

LIGNES DIRECTRICES RELATIVES A LA POLITIQUE TARIFAIRE ET A LA MARGE BENEFICIAIRE EQUITABLE EN PARTICULIER A L'EGARD DES GESTIONNAIRES DES RESEAUX DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

L'arrêté royal du 22 décembre 2000 visant à l'instauration des tarifs d'accès aux réseaux de distribution d'électricité et d'utilisation de ceux-ci" (ci-après: l'arrêté royal du 22 décembre 2000) étend, à l'article 1er, le champ d'application de l'article 12, §§ 1er à 3, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après: loi électricité), aux tarifs de raccordement aux réseaux de distribution et d'utilisation de ceux-ci, ainsi qu'aux tarifs des services auxiliaires fournis par les gestionnaires de ces réseaux, et exécute par conséquent les dispositions figurant à l'article 12, § 4, de la loi susmentionnée..

Par analogie avec les lignes directrices émises par la CREG relatives à la politique tarifaire et à la marge bénéficiaire équitable en particulier à l'égard du gestionnaire du réseau national de transport d'électricité, la CREG propose les présentes lignes directrices à l'attention des gestionnaires du réseau de distribution d'électricité.

La CREG insiste sur le fait que ses compétences sont limitées par la loi et que les lignes directrices contenues dans le présent document doivent être interprétées en conformité totale avec la loi. La CREG rappelle, à ce sujet, la compétence qui lui est acquise en vertu de l'article 12 de la loi électricité. Sa compétence consiste à approuver annuellement les tarifs qui lui sont soumis par le gestionnaire du réseau en tenant compte de la structure tarifaire générale et des six orientations contenues à l'article 12, § 2, de la loi électricité.

Les présentes lignes directrices ne peuvent dès lors pas porter atteinte à la tâche confiée par le législateur à la CREG, à savoir de soumettre chaque année à un examen complet les tarifs proposés par les gestionnaires du réseau. La CREG doit dès lors apprécier tous les ans ces tarifs au niveau de leurs mérites véritables, en tenant compte des circonstances réelles, tout en évitant, bien entendu, de tomber dans l'arbitraire, ce qui signifie que la CREG doit pouvoir déroger, dans l'appréciation des dossiers concrets introduits par les gestionnaires du réseau, aux présentes lignes directrices lorsque ces dossiers le requièrent. En effet, les présentes lignes directrices ont été rédigées sur la base des informations limitées dont la CREG dispose pour l'instant et en l'absence de tout dossier concret introduit auprès de la CREG.

A. Cadre légal

- 1. L'arrêté royal du 22 décembre 2000 visant à l'instauration des tarifs d'accès aux réseaux de distribution d'électricité et d'utilisation de ceux-ci, qui élargit le champ d'application de l'article 12, §§ 1er à 3 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : loi électricité) aux tarifs de raccordement aux réseaux de distribution et d'utilisation de ceux-ci, ainsi qu'aux tarifs des services auxiliaires fournis par les gestionnaires de ces réseaux, exécute l'article 12, § 4, de la loi susmentionnée.
- 2. Ceci implique que les tarifs de raccordement au réseau de distribution et d'utilisation de celui-ci, ainsi que les tarifs des services auxiliaires, doivent être approuvés tous les ans par la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG).

Conformément à l'article 12, §2, 3°, de la loi électricité, ces tarifs comportent une marge bénéficiaire équitable pour la rémunération des capitaux investis dans le réseau de distribution, en vue d'assurer le développement optimal de celui-ci à long terme.

B. Détermination, suivi et contrôle a posteriori des tarifs

- 3. Les tarifs sont fixés tous les ans. Les articles 9 et 10 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs de raccordement aux réseaux de distribution et d'utilisation de ceux-ci, de services auxiliaires fournis par les gestionnaires de ces réseaux et en matière de comptabilité des gestionnaires du réseau de distribution d'électricité (ci-après: arrêté royal du 11 juillet 2002) règlent la procédure de soumission et d'approbation des tarifs. Chaque gestionnaire de réseau de distribution doit introduire sa proposition tarifaire accompagnée du budget pour l'exercice suivant, auprès de la CREG le 30 septembre de chaque année au plus tard. Les articles 11 et 12 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 règlent la publication des tarifs approuvés. Conformément à l'article 23 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002, la CREG ne prendra en compte que les coûts jugés raisonnables pour une répercussion dans les tarifs approuvés. La CREG évaluera le caractère raisonnable de ces coûts en les comparant, entre autres, aux coûts correspondants d'entreprises similaires affichant les meilleurs résultats.
- 4. Dans le courant de l'exercice et à l'issue de la période transitoire, le suivi des coûts réels par rapport à la proposition approuvée se fait sur une base semestrielle et à l'aide du modèle de rapport prescrit par l'arrêté royal du 11 juillet 2002. Ce suivi semestriel permet à

la CREG, entre autres, de préparer et de traiter facilement l'approbation de la proposition pour l'année suivante.

