

Décision

(B)2449

27 octobre 2022

Décision relative à l'évaluation du coût de l'obligation de service public pour le financement de l'achat des certificats verts fédéraux pour l'année 2023

Article 7, §§ 1^{er} et 2, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Version non-confidentielle

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	3
1. CADRE LEGAL	3
2. ANTECEDENTS	6
2.1. Généralités	6
2.2. Consultation	6
3. ESTIMATION DU COÛT	7
3.1. Généralités	7
3.2. L'évaluation du coût pour 2023.....	7
3.2.1. Achats et ventes de certificats verts (At et Bt).....	7
3.2.2. Charges financières	8
3.2.3. Frais administratifs	9
3.2.4. Évaluation du coût pour 2023	9
3.2.5. La ventilation des frais par mois.....	9
4. RESERVE GENERALE.....	10
5. DECISION	10

INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (CREG) fixe ci-après l'estimation du coût de l'obligation de service public pour le financement de l'achat des certificats verts fédéraux pour l'année 2023, sur la base de l'article 7, §§ 1^{er} et 2, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

Cette décision a été approuvée par le Comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 27 octobre 2022.

1. CADRE LEGAL

1. L'article 7, § 1^{er}, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la loi électricité), tel que modifié par l'article 80 de la loi-programme du 27 décembre 2021 prévoit ce qui suit :

« § 1^{er}. Par arrêté délibéré en Conseil des ministres, sur proposition de la commission, le Roi peut prendre des mesures d'organisation du marché, dont la mise en place d'un système, géré par la commission, en vue de l'octroi des garanties d'origine et de certificats verts pour l'électricité produite conformément à l'article 6, ainsi que l'établissement d'une obligation de rachat à un prix minimal et de revente par le gestionnaire du réseau de certificats verts octroyés par la commission et les gouvernements et régulateurs régionaux, afin d'assurer l'écoulement sur le marché, à un prix minimal, d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables.

La mission visée à l'alinéa 1^{er} attribuée au gestionnaire du réseau constitue une obligation de service public dont les charges nettes sont financées selon les modalités définies à l'article 21quinquies.

Le Roi peut, par arrêté délibéré en Conseil des ministres, sur proposition de la commission, modifier, remplacer ou abroger les dispositions de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables, confirmé par l'article 427 de la loi-programme(I) du 24 décembre 2002 et par l'article 28 de la loi du 26 décembre 2013 portant des dispositions diverses en matière d'énergie et par l'article 2 de la loi du 12 juin 2015 portant confirmation de certains articles de l'arrêté royal du 4 avril 2014 modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables et par l'article 11 de la loi du 12 mai 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité en vue d'introduire une procédure de mise en concurrence pour la construction et l'exploitation d'installations de production dans les espaces marins sous la juridiction de la Belgique et ratifiant l'arrêté royal du 11 février 2019, modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sans établir une nouvelle surcharge ou un nouveau prélèvement destiné à financer les mesures visées au alinéa 1^{er}.

Par arrêté délibéré en Conseil des ministres et sur proposition de la Commission, le Roi détermine le mode de calcul du coût des mesures visées à l'alinéa 1^{er} pour chaque année d'exploitation. Ce coût est déterminé conformément à la procédure suivante:

1° au plus tard le 1^{er} novembre de chaque année, la commission estime le coût par mois des mesures visées au premier alinéa pour l'année d'exploitation suivante. À cette fin, le gestionnaire du réseau fournit à la commission, le 31 août au plus tard, un rapport contenant les données pertinentes;

2° au plus tard le 15 avril de chaque année, la commission procède à la détermination du montant d'un ajustement au titre de l'année d'exploitation précédente sur la base des coûts réels encourus au cours de cette année d'exploitation précédente en raison des mesures visées au premier alinéa. À cette fin, le gestionnaire du réseau fournit à la commission, au plus tard le 15 février, un rapport contenant les données pertinentes. Si un solde est constaté, la régularisation avec l'État fédéral est effectuée au plus tard le 1^{er} juillet de l'année au cours de laquelle il a été déterminé;

3° la commission tient un inventaire avec un aperçu par année des coûts estimés et réels des mesures visées au premier alinéa.

