) Grands travaux	14
e) Services support	15
f) Assurances	16
g) Coûts fixes de réseau	16
h) Ondraf	17
i) Personnel	17
j) Amortissements	18
k) Provisions	19
l) Taxes et compensations	20
m) Frais généraux	20
n) Facturation aux partenaires	21
8) Template et modèle de calcul	22

1) Rappel des provisions légales

La loi sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales prévoit que :

1. « sur base triennale, en 2020, 2023 et 2026, la CREG contrôle les coûts fixes et variables, visés dans la Section 5 de l'annexe à la présente loi, des exploitants visés à l'article 2, 5°, et des sociétés visées à l'article 24, § 1er , dans le cadre d'une analyse des coûts supportés par ceux-ci dans les trois années précédant la révision. Ces coûts ne reprennent ni directement, ni indirectement, aucun coût associé aux provisions nucléaires et à leur révision, dont les provisions pour le démantèlement et pour la gestion de matières fissiles irradiées, à l'exception du provisionnement initial du combustible repris en coût variable pour le combustible consommé durant la période. Suite à ce contrôle, la CREG opère en 2020, 2023 et 2026 la révision triennale des coûts fixes et variables, visés dans la Section 5 de l'annexe à la présente loi, pour les années 2020 à 2022, les années 2023 à 2025 et l'année 2026 respectivement. »
2. « la CREG établit, au plus tard pour le 30 septembre 2019, les modalités de détermination des coûts fixes et variables dans une méthodologie qu'elle fixe pour les années 2020 à 2026 sur proposition des exploitants visés à l'article 2, 5°, et des sociétés visées à l'article 24, § 1^{er}. A cette fin, les exploitants visés à l'article 2, 5°, et les sociétés visées à l'article 24, § 1^{er}, communiquent à la CREG une proposition de méthodologie au plus tard pour le 31 décembre 2018 ».

La loi fixe également certaines lignes directrices à respecter par la méthodologie :

- «
- 1° la CREG prend en considération les éléments déterminés à l'annexe à la présente loi;
 - 2° la CREG définit les modèles de rapport à utiliser, comprenant les éléments qui doivent obligatoirement figurer dans la proposition relative aux coûts des exploitants visés à l'article 2, 5°, et des sociétés visées à l'article 24, § 1er. Ces modèles doivent être exhaustifs de manière à permettre aux exploitants visés à l'article 2, 5°, et aux sociétés visées à l'article 24, § 1er, d'établir leur proposition relative aux coûts (référence BGAAP) sur cette seule base;
 - 3° les coûts doivent être suffisamment démontrés;
 - 4° les coûts sont non discriminatoires et proportionnés;
 - 5° les éventuels critères de rejet de certains coûts sont non discriminatoires et transparents. En tout état de cause, la CREG dispose d'un pouvoir d'appréciation et peut rejeter des coûts manifestement déraisonnables;
 - 6° la CREG demande aux exploitants visés à l'article 2, 5°, et aux sociétés visées à l'article 24, § 1er , toute information supplémentaire dont elle a besoin aux fins de ce contrôle, sur simple demande et sans frais, et recueille leurs observations.
- »

Par ailleurs, la Section 5 de l'annexe à la loi précise les principes à prendre en compte dans le calcul des coûts, notamment :

- Les coûts sont ceux qui sont destinés à l'exploitation sûre des centrales nucléaires visées par les contributions de répartition, qui permettent la production d'électricité sources des marges de profitabilité mentionnées ;
- Pas de double comptage ;
- Réalité des coûts dans la période ;
- Les coûts pris en compte sont destinés aux centrales visées ;
- Les coûts excluent ceux des centrales ayant définitivement cessé de produire de l'électricité ;
- Sont inclus les éléments récurrents. Pour les éléments de coûts non-récurrents, les coûts représentatifs pour la période suivante seront déterminés ;
- Les coûts associés à la révision des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées ne sont pas pris en considération lors de l'évaluation des coûts, à l'exception du provisionnement initial du combustible repris au coût variable (CV) pour le combustible consommé durant la période ;

- Les éventuels coûts subis pour bénéficier d'un mécanisme de rémunération de la capacité ne seront pas pris en compte ;
- Les coûts sont déterminés en base BGAAP.

Enfin, cette même Section 5 énonce les différents éléments de coûts pris en compte :

1.	CV _(n-1)	Coûts variables destinés à l'exploitation des quatre centrales
a)	Combustible	
(i)	Amont du cycle	
(ii)	Fabrication	
(iii)	Aval du cycle	
b)	Tarifs d'injection	Coûts variables acquittés auprès du gestionnaire du réseau de transport
2.	CF _(n-1)	Coûts fixes destinés à l'exploitation des quatre centrales
a)	Achat d'énergie	Coûts d'achat d'énergie servant à alimenter les équipements auxiliaires des centrales pendant les périodes d'indisponibilité
b)	O&M	Opération et Maintenance des centrales, y compris les coûts de réparation, de remplacement, de maintenance et de surveillance des installations techniques, informatiques et administratives et les coûts d'études et de consultance
c)	Révisions	Charges liées à la révision périodique normale (périodes de rechargement de combustible)
d)	Grands travaux	
e)	Services supports	Basés sur les sites de production pour leur part destinée à l'exploitation des centrales
f)	Assurances	Primes et autres frais d'assurance liées aux quatre centrales, corrigés pour les éventuels revenus d'assurance
g)	Coûts fixes de réseau	Redevances et/ou tarifs d'injection fixes acquittés auprès du gestionnaire du réseau de transport pour les quatre centrales, corrigés pour les éventuels revenus de services auxiliaires
h)	ONDRAF	Charges acquittées auprès de l'ONDRAF, y compris les coûts relatifs à l'enlèvement des déchets radioactifs et les autres redevances pour leur partie relative aux quatre centrales et à l'exclusion des montants pris en charge par les provisions pour le démantèlement des centrales et pour la gestion des matières fissiles irradiées
i)	Personnel	Coûts de salaire et de fonctionnement afférents au personnel prestant pour les quatre centrales
j)	Amortissements	Sur immobilisations corporelles
k)	Provisions	Variations des provisions pour risques et charges liées à l'exploitation des quatre centrales, à l'exception des provisions pour le démantèlement des centrales et pour la gestion des matières fissiles irradiées
l)	Taxes et contributions	Taxes, contributions ou autres charges en faveur d'une autorité publique liées à la propriété ou à l'exploitation des quatre centrales, aux revenus, à la production ou à la capacité de production de ces centrales ou à l'utilisation par celles-ci de combustible nucléaire (à l'exception des impôts d'application générale)
m)	Frais généraux	Des services centraux de l'exploitant nucléaire
n)	Facturation aux partenaires	Aux autres sociétés visées par l'article 24, § 1 ^{er}

2) Principes de base de la proposition méthodologique

La proposition méthodologique dans ce document est basée sur les principes suivants :

