

BELGISCHE KAMER VAN
VOLKSVERTEGENWOORDIGERS

CHAMBRE DES REPRÉSENTANTS
DE BELGIQUE

10 december 2024

10 décembre 2024

BEGROTING EN
ALGEMENE BELEIDSNOTA
VAN DE COMMISSIE
VOOR DE REGULERING VAN DE
ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG)
VOOR HET BEGROTINGSJAAR 2025

BUDGET ET
NOTE DE POLITIQUE GÉNÉRALE
DE LA COMMISSION
DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DU GAZ (CREG)
POUR L'ANNÉE 2025

Verslag

namens de commissie
voor Energie, Leefmilieu en
Klimaat
uitgebracht door
de heer **Kurt Ravyts**

Rapport

fait au nom de la commission
de l'Énergie, de l'Environnement et
du Climat
par
M. Kurt Ravyts

Inhoud	Blz.
I. Voorstelling van de begroting en de algemene beleidsnota voor het jaar 2025 van de CREG.....	3
II. Gedachtewisseling.....	3
A. Vragen en opmerkingen van de leden.....	3
B. Antwoorden van de CREG.....	10
III. Stemming over de begroting.....	25
IV. Bijlagen.....	26

Sommaire	Pages
I. Présentation du budget et de la note de politique générale de la CREG pour l'année 2025	3
II. Échange de vues.....	3
A. Questions et observations des membres	3
B. Réponses de la CREG.....	10
III. Vote sur le budget.....	25
IV. Annexes.....	26

**Samenstelling van de commissie op de datum van indiening van het verslag/
Composition de la commission à la date de dépôt du rapport**

Voorzitter/Président: Oskar Seuntjens

A. — Vaste leden / Titulaires:

N-VA	Maaïke De Vreese, Lotte Peeters, Bert Wollants
VB	Kurt Ravyts, Sam Van Rooy
MR	Mathieu Bihet, Charlotte Deborsu
PS	Marie Meunier, Patrick Prévot
PVDA-PTB	Roberto D'Amico, Julien Ribaud
Les Engagés	Luc Frank, Ismaël Nuino
Vooruit	Oskar Seuntjens
cd&v	Tine Gielis
Ecolo-Groen	Tinne Van der Straeten
Open Vld	Steven Coenegrachts

B. — Plaatsvervangers / Suppléants:

Dorien Cuylaerts, Wouter Raskin, Wim Van der Donckt, Anneleen Van Bossuyt, Kristien Van Vaerenbergh
Dieter Keuten, Alexander Van Hoecke, Reccino Van Lommel
Michel De Maegd, Anthony Dufrane, Gilles Foret
Caroline Désir, Ludvine Dedonder, Éric Thiébaud
Greet Daems, Natalie Eggermont, Farah Jacquet
Jean-Luc Crucke, Xavier Dubois, Isabelle Hansez
Jeroen Soete, Frank Vandenbroucke
Leentje Grillaert, Koen Van den Heuvel
Petra De Sutter, Rajae Maouane
Vincent Van Quickenborne, Kjell Vander Elst

N-VA	: Nieuw-Vlaamse Alliantie
VB	: Vlaams Belang
MR	: Mouvement Réformateur
PS	: Parti Socialiste
PVDA-PTB	: Partij van de Arbeid van België – Parti du Travail de Belgique
Les Engagés	: Les Engagés
Vooruit	: Vooruit
cd&v	: Christen-Democratisch en Vlaams
Ecolo-Groen	: Ecologistes Confédérés pour l'organisation de luttes originales – Groen
Open Vld	: Open Vlaamse liberalen en democraten
DéFI	: Démocrate Fédéraliste Indépendant

Abréviations dans la numérotation des publications:		Afkorting bij de nummering van de publicaties:	
DOC 56 0000/000	Document de la 56 ^e législature, suivi du numéro de base et numéro de suivi	DOC 56 0000/000	Parlementair document van de 56 ^e zittingsperiode + basisnummer en volgnummer
QRVA	Questions et Réponses écrites	QRVA	Schriftelijke Vragen en Antwoorden
CRIV	Version provisoire du Compte Rendu Intégral	CRIV	Voorlopige versie van het Integraal Verslag
CRABV	Compte Rendu Analytique	CRABV	Beknopt Verslag
CRIV	Compte Rendu Intégral, avec, à gauche, le compte rendu intégral et, à droite, le compte rendu analytique traduit des interventions (avec les annexes)	CRIV	Integraal Verslag, met links het definitieve integraal verslag en rechts het vertaalde beknopt verslag van de toespraken (met de bijlagen)
PLEN	Séance plénière	PLEN	Plenum
COM	Réunion de commission	COM	Commissievergadering
MOT	Motions déposées en conclusion d'interpellations (papier beige)	MOT	Moties tot besluit van interpellaties (beigegekleurig papier)

DAMES EN HEREN,

Uw commissie heeft de begroting en de algemene beleidsnota voor het begrotingsjaar 2025 van de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG) besproken tijdens haar vergadering van 26 november 2024. Die bespreking gebeurde overeenkomstig artikel 25, § 5, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt.

I. — VOORSTELLING VAN DE BEGROTING EN DE ALGEMENE BELEIDSNOTA VOOR HET JAAR 2025 VAN DE CREG

Namens de CREG hebben de volgende sprekers de begroting en de algemene beleidsnota toegelicht aan de hand van een tekstprojectie:

— de heer Koen Locquet, voorzitter van het Directiecomité van de CREG;

— mevrouw Sigrid Jourdain, directeur Controle op de prijzen en de rekeningen van de CREG;

— de heer Laurent Jacquet, directeur Technische werking van de elektriciteitsmarkt en de gasmarkt van de CREG;

— mevrouw Ilse Tant, directeur Administratieve directie van de CREG.

De algemene beleidsnota van de CREG voor 2025 werd bezorgd aan de leden en kan worden geraadpleegd als bijlage bij dit verslag.

De begroting en de tekstprojectie van de vertegenwoordigers van de CREG worden ook integraal opgenomen in de bijlagen bij dit verslag.

II. — GEDACHTEWISSELING

A. Vragen en opmerkingen van de leden

De heer Bert Wollants (N-VA) merkt op dat de structuur van de beleidsnota er anders uitziet dan de voorbije jaren. Het is positief dat alle mogelijke *deliverables* overzichtelijk werden opgenomen en gemakkelijk kunnen worden vergeleken.

In de inleidende uiteenzetting werd aangegeven dat doeltreffendheid en efficiëntie tot de begrotingsprincipes

MESDAMES, MESSIEURS,

Votre commission a examiné le budget et la note de politique générale de la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (CREG) pour l'année budgétaire 2025 lors de sa réunion du 26 novembre 2024. Cet examen a eu lieu conformément à l'article 25, § 5, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

I. — PRÉSENTATION DU BUDGET ET DE LA NOTE DE POLITIQUE GÉNÉRALE DE LA CREG POUR L'ANNÉE 2025

Le budget et la note de politique générale ont été commentés au nom de la CREG, au moyen d'une présentation PowerPoint, par les orateurs suivants:

— M. Koen Locquet, président du comité de direction de la CREG;

— Mme Sigrid Jourdain, directrice du contrôle des prix et des comptes de la CREG;

— M. Laurent Jacquet, directeur du fonctionnement technique du marché de l'électricité et du gaz de la CREG;

— Mme Ilse Tant, directrice des services administratifs de la CREG.

La note de politique générale de la CREG pour 2025 a été transmise aux membres et peut être consultée en annexe au présent rapport.

Le budget et la présentation PowerPoint des représentants de la CREG sont également repris intégralement en annexe au présent rapport.

II. — ÉCHANGE DE VUES

A. Questions et observations des membres

M. Bert Wollants (N-VA) fait observer que la structure de la note de politique générale diffère de celle des années précédentes. Il est positif que tous les livrables possibles aient été clairement listés et qu'ils puissent être comparés facilement.

Il a été indiqué, durant l'exposé introductif, que l'efficacité et l'efficience faisaient partie des principes

behoren. Zijn er concrete voorbeelden van hoe deze principes tot een lagere budgetvraag hebben geleid?

Inzake de opdracht “belasting van overwinsten” verneemt de spreker vervolgens graag of het vastgestelde bedrag van 1,3 miljard euro reeds verworven is (en nog kan stijgen), dan wel of dit nog deels zal worden gecompenseerd door eventuele hangende beroepsprocedures.