A l'issue de l'exercice, la CREG vérifiera, sur la base du rapport devant être introduit par le gestionnaire du réseau de distribution, si les tarifs appliqués durant l'exercice précédent ont résulté en un bonus ou un malus. En cas de décision définitive à ce sujet de la part de la CREG, le bonus et le malus seront imputés pour moitié aux tarifs pour l'année suivante et seront pour moitié à charge du gestionnaire du réseau concerné.

C. La méthode de calcul de la marge bénéficiaire équitable pour les capitaux investis

a) La base de calcul

5. Chaque gestionnaire du réseau de distribution obtient tous les ans une rémunération nette pour les capitaux investis. Cette rémunération est une rémunération nette, réalisée après impôt sur les sociétés, mais avant le précompte mobilier sur les dividendes.

Les capitaux investis se composent de :

I. Les immobilisations corporelles :

a) A condition que les gestionnaires du réseau de distribution disposent d'un inventaire technique de leurs immobilisations corporelles respectant leur comptabilité et permettant de contrôler la correspondance de celles-ci avec les immobilisations corporelles réelles (p.ex. par le biais d'une identification des éléments de l'actif), les investissements réalisés dans les immobilisations corporelles des trente dernières années sont évalués en fonction de leur valeur de reconstruction économique au 31 décembre 2001. Cette valeur de reconstruction économique se justifie à l'aide de prix unitaires en vigueur pour les éléments de l'inventaire technique. Cette valeur constitue la valeur initiale des capitaux investis (iRAB). Les éventuelles subventions d'investissement reçues sur la même période sont déduites de cette valeur iRAB

Pour les intercommunales ne sachant pas remplir les conditions administratives, on se base sur la valeur d'acquisition indexée jusqu'au 31 décembre 2001 des immobilisations corporelles des 30 dernières années, a laquelle on soustrait les amortissements de la valeur indexée tels qu'ils figurent dans le bilan des gestionnaires du réseau de distribution. En effet, les immobilisations corporelles des intercommunales ont été adaptées annuellement à l'évolution de l'indice des prix depuis 1970. Initialement, cette réévaluation annuelle se faisait sur la base de la valeur de remplacement ; à partir de 1985, elle s'est faite sur la base de la

valeur comptable réévaluée annuellement en fonction de l'évolution de la moyenne arithmétique de l'indice des prix de la production industrielle et de l'indice des prix à la consommation. Toutefois, la réévaluation était limitée à 80% de l'évolution de l'indice afin de tenir compte des progrès technologiques. Cette valeur constitue la valeur initiale des capitaux investis (iRAB). Les éventuelles subventions d'investissement reçues sur cette même période sont déduites de cette valeur iRAB.

L'iRAB est majorée de la moitié de la valeur d'acquisition du nouvel actif de l'année suivante. La moitié des mises hors service de cette année en sont déduites, de même que la moitié des amortissements de l'actif à la fin de l'année suivante. Ces calculs ont lieu à la fin de l'exercice. L'amortissement de la RAB est identique à l'amortissement inclus dans les tarifs. Les amortissements et valeurs résiduelles sont déterminés comme suit :

ACTIF	AMORTISSEMENTS en %	VALEUR RESIDUELLE en %
Câbles	2	24 (25)
Lignes	2	42 (40)
Postes	3	10
Raccordements	3	10
Appareillage de mesure	3	10
Bâtiments	3	0
Mobilier	10	0
Matériel Roulant	20	0
Equipement administratif	20	0

II. <u>Le fonds de roulement nominal du gestionnaire du réseau de distribution concerné de</u> l'exercice précédent :

Le fonds de roulement nominal est la différence entre la somme des stocks et des commandes en cours d'exécution, les créances à un an au plus et les comptes de régularisation de l'actif d'une part et la somme des dettes à un an au plus et des comptes de régularisation du passif d'autre part. La moyenne est calculée à partir de deux montants semestriels à la fin de chaque semestre.