1. La proposition tient compte des paramètres, des échéances temporelles, des coefficients de réduction des coûts fixes et, plus généralement, de toutes les obligations et principes définis dans la loi ;
2. La méthodologie vise à établir une base de coûts fixes qui représente l'exploitation des quatre centrales pour une détention à 100%. Ainsi, si la méthodologie se base sur des coûts historiques qui, comptablement, ne sont comptabilisés qu'au prorata du pourcentage de détention, ces coûts sont corrigés pour les ramener à une base de détention à 100%. Pour les mêmes raisons, les coûts facturés aux autres sociétés (rubrique n de la liste des coûts fixes dans la section 5 de l'annexe à la loi) sont donc ramenés à 0 dans le calcul des coûts fixes. Ainsi, la marge nucléaire est bien calculée comme les revenus à 100% moins les coûts à 100% ;
3. Afin de pouvoir appliquer les coefficients fixés dans la loi de réduction des coûts fixes en fonction des centrales définitivement mises à l'arrêt, les coûts fixes déterminés par la méthodologie doivent être compris comme des coûts s'appliquant pour les quatre centrales. C'est pourquoi, à partir de données historiques basées sur un nombre variable de centrales encore en activité pendant la période d'analyse (les trois années précédant la révision), ces coûts doivent être rehaussés des mêmes facteurs que les coefficients de réduction des coûts fixes ;
4. La méthodologie est décrite séparément pour chacun des éléments du tableau du chapitre précédent. Pour chacun de ces éléments, la méthodologie adresse successivement les points suivants :
 - a. Description de la base comptable ou des extraits SAP permettant de quantifier historiquement l'élément ;
 - b. Facteur de correction pour le pourcentage de détention (cf point 2 ci-dessus) et pour l'arrêt définitif d'une ou de plusieurs centrales (cf point 3 ci-dessus) ;
 - c. Coût de base à utiliser pour calculer le coût pour la période de trois ans suivante ;
 - d. Règles d'extrapolation du coût de base à la période suivante.
5. Les conventions suivantes sont appliquées dans le document :
 - a. Les « unités G2 » désignent les quatre centrales nucléaires concernées par la loi ;
 - b. Dans tous les paragraphes méthodologiques qui suivent, l'année N désigne l'année de révision triennale des coûts, soit 2020, 2023 ou 2026 selon le cas ;
 - c. Les années N-3, N-2 et N-1 sont appelées conjointement les « années de référence » ;
 - d. CPI_n désigne l'indice des prix à la consommation du mois de janvier de l'année n. Pour l'année N+1, CPI_{N+1} , déterminé pendant l'année N, est égal à CPI_N indexé aux dernières projections de l'inflation de la Banque Nationale ;
 - e. CAP_n désigne la capacité installée moyenne des unités G2, pendant l'année n. Pour une unité dont la date de fermeture tombe pendant l'année n, sa capacité installée moyenne est déterminée au prorata des jours encore en service ;
 - f. $Coef_n$ représente le facteur de réduction des coûts fixes, tel que défini dans la loi et correspondant, en cas d'arrêt définitif d'une ou de plusieurs unités, à respectivement 100%, 80%, 60% et 40% pour respectivement 4, 3, 2 et 1 unités disponibles. En cas d'arrêt définitif en cours d'année, le pourcentage est appliqué prorata temporis.

4) Tableau résumé de la méthodologie proposée

1.	CV_(n-1)	
a)	Combustible	
(i)	Amont du cycle	Moyenne sur N-1, N et N+1 du coût N-1 inflaté, pondérée par la capacité installée et tenant compte de l'extrapolation pour « dernier cœur »
(ii)	Fabrication	Moyenne sur N-1, N et N+1 du coût N-1 inflaté, pondérée par la capacité installée et tenant compte de l'extrapolation pour « dernier cœur »
(iii)	Aval du cycle	Moyenne sur N-1, N et N+1 du coût N-1 inflaté, pondérée par la capacité installée
b)	Tarifs d'injection	Moyenne sur N-1, N et N+1 du coût N-1 inflaté, pondérée par la capacité installée
2.	CF_(n-1)	
a)	Achat d'énergie	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de détention et du facteur de réduction des coûts fixes
b)	O&M	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
c)	Révisions	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
d)	Grands travaux	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
e)	Services supports	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
f)	Assurances	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes. Sont exclues les indemnisation reçues et relatives à des coûts non pris en compte dans les révisions triennales
g)	Coûts fixes de réseau	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
h)	ONDRAF	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
i)	Personnel	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
j)	Amortissements	Derniers amortissements connus extrapolés à la période suivante au travers d'investissements de maintenance représentatifs sur la période, ajustés du facteur de détention et du facteur de réduction des coûts fixes
k)	Provisions	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de détention et du facteur de réduction des coûts fixes. Sont exclues les reprises de provisions correspondant à des dotations non prises en compte dans les révisions triennales des coûts
l)	Taxes et contributions	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
m)	Frais généraux	Moyenne des coûts inflatés de N-3, N-2 et N-1, ajustés du facteur de réduction des coûts fixes
n)	Facturation aux partenaires	0

5) Traitement spécifique du « dernier cœur »

Avant d'entrer dans la description méthodologique à proprement parler, il convient de décrire une spécificité du coût du combustible pour les unités arrivant progressivement au terme de leur période d'exploitation. Cette spécificité implique que les coûts du passé ne peuvent pas être considérés à eux seuls comme représentatifs du futur et ne peuvent dès lors pas être considérés comme récurrents dans la révision triennale. C'est pourquoi il convient de fixer une méthodologie pour déterminer les coûts représentatifs des années futures dans le cadre de la révision triennale des coûts variables.

a. Introduction

Le cœur d'un réacteur contenant le combustible est rechargé selon des cycles de douze mois (pour Doel 3) ou dix-huit mois (pour Tihange 2 & 3 et Doel 4). Lors de chaque rechargement, seule une partie du combustible est changée. Ce changement progressif des éléments de combustible, combiné à un réarrangement des éléments du cœur, permet de garder une réaction homogène et une puissance nominale constante de l'unité. En effet, la réactivité de chaque élément de combustible est décroissante dans le temps et fonction de l'emplacement dans le cœur et de sa puissance déjà fournie ; une optimisation des emplacements est donc nécessaire à chaque rechargement. Sur un ensemble de 157 éléments combustibles dans le cœur, les rechargements successifs sont, en moyenne pour des cycles à l'équilibre, effectués de la manière suivante :

[TABLEAU CONFIDENTIEL]

b. Conséquences en fin d'exploitation

Lors de la mise à l'arrêt définitif (MAD) de l'exploitation d'une unité nucléaire, il y a donc une partie du combustible nucléaire qui n'aura pas pu produire l'entièreté de son potentiel car elle n'aura pas fait l'entièreté de ses quatre ou trois cycles. De plus, les éléments combustibles étant spécifiques à une unité nucléaire, il est impossible de revaloriser ce combustible perdu dans une autre unité :

o Quatre cycles :



o Trois cycles :



c. Impact sur les coûts de combustible

Le coût amont du combustible ainsi que le coût de fabrication des assemblages sont fixes (la fabrication d'un assemblage ainsi que le coût de l'uranium à l'intérieur ont un coût déterminé, indépendant de la production d'électricité qui en sortira). Cependant, d'un point de vue comptable, ces coûts sont variabilisés (par Synatom dans le cas de l'amont et par Electrabel dans le cas de la fabrication) en divisant ce coût fixe par la production attendue des assemblages.

Etant donné qu'une partie du dernier cœur ne pourra pas être exploitée à son potentiel maximum, la production attendue pour les assemblages du dernier cœur sera moindre que la production attendue en régime.

Ceci a pour conséquence que les coûts variabilisés des derniers chargements (3 derniers chargements dans le cas d'une unité 4 cycles et 2 derniers chargements dans le cas d'une unité 3 cycles) seront plus importants.