In verband met dezelfde opdracht neemt de CREG een bedrag van 441.000 euro op in de begroting voor 2025. Dat is relatief hoog in vergelijking met het begrote bedrag voor 2024 en met de middelen die tot oktober 2024 reeds zijn benut. Is het de verwachting dat het uiteindelijke bedrag voor 2024 nog zal stijgen?

Verder werd in de inleidende presentatie ingegaan op de introductie van een modelcontract, waarover de CREG zich in het verleden reeds heeft uitgesproken. De Federatie van de Belgische Elektriciteits- en Gasbedrijven (FEBEG) reageert echter bezorgd op een inperking van de contractuele vrijheid van de leveranciers. Hoe staat de CREG tegenover die kritiek?

Wat offshore windenergie betreft, vraagt de spreker of enkel wordt gekeken naar de Exclusieve Economische Zone of ook daarbuiten, zoals in de *Belgian Electricity System Blueprint 2035-2050* van netbeheerder Elia het geval is. Onderzoekt de CREG hoe dit kan worden aangepakt en wat de potentiële valkuilen zijn?

Vervolgens werd verwezen naar het auditverslag van het Rekenhof van 14 november 2023 over de bouw, aansluiting en exploitatie van offshore windmolenparken, waaruit de CREG een drietal aanbevelingen opneemt. Op basis waarvan werden enkel deze drie aanbevelingen geselecteerd, en bijvoorbeeld niet deze over de parkdensiteit?

In welke mate neemt de CREG voorts de bevoegdheid op om de tussenpersonen in de energiemarkt, meer bepaald de organisatoren of facilitators van groepsaankopen, op te volgen? In een studie van de CREG van 19 juni 2014 over de organisatie van groepsaankopen binnen de energiemarkt werd de bevoegdheid gevraagd om op dit vlak initiatieven te mogen nemen. In vorige beleidsnota's werd echter gewezen op het tijdelijke gebrek aan mankracht. Hoe zit dat voor 2025? In de nieuwe beleidsnota is niet langer sprake van onvoldoende ruimte. Is deze vraag niet langer aan de orde of wordt er alsnog werk van gemaakt? Enkele oudere

budgetairen. Existe-t-il des exemples concrets montrant comment ces principes ont donné lieu à une diminution de la demande budgétaire?

S'agissant de la mission “taxation des surprofits”, l'intervenant demande ensuite si le montant fixé à 1,3 milliard d'euros a déjà été obtenu (et s'il peut encore augmenter), ou s'il sera encore partiellement compensé par d'éventuelles procédures de recours qui seraient encore en cours.

S'agissant de cette même mission, la CREG inscrit 441.000 euros dans le budget de 2025, un montant relativement élevé par rapport au celui prévu pour 2024 et aux moyens qui ont déjà été utilisés jusqu'en octobre 2024. Doit-on s'attendre à ce que le montant final pour 2024 continue d'augmenter?

La présentation introductive a ensuite évoqué l'introduction d'un contrat-type sur lequel la CREG s'est déjà prononcée par le passé. La Fédération belge des entreprises électriques et gazières (FEBEG) a toutefois réagi en se disant inquiète quant à une limitation de la liberté contractuelle des fournisseurs. Quelle est la position de la CREG face à ces critiques?

S'agissant de l'énergie éolienne offshore, l'intervenant demande si on ne prendra en considération que la zone économique exclusive ou si on ira également au-delà de celle-ci, comme l'a fait le gestionnaire de réseau Elia dans son plan sur le système électrique belge (le *Belgian Electricity System Blueprint 2035-2050*). La CREG élabore-t-elle une stratégie à cet égard, et identifie-t-elle les pièges potentiels?

Il a ensuite été fait référence au rapport d'audit de la Cour des comptes du 14 novembre 2023 relatif à la construction, au raccordement et à l'exploitation de parcs éoliens offshore, dont la CREG a repris trois recommandations. Sur quoi s'est-elle fondée pour ne sélectionner que ces trois recommandations et pourquoi n'a-t-elle pas retenu celle qui concerne la densité du parc, par exemple?

Dans quelle mesure la CREG prend-elle par ailleurs en charge la compétence de suivre les intermédiaires sur le marché de l'énergie, en particulier les organisateurs ou facilitateurs d'achats groupés? Dans son étude du 19 juin 2014 relative à l'organisation d'achats groupés sur le marché de l'énergie, la CREG demandait à pouvoir prendre des initiatives en la matière. Or, dans les dernières notes de politique générale, un élément récurrent était le manque temporaire d'effectifs. Qu'en sera-t-il en 2025? La nouvelle note de politique générale ne fait plus état d'une marge insuffisante. Cette question n'est-elle plus à l'ordre du jour ou est-elle encore toujours à l'étude?

aanbevelingen van de CREG zijn in dit verband immers nog steeds relevant: de winsten op de energiemarkt zijn zeer beperkt voor de leveranciers, maar liggen bij de tussenpersonen potentieel wel hoger. Deze vaststelling verdient de nodige aandacht.

Een volgende vraag gaat over *Interconnector Ltd*, waarbij in de beleidsnota sprake is van een verzoek aan de Europese Commissie tot ontheffing voor bepaalde netwerkkodes. Wat is daarvan precies de bedoeling?

Recent maakte de CREG in dit verband tevens opmerkingen over het tariefverslag; er werd gewezen op het feit dat de vervuiling van Interconnector tot effecten op marktspelers heeft geleid. Heeft de CREG ondertussen een nieuwe stand van zaken of is de situatie nog steeds dezelfde?

Wat de kostprijs van het sociaal tarief betreft, verwijst de spreker naar de besprekingen in deze commissie en tussen de onderhandelende partijen in het kader van de regeringsvorming. Kan de CREG meer duidelijkheid verschaffen over de huidige kostprijs?

Verder ging er enkele jaren geleden in de begroting van de CREG bijkomende aandacht naar waterstof. Vandaag is het niet geheel duidelijk hoeveel stappen er reeds gezet zijn. Veel van de taken met betrekking tot waterstof worden in de algemene beleidsnota aangegeven als *ad-hoc deliverables*. Tegelijk is bekend dat er op dit vlak in het verleden discussie bestond tussen het federale en de gewestelijke niveaus. Kunnen de vertegenwoordigers van de CREG aangeven of er nog zaken hangende zijn? Worden er evoluties verwacht?

De heer Wollants gaat vervolgens in op de energiecrisis en de manier waarop deze werd doorgemaakt. De CREG heeft een bijzondere rol gespeeld inzake de uitbreiding van het sociaal tarief. Uit de beleidsnota kan worden afgeleid dat men tegen eind 2025 alle schuldvorderingen zou moeten hebben ontvangen, zodat dit hoofdstuk volledig kan worden afgesloten. Bij sommige partijen leeft echter het idee om deze beleidsmaatregel opnieuw in te voeren. Het zou daarom interessant zijn te vernemen of de CREG van plan is een eindrapport samen te stellen zodra alle schuldvorderingen verwerkt zijn, wat een vollediger beeld mogelijk zou maken. Uit de jaarlijkse monitoringverslagen bleek immers dat men vaak op basis van inschattingen moest werken. Parlementaire vragen aan de bevoegde minister leverden steevast het antwoord op dat het zeer moeilijk is goede

Plusieurs recommandations formulées précédemment par la CREG en la matière restent toujours d'actualité: les profits enregistrés sur le marché de l'énergie par les fournisseurs sont toujours très limités alors que, pour les intermédiaires, ils sont potentiellement beaucoup plus élevés. Ce constat mérite que l'on y accorde l'attention nécessaire.

La question suivante concerne *Interconnector Ltd*, la note de politique générale évoquant une demande de dérogation adressée à la Commission européenne pour certains codes de réseau. Quel objectif poursuit-elle précisément?

Récemment, la CREG a également formulé des observations en la matière concernant le rapport tarifaire, faisant observer que l'obstruction de filtres de l'Interconnector avait impacté les acteurs du marché. La CREG a-t-elle entre-temps un nouvel état des lieux à communiquer ou la situation n'a-t-elle pas évolué?

S'agissant du coût du tarif social, l'intervenant renvoie aux discussions qui se sont tenues en commission et entre les partis associés aux négociations relatives à la formation du gouvernement. La CREG pourrait-elle apporter des précisions quant au coût actuel?