L'État fédéral, le gestionnaire du réseau et la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz concluent un protocole pour déterminer les modalités de mise à disposition mensuelle des ressources visées à l'alinéa 2 pour satisfaire à l'obligation visée à l'alinéa 1er, et pour préciser tous les droits et obligations connexes et autres des parties contractantes. Les règles de financement décrites dans le protocole précité permettent au gestionnaire du réseau de disposer des ressources nécessaires prévus par la présente loi, dans le but de payer à temps les coûts nets découlant des mesures visées au premier alinéa et d'éviter un préfinancement de ces coûts nets dans le chef du gestionnaire du réseau. »

2. Par ailleurs, l'article 7, § 2, de la loi électricité, tel que modifié également par la loi-programme du 27 décembre 2021, contient notamment les dispositions suivantes :

« Des installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit maritime international, faisant l'objet d'une concession domaniale visée à l'article 6, accordée après le 1^{er} juillet 2007 et dont le financial close a eu lieu entre le 2 mai 2014 et le 31 décembre 2016 compris, peuvent demander au ministre de ne pas se connecter à une installation pour la transmission d'électricité dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit maritime international, visée à l'article 13/1. Si le Roi, par arrêté délibéré en Conseil des ministres, accorde l'autorisation de ne pas se connecter, le gestionnaire du réseau finance à hauteur d'un tiers le coût du câble sous-marin, et ce pour un montant maximum de 25 millions d'euros selon les modalités définies dans le présent paragraphe et le prix minimal pour l'énergie éolienne produite, tel que fixé pour les installations dont le financial close a lieu après le 1^{er} mai 2014 conformément à l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables, est augmenté de 12 euros/MWh. Lorsqu'il s'agit d'installations dont le financial close a lieu après le 1^{er} mai 2016, le prix minimal pour l'énergie éolienne produite comme visé à l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables est augmenté d'un montant couvrant les coûts totaux éligibles pour le financement du coût du câble sous-marin tels qu'ils résultent de l'offre ou des offres que le titulaire de la concession domaniale, visé à l'article 6, § 1^{er}, prend en considération en application de la loi du 15 juin 2006 relative aux marchés publics et à certains marchés de travaux, fournitures et services. Ce montant est déterminé par la commission après vérification de l'offre ou des offres prise(s) en considération.

Les installations de production d'électricité à partir des vents dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction conformément au droit maritime international, faisant l'objet d'une concession domaniale visée à l'article 6, accordée après le 1^{er} juillet 2007, et dont le financial close a eu lieu après le 31 décembre 2016, se raccordent au Modular Offshore Grid.

Pour les installations de production d'électricité visées à l'alinéa 3 le prix minimal de l'énergie éolienne produite comme visé à l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables est augmenté d'un montant couvrant les coûts totaux éligibles pour le financement du coût du câble sous-marin tels qu'ils résultent de l'offre ou des offres que le titulaire de la concession domaniale, visé à l'article 6, § 1^{er}, prend en considération en application de la loi du 15 juin 2006 relative aux marchés publics et à certains marchés de travaux, fournitures et services. Ce montant est déterminé par la commission après vérification de l'offre ou des offres prise(s) en considération.

En cas d'impossibilité absolue et avérée d'entamer ou d'achever la construction du Modular Offshore Grid, constatée par le ministre, les installations de production d'électricité précitées peuvent se raccorder directement aux installations de transport d'électricité existantes. Le gestionnaire du réseau finance à hauteur d'un tiers le coût du câble sous-marin, et ce pour un montant maximum de 25 millions d'euros selon les modalités définies à l'alinéa 1^{er} et le prix minimal pour l'énergie éolienne produite comme visé à l'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables est augmenté d'un montant couvrant les coûts totaux éligibles pour le financement du coût du câble sous-marin tels qu'ils résultent de l'offre ou des offres que le titulaire de la concession domaniale, visé à l'article 6, § 1^{er}, prend en considération en application de la législation en vigueur relative aux marchés publics. Ce montant est déterminé par la commission après vérification de l'offre ou des offres prise(s) en considération.