Cette augmentation de coût variable dépend non seulement de la quantité de combustible perdue mais aussi du potentiel de production de ce combustible. Comme indiqué dans l'introduction, la production d'un élément de combustible étant décroissante avec le temps, la perte de production est proportionnellement moindre que la perte de quantité de combustible. La production utile du combustible en fonction du cycle peut se résumer en moyenne dans le tableau ci-dessous, où l'on voit par exemple que le premier cycle d'un élément combustible dans une unité à trois cycles, génère à lui seul [CONFIDENTIEL] de la puissance totale du cœur, soit plus qu'un tiers :

[TABLEAUX CONFIDENTIELS]

Dès lors, on peut exprimer l'augmentation relative du coût du combustible (amont + fabrication) par rechargement en fin de vie (cf schéma plus haut), par rapport au coût d'un cycle en régime :

[TABLEAUX CONFIDENTIELS]

Enfin, en rapportant le surcoût d'un cycle particulier sur le coût total du cœur, on obtient les facteurs d'augmentation définitifs suivants à appliquer sur les coûts amont et fabrication du combustible, par rapport à un coût en régime :

4 12-month cycle					3 18-month cycle			
	Cycles en fin de vie				Cycles en fin de vie			
	1	2	3	4	1	2	3	
Rechargement 1	100%	100%	100%	100%	Rechargement 1	100%	100%	100%
Rechargement 2	100%	106%	106%	106%	Rechargement 2	100%	121%	121%
Rechargement 3	100%	100%	153%	153%	Rechargement 3	100%	100%	232%
Rechargement 4	100%	100%	100%	300%				
Gross-up factor	100%	102%	115%	165%	Gross-up factor	100%	107%	151%

d. Timing des augmentations de coûts de combustible amont et fabrication

Les augmentations ci-dessus doivent être prises en compte en fonction des cycles restant jusqu'à la fin de l'exploitation normale des unités, à rebours par période de 12 ou 18 mois en partant de la date de fin d'exploitation programmée dans la loi. On retrouve en jaune les dates de début théoriques des 3 ou 2 derniers cycles à partir desquelles les facteurs d'augmentation s'appliquent. Pour une date de début de cycle en cours d'année, le coefficient est déterminé au prorata des jours s'appliquant aux deux cycles considérés.

(n-1)		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
D3 (12-month cycle)	Date next cycle	1/10/2018	1/10/2019	1/10/2020	1/10/2021				
D4 (18-month cycle)	Date next cycle				1/01/2021	1/07/2022		1/01/2024	
T2 (18-month cycle)	Date next cycle	1/08/2018		1/02/2020	1/08/2021				
T3 (18-month cycle)	Date next cycle				1/03/2021	1/09/2022		1/03/2024	
D3 (12-month cycle)	Fuel gross-up factor %	100%	100%	105%	127%	165%			
D4 (18-month cycle)	Fuel gross-up factor %	100%	100%	100%	100%	103%	107%	151%	151%
T2 (18-month cycle)	Fuel gross-up factor %	100%	100%	106%	125%	151%	151%		
T3 (18-month cycle)	Fuel gross-up factor %	100%	100%	100%	100%	102%	107%	144%	151%

Dans la suite du document, le facteur d'augmentation est exprimé selon la notation suivante : $GU_{i,n}$, où i représente l'unité et n l'année

6) Méthodologie des coûts variables par type de coût

a) Combustible

i) Amont du cycle

a. Base comptable

- Factures reçues de Synatom pour la partie « amont » de la consommation de combustible nucléaire relative à la production de chaque unité G2 pendant les années de production N-3, N-2 et N-1
- $C_{i,n}$ = Tarif résultant de la division du total des factures de l'unité i pour l'année n par la production correspondante, exprimé en €/MWh

b. Facteur de correction

- Pas de correction car C_n est indépendant du pourcentage de détention et du nombre d'unités en service

c. Coût de base C_b

- La seule année N-1 est retenue comme base pour la prochaine période, cette année étant l'estimation la plus récente et la plus fiable des coûts à venir
- Le coût de l'année N-1 est ramené à un équivalent « facteur d'augmentation dernier cœur » de 100%
- $C_{b,i} = C_{i,N-1} / GU_{i,N-1}$

d. Règles d'extrapolation pour déterminer le coût de référence C_r pour la période de trois ans

- Etape 1 : Détermination de la moyenne, pondérée par la capacité installée des quatre unités, du coût moyen rehaussé du facteur d'augmentation « dernier cœur », pour chacune des trois années n de N-1 à N+1

$$C_{r,n} = \frac{\sum_{i=1}^4 (C_{b,i} * GU_{i,n} * CAP_{i,n})}{CAP_n}$$

- Etape 2 : Moyenne des $C_{r,n}$ indexés au CPI sur les trois années, pondérée par la capacité installée

$$C_r = \frac{1}{CPI_{N-1}} * \frac{\sum_{n=N-1}^{N+1} (C_{r,n} * CPI_n * CAP_n)}{\sum_{n=N-1}^{N+1} CAP_n}$$

ii) Fabrication

a. Base comptable

- Extraits SAP pour les années N-3, N-2 et N-1 du coût moyen de fabrication des assemblages en stock durant ces années.
- C_n : Coût moyen de fabrication des assemblages en stock en année n , correspondant principalement en des facturations d'Areva pour la fabrication des assemblages et en un coût de portage, ramenés à la production estimée issue de ces assemblages. Il est donc exprimé en €/MWh

b. Facteur de correction

- Pas de correction car C_n est indépendant du pourcentage de détention et du nombre d'unités en service

c. Coût de base C_b

- La seule année N-1 est retenue comme base pour la prochaine période, cette année étant l'estimation la plus récente et la plus fiable des coûts à venir
- Le coût de l'année N-1 est ramené à un équivalent « facteur d'augmentation dernier cœur » de 100%
- $C_{b,j} = C_{i,N-1} / GU_{i,N-1}$

d. Règles d'extrapolation pour déterminer le coût de référence C_r pour la période de trois ans

- Etape 1 : Détermination de la moyenne, pondérée par la capacité installée des quatre unités, du coût moyen rehaussé du facteur d'augmentation « dernier cœur », pour chacune des trois années n de N-1 à N+1

$$C_{r,n} = \frac{\sum_{i=1}^4 (C_{b,i} * GU_{i,n} * CAP_{i,n})}{CAP_n}$$

- Etape 2 : Moyenne des $C_{r,n}$ indexés au CPI sur les trois années, pondérée par la capacité installée

$$C_r = \frac{1}{CPI_{N-1}} * \frac{\sum_{n=N-1}^{N+1} (C_{r,n} * CPI_n * CAP_n)}{\sum_{n=N-1}^{N+1} CAP_n}$$

iii) Aval du cycle

a. Base comptable

- Factures reçues de Synatom pour la partie « aval » de la consommation de combustible nucléaire relative à la production des unités G2 pendant les années de production N-3, N-2 et N-1
- C_n = Tarif résultant de la division du total des factures de l'année n par la production correspondante, exprimé en €/MWh

b. Facteur de correction

- Pas de correction car C_n est indépendant du pourcentage de détention et du nombre d'unités en service

c. Coût de base C_b

- La seule année N-1 est retenue comme base pour la prochaine période, cette année étant l'estimation la plus récente et la plus fiable des coûts à venir
- $C_b = C_{N-1}$

d. Règles d'extrapolation pour déterminer le coût de référence C_r pour la période de trois ans