En outre, il y a quelque années, l'hydrogène faisait l'objet d'une attention supplémentaire dans le budget de la CREG. Aujourd'hui, on ne voit pas tout à fait clairement combien d'étapes ont déjà été franchies. Bon nombre des missions relatives à l'hydrogène sont classées dans la note comme des livrables *ad hoc*. On sait aussi que ce point a suscité des discussions entre les niveaux fédéral et régional. Les représentants de la CREG pourraient-ils indiquer si cette matière est toujours en discussion? Faut-il s'attendre à des évolutions?

M. Wollants aborde ensuite la crise de l'énergie et la manière dont celle-ci a été vécue. La CREG a joué un rôle particulier en ce qui concerne l'élargissement du tarif social. La note de politique générale laisse entendre que, d'ici fin 2025, l'ensemble des créances devraient avoir été introduites, de sorte qu'on pourra clore définitivement ce chapitre. Certains partis n'ont toutefois pas renoncé à l'idée de réinstaurer cette mesure. Il serait dès lors intéressant de savoir si la CREG prévoit de rédiger un rapport final lorsque toutes les créances auront été traitées, ce qui permettrait de se forger une image plus complète. Les rapports annuels de suivi ont en effet montré qu'il fallait souvent se baser sur des estimations. Or, il ressort systématiquement des questions parlementaires adressées au ministre compétent qu'il est très difficile de produire des chiffres corrects en

cijfers te produceren omwille van de verschillen in de graad van automatische toekenning. Kan de CREG zich in dit thema verdiepen?

Verder verschijnen de CREG-prijzen opnieuw in de beleidsnota. Deze keer wordt specifiek aangegeven dat het gaat om één prijs voor een student aan een onderwijsinstelling uit de Vlaamse en één uit de Franse Gemeenschap, zoals dat ook in de beleidsnota van 2025 werd geformuleerd. Wil dat zeggen dat de toekenning de afgelopen jaren anders verliep en dat men terugkeert naar de oude methodiek of is dit altijd hetzelfde gebleven? Hebben de masterscripties aanleiding gegeven tot bepaalde wijzigingen in standpunten binnen de CREG?

De spreker vervolgt met een vraag over het structureel overleg met de gewestelijke regulatoren, waarbij sporadische meningsverschillen werden vermeld. Het is onduidelijk op welke manier deze beslecht kunnen worden, gelet op het feit dat de bijzondere wet van 8 augustus 1980 tot hervorming der instellingen niet altijd even helder is. Het energiebeleid is overigens niet meer hetzelfde als in de jaren 1980. Ziet de CREG mogelijkheden om bepaalde discussiepunten aan te pakken door middel van een samenwerkingsakkoord, of dient men eerder te wachten op gerechtelijke uitspraken?

Verder lijkt de studie over de componenten van de elektriciteits- en aardgasfactuur niet meer te zijn opgenomen in het onderdeel rond prijstoezicht, maar geïntegreerd te zijn in de studie naar aanleiding van de energienorm. Is dat inderdaad het geval? In de toelichting staat dat het de bedoeling is deze opdracht zo veel mogelijk uit te voeren in samenwerking met de gewestelijke regulatoren. Is het een bewuste keuze om wel de Vlaamse en Brusselse maar niet de Waalse regulator te vermelden? Is samenwerking met deze laatste vandaag op het terrein niet mogelijk?

De heer Wollants stelt vervolgens een jaarlijks terugkerende vraag over het netwerk van Franstalige energieregulatoren. Deze keer kon niet uit de beleidsnota afgeleid worden wat daar concreet mee zal gebeuren. Welke initiatieven werden het afgelopen jaar genomen? Met welke landen werd specifiek samengewerkt? In het verleden leek er eerder eenrichtingsverkeer naar enkele Afrikaanse landen te bestaan.

Ten slotte gaat de spreker in op het advies dat de CREG verleent over de winstmarge van kerncentrales die niet zijn opgenomen in een *Long Term Operation*-overeenkomst. Tihange 2 wordt in dit verband eveneens vermeld. Het is echter niet duidelijk welke winstmarge er voor Tihange 2 nog kan worden berekend, aangezien

raison des différences de degré d'octroi automatique. La CREG pourrait-elle creuser cette question?

En outre, les prix CREG ont fait leur réapparition dans la note de politique générale. Cette fois, il est précisé qu'il s'agira d'attribuer deux prix, l'un récompensant un étudiant issu d'une haute école ou d'une université de la Communauté flamande, l'autre de la Fédération Wallonie-Bruxelles, selon les termes de la note de politique générale de 2025. Doit-on en conclure que ce prix a été décerné différemment ces dernières années et que l'on revient à l'ancienne méthode? Ou celle-ci est restée la même? Les mémoires de master ont-ils amené la CREG à revoir ses positions sur certains points?

L'intervenant passe ensuite à une question sur la concertation structurelle avec les régulateurs régionaux, dans le cadre de laquelle des divergences de vue sporadiques ont été signalées. On ne voit pas clairement comment celles-ci pourront être aplanies, vu le manque de clarté de la loi spéciale du 8 août 1980 de réformes institutionnelles à certains égards. Du reste, la politique énergétique a bien changé depuis les années quatre-vingt. La CREG estime-t-elle possible de régler certains points de discussion par un accord de coopération, ou vaut-il mieux attendre que la justice tranche?

En outre, il semble que l'étude sur les composantes du coût de la facture d'électricité et de gaz naturel n'a pas été reprise dans le volet relatif à la surveillance des prix, mais qu'elle a été intégrée dans l'étude consacrée à la norme énergétique. Est-ce effectivement le cas? La note indique que l'objectif est de mener cette tâche, si possible, en coopération avec les régulateurs régionaux de l'énergie. A-t-on volontairement choisi de citer les régulateurs flamand et bruxellois et d'omettre le régulateur wallon? Est-ce qu'une collaboration avec ce dernier n'est pas possible aujourd'hui sur le terrain?

M. Wollants adresse ensuite une question qui revient chaque année concernant le réseau francophone des régulateurs de l'énergie. Cette fois, la note de politique générale ne permet pas de déduire ce qu'il en adviendra concrètement. Quelles initiatives a-t-on prises durant l'année écoulée? Avec quels pays a-t-on collaboré spécifiquement? Les collaborations nouées par le passé avec quelques pays africains semblaient plutôt aller à sens unique.

Enfin, l'intervenant évoque l'avis rendu par la CREG sur la marge bénéficiaire des centrales nucléaires qui ne font pas l'objet d'un contrat d'exploitation à long terme. Tihange 2 est également citée à cet égard. On ne sait toutefois pas clairement quelle marge bénéficiaire pourra encore être calculée pour Tihange 2, étant donné que

tot een definitieve stopzetting werd overgegaan. Is dit een vergetelheid of volgen nog initiatieven?

De heer Kurt Ravyts (VB) staat welwillend tegenover de vraag naar acht bijkomende voltijdse equivalenten (FTE), in het licht van de uitbouw van de CREG als kennisorganisatie. Dit vereist ook de nodige investeringen in IT.

De actieradius van de CREG behoort momenteel tot het actuele debat, waarbij de spreker verwijst naar het artikel “Iedereen maakt energiestudies, behalve de overheid”, dat op 23 november 2024 verscheen in *De Standaard*.

In verband met het bedrag van 1,3 miljard euro aan overwinstbelasting vraagt de spreker in hoeverre deze regeling nog gecontesteerd wordt. Kan dit bijkomend toegelicht worden?

Vervolgens neemt de heer Ravyts elementen uit het memorandum van de CREG van 12 juli 2024 ter attentie van de formateur van de federale regering onder de loep. Hij is benieuwd naar de standpunten die door de toekomstige regeringspartijen zullen worden ingenomen inzake het vormgeven van de toekomst van het energiebeleid.

De CREG vraagt immers dat de wetgeving wordt herzien. De toekomstige meerderheid zal kleur moeten bekennen en initiatieven nemen, ook inzake het koninklijk besluit van 12 mei 2024 tot vaststelling van de procedure voor de opstelling, goedkeuring en publicatie van het netontwikkelingsplan voor het waterstofvervoersnetwerk en het ontwikkelingsplan voor het transmissienet elektriciteit. De spreker herinnert er in dit verband aan dat de CREG in de pers aangaf dat er minstens een perceptie van belangenvermenging bestaat.

Daarbij aansluitend zal het beheersen van netinvesteringen in deze commissie aan bod komen naar aanleiding van de discussie over het energie-eiland.

Wat het debat over flexibiliteit van de vraag betreft, is er onenigheid over de bevoegdheidsverdeling. Een samenwerkingsakkoord met de gewesten zal noodzakelijk zijn, zoals reeds aangegeven in het voornoemde memorandum van 12 juli 2024.