La somme de la valeur de reconstruction économique et du fonds de roulement constitue l'actif régulé (le Regulated Asset Base ou RAB).

b) La rémunération de la base calculée

- 6. Les fonds propres et les fonds de tiers sont déterminés respectivement selon une proportion de 33/67 des fonds totaux. Les fonds propres moyens des entreprises en Belgique représentent 37,7% des fonds totaux, sur la base des données les plus récentes disponibles de la Centrale des Bilans de la Banque Nationale de Belgique1. Etant donné que les gestionnaires du réseau bénéficieront d'un monopole de droit qui protégera légalement leurs activités pendant 12 ans2 ou pendant 20 ans3 de toute concurrence d'une part et que, d'autre part, une tarification régulée de leurs services leur est imposée qui leur permettra de rémunérer leurs employés et créanciers, de même que leurs actionnaires de manière conforme au marché, la CREG est d'avis que la proportion d'un tiers de fonds propres et de deux tiers de fonds de tiers est suffisante pour permettre aux gestionnaires du réseau de distribution de bénéficier de conditions de crédit de grande qualité
- 7. Les fonds propres (c.-à-d. 33% des capitaux investis) sont rémunérés par la somme du taux d'intérêts sans risques d'une part et par la prime de risque pondérée par la part de risque de marché de l'action du principal producteur d'électricité en Belgique d'autre part.

On entend, par taux d'intérêt sans risque, le taux d'intérêt arithmétique moyen des OLO avec une durée de 10 ans émises durant l'année précédente par le gouvernement belge ou leur remplaçant au moment de la disparition du BEF au profit de l'Euro.

On entend, par prime de risque, la prime de risque de marché de la Bourse des Valeurs de Bruxelles (département Bruxelles d'Euronext).

On entend, par pondération du risque de marché, le rapport entre les fluctuations du cours des actions du principal producteur d'électricité en Belgique au cours des sept dernières années, tel que reflété par l'equity betà-factor. En effet, afin de garder une uniformité au niveau de l'application du facteur bèta recalculé et de la prime de risque appliquée, tous les gestionnaires du réseau de distribution se voient appliquer les mêmes valeurs que celles appliquées au gestionnaire du réseau de transport.

Cet equity betà-factor est recalculé sur la base de la structure de financement régulée 33/67. Dès que les fluctuations de l'action du gestionnaire du réseau de transport sur une période

Décret du Conseil flamand du 17 juillet 2000 portant organisation du marché de l'électricité.

¹ Bulletin statistique de la Banque Nationale, 2000-2001, p. 128.

³ Cf. Décret du Conseil wallon du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité et l'ordonnance du Conseil de la Région de Bruxelles-Capitale du 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité dans la région de Bruxelles-Capitale.

de trois ans sont connues par rapport aux fluctuations du principal indice des actions de la Bourse des Valeurs de Bruxelles sur la même période de trois ans, leurs proportions respectives (c.-à-d. l'equity betà-factor du gestionnaire du réseau lui-même) serviront à la pondération du risque de marché.

Afin de tenir compte de l'illiquidité accrue des investissements effectués dans des sociétés non cotées en bourse (les gestionnaires du réseau de distribution), une rémunération additionnelle de 20% sera ajoutée à la rémunération des fonds propres, et ce uniquement à l'égard des gestionnaires du réseau de distribution dont la part n'est pas cotée en bourse.

- 8. En ce qui concerne la rémunération des fonds de tiers productifs d'intérêts à long terme (c.-à-d. 67% des capitaux investis), on a opté pour un système de type 'embedded costs'; l'ensemble des coûts de financement réels pour les fonds empruntés sera, de ce fait, imputé aux tarifs régulés du gestionnaire du réseau de distribution. Pour appliquer le principe des embedded costs aux tarifs régulés, il faut instaurer un contrôle préalable de la gestion financière des gestionnaires du réseau de distribution par la CREG. Ceci doit permettre à la CREG d'évaluer la gestion des risques financiers liés au financement des fonds de tiers, à savoir:
 - le risque de refinancement en fonction de l'étalement dans le temps, les montants empruntés et les modalités de conclusion des emprunts, le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt en fonction de la part des emprunts contractés à des taux d'intérêt fixes et variables :
 - le risque lié aux fluctuations de change pour des montants empruntés hors de la zone Euro, s'il est d'application.