- Moyenne du coût de base indexé au CPI sur les trois années, pondérée par la capacité installée

$$C_r = \frac{C_b}{CPI_{N-1}} * \frac{\sum_{n=N-1}^{N+1} (CPI_n * CAP_n)}{\sum_{n=N-1}^{N+1} CAP_n}$$

b) Tarifs d'injection

a. Base comptable

- Factures reçues du gestionnaire de réseau de transport pour la partie « tarif d'injection variable » relative aux points d'injection des unités G2 pour la production des années N-3, N-2 et N-1
- C_n = Tarif résultant de la division du total des factures de l'année n par la production correspondante, exprimé en €/MWh

b. Facteur de correction

- Pas de correction car C_n est indépendant du pourcentage de détention et du nombre d'unités en service
- c. Coût de base C_b
 - La seule année N-1 est retenue comme base pour la prochaine période, cette année étant l'estimation la plus récente et la plus fiable des coûts à venir
 - $C_b = C_{N-1}$
- d. Règles d'extrapolation pour déterminer le coût de référence C_r pour la période de trois ans
 - Moyenne du coût de base indexé au CPI sur les trois années, pondérée par la capacité installée

$$C_r = \frac{C_b}{CPI_{N-1}} * \frac{\sum_{n=N-1}^{N+1} (CPI_n * CAP_n)}{\sum_{n=N-1}^{N+1} CAP_n}$$

7) Méthodologie des coûts fixes par type de coût

a) Achat d'énergie

a. Base comptable

- Calcul interne d'Electrabel SA qui valorise, pour chaque quart d'heure de l'année, la puissance soutirée du réseau haute-tension aux différents points de raccordement pour le fonctionnement des équipements auxiliaires des unités G2 pendant les périodes d'indisponibilité ;
- La valorisation, chaque quart d'heure, est effectuée au tarif horaire Belpex correspondant, majoré des coûts de transaction Belpex en vigueur au moment du soutirage (actuellement 0,07 €/MWh) ;
- Les quantités de soutirage prises en compte dans le calcul correspondent à la part d'Electrabel SA dans les unités G2, soit 89,81% des quantités réellement soutirées ;
- $C_{n\text{prelim}}$ = Calcul ci-dessus effectué pour chacune des années $n = N-3, N-2$ et $N-1$.

b. Facteur de correction

- Le calcul annuel est corrigé
 - o du pourcentage de détention d'Electrabel SA (EBL%) dans les unités G2 afin de le ramener à une base de 100%
 - o du coefficient de réduction des coûts fixes $C_{\text{coef},n}$ afin de ramener les coûts à une base de 4 unités

$$C_n = \frac{C_{n\text{prelim}}}{EBL\% * C_{\text{coef},n}}$$

c. Coût de base C_b

- Le coût de base C_b pour la prochaine période correspond à la moyenne arithmétique des coûts annuels corrigés indexés au CPI jusque $N-1$

$$C_b = \frac{CPI_{N-1}}{3} * \sum_{n=N-3}^{N-1} \frac{C_n}{CPI_n}$$

d. Règles d'extrapolation pour déterminer le coût de référence C_r pour la période de trois ans

- Le coût de référence C_r est égal au coût de base C_b

b) O&M

a. Base comptable

- Extrait SAP reprenant les coûts directs d'opération et de maintenance (hors frais de personnel) de chacune des unités G2 pendant leur phase opérationnelle ;
- Extrait SAP reprenant les coûts O&M des services centralisés, non directement alloués à chacune des unités G2. La part de ces coûts reprise pour les unités G2 correspond à la proportion des unités G2 en opération (4 unités actuellement en opération) dans le portefeuille total des unités nucléaires en opération d'Electrabel (6 unités actuellement, Doel 1 et Doel 2 étant considérées comme une seule unité). Lorsqu'une fermeture définitive a lieu en cours d'année, le nombre d'unités G2 et le nombre d'unités du portefeuille d'Electrabel sont réduits prorata temporis ;
- Tous ces coûts correspondent à une base de détention de 100% ;
- $C_{n\text{prelim}}$ = La somme des coûts O&M directs et centralisés (part G2) pour chaque année $n = N-3, N-2$ et $N-1$

b. Facteur de correction

- Le calcul annuel est corrigé
 - o du coefficient de réduction des coûts fixes $Coef_n$ afin de ramener les coûts à une base de 4 unités

$$C_n = \frac{C_{nprelim}}{Coef_n}$$

c. Coût de base C_b

- Le coût de base C_b pour la prochaine période correspond à la moyenne arithmétique des coûts annuels corrigés indexés au CPI jusque N-1

$$C_b = \frac{CPI_{N-1}}{3} * \sum_{n=N-3}^{N-1} \frac{C_n}{CPI_n}$$

d. Règles d'extrapolation pour déterminer le coût de référence C_r pour la période de trois ans

- Le coût de référence C_r est égal au coût de base C_b

c) Révisions

a. Base comptable

- Extrait SAP reprenant les coûts lors des révisions 12 ou 18 mois pour rechargement du fuel, à l'exclusion des coûts de personnel ;
- Tous les coûts correspondent à une base de détention à 100%.
- $C_{rprelim}$ = La somme des coûts des révisions pour pour chaque année $n = N-3, N-2$ et $N-1$

b. Facteur de correction

- Le calcul annuel est corrigé
 - o du coefficient de réduction des coûts fixes $Coef_n$ afin de ramener les coûts à une base de 4 unités

$$C_n = \frac{C_{nprelim}}{Coef_n}$$

c. Coût de base C_b

- Le coût de base C_b pour la prochaine période correspond à la moyenne arithmétique des coûts annuels corrigés indexés au CPI jusque N-1

$$C_b = \frac{CPI_{N-1}}{3} * \sum_{n=N-3}^{N-1} \frac{C_n}{CPI_n}$$

d. Règles d'extrapolation pour déterminer le coût de référence C_r pour la période de trois ans

- Le coût de référence C_r est égal au coût de base C_b

d) Grands travaux

a. Base comptable

- Extrait SAP reprenant les coûts des grands travaux, à l'exclusion des coûts de personnel ;
- Tous les coûts correspondent à une base de détention à 100%.
- $C_{n\text{prelim}}$ = La somme des coûts des révisions pour chaque année $n = N-3, N-2$ et $N-1$

b. Facteur de correction

- Le calcul annuel est corrigé
 - o du coefficient de réduction des coûts fixes Coef_n afin de ramener les coûts à une base de 4 unités

$$C_n = \frac{C_{n\text{prelim}}}{\text{Coef}_n}$$

c. Coût de base C_b

- Le coût de base C_b pour la prochaine période correspond à la moyenne arithmétique des coûts annuels corrigés indexés au CPI jusque $N-1$

$$C_b = \frac{\text{CPI}_{N-1}}{3} * \sum_{n=N-3}^{N-1} \frac{C_n}{\text{CPI}_n}$$

d. Règles d'extrapolation pour déterminer le coût de référence C_r pour la période de trois ans

- Le coût de référence C_r est égal au coût de base C_b

e) Services support

a. Base comptable

- Extrait SAP reprenant les coûts des services support locaux pendant la phase opérationnelle, à l'exclusion des coûts de personnel ;
- Tous les coûts correspondent à une base de détention à 100%.
- $C_{n\text{prelim}}$ = La somme des coûts des services support locaux pour chaque année $n = N-3, N-2$ et $N-1$

b. Facteur de correction

- Le calcul annuel est corrigé
 - o du coefficient de réduction des coûts fixes Coef_n afin de ramener les coûts à une base de 4 unités

$$C_n = \frac{C_{n\text{prelim}}}{\text{Coef}_n}$$

c. Coût de base C_b

- Le coût de base C_b pour la prochaine période correspond à la moyenne arithmétique des coûts annuels corrigés indexés au CPI jusque $N-1$

$$C_b = \frac{\text{CPI}_{N-1}}{3} * \sum_{n=N-3}^{N-1} \frac{C_n}{\text{CPI}_n}$$

d. Règles d'extrapolation pour déterminer le coût de référence C_r pour la période de trois ans