Met betrekking tot de rol van de CREG inzake de kostenbeheersing van kernenergie staat de spreker achter de vragen van de regulator over zijn actieradius inzake BE-WATT. Zeker wat de *Power Purchase Agreements* (PPA) betreft is dat belangrijk.

la centrale a été définitivement mise à l'arrêt. Est-ce un oubli ou doit-on encore prendre des initiatives?

M. Kurt Ravyts (VB) comprend que 8 équivalents temps plein (ETP) supplémentaires soient demandés, dès lors que la CREG se développe en tant qu'institut d'expertise. Des investissements dans l'IT sont également nécessaires dans ce cadre.

Le débat mené actuellement porte notamment sur le champ d'action de la CREG et, à cet égard, l'intervenant se réfère à l'article intitulé “Tout le monde fait des études énergétiques, sauf les pouvoirs publics” (traduction), paru dans le *Standaard* du 23 novembre 2024.

En ce qui concerne le montant de 1,3 milliard d'euros issu de la taxation des surprofits, l'intervenant demande dans quelle mesure cette réglementation reste sujette à contestation. Est-il possible d'apporter des précisions supplémentaires à ce sujet?

M. Ravyts aborde ensuite, à l'attention du formateur du gouvernement fédéral, certains éléments du mémorandum de la CREG du 12 juillet 2024. Il est curieux de connaître les positions qu'adopteront les partis du futur gouvernement pour façonner l'avenir de la politique énergétique.

En effet, la CREG demande que la législation fasse l'objet d'une révision. La future majorité devra se prononcer à ce sujet et prendre des initiatives, notamment concernant l'arrêt royal du 12 mai 2024 portant la procédure d'élaboration, d'approbation et de publication du plan de développement du réseau de transport d'hydrogène et du plan de développement du réseau de transport électricité. À ce propos, l'intervenant rappelle que la CREG a fait part dans la presse de l'existence, à tout le moins, d'une perception de conflit d'intérêts.

Dans la foulée, la présente commission abordera la maîtrise des investissements dans le réseau, dans le cadre de la discussion sur l'île énergétique.

En ce qui concerne le débat sur la flexibilité de la demande, il existe un désaccord quant à la répartition des compétences. La conclusion d'un accord de coopération avec les Régions sera nécessaire, comme déjà indiqué dans le mémorandum précité du 12 juillet 2024.

Concernant le rôle de la CREG en matière de maîtrise des coûts de l'énergie nucléaire, l'intervenant adhère aux questions posées par le régulateur sur son champ d'action en ce qui concerne BE-WATT. Ce point est particulièrement important en ce qui concerne les *Power Purchase Agreements* (PPA).

Aangaande het auditverslag van het Rekenhof van 14 november 2023 over de bouw, aansluiting en exploitatie van offshore windmolenparken deelt de spreker de bezorgdheden van de CREG, bijvoorbeeld over de ontmanteling.

Daarnaast kwam de kwestie van de industriële verbruikers eveneens aan bod. De discussie over de energiekostprijs voor elektro-intensieve bedrijven is thans actueel naar aanleiding van de investeringen door Arcelor-Mittal, die enkele maanden na de aankondiging in mei 2024 door de premier en de minister van Energie alweer worden uitgesteld.

Als laatste punt toont de spreker zich kritisch over het concurrentievermogen van warmtepompen, waarover nog steeds al te populistische uitspraken te horen zijn. Volgens Vlaams onderzoek zou in 7 op de 10 woningen een warmtepomp geplaatst kunnen worden, met hergebruik van de bestaande radiatoren. Volgens renovatiespecialisten is echter een bepaald type, veel duurdere, warmtepomp nodig om bestaande radiatoren te kunnen blijven gebruiken. Men dient voorzichtig te werk te gaan, ook gelet op de toekomstige Europese koolstoftaks en de onduidelijkheid over de aanwending van de middelen uit het Europees Sociaal Klimaatfonds.

Mevrouw Marie Meunier (PS) verwijst vooreerst naar de langetermijnvisie van de CREG, waarin een duurzaam, veerkrachtig, innoverend en voor iedereen toegankelijk model wordt nagestreefd. Volgens de PS-fractie moet voorrang worden gegeven aan de bevoorradingszekerheid en de financiële toegankelijkheid van energie, zowel voor de huishoudens als voor de ondernemingen. Om die doelstellingen te halen moet de regulator over voldoende personeel en financiële middelen beschikken, rekening houdend met het toenemende aantal opdrachten dat de CREG krijgt toegewezen.

De spreekster benadrukt vervolgens het belang van financieel toegankelijke energie en van consumentenbescherming. Energie is een basisbehoefte en de CREG benadrukt terecht dat geen enkele consument bij de energietransitie aan zijn lot mag worden overgelaten of uit de boot mag vallen. De spreekster vraagt welke dossiers met betrekking tot dit thema in de komende maanden voorrang zullen krijgen. Ze wil ook meer duidelijkheid over de uitbreiding van het consumentenakkoord en over de heropstart van de interfederale werkgroep over de energiearmoede-indicatoren.

Mevrouw Meunier heeft het tot slot over de rol van de CREG als adviseur van de overheid. Ze merkt op dat het voor de CREG de afgelopen weken soms moeilijk was over bepaalde dossiers een standpunt in te nemen,

En ce qui concerne le rapport d'audit de la Cour des comptes du 14 novembre 2023 sur la construction, le raccordement et l'exploitation de parcs éoliens offshore, l'intervenant partage les préoccupations de la CREG, notamment en rapport avec le démantèlement.

La question des consommateurs industriels a également été abordée. La discussion sur les coûts de l'énergie pour les entreprises électro-intensives est d'actualité suite au nouveau report des investissements d'Arcelor-Mittal, quelques mois après l'annonce effectuée en mai 2024 par le premier ministre et la ministre de l'Énergie.

Pour terminer, l'intervenant se montre critique au sujet de la compétitivité des pompes à chaleur, au sujet desquelles les déclarations pêchant par excès de populisme restent monnaie courante. Selon une étude flamande, une pompe à chaleur pourrait être installée dans 7 habitations sur 10, au travers d'une réutilisation des radiateurs existants. Cependant, selon des spécialistes de la rénovation, cette réutilisation nécessiterait un certain type de pompe à chaleur beaucoup plus coûteux. Il convient de faire preuve de prudence, compte tenu également de la future taxe carbone européenne et de l'incertitude quant à l'utilisation des moyens provenant du Fonds social européen pour le climat.

Mme Marie Meunier (PS) se réfère d'abord à la vision à long terme de la CREG, laquelle promeut un modèle énergétique durable, résilient, innovant et accessible à tous. Pour le groupe PS, les priorités sont, d'une part, la sécurité d'approvisionnement énergétique, et d'autre part, l'accessibilité financière de l'énergie, tant pour les ménages que pour les entreprises. Pour remplir ces objectifs, il est nécessaire que le régulateur dispose de moyens humains et financiers suffisants qui tiennent compte de la multiplication des missions qui lui sont déléguées.

L'intervenante souligne ensuite l'importance de l'accessibilité financière de l'énergie et de la protection des consommateurs. L'énergie est un bien de première nécessité et la CREG souligne, à juste titre, qu'aucun consommateur ne doit être laissé pour compte ou exclu dans le cadre de la transition énergétique. L'intervenante demande quels seront les dossiers prioritaires sur cette thématique au cours des prochains mois. Elle souhaite aussi des précisions sur le renforcement de l'Accord de consommateurs et sur la relance du groupe de travail interfédéral sur les indicateurs de précarité énergétique.

Mme Meunier aborde enfin le rôle de la CREG en tant que conseiller des autorités publiques. Elle constate que, au cours des dernières semaines, il a parfois été difficile pour la CREG de prendre position sur certains

hetzij wegens een gebrek aan informatie van andere actoren van de energiesector, hetzij wegens een te kort tijdsbestek om de nodige specifieke expertise samen te brengen. Mevrouw Meunier vraagt met welke maatregelen de CREG dit probleem wil aanpakken.

De heer Ismaël Nuino (Les Engagés) merkt op dat de actualiteit van de voorbije weken heeft aangetoond, voor zover dat nog nodig was, hoe belangrijk het is te beschikken over een sterke en onafhankelijke regulator met de nodige instrumenten om de overheden op onafhankelijke wijze te adviseren. Hij is dan ook van oordeel dat de verhoging van het voorgestelde budget gerechtvaardigd is wegens de toename van de opdrachten en van de behoeften om die te kunnen vervullen.

