

5.3. REVENU TOTAL A COUVRIR PAR LES TARIFS

5.3.1. Généralités

Art. 8.

Les tarifs de transport couvrent le revenu total nécessaire à l'exercice des activités régulées liées au réseau de transport et aux réseaux ayant une fonction de transport.

Le revenu total comporte :

- 1) les coûts du gestionnaire du réseau, en ce compris les amortissements et les charges financières ;
- 2) la rémunération du gestionnaire du réseau, comprenant une marge équitable pour la rémunération des capitaux investis dans le réseau ainsi que des incitants.

5.3.2. Les coûts nécessaires

Art. 9.

Le revenu total couvre les coûts nécessaires à la poursuite des activités régulées, à l'exception des coûts qui ont été rejetés entièrement ou partiellement par la CREG en raison de leur caractère déraisonnable, en application des critères visés au titre 5.4.

Art. 10.

Les coûts visés à l'article précédent se composent notamment, mais non exclusivement, des éléments suivants :

- 1) les coûts et diminutions de coûts liés aux amortissements portés en diminution de l'actif régulé en application de l'article 15, § 4, les amortissements non-récurrents et les réductions de valeurs en application de l'article 15 § 2, 2) à l'exception des amortissements sur des écarts de consolidation positifs, ainsi que la prise en résultat des subsides en capital ;
- 2) les coûts et diminutions de coûts liés aux réductions de valeurs sur les immobilisations financières, les créances à plus d'un an, les stocks et commandes en cours d'exécutions, des créances à un an au plus ;
- 3) les coûts liés à la gestion des congestions, au service de *black-start*, à l'utilisation (énergie) des réserves, au réglage de la tension et de la puissance réactive ainsi qu'aux achats d'énergie active pour compenser les pertes réseau qui ne sont pas visés au point 23) du présent article ;
- 4) les coûts d'utilisation de l'infrastructure de tiers ;
- 5) les coûts échoués (y compris les mouvements sur les comptes de provisions correspondants) constitués par les charges de pension complémentaire ou de pension du secteur public non capitalisées, versées à des agents ayant presté une activité régulée de transport ou ayant une fonction de transport d'électricité, dues pour les années antérieures à la libéralisation en vertu des statuts, de conventions collectives du travail ou d'autres conventions suffisamment formalisées, approuvés avant le 30 avril 1999, ou

versées à leurs ayants droits ou remboursées à leur employeur par un gestionnaire du réseau, qui peuvent être intégrés dans les tarifs ;

- 6) l'impôt des sociétés effectivement dû sur la marge équitable contenue dans l'article 14, après avoir porté au maximum en compte toutes les réductions fiscales;
- 7) les impôts autres que celui visé au 6), en particulier le précompte immobilier, les taxes et assimilés à charge du gestionnaire du réseau, à l'exclusion des amendes infligées au gestionnaire du réseau et des indemnités à charge du gestionnaire du réseau en cas d'incidents sur le réseau imputables au gestionnaire du réseau ;
- 8) les plus-values et les moins-values enregistrées, à l'exception de celles visées au 22) ;
- 9) les charges et les produits financiers (sur la base du principe *embedded debt*) ;
- 10) à l'exception des coûts et des revenus associés aux interconnexions *offshore* qui sont traités conformément au cadre réglementaire tarifaire spécifique établi en commun avec une autre autorité de régulation nationale de l'Union européenne et repris à l'Annexe 3, les coûts ou réductions de coûts consécutives à des opérations d'interconnexions et à la participation des capacités étrangères indirectes au mécanisme belge de rémunération de capacité, dont notamment :
 - le solde des recettes et des coûts à payer qui découlent de l'application d'un mécanisme de compensation pour le transport de flux transfrontaliers, pour autant qu'ils résultent de la réglementation européenne, de décisions de la CREG ou d'un accord entre les gestionnaires du réseau concernés ;
 - le revenu des rentes de congestion ;
 - les éventuels coûts nécessaires pour garantir le revenu minimum autorisé pour la réalisation d'une interconnexion *offshore* au sens de l'article 2, 55° de la loi électricité et tels que définis à l'Annexe 3 ;
 - les éventuels revenus définis à l'Annexe 3 lorsque le revenu maximum autorisé pour la réalisation d'une interconnexion *offshore* au sens de l'article 2, 55° de la loi électricité est dépassé ;
- 11) les réductions ou les augmentations de coûts qui résultent de transferts entre le compte de résultats et le bilan, y compris les différences imputées au revenu de périodes réglementaires antérieures (transfert des créances et des dettes réglementaires), étant entendu que les transferts visés ne concernent pas ceux liés aux travaux pour compte de tiers (acomptes reçus et commandes en cours d'exécution), ni les transferts entre comptes qui résultent des coûts liés aux obligations de service public ou les surcharges ;
- 12) les réductions de coûts liées à des reprises de provisions constituées avant le 1^{er} janvier 2008 ;
- 13) les coûts liés aux déplacements d'infrastructure imposés au gestionnaire du réseau et qui résultent de l'application des dispositions de la loi du 10 mars 1925 sur les distributions d'énergie électrique ou des dispositions des réglementations régionales en la matière ;