[...]

L'augmentation du prix minimal, visée aux alinéas 2, 4 et 5, est financée selon les modalités définies à l'article 21quinquies.

La détermination pour chaque année d'exploitation du coût résultant des mesures visées aux alinéas 2, 4 et 5, s'effectue selon la méthode de calcul et la procédure visées au paragraphe 1^{er}, alinéa 4.

L'Etat fédéral, le gestionnaire du réseau et la commission concluent un protocole pour déterminer les modalités de mise à disposition mensuelle des ressources visées à l'alinéa 11 pour satisfaire à l'obligation, visée aux alinéa 2, 4 et 5, et pour préciser tous les droits et obligations connexes et autres des parties contractantes. Les règles de financement décrites dans le protocole précité permettent au gestionnaire du réseau de disposer des ressources nécessaires prévus par la présente loi, dans le but de payer à temps les coûts nets découlant des mesures, visées au premier alinéa, et d'éviter un préfinancement de ces coûts nets dans le chef du gestionnaire du réseau. »

3. L'arrêté royal du 16 juillet 2002 relatif à l'établissement de mécanismes visant la promotion de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables et l'indemnisation des titulaires d'une concession domaniale offshore en cas d'indisponibilité du *Modular Offshore Grid* (ci-après : l'arrêté royal du 16 juillet 2002), a introduit une série de mesures en application de l'article 7, §§ 1^{er} et 2, précité de la loi électricité.

Suite à la réforme du mécanisme de financement de l'obligation de service public à charge du gestionnaire du réseau, l'arrêté royal du 16 juillet 2002 a été modifié par un arrêté royal du 20 juillet 2022, afin d'y introduire d'une part les modalités de calcul du coût de l'obligation de service public et, d'autre part, des éléments de procédure complémentaires à ceux qui sont prévus par l'article 7, § 1^{er}, de la loi électricité.

2. ANTECEDENTS

2.1. Généralités

4. Le 31 décembre 2021 a été publiée au *Moniteur belge* la loi-programme du 27 décembre 2021.

5. En application de cette loi-programme, l'Etat belge, Elia et la CREG ont conclu un protocole en vue de déterminer les modalités de mise à disposition mensuelle des ressources pour permettre à Elia de satisfaire aux obligations de service publics visés à l'article 7, §§ 1^{er}, alinéa 1^{er}, et 2, alinéas 2, 4 et 5, *Tocties*, alinéa 1^{er} et *7undecies*, § 15, alinéa 1^{er}, de la loi électricité (ci-après : le Protocole OSP).

6. L'arrêté royal du 20 juillet 2022 modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 a été publié au *Moniteur belge* du 22 août 2022.

7. Le 31 août 2022, la CREG a reçu d'Elia par courriel un rapport *ex ante* relatif aux coûts estimés pour les obligations de service public pour le financement de l'achat de certificats verts fédéraux, de la réserve stratégique et du mécanisme de rémunération de capacité, pour l'année 2023.

8. Le projet de décision relatif à l'évaluation du coût de l'obligation de service public pour le financement de l'achat des certificats verts fédéraux pour l'année 2023 a été approuvé par la CREG lors du comité de direction du 29 septembre 2022.

2.2. Consultation

9. L'article 14^{ter} de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 stipule que la CREG soumet le projet de décision au gestionnaire du réseau, qui dispose de quatorze jours ouvrables pour faire valoir ses observations.