- Le coût de référence C_r est égal au coût de base C_b

f) Assurances

a. Base comptable

- Extrait SAP reprenant les coûts des assurances des différentes unités pendant la phase opérationnelle ;
- Extrait SAP reprenant les revenus d'assurances (indemnités reçues)
- Pour les revenus d'assurances, seules les indemnités relatives à des coûts supportés à partir de 2017 (= première année prise en compte pour l'établissement des coûts fixes futurs) sont prises en compte en déduction des coûts d'assurances
- Tous les coûts et revenus correspondent à une base de détention à 100%.
- $C_{nprelim}$ = La somme des coûts et des revenus des assurances pour chaque année $n = N-3, N-2$ et $N-1$

b. Facteur de correction

- Le calcul annuel est corrigé
 - o du coefficient de réduction des coûts fixes $Coef_n$ afin de ramener les coûts à une base de 4 unités

$$C_n = \frac{C_{nprelim}}{Coef_n}$$

c. Coût de base C_b

- Le coût de base C_b pour la prochaine période correspond à la moyenne arithmétique des coûts annuels corrigés indexés au CPI jusque $N-1$

$$C_b = \frac{CPI_{N-1}}{3} * \sum_{n=N-3}^{N-1} \frac{C_n}{CPI_n}$$

d. Règles d'extrapolation pour déterminer le coût de référence C_r pour la période de trois ans

- Le coût de référence C_r est égal au coût de base C_b

g) Coûts fixes de réseau

a. Base comptable

- Calcul interne d'Electrabel SA basé sur les factures reçues du gestionnaire de réseau de transport relatives à la partie fixe des coûts d'injection ;
- Calcul interne d'Electrabel SA relatif aux revenus des services auxiliaires ;
- Tous ces coûts et revenus correspondent à une base de détention de 100% ;
- $C_{nprelim}$ = La somme des coûts et des revenus pour chaque année $n = N-3, N-2$ et $N-1$

b. Facteur de correction

- Le calcul annuel est corrigé
 - o du pourcentage de détention d'Electrabel SA (EBL%) dans les unités G2 afin de le ramener à une base de 100%
 - o du coefficient de réduction des coûts fixes $Coef_n$ afin de ramener les coûts à une base de 4 unités

$$C_n = \frac{C_{nprelim}}{EBL\% * Coef_n}$$

c. Coût de base C_b

- Le coût de base C_b pour la prochaine période correspond à la moyenne arithmétique des coûts annuels corrigés indexés au CPI jusque N-1

$$C_b = \frac{CPI_{N-1}}{3} * \sum_{n=N-3}^{N-1} \frac{C_n}{CPI_n}$$

- d. Règles d'extrapolation pour déterminer le coût de référence C_r pour la période de trois ans

- Le coût de référence C_r est égal au coût de base C_b

h) Ondraf

- a. Base comptable

- $C_{nprelim}$ = La somme des factures de l'Ondraf relatives à chaque année $n = N-3, N-2$ et $N-1$
- Ces coûts correspondent à une base de détention de 100%

- b. Facteur de correction

- Le calcul annuel est corrigé
 - o du coefficient de réduction des coûts fixes $Coef_n$ afin de ramener les coûts à une base de 4 unités

$$C_n = \frac{C_{nprelim}}{EBL\% * Coef_n}$$

- c. Coût de base C_b

- Le coût de base C_b pour la prochaine période correspond à la moyenne arithmétique des coûts annuels corrigés indexés au CPI jusque N-1

$$C_b = \frac{CPI_{N-1}}{3} * \sum_{n=N-3}^{N-1} \frac{C_n}{CPI_n}$$

- d. Règles d'extrapolation pour déterminer le coût de référence C_r pour la période de trois ans

- Le coût de référence C_r est égal au coût de base C_b

i) Personnel

- a. Base comptable

- Extrait SAP reprenant les coûts directs de personnel de chacune des unités G2 pendant leur phase opérationnelle ;
- Extrait SAP reprenant les coûts de personnel des services centralisés, non directement alloués à chacune des unités G2. La part de ces coûts reprise pour les unités G2 correspond à la proportion des unités G2 en opération (4 unités actuellement en opération) dans le portefeuille total des unités nucléaires en opération d'Electrabel (6 unités actuellement, Doel 1 et Doel 2 étant considérées comme une seule unité). Lorsqu'une fermeture définitive a lieu en cours d'année, le nombre d'unités G2 et le nombre d'unités du portefeuille d'Electrabel sont réduits prorata temporis ;
- Tous ces coûts correspondent à une base de détention de 100% ;
- $C_{nprelim}$ = La somme des coûts de personnel directs et centralisés (part G2) pour chaque année $n = N-3, N-2$ et $N-1$

b. Facteur de correction

- Le calcul annuel est corrigé
 - o du coefficient de réduction des coûts fixes $Coef_n$ afin de ramener les coûts à une base de 4 unités

$$C_n = \frac{C_{n\text{prélim}}}{Coef_n}$$

c. Coût de base C_b

- Le coût de base C_b pour la prochaine période correspond à la moyenne arithmétique des coûts annuels corrigés indexés au CPI jusque N-1

$$C_b = \frac{CPI_{N-1}}{3} * \sum_{n=N-3}^{N-1} \frac{C_n}{CPI_n}$$

d. Règles d'extrapolation pour déterminer le coût de référence C_r pour la période de trois ans

- Le coût de référence C_r est égal au coût de base C_b

j) Amortissements

a. Note préalable

Les actifs corporels de chaque unité nucléaire sont amortis jusqu'à la fin de la durée d'exploitation de celle-ci, selon le calendrier légal.

Tous les investissements de maintenance (ci-après « CAPEX ») réalisés chaque année viennent donc gonfler la base d'actif au fur et à mesure de leur réalisation et sont ensuite amortis jusqu'à la fin de la durée d'exploitation.

Cela a comme conséquence que le niveau des amortissements, pour une unité donnée, ne peut évoluer qu'à la hausse jusqu'à la fin de la durée de l'exploitation selon le calendrier légal, puisque chaque nouveau CAPEX engendre un amortissement complémentaire.

En conséquence, les amortissements du passé à eux seuls ne sont pas représentatifs des amortissements du futur et ne peuvent donc pas être considérés comme récurrents. Dès lors il convient de définir une méthodologie qui permette de déterminer les coûts représentatifs des amortissements pour la période future visée par la révision triennale.