- 14) les coûts d'acquisition des services suivants pour les infrastructures en mer, comme les *Modular Offshore Grids*, qui sont facturés par des tiers, après déduction de l'intervention des assurances :
- *seabed surveys*, pour autant que ces coûts ne sont pas activés ;
 - réparations des câbles : tous les coûts résultant de la réparation de câbles sous-marins ;
 - réenfouissement des câbles : les travaux consistant à réenfouir un câble lorsque les observations du fond marin concluent à la nécessité de procéder à une telle opération ;
 - réparations plateforme : tous les coûts supportés pour la réparation des dommages causés à la plateforme et à ses équipements, par exemple en raison d'une collision avec un bateau non-opéré par le gestionnaire du réseau;
 - remise en état de l'île à la suite d'une collision avec un bateau n'appartenant pas à Elia ou à la suite d'une érosion causée par des conditions météorologiques particulièrement difficiles (ex. : protection contre l'érosion ou sédimentation due à une mobilité exceptionnelle des fonds marins) ;
 - panne majeure du système (panne de transformateur, panne de réacteur, panne GIS).
- 15) les coûts et diminutions de coûts liés à la constitution obligatoire des provisions de démantèlement pour le traitement, le démantèlement et l'enlèvement des assets des *Modular Offshore Grids* ;
- 16) les indemnités au profit des titulaires concernés d'une concession domaniale visées à l'article 6/2, § 1^{er}, 2^o et 6/5, § 3 de la loi électricité pour autant qu'elles ne soient pas mises à la charge du gestionnaire du réseau en application de l'article 6/2, § 2 et 6/5, § 5 de la loi électricité ou d'un de ses arrêtés d'exécution ;
- 17) les réductions de coûts liées aux récupérations d'assurances visant spécifiquement la couverture de coûts non-gérables ;
- 18) les coûts opérationnels facturés par CORESO et JAO ;
- 19) les coûts (y compris les mouvements sur les comptes de provisions correspondants) d'achat d'autres biens et services, pour autant qu'ils s'intègrent dans le cadre des activités régulées du gestionnaire du réseau, notamment celles axées sur :
- la gestion de l'infrastructure électrique ;
 - la gestion du système électrique ;
 - la gestion de l'infrastructure télécoms ;
 - les activités informatiques ;
 - la gestion commune ;
 - les primes d'assurance ;
 - les charges à transférer aux comptes du bilan.

- 20) les coûts (y compris les mouvements sur les comptes de provisions correspondants) des rémunérations, des charges sociales et de toutes les charges payées dans le cadre des assurances groupes ;
- 21) les réductions de coûts qui résultent d'activités régulées du gestionnaire du réseau, notamment :
- les recettes provenant de la valorisation de l'actif régulé, même non liées à des activités régulées ;
 - les recettes issues du *metering* commercial ;
 - les recettes liées aux prestations de support aux filiales ;
 - les recettes provenant de subsides d'exploitation ou de réduction de charges sociales ;
 - les récupérations d'assurances visant spécifiquement la couverture de coûts gérables ;
 - les récupérations sur travaux d'infrastructure ou d'entretien ;
 - les recettes liées aux travaux pour tiers ;
 - les autres recettes ou récupérations.
- 22) les plus-values ou les moins-values des transactions à titre onéreux d'actifs immobilisés à l'exception des actifs immobilisés achetés dans le cadre d'une compensation suivant l'article 32, § 6 ;
- 23) les coûts liés à l'achat de blocs d'énergie active « calendriers » et « trimestriels hivernaux » effectué à long terme pour compenser les pertes de réseaux ainsi que les coûts de réservation des réserves d'équilibrage (FCR, aFRR et mFRR), le cas échéant diminué par la totalité des amendes infligées aux fournisseurs pour le non-accomplissement de leurs obligations en la matière.