Hij vraagt de CREG evenwel of het mogelijk zou zijn naast de zopas toegelichte beleidsnota voor 2025 ook een visie op vijf of tien jaar te ontwikkelen. Welke veranderingen zijn mogelijk, met name met betrekking tot de verhoging van de nodige middelen op middellange en lange termijn? De spreker benadrukt dat het de bedoeling is de expertise van de overheid inzake energie te vergroten en dat men zich dus de vraag zal moeten stellen hoe de beschikbare middelen zullen worden verdeeld over bijvoorbeeld de CREG en de Algemene Directie Energie van de FOD Economie, KMO, Middenstand en Energie. Het voorbeeld van waterstof, waar Elia en Fluxys uiteenlopende belangen en dus verschillende standpunten hebben, toont aan dat het noodzakelijk is te beschikken over een overheid en een regulator die een objectief advies kunnen uitbrengen.

De spreker heeft het tot slot nog over energiedelen. Hij merkt op dat de stijgende kosten de ontwikkeling van energiedelen in de gewesten belemmert. Hij vraagt hoe die kostenstijging te verantwoorden valt.

Mevrouw Tine Gielis (cd&v) gaat vooreerst in op het voornemen van de CREG om de consumentenbescherming uit te breiden tot kleine professionele gebruikers en kmo's. Hoe ziet de regulator dit concreet?

Ten tweede zal worden ingezet op de verbetering van het huidige systeem van federale sociale tarieven. De spreekster juicht dit toe, aangezien het een absolute noodzaak is op dit punt vooruitgang te boeken. In het voorstel van resolutie betreffende de hervorming van het sociaal tarief voor energie (DOC 56 0195/001) wordt eveneens gevraagd te onderzoeken of men de toekenning van het sociaal tarief kan openstellen op basis van inkomenscriteria, en niet langer op basis van

dossiers, soit en raison d'un manque d'informations fournis par d'autres acteurs du secteur de l'énergie, soit en raison d'un laps de temps trop court pour réunir les expertises spécifiques nécessaires. Mme Meunier demande quelles mesures la CREG compte prendre pour pallier ce problème.

M. Ismaël Nuino (Les Engagés) constate que l'actualité de ces dernières semaines a démontré, si c'était encore nécessaire, l'intérêt que représente un régulateur fort et indépendant qui dispose des outils nécessaires pour conseiller les autorités publiques de manière indépendante. Il estime dès lors que l'augmentation du budget proposé est justifiée au regard de l'augmentation des missions et des besoins nécessaires pour y faire face.

Il demande cependant à la CREG si, au-delà de la présentation qui vient d'être faite de la note de politique générale pour 2025, il serait aussi possible de développer une vision à 5 ou 10 ans. Quelles pourraient être les évolutions possibles, notamment en terme d'augmentation des moyens nécessaires à moyen et long terme? L'intervenant souligne que, dès lors qu'on souhaite renforcer l'expertise publique en matière d'énergie, il faudra se poser la question de la ventilation des moyens disponibles entre, par exemple, la CREG, d'une part, et la Direction générale Énergie du Service public fédéral Économie, PME, Classes moyennes et Énergie, d'autre part. L'exemple de l'hydrogène pour lequel Elia et Fluxys ont des intérêts divergents et ont dès lors des positions différentes, illustre la nécessité de disposer d'une autorité publique et d'un régulateur capables de remettre un avis objectif.

L'intervenant aborde enfin la question du partage d'énergie. Il constate que l'augmentation des coûts brident le développement du partage d'énergie dans les régions. Il demande ce qui justifie l'augmentation de ces coûts.

Mme Tine Gielis (cd&v) commence par faire référence à l'intention de la CREG d'étendre la protection aux consommateurs aux PME et aux petits consommateurs professionnels. Comment le régulateur pense-t-il concrétiser cette intention?

Deuxièmement, des efforts seront consentis pour améliorer le système actuel des tarifs sociaux fédéraux. L'intervenante s'en félicite, car il est absolument nécessaire de progresser sur cette question. La proposition de résolution relative à la réforme du tarif social pour l'énergie (DOC 56 0195/001) demande également d'examiner si le tarif social pourrait être octroyé sur la base de critères de revenus plutôt que sur la base d'un statut. En ce sens, il est positif que la CREG continue à

een statuut. In die zin is het positief dat de CREG blijft pleiten voor de ontwikkeling van een federale databank, die de rechthebbenden van het sociaal tarief koppelt aan de inkomenscategorieën, zodat elke actor duidelijkheid kan krijgen in deze materie.

Tot slot werd ook het thema energiearmoede aangehaald. Formuleert de CREG, naast het pleiten voor de doorstart van de interfederale werkgroep over indicatoren van energiearmoede, ook andere aanbevelingen om deze belangrijke uitdaging aan te pakken?

De heer Oskar Seuntjens (Vooruit) onderstreept het grote belang van betaalbare energie. Een goed functionerende CREG is daartoe fundamenteel.

De spreker onderschrijft vervolgens de stelling dat de energietransitie vele uitdagingen met zich brengt, onder meer voor de CREG. De vraag inzake bijkomend personeel lijkt dan ook zeker gegrond.

Verder werd aangegeven dat 2024 niet het gemakkelijkste jaar is om een begroting op te stellen, aangezien een nieuwe regering moet worden gevormd waarvan de beleidsprioriteiten nog niet gekend zijn.

In de inleidende uiteenzettingen werd verwezen naar contacten met andere regulatoren in het buitenland. Zijn de uitdagingen in België gelijkaardig aan of verschillend van deze in andere Europese landen?

Ten slotte werd in het debat gerefereerd aan de *Belgian Electricity System Blueprint 2035-2050* van Elia. De Vooruit-fractie is eveneens van oordeel dat dergelijke studies beter door de overheid kunnen worden uitgevoerd, aangezien ze de basis vormen voor beleidsbeslissingen. Zou een dusdanige werkwijze een positieve budgettaire impact op de CREG kunnen hebben? In dat geval zou de CREG immers minder tijd, middelen en energie moeten besteden aan het achterhalen van studies die momenteel mogelijks nog te moeilijk te interpreteren zijn. Of zou dit geen verschil maken voor de werking van de CREG, buiten het feit dat het studiewerk transparanter en openlijk gebeurt?

B. Antwoorden van de CREG

Mevrouw Ilse Tant, directeur Administratieve directie van de CREG, beantwoordt eerst de vragen over de begroting.

recommander l'élaboration d'une banque de données fédérale établissant un lien entre les bénéficiaires du tarif social et les catégories de revenus, pour permettre à chaque acteur d'y voir plus clair.

Enfin, la question de la précarité énergétique a également été soulevée. Outre la relance du groupe de travail interfédéral sur les indicateurs de précarité énergétique, la CREG formule-t-elle d'autres recommandations pour relever ce défi important?

M. Oskar Seuntjens (Vooruit) souligne qu'il est très important que les prix de l'énergie soient abordables. Le bon fonctionnement de la CREG est essentiel à cette fin.

Ensuite, l'intervenant souscrit à l'affirmation selon laquelle la transition énergétique soulève de nombreux défis, y compris pour la CREG. La demande de personnel supplémentaire semble donc tout à fait fondée.

Il a également été souligné que l'élaboration d'un budget n'est guère aisée en cette année 2024, compte tenu de la formation d'un nouveau gouvernement dont les priorités politiques ne sont pas encore connues.

Dans les exposés introductifs, il a été renvoyé à des contacts avec d'autres régulateurs à l'étranger. Les défis auxquels la Belgique est confrontée sont-ils ou non différents de ceux que rencontrent les autres pays européens?

Enfin, il a été fait référence, lors de la discussion, au *Belgian Electricity System Blueprint 2035-2050* d'Elia. Le groupe Vooruit estime également qu'il est préférable que les études de ce type soient réalisées par les pouvoirs publics, car elles constituent la base de décisions politiques. Cette manière de procéder pourrait-elle avoir une incidence budgétaire positive pour la CREG? En effet, dans ce cas, la CREG devrait consacrer moins de temps, de moyens et d'énergie à rechercher des études qui, à l'heure actuelle, sont potentiellement trop difficiles à interpréter. Ou bien cette évolution ne changerait-elle rien au fonctionnement de la CREG, si ce n'est que les études se dérouleraient de manière plus transparente et ouverte?