La méthodologie pour les amortissements décrite ci-dessous vise donc à déterminer, sur la base du dernier amortissement connu et d'un niveau de CAPEX représentatif du futur, un niveau d'amortissement représentatif pour la période future visée par la révision triennale.

b. Base comptable

- $Amort_{i,n-1}$ = Extraits SAP des amortissements pour chacune des unités i pour l'année $n-1$
- $Amort_{i,12N-1}$ = Extraits SAP des amortissements de décembre de l'année $N-1$, multiplié par 12, pour chacune des unités i
- $CAPEX_{i,n-1}$ = Extraits SAP des CAPEX de maintenance pour chacune des unités i pour l'année $n-1$
- Pour les définitions ci-dessus, sont pris en compte les amortissements sur actifs corporels et les CAPEX de maintenance liés à l'exploitation pendant la durée de vie des unités selon le calendrier légal
- Ces amortissements et CAPEX correspondent à la part d'Electrabel SA dans les unités G2, soit 89,81% ;

c. Etapes de calcul

- Etape 1 : Sur la base du CAPEX des années N-3, N-2 et N-1, un CAPEX normatif NormCAPEX_{i,N} pour la période suivante est déterminé :

$$NormCAPEX_{i,N} = \frac{CPI_{N-1}}{3} * \sum_{n=N-3}^{N-1} \frac{CAPEX_{i,n}}{CPI_n}$$

- Etape 2 : Un amortissement prospectif ForecastAmort_{i,n} pour les années N-1, N et N+1 (où l'unité i est encore au moins en partie en exploitation) est déterminé :

$$ForecastAmort_{i,N-1} = Amort_{N-1}$$

$$ForecastAmort_{i,N} = \left(Amort_{i,12/N-1} + \frac{NormCAPEX_{i,N}}{Years_{i,N}} \right) * Fact_{i,N}$$

$$ForecastAmort_{i,N+1} = \left(ForecastAmort_{i,N} + \frac{NormCAPEX_{i,N}}{Years_{i,N+1}} \right) * Fact_{i,N+1}$$

Où Fact_{i,n} désigne le pourcentage de présence de l'unité i en année n, sur la base du calendrier légal et,
Où Years_{i,n} est le nombre d'années entre le 1^{er} janvier de l'année n et la date de fin d'exploitation de l'unité i selon le calendrier légal. Pour la dernière année d'exploitation de l'unité, Years_{i,n} est égal à 1

- Etape 3 : Amortissement prospectif annuel, pour les années N-1, N et N+1, sur une base de 4 unités et pour une base de détention de 100%

$$ForecastAmort_n = \frac{\sum_{i=1}^4 ForecastAmort_{i,n}}{EBL\% * Coef_n}$$

- Etape 4 : Enfin, l'amortissement C_r à appliquer à la période suivante est égal à la moyenne des 3 amortissements prospectifs :

$$C_r = \frac{1}{3} \sum_{n=N-1}^{N+1} ForecastAmort_n$$

k) Provisions

a. Base comptable

- Extraits SAP des dotations et reprises de provisions liées aux unités G2, en excluant les coûts associés à la révision des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées ;
- Sont également exclues les reprises de provisions correspondant à des dotations non prises en compte dans les révisions triennales des coûts (soit étant effectuées avant la première année prise en compte pour la révision triennale des coûts, soit exclues par exemple pour le caractère non récurrent) ;
- Ces provisions correspondent à la part d'Electrabel SA dans les unités G2, soit 89,81% ;
- C_{provisions} = provisions pour chacune des années n = N-3, N-2 et N-1.

b. Facteur de correction

- Le calcul annuel est corrigé
 - o du pourcentage de détention d'Electrabel SA (EBL%) dans les unités G2 afin de le ramener à une base de 100%
 - o du coefficient de réduction des coûts fixes Coef_n afin de ramener les coûts à une base de 4 unités

$$C_n = \frac{C_{n\text{prelim}}}{EBL\% * Coef_n}$$

c. Coût de base C_b

- Le coût de base C_b pour la prochaine période correspond à la moyenne arithmétique des coûts annuels corrigés indexés au CPI jusque N-1

$$C_b = \frac{CPI_{N-1}}{3} * \sum_{n=N-3}^{N-1} \frac{C_n}{CPI_n}$$

d. Règles d'extrapolation pour déterminer le coût de référence C_r pour la période de trois ans

- Le coût de référence C_r est égal au coût de base C_b

l) Taxes et compensations

a. Base comptable

- Extrait SAP reprenant les taxes et compensations liées à l'opération des unités G2 pour les années N-3, N-2 et N-1, y compris les régularisations des années antérieures pour autant qu'elles se rapportent à des années postérieures à 2016 (soit des années prises en compte dans la révision triennale des coûts)
- Tous ces coûts correspondent à une base de détention de 100% ;
- C_{prelim} = La somme des taxes et compensations pour chaque année $n = N-3, N-2$ et $N-1$

b. Facteur de correction

- Le calcul annuel est corrigé
 - o du coefficient de réduction des coûts fixes $Coef_n$ afin de ramener les coûts à une base de 4 unités

$$C_n = \frac{C_{n\text{prelim}}}{Coef_n}$$

c. Coût de base C_b

- Le coût de base C_b pour la prochaine période correspond à la moyenne arithmétique des coûts annuels corrigés indexés au CPI jusque N-1

$$C_b = \frac{CPI_{N-1}}{3} * \sum_{n=N-3}^{N-1} \frac{C_n}{CPI_n}$$

d. Règles d'extrapolation pour déterminer le coût de référence C_r pour la période de trois ans

- Le coût de référence C_r est égal au coût de base C_b

m) Frais généraux

a. Base comptable

- Extrait SAP reprenant les coûts des services centraux de l'entité nucléaire d'Electrabel SA et non alloués directement aux unités G2. La part de ces coûts reprise pour les unités G2 correspond à la proportion des unités G2 en opération (4 unités actuellement en opération) dans le portefeuille total des unités nucléaires

en opération d'Electrabel (6 unités actuellement, Doel 1 et Doel 2 étant considérées comme une seule unité). Lorsqu'une fermeture définitive a lieu en cours d'année, le nombre d'unités G2 et le nombre d'unités du portefeuille d'Electrabel sont réduits prorata temporis

- Tous ces coûts correspondent à une base de détention de 100% ;
- C_{pretim} = La somme des coûts des services centraux pour les unités G2 pour chaque année $n = N-3, N-2$ et $N-1$

b. Facteur de correction

- Le calcul annuel est corrigé
 - o du coefficient de réduction des coûts fixes Coef_n afin de ramener les coûts à une base de 4 unités

$$C_n = \frac{C_{\text{pretim}}}{\text{Coef}_n}$$

c. Coût de base C_b

- Le coût de base C_b pour la prochaine période correspond à la moyenne arithmétique des coûts annuels corrigés indexés au CPI jusque $N-1$

$$C_b = \frac{CPI_{N-1}}{3} * \sum_{n=N-3}^{N-1} \frac{C_n}{CPI_n}$$

d. Règles d'extrapolation pour déterminer le coût de référence C_r pour la période de trois ans

- Le coût de référence C_r est égal au coût de base C_b

n) Facturation aux partenaires

La facturation aux partenaires est mise à zéro dans le calcul de la révision triennale des coûts.



8) Template et modèle de calcul

En annexe de ce document se trouve un fichier excel dans lequel :

- Les exploitants indiquent les coûts variables et fixes encourus pour les années passées, selon les catégories de coûts mentionnées dans la loi et décrites ci-dessus ;
- Sont calculés les coûts variables et fixes pour la prochaine période de trois ans lors de la révision triennale des coûts, selon la méthodologie décrite dans ce document

Proposition de méthodologie d'Electrabel - mail du 26 juillet 2019

Vous trouverez ci-dessous nos réponses sur les 5 points discutés lors de notre réunion du 18 juillet et complétés ensuite de nos échanges par mail et téléphone. Ceci résulte uniquement des échanges que nous avons eus et de notre compréhension actuelle des points soulevés. Sur base du document complet reprenant votre proposition, nous nous réservons le droit de compléter ce point de vue.