Les coûts [et réductions] visés aux points 1) à 18) sont considérés comme non-gérables.

Les coûts [et réductions] visés aux points 19) à 22) sont considérés comme gérables.

Les coûts [et réductions] visés au point 23) sont considérés comme influençables.

S'agissant des coûts [et réductions] qui ne relèvent pas d'une des catégories visées à l'alinéa 1^{er}, la CREG détermine s'ils doivent être considérés comme gérables, non-gérables ou influençables préalablement au dépôt de la proposition tarifaire.

En cours de période régulatoire, les catégories de coûts qui ne sont pas visées à l'alinéa 1^{er} et sur lesquelles la CREG ne s'est pas prononcée préalablement au dépôt de la proposition tarifaire conformément à l'alinéa 5 sont considérées comme gérables, sauf accord convenu entre la CREG et le gestionnaire du réseau.

Art. 11.

Le gestionnaire du réseau maintient le coût par service offert aux utilisateurs à un niveau aussi bas que possible en maîtrisant au mieux les facteurs déterminant ce coût.

Art. 12.

La subsidiation croisée entre activités régulées et activités non régulées n'est pas autorisée.

5.3.3. Rémunération

5.3.3.1. Principes généraux

Art. 13.

Outre la couverture des coûts visés au point 5.3.2, les tarifs du réseau couvrent les rémunérations susceptibles d'être octroyées au gestionnaire du réseau. Cela concerne :

- 1) la marge équitable sur les capitaux investis dans les réseaux ;
- 2) les incitants pour la réalisation d'objectifs fixés préalablement par la CREG.

5.3.3.2. Marge équitable sur les capitaux investis dans le réseau

Art. 14.

La marge équitable est la rémunération normale des capitaux investis dans le réseau. Elle est fixée chaque année en multipliant le pourcentage de rendement visé à l'article 16 par la moyenne arithmétique de la valeur initiale et finale de l'actif régulé (RABmoyenne) visé à l'article 15, pour l'exercice d'exploitation concerné.

La marge équitable est une rémunération nette, après application de l'impôt des sociétés.

La différence (positive ou négative) entre la marge équitable budgétée et approuvée par la CREG et la valeur réelle de cette marge équitable, approuvée par la CREG, est intégralement affectée au revenu total de la période régulatoire suivante.

Par exception, les capitaux investis dans une interconnexion *offshore* sont rémunérés sur la base du cadre réglementaire tarifaire spécifique établi en commun avec une autre autorité de régulation nationale et repris à l'Annexe 3. La valeur des actifs détenus par le gestionnaire du réseau dans cette interconnexion ne fait pas partie de la valeur de l'actif régulé (RAB) susmentionné et la rémunération résultant de ce cadre réglementaire tarifaire spécifique s'ajoute aux autres rémunérations visées dans la présente méthodologie.

5.3.3.2.1. L'actif régulé

Art. 15.

§ 1. Au 31 décembre 2020, la valeur de l'actif régulé (RAB) du gestionnaire du réseau national de transport s'élève à 5.088.965.244,66 €, y compris une plus-value de 1.313.637.445,18 €.

Si les droits sur des immobilisations corporelles régulées changent à la suite d'une transaction entre gestionnaires du réseau, la valeur de l'actif régulé telle qu'elle figure au moment de la transaction dans le chef de la société cédante est reprise, en distinguant la valeur d'acquisition historique approuvée par la CREG et la plus-value, comme la valeur de l'actif régulé chez la société cessionnaire.