A contrario, la CREG considérait qu'une consultation publique ne devait pas être organisée en l'espèce. Cela correspond d'ailleurs à la pratique qui était suivie – et a été consacrée par le Règlement d'ordre intérieur de la CREG¹ – lorsque le coût des obligations de service public à charge d'Elia était répercuté via les tarifs.

10. Le 19 octobre 2022, la CREG a reçu une lettre d'Elia, où elle formule une remarque sur le paragraphe 12 du projet de décision (= paragraphe 14 de la présente décision) portant sur le fait que le prix de référence de l'électricité indiqué n'est pas identique à celui mentionné dans le dossier soumis par Elia. Dans le dossier soumis, Elia a calculé le prix de référence de l'électricité sur la base de cotations réelles du 1er janvier au 22 août 2022 inclus pour l'Endex Cal+1 et utilisé la dernière cotation connue (du 22 août) comme valeur pour le reste de l'année. Elle arrive ainsi à un résultat de 307,20 €/MWh. Dans cette décision, la CREG se base, comme pour les années précédentes, exclusivement sur les cotations réelles de l'Endex Cal+1 pour la détermination du prix de référence de l'électricité. Lors de la rédaction du projet de décision, la moyenne des cotations du 1er janvier au 23 septembre 2022 est de 231,14 €/MWh.

¹ Cf. art. 40, alinéa 1^{er}, 3°.

La remarque est toutefois sans objet (comme Elia l'indique également dans sa lettre), vu que le résultat est le même : le prix minimum est négatif et le prix d'achat des certificats verts est de 0 €, tout comme le montant des acomptes de NW2, Seastar et Mermaid. Le paragraphe 14 n'est donc pas modifié.

3. ESTIMATION DU COÛT

3.1. Généralités

11. Les articles 4 et 5 de l'arrêté royal du 20 juillet 2022 modifiant l'arrêté royal du 16 juillet 2002 définissent le mode de calcul du coût lié à l'obligation d'achat des certificats verts conduisant à la formule suivante :

$$At + Bt + Ct + Dt$$

Le terme At représente l'estimation des coûts liés aux achats et aux ventes de certificats verts émis sur la base des décrets et ordonnance électricité durant l'année t.

Le terme Bt représente l'estimation des coûts, le cas échéant via une avance et avance complémentaire versée conformément à l'article 14, § 1^{er} septies, liées aux achats et aux ventes de certificats verts émis sur la base de l'article 7, § 1^{er} de la loi électricité ou l'équivalent en énergie produite pris en compte pour la détermination de l'avance prévue à l'article 14, § 1^{er} septies de la loi électricité durant l'année t.

Le terme Ct représente l'estimation des coûts des charges financières supportées par le gestionnaire du réseau durant l'année t en relation avec l'encours des transactions d'achat et/ou de vente de certificats verts et avec l'encours des avances prévues à l'article 14, § 1^{er} septies.

Le terme Dt représente le coût des frais administratifs supporté par le gestionnaire du réseau qui est calculé en multipliant la somme des facteurs At et Bt par un coefficient de 0,3 %. Le montant de cette majoration Dt est plafonné à 100.000,00 € par concession domaniale octroyée en vertu de l'article 6, § 1^{er}, de la loi à partir de l'année où le détenteur de cette concession injecte de l'électricité sur le réseau.

3.2. L'évaluation du coût pour 2023

3.2.1. Achats et ventes de certificats verts (At et Bt)

12. Les achats concernent principalement des certificats verts *offshore*. Une (très petite) minorité d'achats concerne les certificats verts des installations PV wallonnes. En Wallonie, il s'agit d'installations mises en service avant le 1^{er} août 2012 et pour lesquelles le taux d'octroi de certificats verts est inférieur à 2,3 CV/MWh produit.

Par ailleurs, la période de production éligible à l'octroi du soutien porte sur une durée de 10 ans. Néanmoins, il n'existe pas de délai contraignant pour l'introduction de la demande par le producteur pour l'octroi des CV correspondants. Elia s'attend dès lors à la poursuite de reventes de CV durant plusieurs mois en 2023.