En introduction, nous tenons également à rappeler les principes de base qui ont amené à la rédaction de notre proposition de méthodologie, à savoir :

- Les révisions triennales des coûts se font **sur base des coûts du passé** soit ceux des années 2017-2018-2019, 2020-2021-2022 et 2023-2024-2025 ; ceci est bien précisé par la loi du 11 avril 2003 – telle que modifiée par la loi du 25 décembre 2016 - en son article 14 paragraphe 8 alinéa 23 ainsi qu'au dernier alinéa des Sections 1 et 2 repris en annexe de cette même loi.
- Au-delà, sur base de la loi, la méthodologie (portant sur la période 2020-2026) doit permettre de déterminer la nouvelle référence de coûts fixes et variables destinés à l'exploitation de 4 centrales nucléaires soit **une base à 100 % des 4 unités**, en prenant notamment en compte les principes édictés à la section 5. Le but de la révision triennale des coûts fixes et variables est d'actualiser tous les trois ans les deux montants de coûts fixes et variables sur la base des derniers éléments connus, à savoir les trois dernières années précédant l'année de révision triennale. Il convient ici d'insister sur le fait que le résultat final de la méthodologie est un montant unique pour les coûts fixes (en remplacement des 624 M€ fixes pour la première période) et un montant unique pour les coûts variables (en remplacement des 8.5 €/MWh fixes pour la première période).
- Les sections 1 et 2, qui font intégralement partie de la loi, font référence aux **coefficients de réduction des coûts fixes à appliquer dans le cas d'un arrêt définitif** d'une ou plusieurs de ces centrales. Les pourcentages sont d'application sur la totalité de la base de coûts de référence et non, en fonction des rubriques de coûts. La loi et ses annexes devant être lues de manière cohérente, il ne peut être question :
 - o de modifier les modalités de réduction des coûts en fonction du nombre d'unité (passage du total pour 4 unités vers le nombre d'unités qui ne sont pas arrêtées définitivement).
 - o de modifier les conditions de réduction de ces coûts (exclusivement pour les arrêts définitifs)
- Tel que mentionné dans l'exposé des motifs, **l'objectif visé par le législateur** dans cette actualisation des références de coûts est d'assurer que la marge (calculée selon les principes de la loi, et notamment l'application des facteurs de réduction des coûts fixes) reflète au mieux la rentabilité réelle du secteur nucléaire.

1. Préciser dans la méthodologie le traitement à appliquer en cas d'arrêt temporaire d'une ou plusieurs unités imposé par les autorités.

Ni la loi ni ses annexes n'envisagent de modification de la base de coûts de référence en cas d'arrêt temporaire d'une ou plusieurs unités. Ceci découle du fait que, tel qu'indiqué en réunion, un arrêt temporaire impacte peu notre base de coûts fixes, qui par définition est fixe.

Nous ne voyons donc pas la nécessité de préciser ce point dans notre proposition de méthodologie.

2. Affiner dans la méthodologie les règles de réduction de coûts en cas de fermeture définitive des unités.

La méthodologie vise à préciser les modalités de détermination des coûts fixes et des coûts variables et plus précisément de mettre à jour les montants respectivement de 624 M€ et 8.5 €/MWh fixés pour la première période, recouvrant les 4 réacteurs à 100% et en s'appuyant sur les différentes lignes directrices prévues dans la loi (notamment sur la Section 5 de l'annexe qui précise quels éléments de coûts sont pris en compte pour établir le nouveau montant total de référence).

Afin de rencontrer la volonté du législateur de reproduire une marge aussi proche que possible de la profitabilité réelle du secteur, il est nécessaire que les coefficients rehausseurs utilisés dans les calculs intermédiaires de la méthodologie soient égaux aux facteurs de réduction de coûts utilisés dans le calcul annuel de la marge tel que décrit à la section 2 :

« (...) »

CF_(n-1) = les coûts fixes destinés à l'exploitation des centrales nucléaires Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3, à savoir 624 millions d'euros et, à partir des années(n-1) 2019, 2022 et 2025, le montant révisé établi conformément à la révision triennale des coûts prévue dans la loi, étant entendu que le montant applicable est adapté annuellement sur base de l'indice de janvier de chacune des années(n-1) 2020 à 2025, à l'évolution de l'indice des prix à la consommation, en référence à l'indice de base de janvier de l'année précédant celle de la révision conformément à la révision triennale des coûts. Le montant de référence de 624 millions d'euros correspond à une disponibilité des 4 centrales nucléaires Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3. Dans le cas d'un arrêt définitif d'une ou de plusieurs de ces centrales, ce montant est réduit à un montant, en base 2016, correspondant, pour 3 unités disponibles à 80% du montant de référence, pour 2 unités disponibles à 60% du montant de référence et pour une unité disponible à 40% du montant de référence. En cas d'arrêt définitif en cours d'année, la réduction se fera pro rata temporis. Ils seront également indexés de la même manière que le montant pour 4 unités disponibles.

(...) »

Les facteurs de réduction des coûts sont imposés par la loi, ils sont par essence forfaitaires et s'appliquent sur la globalité des coûts fixes. Ils ne font pas l'objet de la méthodologie en préparation.

Pour la méthodologie, lorsqu'un « gross-up » est nécessaire pour le rebasage à 4 unités à 100%, utiliser les mêmes pourcentages permet d'annuler leurs effets et de revenir au coût correspondant.

Exemple simplifié :

- o Méthodologie : Coût fixe revu pour 4 unités = Coût base passé 3 unités / 80%
- o Application coût (section 1 et 2) : Coût fixe à utiliser pour 3 unités = Coût fixe revu pour 4 unités * 80%
- o Coût fixe à utiliser pour 3 unités = Coût base passé pour 3 unités

Tel qu'indiqué dans ce même article, ces facteurs de réduction s'appliquent en cas d'arrêt définitif d'une ou plusieurs centrales, quelle qu'en soit leur origine, et ne vise pas les arrêts temporaires qui, comme mentionné au point 1., n'ont que peu d'impact sur la base de coûts, fixe par définition.

Je vous confirme également que les facteurs repris dans la loi doivent être vus comme des facteurs moyens s'appliquant sur l'ensemble des coûts. Ceci se lit également au travers du même paragraphe de la section 2, repris ci-dessus, qui précise bien partir d'un montant de référence correspondant à l'exploitation de 4 unités nucléaires, coût de référence sur lequel ces facteurs s'appliquent. Afin de reconstruire ce coût de référence base 4 unités, et donc de neutraliser l'impact d'arrêts définitifs, la méthodologie proposée par Electrabel adapte chaque élément de coût individuel par division par le coefficient de réduction de coût fixé par la loi. En effet, cette modalité de calcul permet de garantir que le résultat final après application des facteurs de réduction de coûts définis dans la loi, reste la plus représentative possible des coûts impactant la profitabilité globale du secteur nucléaire. Il ne saurait dès lors être question de déterminer des coefficients différents pour chaque rubrique puisque l'objectif de la loi est de déterminer un total de coûts fixes futurs et non, des coûts pour chaque rubrique.

C'est également l'approche proposée pour les amortissements. En effet, nous partons bien pour le coût de référence des amortissements de l'année n-1, donnée à votre disposition au travers des rapports qui vous sont transmis, que nous extrapolons pour tenir compte des investissements futurs à réaliser, établis conformément à la loi sur base du passé et de données qui vous auront été rapportées, amortis sur les périodes résiduelles compte tenu des dates de fermeture des unités définies dans la loi. Nous tenons ensuite compte de la réduction progressive des unités en corrigeant la base d'amortissements des mêmes facteurs de réduction que précités et repris dans la loi.

Le facteur de réduction des coûts est donc bien utilisé uniformément sur l'ensemble des coûts fixes afin de ramener ceux-ci sur une base 100.

Par conséquent, nous ne voyons pas de nécessité d'adapter notre proposition de méthodologie qui repose sur les dispositions légales.

3. Application des nouveaux tarifs d'injection Elia tels qu'ils devraient être approuvés, publiés et appliqués pour la période 2020-2023.