B. Réponses de la CREG

Mme Ilse Tant, directrice des services administratifs de la CREG, commence par répondre aux questions relatives au budget.

Begrotingsprincipes inzake doeltreffendheid

Alvorens enkele voorbeelden te geven van de toepassing van efficiënte begrotingsprincipes, wenst de spreker te wijzen op het feit dat 80 % van de uitgaven naar FTE's gaan. Daar kan moeilijk op worden bespaard. Het personeelsbestand bleef lang stabiel maar recente aanwervingen waren nodig om de aan de CREG toegevoegde taken te kunnen blijven vervullen.

Een deel van de kosten is ook onsamendrukbaar, als gevolg van bijvoorbeeld de loonindexering.

Voor meer kostenefficiëntie wordt vooral gekeken naar de werkmiddelen, die echter een relatief beperkt deel van de begroting uitmaken. Om de verplaatsingskosten terug te dringen, worden bijvoorbeeld meer videovergaderingen gehouden. Er is een daling van de interim- en de consultancyopdrachten, een gevolg van de structurele versterkingen van het personeelsbestand, en er zijn kleinere besparingen op de parkingkosten en de aankoop van meubilair.

Mevrouw Tant herhaalt echter dat het besparingspotentieel van de CREG beperkt is omdat het overgrote deel van haar uitgaven, als kennisorganisatie, naar de FTE's gaan. Dat neemt niet weg dat tot in detail wordt nagegaan op welke uitgaven er kan worden bespaard.

Uiteraard wordt ook de wet op de overheidsopdrachten toegepast, met de prijs als belangrijk criterium bij de aankoop van bepaalde diensten.

De huidige investeringen in een nieuwe tool voor de digitalisering van de boekhouding zorgt voor een daling van het personeelsbestand van vier naar drie FTE's.

Volgens de directeur Administratieve directie mag echter niet worden verwacht dat al deze maatregelen zullen leiden tot een algemene daling van de kosten. Wel is het de doelstelling de stijgende personeelskosten als gevolg van de verdere evolutie naar een expertiseorganisatie deels te compenseren met een daling van de werkmiddelen.

Meer digitaliseren, gebruikmaken van artificiële intelligentie en minder uitbesteden van taken zijn de voornaamste acties die worden vooropgesteld om de uitgaven te drukken.

Principes d'efficacité budgétaire

Avant d'illustrer la mise en œuvre de principes d'efficacité budgétaire au moyen de quelques exemples, l'oratrice tient à souligner que 80 % des dépenses de la CREG sont consacrées aux ETP et que des économies sont difficilement réalisables à ce niveau. Pendant longtemps, ses effectifs sont restés stables, mais la CREG a récemment dû recruter du personnel supplémentaire pour continuer à accomplir les tâches qui lui sont dévolues.

Certains de ses coûts sont en outre incompressibles, notamment en raison de l'indexation des salaires.

Pour améliorer son efficacité budgétaire, la CREG se concentre principalement sur ses moyens de fonctionnement, qui représentent toutefois une part relativement faible de son budget. Le nombre de réunions virtuelles a par exemple augmenté pour réduire les frais de déplacement. La CREG a également réduit le nombre de ses contrats intérimaires et le nombre de ses missions de consultance depuis le renforcement structurel de ses effectifs, et elle a réalisé d'autres économies plus modestes en matière de frais de stationnement et en ce qui concerne l'achat de mobilier.

Mme Tant tient néanmoins à rappeler que les économies potentielles de la CREG sont limitées, puisque la grande majorité de ses dépenses en tant que centre de connaissances sont consacrées à ses ETP. Cela n'empêche toutefois pas la CREG d'examiner en détail les postes de dépenses où des économies pourraient être réalisées.

La CREG est bien entendu tenue d'appliquer également la loi relative aux marchés publics, qui prévoit que le prix est l'un des critères importants lors de l'achat de certains services.

Les investissements actuels de la CREG dans un nouvel outil de numérisation de sa comptabilité lui permettront de faire passer ses effectifs de quatre à trois ETP dans ce domaine.

La directrice des services administratifs estime toutefois que toutes ces mesures ne contribueront probablement pas à une réduction globale des coûts. Elle ajoute que l'objectif poursuivi est cependant de compenser une partie de l'augmentation des frais de personnel liés à la transformation de la CREG en une organisation d'expertise en réduisant ses frais de fonctionnement.

Parmi les principales mesures évoquées pour réduire les dépenses figurent une numérisation accrue, le recours à l'intelligence artificielle et la réduction de la sous-traitance.

Budget voor berekening en digitaal aangifteplatform overwinstbelasting

Tot op heden spendeerde de CREG 413.843 euro van het budget. Dat bedrag is aanzienlijk lager dan wat werd begroot voor 2024. Het ongebruikte bedrag zal worden teruggestort. Toch is het volgens mevrouw Tant belangrijk dat krediet van 441.000 euro te behouden in de begroting van 2025. 141.000 euro gaat naar IT-kosten zoals het operationeel houden van het digitaal platform voor aangifte en het extraheren van data voor verdere analyse. 250.000 euro dient voor het bekostigen van rechterlijke beroepen, zoals de eerder vermelde zes beroepen die aanhangig zijn tegen de aanmeldformulieren. Ten slotte is een bedrag van 50.000 euro ingeschreven voor consultancyopdrachten in geval van vragen van de administratie over berekeningen die CREG haar gaf in het kader van de aangiftes.

1,3 miljard euro

Dat bedrag werd tot op vandaag vastgesteld door de administratie. De CREG ondersteunt waar nodig de administratie in het kader van de beroepen die door de betrokken partijen zijn ingesteld tegen de administratie.

Samenwerking tussen energieregulators

Naar aanleiding van het beroep van de CREG tegen de VREG-beslissing 2024-68 tot de wijziging van de voorwaarden voor de aanbieders van balanceringsdiensten (T&C BSP) voor Frequentieherstelreserves met automatische activering (aFRR) onderschrijft de spreker het belang van samenwerking tussen de regulators. Ze wijst erop dat binnen het informeel overlegorgaan FORBEG, het Forum van Belgische Energieregulators, reeds wordt samengewerkt, en betwijfelt of een formeel akkoord nodig is voor een verbetering van die samenwerking. Belangrijker is het bestaande informele en formele overleg te intensifiëren. Tenslotte bestaan dergelijke discussies niet alleen tussen regulators maar ook tussen regeringen. De CREG wil voorkomen dat het beroep tot een juridische uitspraak leidt, en hoopt met de andere regulators een werkwijze te vinden waardoor het in de toekomst niet langer tot dergelijke juridische geschillen komt.

Energienorm

De Waalse energieregulator CWaPE (*Commission wallonne pour l'énergie*) heeft in mei 2024 beslist niet langer mee te werken aan de jaarlijkse benchmark van de evolutie van de marktprijzen die de Belgische regulators uitvoeren. Bijgevolg stijgen de betreffende uitgaven

Budget pour le calcul et plateforme de déclaration numérique de la taxation des surprofits

À ce jour, la CREG a dépensé 413.843 euros de son budget. Ce montant est nettement inférieur au montant budgétisé pour 2024. Le montant non utilisé sera reversé. Mme Tant estime toutefois qu'il importe de conserver ce crédit de 441.000 euros dans le budget 2025. Une enveloppe de 141.000 euros est destinée à couvrir les coûts informatiques, notamment pour assurer le fonctionnement de la plateforme de déclaration numérique et extraire des données à des fins d'analyse. Un montant de 250.000 euros servira à financer les recours judiciaires, notamment les six recours en instance précités concernant les formulaires de déclaration. Et enfin, un montant de 50.000 euros a été prévu pour des missions de consultance au cas où l'administration poserait des questions sur les calculs que la CREG lui a fournis dans le cadre des déclarations.

1,3 milliard d'euros

Tel est le montant calculé à ce jour par l'administration. La CREG soutient l'administration, si besoin est, dans le cadre des recours introduits par les parties concernées contre l'administration.