13. Les producteurs d'énergie éolienne *offshore* reçoivent un certificat vert par MWh produit. Dans le cadre de son obligation de service public, le gestionnaire du réseau est tenu d'acheter au producteur de l'électricité verte qui en fait la demande les certificats verts pour un prix minimal tel que fixé par l'arrêté royal du 16 juillet 2002. Pour C-Power, Belwind, Northwind et Nobelwind le montant de l'achat prévisionnel de certificats verts est estimé sur la base des chiffres de production historiques et du prix minimal.

14. Norther, Rentel, Mermaid, Seastar et Northwester 2 sont des parcs qui bénéficient d'un soutien variable en vertu duquel le prix minimum dépend du prix de référence de l'électricité (ci-après : les parcs LCOE). La CREG a noté dans l'étude (F)2442² que les prix de gros exceptionnellement élevés de l'électricité se maintiennent en raison de la situation géopolitique. La moyenne des cotations BE CAL+1 du 1^{er} janvier au 23 septembre 2022 s'élève à 231,14 €/MWh. Le prix minimum par parc sera le suivant:

Valeur indicative CV 2023						
Parc	Ep	Facteur de correction	Facteur de pertes de réseau	Ep Corrigé	LCOE	Prix minimal
Rentel	231.14	15.31%	1.21%	193.38	134.62	-58.76
Norther	231.14	16.84%	1.70%	188.95	132.20	-56.75
Mermaid	231.14	22.14%	0.95%	178.26	91.70	-86.56
Seastar	231.14	20.66%	0.48%	182.51	89.54	-92.97
NW2	231.14	15.53%	1.24%	192.82	91.67	-101.15

Pour la première fois, le prix minimum sera négatif et ce pour tous les parcs LCOE. Le système de soutien variable ou système LCOE, tel que prévu par l'arrêté royal du 16 juillet 2002, est un *1-sided contract-for-difference* (ci-après : *1-sided CfD*). Dans un *1-sided CFD* le producteur conserve un *upside* si le prix de référence est supérieur au LCOE.

Sur la base de la réglementation actuelle, la CREG ne peut pas fixer un prix minimum négatif et exiger une récupération auprès des parcs *offshore*. La CREG fixera donc le prix minimum à 0 €/MWh. Par conséquent, le coût d'achat des certificats verts pour Norther et Rentel est de 0 €, ainsi que le coût des avances pour NW2, Seastar et Mermaid.

15. Northwester 2, Mermaid et Seastar reçoivent une avance supplémentaire si durant les cinq premières années d'exploitation, la production annuelle réelle est inférieure à la production sur la base de 4.100 heures à pleine charge. En 2023 Elia paie l'avance supplémentaire pour la production 2022 sur la base du prix de référence de l'électricité 2022 (86,6261 €/MWh).

3.2.2. Charges financières

16. Le coût des charges financières est évalué, d'une part, en constatant la somme des écarts mensuels entre les créances et les dettes reprises au bilan du gestionnaire du réseau et relatives au traitement des certificats verts et d'autre part, en se référant à un taux d'intérêt forfaitaire égal à l'estimation de l'OLO de l'année t-2 majoré de 70 points de base.

L'évolution des écarts mensuels entre les créances et les dettes est difficile à déterminer *ex ante*. De plus, un contrôle des coûts des charges financières est réalisé *ex post* lors du calcul du montant de la régularisation. Le montant financier estimé pour les charges financières est donc fixé à zéro.

² Étude (F)2442 sur l'impact de la persistance de prix élevés sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité.

3.2.3. Frais administratifs

17. Le coût des frais administratifs supporté par le gestionnaire de réseau est calculé en multipliant la somme des prévisions d'achats et de ventes de certificats verts (At + Bt) par un coefficient de 0,3 %. Le montant de cette majoration est plafonné à 100.000 € par concession domaniale.