L'ensemble de la méthodologie proposée par Electrabel utilise, conformément à la loi, comme point de départ les coûts du passé afin d'estimer la base de coûts futurs.

Il est en effet précisé en Sections 1 et 2 de l'annexe à la loi, à propos des révisions triennales des coûts fixes : « Ces trois adaptations [les trois révisions triennales] sont respectivement basées sur les coûts réalisés des années 2017-2018-2019, 2020-2021-2022 et 2023-2024-2025 ».

Cette base est ensuite extrapolée pour tenir compte de l'évolution future prévisible de cette base de coûts (à titre d'exemple, c'est ce que nous appliquons pour les amortissements et le dernier cœur). Cette extrapolation se base cependant toujours, comme le demande la loi, sur des chiffres observables et connus de la CREG au travers des rapports qui lui sont transmis au cours des trois dernières années passées.

Nous comprenons que la CREG souhaiterait que l'extrapolation d'évolution future des coûts intègre des éléments d'information susceptibles d'impacter les coûts postérieurement à la fin de la période de 3 ans précédente. La CREG cite en particulier l'intégration de tarifs d'injection soumis à consultation par ELIA depuis le 13 février 2019 et éventuellement applicables à compter de 2020. D'autres éléments d'évolution susceptibles d'être connus avant la fin de l'année 2019 sans impact sur les bases de coûts des années 2017-2018 et 2019 devraient dès lors également être cités telles que par exemple, des modifications de taxes, de régime d'assurances ou autres coûts imposés par des autorités externes pouvant influencer substantiellement les coûts futurs. Nous n'avons cependant pas proposé leur prise en compte dans le calcul de la base de coût ajustée ce qui nous paraît conforme à la loi, cette dernière ne faisant référence qu'aux coûts du passé.

4. Risque de double comptage et surcoût sur le dernier cœur partie amont du combustible

Nous vous rejoignons sur le principe que nous devons éviter les doubles comptages, tout en restant simple quant à la règle à appliquer.

A cette fin, nous vous proposons de spécifier que le facteur d'augmentation « dernier cœur » ne s'applique qu'aux seuls coûts de combustibles (hors frais financiers et coûts support de Synatom). Une adaptation du « modèle de calcul de révision triennale » devra être faite afin de séparer ces types de coûts.

Le coût de l'année N-1 pris comme point de référence étant ramené sur un équivalent « facteur d'augmentation dernier cœur » de 100 %, ceci élimine de facto le risque de double comptage.

Comme vous le suggérez, nous proposons d'appliquer le facteur de correction sur la base de la réalité du planning des révisions passées (normalisation à 100% de l'année N-1) et du dernier planning REMIT connu au 30/06 des années de révision triennale (soit 30/06/2020, 30/06/2023 et 30/06/2026) et non, sur base du planning théorique tel qu'il est repris actuellement dans notre proposition. Ceci assurera que les coûts de la révision triennale pour le futur seront bien en ligne avec les dernières estimations de facturations futures.

A cette fin, il sera nécessaire (i) d'associer à chaque période entre deux révisions REMIT un numéro de cycle avant mise à l'arrêt définitif et (ii) partant de ces numéros de cycles, de recalculer dynamiquement dans le « modèle de révision triennale des coûts » un coefficient $GU_{i,n}$ sur chaque année calendrier (moyenne prorata temporis des coefficients de cycles définis dans la méthodologie). Les coefficients relatifs à chaque cycle restent, eux, inchangés par rapport à la méthodologie proposée.

5. Risque de surestimation du coût de fuel amont en ne prenant en compte que la dernière année N-1 comme base d'extrapolation pour le futur

Nous comprenons le point de vue que la prise en compte d'une seule année dans la base d'extrapolation peut conduire à une sous- ou sur-estimation du coût futur si des régularisations de fin de cycle ont lieu cette année et que leur montant est proratisé à la production de l'année en question.

Dès lors, nous proposons que le coût amont de l'année N-1 soit retraduit en €/MWh selon deux composantes :

- Le coût hors régularisations de fin de cycle, proratisé sur la production de l'année N-1
- Les coûts de régularisations de fin de cycle, proratisés sur la production du cycle entier
- Les deux composantes sont ensuite additionnées pour former la base d'extrapolation

Nous sommes à votre disposition pour tout échange complémentaire et sommes prêt à organiser une nouvelle réunion par téléphone ou en vos bureaux.

Veillez toutefois noter que pour ma part, je serai en congé du 26/07 au 19/08 mais Stéphane se tient à votre disposition.

Bien à vous,

ANNEXE 3

Modèle de rapport adapté par la CREG

		HISTORICAL DATA									
(n)		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
(n-1)		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Fixed cost reduction factor n-1 (only for fixed costs of type 1)		100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	95,0%	61,7%	60,0%	36,5%	
National bank inflation forecast n-1											
CP _{n-1}		104,28	106,06	106,06	106,06	106,06	106,06	106,06	106,06	106,06	
CAP _{n-1} - Doel 3		1006,0	1006,0	1006,0	1006,0	1006,0	754,50	0,0	0,0	0,0	
CAP _{n-1} - Doel 4		1036,4	1038,0	1038,0	1038,0	1038,0	1038,0	1038,0	1038,0	519,0	
CAP _{n-1} - Tihange 2		1008,0	1008,0	1008,0	1008,0	1008,0	1008,0	84,0	0,0	0,0	
CAP _{n-1} - Tihange 3		1038,0	1038,0	1038,0	1038,0	1038,0	1038,0	1038,0	1038,0	692,0	
CAP _{n-1}	(MW)	4088,4	4090,0	4090,0	4090,0	4090,0	3838,5	2160,0	2076,0	1211,0	
GU _{n-1} - Doel 3		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
GU _{n-1} - Doel 4		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
GU _{n-1} - Tihange 2		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
GU _{n-1} - Tihange 3		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
1. VC - Variable Costs (in €/MWh)											
a) Fuel cost											
i) Upstream (gross up without administrative and financial cost)											
	Doel 3										
	Doel 4										
	Tihange 2										
	Tihange 3										
ii) Manufacturing											
	Doel 3										
	Doel 4										
	Tihange 2										
	Tihange 3										
iii) Back-end											
b) Variable injection tariffs											
2. FC - Fixed Costs (in €)											
b) Recurrent O&M											
d) Large works & decennials											
e) Local support											
j) Wages											
j) Amortization											
n) Invoicing to partners											
a) Energy purchase during unavailabilities											
c) Overhauls											
f) Insurances											
Revenues from insurances											
g) fixed grid costs											
Revenues ancillary services											
h) Niras/Ondraf costs											
k) Provision variations											
l) Taxes & Contributions											
m) G&A											
APPLICATION OF COSTS DURING THE PERIOD											
(n)		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
(n-1)		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Fixed costs type 1 (calculated with costs reduction factor n-1)	(€)										
Fixed costs type 2 (average of (pro rata) cost for the next period (cfr sect. 5))	(€)										
Total of fixed costs	(€)										

TRIENNIAL REVISION OF COSTS				
Period 1	Period 2	Period 3	Period 4	
(n)	2017-2019	2020-2022	2023-2025	2026
(n-1)	2016-2018	2019-2021	2022-2024	2025
(N)	2020	2023	2026	

BELOW : APPLICATION OF THE FORMULAS DESCRIBED IN THE METHODOLOGY

Intermediary calculations C _{n-1}						
Period 2			Period 3			
N-1	N	N+1	N-1	N	N+1	
(n-1)	2019	2020	2021	2022	2023	2024

CONFIDENTIEL

CONFIDENTIEL