Collaboration entre les régulateurs de l'énergie

Concernant l'appel interjeté par la CREG contre la décision 2024-68 de la VREG modifiant les conditions applicables aux fournisseurs de services d'équilibrage (T&C BSP) pour les réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique (aFRR), l'oratrice insiste sur l'importance de la collaboration entre les régulateurs. Elle souligne qu'une collaboration existe déjà au sein de l'organe informel de concertation FORBEG, c'est-à-dire du forum des régulateurs belges de l'énergie. L'oratrice doute qu'un accord formel soit nécessaire pour améliorer cette collaboration. Il lui semble plus important de renforcer la concertation existante, qu'elle soit formelle ou informelle. Enfin, l'oratrice indique que les échanges de ce type ne se limitent pas aux seuls régulateurs, mais qu'ils ont également lieu entre les gouvernements. La CREG souhaite éviter que l'appel précité donne lieu à une décision judiciaire, et elle espère trouver, en concertation avec les autres régulateurs, un moyen d'éviter d'autres litiges de cette nature à l'avenir.

Norme énergétique

En mai 2024, la Commission wallonne pour l'Énergie (CWaPE) a décidé de ne plus collaborer à l'étude comparative (*benchmark*) annuelle sur l'évolution des prix du marché réalisée par les régulateurs belges. Par conséquent, les dépenses liées à cette étude augmenteront

voor de CREG en de VREG, die wettelijk verplicht zijn om een dergelijke studie uit te voeren.

Langetermijnvisie van de CREG

Voor het ontwikkelen van een langetermijnvisie werd het Strategisch Plan 2024-2029 opgesteld, dat het volledige lopende mandaat van de CREG dekt. De voorzitter zal daar nog verder op ingaan.

Verder verwijst de spreker naar het Memorandum van 12 juli 2024, waarin de CREG de formateur van de federale regering om meer bevoegdheden verzoekt en waarin voorstellen worden geformuleerd om de overheid nog beter te kunnen begeleiden inzake energieuitdagingen tijdens de volgende wetgevende periode.

Het actuele debat over de forse investeringen in het hoogspanningsnet met het oog op de energietransitie toont zowel het belang aan van de rol van de CREG als waakhond, als dat van een duidelijke rolverdeling én samenwerking tussen de Algemene directie Energie van de federale overheidseconomie en de CREG. Want hoewel inzake de opvolging van de voornoemde investeringen de administratie bevoegd is om te waken over de energiebevoorradingsszekerheid en de energiemix en over de naleving van het federaal ontwikkelingsplan 2024-2034 van het transmissienet, is de spreker van mening dat de samenwerking en het overleg met de regulator daarover moet worden versterkt. Het gaat dan niet alleen over het toezicht op de besluitvorming rond deze investeringen maar ook over de uitvoering ervan. Het gaat immers over investeringen waarvan de realisatie 10 jaar duurt, in een steeds veranderende context en markt.

De heer Koen Locquet, voorzitter van het Directiecomité van de CREG, wenst als aanvulling op de antwoorden van mevrouw Tant over het streven naar meer efficiëntie nog enkele maatregelen en resultaten op te sommen, zoals het feit dat de strikte toepassing van de wet op de overheidsopdrachten resulteerde in een daling van 20 % van de contracten met advocatenkantoren. Andere maatregelen zijn het gebruik maken van bestaande instrumenten van de overheid zoals de FOD-Overschrijdende Raamcontracten (FOR CMS) voor gemeenschappelijke aankopen die zowel werk- als kostenbesparend zijn omwille van het schaalvoordeel, de permanente monitoring van de uitgaven, de positieve impact van telewerk en van informatisering op de verplaatsingskosten en de uitgaven voor materiaal.

De spreker wijst erop dat het succes van bepaalde inspanningen om de uitgaven te drukken niet telkens kan worden herhaald. Hij verwijst naar het verbeterde

pour la CREG et la VREG, qui sont légalement tenues de la réaliser.

Vision à long terme de la CREG

Le plan stratégique 2024-2029, qui couvre la durée restante du mandat en cours de la CREG, a été rédigé en vue de l'élaboration d'une vision à long terme. Le président y reviendra ultérieurement.

L'oratrice évoque ensuite le mémorandum du 12 juillet 2024 dans lequel la CREG demande au formateur du gouvernement fédéral d'élargir ses compétences et formule des propositions en vue de pouvoir mieux aider les pouvoirs publics à relever les défis énergétiques au cours de la prochaine législature.

Le débat actuel sur les investissements importants réalisés dans le réseau haute tension afin de permettre la transition énergétique souligne à la fois l'importance du rôle de régulateur de la CREG et l'importance d'une répartition claire des rôles et de la coopération entre la direction générale de l'Énergie du SPF Économie et la CREG. En effet, il appartient à l'administration de veiller, en ce qui concerne le suivi des investissements précités, à la sécurité d'approvisionnement énergétique, au mix énergétique et au respect du plan de développement fédéral 2024-2034 du réseau de transport d'électricité, mais, selon l'oratrice, il convient de renforcer la coopération et la concertation avec le régulateur à ce sujet. Il ne s'agit pas seulement du contrôle des décisions relatives à ces investissements, mais également de leur mise en œuvre. Il est en effet question d'investissements qui s'étaleront sur dix ans et qui seront réalisés dans un contexte et sur un marché en perpétuelle mutation.

M. Koen Locquet, président du Comité de direction de la CREG, souhaite évoquer quelques mesures et quelques résultats pour compléter les réponses de Mme Tant en ce qui concerne les efforts déployés en vue d'accroître l'efficacité. Il indique par exemple que l'application stricte de la loi relative aux marchés publics a entraîné une réduction de 20 % des contrats conclus avec les cabinets d'avocats. D'autres mesures concernent l'utilisation d'instruments publics existants pour les achats communs, par exemple des contrats-cadre Multi SPF (FOR CMS) qui réduisent la charge de travail et les coûts grâce à des économies d'échelle, le suivi permanent des dépenses, et l'incidence positive du télétravail et de l'informatisation sur les frais de déplacement et les dépenses en matériel.

L'orateur souligne que certains des efforts qui ont permis de réduire les dépenses ne pourront pas être réitérés systématiquement. Il renvoie au contrat de

huurcontract in het verleden en het onderhandelen van goedkopere verzekeringspolissen.

Modelcontracten

De heer Locquet is niet verbaasd over de reactie van FEBEG op de modelcontracten. Die houding is immers niet nieuw. Nochtans biedt een standaard modelcontract met dezelfde vermeldingen het onmiskenbare voordeel van transparantie. De energiecontracten van de verschillende energieleveranciers zouden zo perfect kunnen worden vergeleken.

CREG-prijs

Mogelijk wijzigde de formulering in de beleidsnota enigszins maar het beleid rond deze prijs bleef onveranderd. Er wordt gestreefd naar een gelijke behandeling van het Nederlandstalig en Franstalig onderwijs. Opvallend is de toename van inzendingen van Engelstalige scripties van studenten die aan een Franstalige of Nederlandstalige universiteit studeren.

De visies in sommige ontvangen masterscripties op regulatoire of technische kwesties hebben soms hun nut voor de CREG, maar de hoofdbetrachting blijft om toekomstige werknemers warm te maken voor de taken van een energieregulator. Door de concurrentiestrijd met sterke spelers op de arbeidsmarkt is het niet evident alle vacatures bij de CREG in te vullen. De CREG-prijs zorgt daarbij voor welgekomen publiciteit en heeft er al toe geleid dat indieners van scripties later effectief solliciteerden bij de CREG.

Relatie met de gewestelijke energieregulators

Elke regulator, of hij nu federaal of gewestelijk is, moet werken binnen een specifiek wettelijk kader. Die wetgevingen zijn echter niet altijd op elkaar afgestemd en de heer Locquet schetst vervolgens hoe dat onvermijdelijk tot bevoegdheidsconflicten leidt.

Over het technische reglement van de VREG dat aanleiding gaf tot het indienen van een beroep door de CREG werd meermaals gesproken met de Vlaamse regulator, maar die reglementering inzake “balancing” is volgens de spreker nu eenmaal ondeelbaar. Toch voorziet de gewestelijke reglementering in de mogelijkheid voor een gewestelijke energieregulator om over voorwaarden voor aanbieders van balanceringsdiensten beslissingen te nemen. Daar staat tegenover dat een nationale transmissienetbeheerder de verplichting heeft om slechts één standaarddocument te publiceren om te mogen toetreden tot de Europese platformen. Die

location plus avantageux conclu par le passé et à la négociation de polices d'assurance moins onéreuses.

Contrats standardisés

M. Locquet ne s'étonne pas de la réaction de la FEBEG aux contrats standardisés. En effet, cette position n'est pas neuve. Pourtant, les contrats standardisés prévoyant les mêmes mentions présentent l'avantage indéniable de la transparence et ils permettraient de comparer aisément les contrats de fourniture d'énergie des différents fournisseurs d'énergie.