§ 2. La valeur de l'actif régulé évolue chaque année par :

- 1) l'ajout de la valeur d'acquisition des investissements de l'année en immobilisations corporelles et immobilisations incorporelles reprises au § 3 ;

- 2) la déduction des amortissements actés durant l'année conformément au § 4, les amortissements non-récurrents et les réductions de valeurs des immobilisations corporelles et incorporelles régulées ;
- 3) la déduction de la valeur comptable nette de l'actif régulé mis hors service au cours de l'année ainsi que d'un montant annuel de 25 millions € pour diminuer d'une manière régulière et certaine la plus-value reprise dans la RAB ;
- 4) la déduction des interventions de tiers perçues durant l'année ;
- 5) les mouvements dans les subsides en capital durant l'année ;
- 6) l'évolution du besoin en fonds de roulement. La valeur de l'actif régulé est majorée du besoin en fonds de roulement positif ou négatif. Le besoin en fonds de roulement est déterminé sur la base des bilans scindés de l'activité régulée concernée en y excluant les comptes de bilan relatifs aux OSPs visées aux articles 6 et 7 ou compensées par des accises. Le besoin en fonds de roulement du gestionnaire du réseau est, à un moment donné, égal à la différence entre, d'une part, la somme des stocks, des commandes en exécution, des créances à un an au plus, des liquidités opérationnelles nécessaires (limitées à 2 % du chiffre d'affaires des activités régulées en Belgique) et des comptes de régularisation de l'actif à ce moment et, d'autre part, la somme des dettes ne portant pas intérêts, à savoir des dettes commerciales à un an au plus, des avances reçues sur commandes, des dettes fiscales, salariales et sociales, des autres dettes et des comptes de régularisation du passif à ce moment, tels que visés à l'Annexe I « Plan comptable minimum normalisé des entreprises soumises à des obligations comptables autres que les associations et les fondations» de l'arrêté royal du 21 octobre 2018 portant exécution des articles III.82 à III.95 du code de droit Economique.

Le résultat de ces opérations mène à la valeur finale de l'actif régulé (RAB) de l'exercice d'exploitation concerné. Elle est reprise comme valeur initiale de l'actif régulé de l'exercice suivant.

§ 3. Les immobilisations corporelles et incorporelles acquises visées au § 2, 1) sont celles figurant dans les plans de développement, les plans d'investissement ou les plans d'adaptation approuvés par les autorités compétentes, complétés par les investissements de remplacement, investissements pour nouveaux raccordements et modifications d'infrastructure existante, jugés raisonnables par la CREG.

§ 4. Le gestionnaire de réseau fixe le montant annuel des amortissements visés au § 2, 2) en appliquant les pourcentages d'amortissement suivants sur la valeur d'acquisition historique, sans tenir compte d'une quelconque valeur résiduelle :

Bâtiments industriels :	3 % (33 ans)
Bâtiments non industriels :	2 % (50 ans)
Câbles :	2 % (50 ans)
Lignes :	2 % (50 ans)
Postes et cabines :	
- Équipements basse tension :	3 % (33 ans)
- Équipements haute tension :	3 % (33 ans)
- Technologie numérique :	6% (16,66 ans)

Connexions :

- Transformations	3 % (33 ans)
- Lignes et câbles	2 % (50 ans)
Appareils de mesure :	3 % (33 ans)
Télétransmission et fibres optiques :	10 % (10 ans)
Gaines HDPE accueillant les fibres optiques :	2% (50 ans)
Mobilier et outillage :	10 % (10 ans)
Matériel roulant :	20 % (5 ans)
Softwares et licences :	20 % (5 ans)
<i>Modular Offshore Grid I :</i>	3,33% (30 ans)
Technologie HVDC :	
- Convertisseurs :	3,33% (30 ans)
- Câbles :	2,5% (40 ans)

Modular Offshore Grid II :

- Ile artificielle	<u>1,67 % (60 ans)</u>
- Technologie AC (courant alternatif) :	
▪ Equipements basse tension	<u>3,00 % (33 ans)</u>
▪ Equipements haute tension	<u>3,00% (33 ans)</u>
▪ Technologie numérique	<u>6,00 % (16,66 ans)</u>
▪ Câbles AC offshore	<u>3,33 % (30 ans)</u>
▪ Bâtiments industriels	<u>3,00 % (33 ans)</u>
- Technologie DC (courant continu) :	
▪ Equipements basse tension	<u>6,00 % (16,66 ans)</u>
▪ Equipements haute tension	<u>3,33 % (30 ans)</u>
▪ Technologie numérique	<u>6,00 % (16,66 ans)</u>
▪ Câbles DC offshore	<u>3,33 % (30 ans)</u>
▪ Bâtiments industriels	<u>3,33 % (30 ans)</u>