La procédure de contrôle à suivre consiste en la remise à la CREG, tous les ans, par les gestionnaires du réseau de distribution, d'un plan de financement détaillé accompagnant leur proposition tarifaire et contenant, entre autres, les éléments suivants :

- la justification et l'objet de chaque financement programmé pour l'année suivante ;

pour chaque financement particulier :		
0	la source de financement;	
0	le montant;	
0	la date d'emprunt;	
0	la durée;	
0	le taux d'intérêt;	
0	la partie empruntée à taux fixe et à taux variable;	
0	la monnaie/le marché dans laquelle/lequel le montant est emprunté;	
0	les instruments financiers dérivés utilisés afin de remédier aux risques de fluctuation des changes et des taux d'intérêt, de même que le coût de ce instruments ;	
pour l'	ensemble des fonds empruntés ; un calcul de:	
0	l'évolution dans le temps et dans la durée ;	
0	le coût total de la dette, pour laquelle une distinction est établie entre :	
	 la charge d'intérêt totale; 	
	 le supplément de crédit à l'égard du taux d'intérêt sans risque au moment où l'emprunt est contracté; 	

• le coût de la couverture des fluctuations de change et d'intérêt ;

- l'ensemble des coûts pouvant être attribués directement au financement de la dette (honoraires en cas de souscription à un emprunt, etc...);
- la partie empruntée à taux d'intérêt fixe et variable.

Les taux d'intérêt seront comparés aux attentes liées au taux d'intérêt sur le marché au moment de la souscription de l'emprunt et le supplément de crédit sera comparé à celui obtenu par des entreprises similaires pour des emprunts de durée similaire.

Il faut toutefois instaurer également auprès des gestionnaires du réseau de distribution, pour l'application du principe des *embedded costs*, une procédure comptable permettant de constater une différence entre les charges financières budgétisées et les charges financières réelles. La différence entre le coût budgétisé et le coût financier réel des fonds de tiers devra être comptabilisée sur un compte transitoire et être imputée totalement aux tarifs de l'année n + 2.

9. Les coûts qui ne sont pas liés aux activités des gestionnaires du réseau concernés ou qui ne sont pas liés aux activités qui leur sont imposées par décret ou par ordonnance, et tous les autres coûts éventuellement rejetés par la CREG, ne peuvent être inclus dans la base des coûts en ne sont, par conséquent, pas imputés aux tarifs. Si ces coûts sont également rejetés par les administrations fiscales et donnent lieu à des taxations supplémentaires, cette charge fiscale supplémentaire ne peut pas non plus être imputée aux tarifs ; il en va de même pour les amendes reçues.

Etant donné que ces coûts ne peuvent être couverts par des tarifs couvrant les dépenses pour les activités régulées, ils seront finalement imputés à la rémunération attribuée pour les capitaux investis.

- 10. Trois possibilités peuvent surgir lors de la comparaison entre la structure de financement réelle et la structure de financement régulée ;
 - a) la structure de financement réelle est la même que la structure de financement régulée : il n'y a aucune difficulté supplémentaire ;
 - b) dans la structure de financement réelle, la partie fonds propres est supérieure à un tiers des fonds totaux et la partie fonds de tiers est, par conséquent, inférieure

à deux tiers des fonds totaux : dans ce cas, la rémunération des fonds propres en tant que fonds propres est limitée à un tiers et les fonds de tiers sont rémunérés à l'aide du embedded finance cost majoré de OLO + 70 pb pour la différence entre deux tiers des fonds totaux et les fonds de tiers réels ;

Exemple: fonds totaux: 100; fonds propres: 60 et fonds de tiers: 40; Rémunération: (OLO + prime de risques) \times 33/100 + embedded finance cost de \times 40 + ((67 – 40) \times OLO + 70pb).

c) dans la structure de financement réelle, la partie fonds propres est inférieure à un tiers des fonds totaux et les fonds de tiers sont, par conséquent, supérieurs à deux tiers des fonds totaux; l'embedded finance cost des fonds de tiers est totalement rémunéré, mais la différence entre les fonds de tiers réels et deux tiers des fonds totaux est déduite de la rémunération des fonds propres, calculés comme s'ils s'élevaient à un tiers des fonds totaux. La déduction est calculée selon OLO + 70 pb.

Exemple: fonds totaux: 100; fonds propres: 20 et fonds de tiers: 80. Rémunération: (OLO + prime de risques) \times 33/100 + embedded cost de 80 – (80-67) \times (OLO + 70 pb)).