C-Power, Belwind/Nobelwind et Northwind produiront suffisamment de certificats verts à vendre à Elia pour atteindre le plafond de 100.000 €, ce qui équivaut à un montant de frais administratifs de 300.000 €. Ce montant de 300.000 € est augmenté de frais administratifs évalués à 0,3 % pour le CV Wallon et pour les avances supplémentaires pour Seastar, Mermaid et Northwester 2.

3.2.4. Évaluation du coût pour 2023

18. Sur la base de la production historique par parc, des dispositions pour le prix minimal et de la méthode d'estimation des coûts de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 (comme modifié par l'arrêté royal du 20 juillet 2022), la CREG évalue le coût des obligations de service public pour le financement de l'achat de certificats verts à 349.854.228 € pour 2023.

	2023
Certificats verts régionaux	131 761
Paiement de certificats verts issus de la production offshore	307 476 658
<i>C-Power</i>	[confidentiel]
<i>Belwind</i>	[confidentiel]
<i>Northwind</i>	[confidentiel]
<i>Nobelwind</i>	[confidentiel]
<i>Rentel</i>	0
<i>Norther</i>	0
Paiement d'avances mensuelles	0
<i>NW2</i>	0
<i>Mermaid</i>	0
<i>Seastar</i>	0
Paiement d'avances complémentaires	41 819 954
<i>NW2</i>	[confidentiel]
<i>Mermaid</i>	[confidentiel]
<i>Seastar</i>	[confidentiel]
Charges financières	0
Frais administratifs	425 855
Coût total OSP achat certifiats verts (EUR)	349 854 228

3.2.5. La ventilation des frais par mois

19. Conformément à l'article 7, § 1^{er}, de la loi électricité et au Protocole OSP, la CREG fixe le coût mensuel. Le paiement de ce coût par le Service Public Fédéral Finances a lieu au début du mois concerné.

Coût achat certificats verts fédéraux	Jan-23	Feb-23	Mar-23	Apr-23	May-23	Jun-23	Jul-23	Aug-23	Sep-23	Oct-23	Nov-23	Dec-23	Total
Coût Elia EUR/mois	34 518 812	32 953 411	71 098 293	19 235 733	19 346 919	17 646 643	17 615 859	19 831 140	20 246 766	30 487 057	30 527 193	36 346 402	349 854 228
Paiement par l'Etat belge EUR/mois	34 518 812	32 953 411	71 098 293	19 235 733	19 346 919	17 646 643	17 615 859	19 831 140	20 246 766	30 487 057	30 527 193	36 346 402	349 854 228

4. RESERVE GENERALE

20. Dans la présente décision, la CREG s'est limitée à l'analyse de la motivation et de la portée du rapport *ex ante* relatif aux coûts estimés pour l'obligation de service public pour le financement de l'achat de certificats verts fédéraux pour l'année 2023.

5. DECISION

Vu la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, en particulier l'article 7, §§ 1^{er} et 2 ;

Vu les articles 14*bis* et 14*ter* de l'arrêté royal du 16 juillet 2002 ;

Vu le Protocole OSP ;

La CREG évalue comme suit les coûts mensuels d'obligation de service public pour le financement de l'achat de certificats verts fédéraux pour l'année 2023:

Coût achat certificats verts fédéraux	Jan-23	Feb-23	Mar-23	Apr-23	May-23	Jun-23	Jul-23	Aug-23	Sep-23	Oct-23	Nov-23	Dec-23	Total
Coût Elia EUR/mois	34 518 812	32 953 411	71 098 293	19 235 733	19 346 919	17 646 643	17 615 859	19 831 140	20 246 766	30 487 057	30 527 193	36 346 402	349 854 228
Paiement par l'Etat belge EUR/mois	34 518 812	32 953 411	71 098 293	19 235 733	19 346 919	17 646 643	17 615 859	19 831 140	20 246 766	30 487 057	30 527 193	36 346 402	349 854 228



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

Laurent JACQUET
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du Comité de direction