Après concertation avec la CREG et compte tenu de projets spécifiques, d'autres classes d'actifs et pourcentages d'amortissement peuvent être approuvés. Si des actifs sont rénovés, les coûts de rénovation peuvent être amortis sur la moitié de la période d'amortissement initiale des actifs. Les subsides en capital sont pris en résultat dès qu'ils sont certains et au même rythme que les actifs auxquels ils se rapportent.

Le rythme d'amortissement est linéaire, sauf stipulation contraire préalable de la CREG pour certains actifs.

§ 5. Le gestionnaire du réseau ventile la valeur de l'actif régulé (RAB) entre, d'une part, le MOG I et le MOG II (RAB_{MOG}) et, d'autre part, les autres éléments de son réseau et le besoin en fonds de roulement.

§ 6. Le gestionnaire du réseau ventile la valeur de l'actif régulé (RAB) entre, d'une part, la valeur comptable nette des actifs mis en service à partir du 1^{er} Janvier 2022 (RAB_{new}) et, d'autre part, les actifs mis en service avant le 1^{er} Janvier 2022 et le besoin en fonds de roulement (RAB_{old}).

5.3.3.2.2. Le pourcentage de rendement

Art. 16.

Conformément au *Capital Asset Pricing Model*, et en fonction de la structure financière du gestionnaire, le pourcentage de rendement est la somme :

- 1) d'un taux d'intérêt sans risque ;
- 2) de la prime de risque individuelle du gestionnaire ;
- 3) de la prime de risque additionnelle pour couvrir les risques additionnels aux *Modular Offshore Grids*.

Art. 17.

§ 1. Le taux d'intérêt sans risque (TSR) évolue en fonction du rendement arithmétique moyen publié par la Banque nationale de Belgique des obligations linéaires d'une durée de 10 ans émises au cours de l'année par les autorités belges, et plus particulièrement les données journalières sur le marché secondaire (OLO_{10ans}); est fixé à 1,68 %.

si OLO_{10ans} est inférieur à 1,68%, alors $TSR = 1,68\%$;

si OLO_{10ans} est compris entre 1,68% et 2,87%, alors $TSR = OLO_{10ans}$;

si OLO_{10ans} est supérieur à 2,87%, alors $TSR = 2,87\% + (OLO_{10ans} - 2,87\%) \times (100\% \times RAB_{new} + 50\% \times RAB_{old}) / RAB$.

§ 2. La prime de risque individuelle est déterminée en multipliant la prime de risque de marché (R_m) par un paramètre Béta (β).

§ 3. La prime de risque de marché (R_m) est fixée à 3,5 %.

§ 4. Le paramètre Béta (β) est fixé à 0,69.

§ 5. La prime de risque additionnelle pour couvrir les risques additionnels liés au Modular Offshore Grid I et au Modular Offshore Grid II (R_{MOG}) est fixée à 1,4 % durant la période d'amortissement de ces *Modular Offshore Grids*.

Art. 18.

La structure financière du gestionnaire du réseau (S) est le rapport, plafonné à 100 %, de ses fonds propres et de son actif régulé. Le numérateur et le dénominateur sont calculés, pour l'exercice d'exploitation correspondante, comme la moyenne arithmétique de la valeur initiale après répartition du résultat et de la valeur finale avant répartition du résultat.

Si la structure financière du gestionnaire du réseau est inférieure ou égale à 40 %, le pourcentage de rendement est égal au résultat de la formule :

$$S \times ([TSR + (R_m \times \beta)] + (RAB_{MOG+}/RAB) \times R_{MOG+})$$

Si la structure financière du gestionnaire du réseau est supérieure à 40 %, la variable S de la formule de l'alinéa précédent est fixée à 40 % et on y additionne le résultat de la formule suivante :

$$(S - 40 \%) \times (TSR + 0,70 \%)$$