D. Liste des définitions

- 11. Capitaux investis : cf. article 12, § 2, 3°, de la loi électricité.
- 12. Immobilisations corporelles indexées : (la somme de la valeur d'acquisition nette des 30 dernières années x le coefficient d'adaptation de chaque année) amortissements sur la valeur d'acquisition indexée.
- 13. Recalcul de l'Equity Bèta (Br): equity bèta x [1+(1-t) x nouveau ratio DC] divisé par [1+(1-t) x ancien ratio DC]. Ratio DC = fonds de tiers productif d'intérêts / fonds propres.
- 14. Taux d'impôt réel : impôts payés / bénéfices avant impôts (sans tenir compte des taxations supplémentaires sur les coûts rejetés par la CREG).
- 15. Fonds de roulement: stocks et commandes en cours d'exécution plus créances à un an au plus plus comptes de régularisation de l'actif mois dettes à un an au plus et comptes de régularisation du passif. (schéma des comptes annuels)
- 16. OLO (obligations linéaires lineaire obligaties): sont des titres qui représentent un emprunt d'état émis en tranches successives (article 1 de l'arrêté royal du 16 octobre 1997 relatif aux obligations linéaires). Le taux d'intérêt des OLO est publié tous les jours dans les quotidiens financiers (p. ex. Financieel Economische Tijd, Echo de la Bourse).
- 17. Capitaux investis : CI = immobilisations corporelles matérielles indexées (option 1) plus ou moins le fonds de roulement ou la valeur de reconstruction économique (option 2) plus ou moins le fonds de roulement.
- 18. Fonds propres : FP (groupement de comptes tel que prévu dans le schéma des comptes annuels, repris au Chapitre 1^{er} de l'annexe à l'arrêté royal du 8 octobre 1976 relatif aux comptes annuels des entreprises (ci-après : arrêté royal du 8 octobre 1976)).

- 19 Fonds de tiers : FT : (groupement de comptes tel que prévu dans le schéma des comptes annuels, repris au Chapitre 1^{er} de l'annexe à l'arrêté royal du 8 octobre 1976).
- 20. Fonds de tiers avec charge d'intérêt : FTCI = fonds de tiers sur lesquels des charges d'intérêts sont dues.
- 21. Fonds de tiers à long terme : FTLT = Provisions + Impôts reportés + Dettes à plus d'un an (groupement de comptes tel que prévu dans le schéma des comptes annuels, repris au Chapitre 1^{er} de l'annexe à l'arrêté royal du 8 octobre 1976).
- 22. Fonds de tiers à court terme : FTCT = Dettes à un an au plus + Comptes de régularisation du passif (groupements tels que prévus dans le schéma des comptes annuels, repris au Chapitre 1^{er} de l'annexe à l'arrêté royal du 8 octobre 1976).
- 23. Fonds totaux : FT = FP + FT (fonds propres + fonds de tiers).
- 24. Ratio DC : rapport entre les fonds de tiers avec charges d'intérêts / fonds propres
- 25. Rémunération totale pour les capitaux investis : RT.
- 26. Prime de risque : pr = revenu moyen du portefeuille d'actions composé d'actions reprises dans l'indice BEL20 (ou son remplaçant) le taux d'intérêt sans risque.
- 27. Taux d'intérêt sans risque : tsr = le taux d'intérêt des OLO (cf. point 15 des définitions).
- 28. α = prime d'illiquidité de 20% pour des investissements réalisés dans une entreprise non-cotée en bourse

E. Formule pour la rémunération des capitaux investis

29. RT.= $(1+\alpha)$ x [0.33 x (CI) x (tsr + pr x Br)]+ rémunération fonds de tiers selon le

principe des embedded costs

30. Le montant du bonus visé à l'article 24 de l'arrêté royal du 11 juillet 2002 est établi

après impôt sur les sociétés. Il est imputé selon le règlement ci-dessous.

- Si l'on constate, à l'issue de l'exercice, qu'un bonus a été réalisé et si 50% de ce

bonus est supérieur à (0,33 x Cl x (pr x Br)), le montant des 50% du bonus

remplacera (0,33 x Cl x (pr x Br)) en tant qu'élément de la rémunération des

capitaux investis

- Si 50% du montant du bonus est inférieur à (0,33 x Cl x (pr x Br)), le montant de

la rémunération des capitaux investis reste inchangé.

- Si, à l'issue de l'exercice, on constate qu'un malus a été réalisé, 50% de ce malus

sera déduit du montant obtenu avec la formule (0,33 x Cl x (pr x Br)).

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

Guido CAMPS

Directeur du contrôle

des prix et des comptes

sur le marché de l'électricité

Christine VANDERVEEREN

Président du Comité de direction