Prix décerné par la CREG

La formulation inscrite dans la note de politique pourrait avoir été légèrement modifiée, mais la politique relative à ce prix n'a pas changé. L'objectif est l'égalité de traitement entre l'enseignement francophone et l'enseignement néerlandophone. La hausse du nombre de mémoires rédigés en anglais soumis par les étudiants des universités francophones et néerlandophones est remarquable.

Les analyses des questions de nature régulatrice ou technique présentées dans certains mémoires sont parfois utiles pour la CREG, mais l'objectif principal reste d'intéresser les futurs travailleurs aux missions d'un régulateur de l'énergie. Compte tenu de la rude concurrence avec les puissants acteurs du marché du travail, il n'est pas simple de pourvoir tous les emplois vacants à la CREG. Le prix décerné par la CREG lui assure en outre une publicité bien venue et elle a déjà incité certains auteurs de mémoires à postuler effectivement auprès de la CREG ultérieurement.

Relation avec les régulateurs régionaux de l'énergie

Tout régulateur, fédéral ou régional, est tenu de travailler dans les limites d'un cadre légal spécifique. Toutefois, les différentes lois ne concordent pas toujours. M. Locquet expose ensuite comment cette situation est inévitablement source de conflits de compétences.

Le règlement technique de la VREG qui a amené la CREG à former un recours a été discuté à plusieurs reprises avec le régulateur flamand, mais, selon l'orateur, cette réglementation en matière d'“équilibre” est tout simplement indivisible. La réglementation régionale prévoit néanmoins que le régulateur régional de l'énergie puisse statuer sur les conditions prévues pour les fournisseurs de services d'équilibrage. Cette disposition est contraire à l'obligation imposée au gestionnaire de réseau national de ne publier qu'un seul document standardisé pour pouvoir adhérer aux plateformes européennes. Il n'est donc pas logique de laisser cette compétence aux

bevoegdheid overlaten aan de gewesten is dus niet logisch. De beslissing van de federale regulator hangt zo af van één gewestelijke regulator, die bovendien *de facto* zijn eisen kan opleggen aan de andere twee gewesten. De spreker merkt daarbij op dat een andere gewestelijke regulator overwoog om zich aan te sluiten bij het beroep van de CREG.

De voorzitter van het directiecomité stelt vast dat bepaalde gewestelijke regulatoren op regelmatige tijdstippen hun bevoegdheden ruim hebben geïnterpreteerd en verwijst daarbij naar de periode van de energiecrisis. Toen verhoogden bepaalde gewestelijke regulatoren op eigen initiatief de tarieven voor klanten zonder energieleverancier, nochtans een wettelijke bevoegdheid van de CREG, en kortten ze de termijnen voor leveranciers in om bij faillissement de contracten van klanten te ontbinden, wat niet als consumentvriendelijke maatregelen kan worden omschreven.

Franstalig netwerk van energieregulatoren

De spreker vindt het vanzelfsprekend dat België, met Frans als een van zijn officiële talen, inging op de uitnodiging om toe te treden tot het *Réseau francophone de régulateurs de l'énergie (RegulaE.Fr)*, waar meer dan 30 landen deel van uitmaken. Deze organisatie wordt erkend en ondersteund door de Europese Commissie en zowel de OESO als IRENA, het Internationaal Agentschap voor hernieuwbare energie, nemen regelmatig deel aan haar activiteiten. Uitwisseling van informatie en kennis zijn de voornaamste voordelen en vermits de CREG via videoverbinding deelneemt aan de meetings zijn er tot op heden geen kosten voor gedaan. De CREG probeert inhoudelijk haar bijdrage te leveren en gaat soms in op verzoeken van andere regulatoren om de Belgische regulator een werkbezoek te brengen.

De rolverdeling tussen netbeheerder en de overheid bij het uittekenen van toekomstscenario's

De aanleiding voor het artikel in *De Standaard* van 23 november waar de heer Ravyts naar verwees was de hoorzitting over het verslag *Belgian Electricity System Blueprint for 2035-2050* van Elia, die nochtans reeds op 5 november werd gehouden.

Aangaande de kritische bedenkingen in het artikel over de rolverdeling bij het maken van ontwikkelingsplannen inzake energie wijst de heer Locquet erop dat de CREG zelf suggesties heeft gedaan met betrekking tot een verbeterde bevoegdheidsverdeling in haar Memorandum van 12 juli 2024, met onder andere een systeem van

Régions. La décision du régulateur fédéral dépendrait dans ce cas d'un seul régulateur régional, qui pourrait en outre imposer *de facto* ses exigences aux deux autres Régions. L'orateur ajoute qu'un autre régulateur régional a envisagé de s'associer au recours formé par la CREG.

Le président du comité de direction constate qu'il est souvent arrivé que certains régulateurs régionaux interprètent largement leurs compétences. Il renvoie à cet égard à la crise énergétique. À cette époque, certains régulateurs régionaux ont pris l'initiative d'augmenter les tarifs pour les clients ne disposant pas d'un contrat auprès d'un fournisseur d'énergie bien que cette compétence relève de la CREG, et ils ont raccourci les délais dont les fournisseurs disposaient pour résilier les contrats des clients en cas de faillite, ces mesures ne pouvant pas être qualifiées de respectueuses des intérêts des consommateurs.

Réseau francophone des régulateurs de l'énergie

L'orateur estime qu'il est tout naturel que la Belgique, dont le français est l'une des langues nationales, ait accepté l'invitation de rejoindre le Réseau francophone de régulateurs de l'énergie (*RegulaE.Fr*), dont plus de trente pays font partie. Cette organisation est reconnue et soutenue par la Commission européenne, et tant l'OCDE que l'Agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) participent régulièrement à ses activités. Les principaux avantages de cette adhésion sont le partage d'informations et de connaissances. Étant donné que la CREG participe aux réunions de *RegulaE.Fr* par visioconférence, elle n'a rien dû déboursier jusqu'à présent. La CREG s'efforce d'apporter sa contribution sur le fond et elle accède parfois aux demandes d'autres régulateurs de lui rendre une visite de travail.

La répartition des rôles entre le gestionnaire du réseau et les pouvoirs publics dans l'élaboration des scénarios d'avenir

L'article paru le 23 novembre dans le quotidien flamand *De Standaard* auquel M. Ravyts a fait référence faisait suite à l'audition organisée à propos du rapport d'Elia intitulé "*Belgian Electricity System Blueprint for 2035-2050*", qui a pourtant eu lieu le 5 novembre.

S'agissant des critiques publiées dans cet article à propos de la répartition des rôles dans l'élaboration des plans de développement en matière d'énergie, M. Locquet indique que la CREG a formulé elle-même des suggestions pour améliorer la répartition des compétences dans son Memorandum du 12 juillet 2024, notamment

checks and balances. De realisatie van die voorstellen hangt uiteindelijk af van het Parlement.

Ook in haar memorandum van 9 juli 2020 haalde de CREG deze problematiek reeds aan. De woorden “perceptie van belangenvermenging” zou hij echter niet in de mond durven nemen. De CREG wees enkel op het feit dat een bepaalde actor mogelijk een belang kan hebben in de keuze van de toekomstige energiescenario's.

Volgens de spreker stelt deze Belgische problematiek zich ook op Europees niveau, zoals zou blijken uit een monitoringrapport van ACER, het Europese Agentschap voor de samenwerking tussen energieregulators, over de ontwikkeling van de Europese elektriciteitsinfrastructuur dat eerstdaags op zijn website (<https://www.acer.europa.eu/>) zal verschijnen. Het rapport stelt in de executive summary dat er bij investeringen door de TSO's sprake is van 50 % “mismatch”, hetzij investeringen daar waar niet nodig, hetzij geen investeringen daar waar nodig. Dit heeft uiteraard zijn impact op de kosten. Inzake de procedure met betrekking tot het vaststellen van de TYNDP is de rol van ENTSO-E belangrijk en de impact van de NRA's eerder beperkt. Een parallel met het Federaal ontwikkelingsplan op Belgisch niveau kan worden gemaakt. Het rapport pleit daarom voor meer coördinatie en harmonisatie.

Evolutie van de bevoegdheden van de regulators

De heer Locquet wijst erop dat de evolutie van de bevoegdheden van de CREG niet alleen afhangt van de nationale wetgever, maar evenzeer of nog meer van de Europese wetgeving. Met de versnelling van de energietransitie in Europa wordt echter vastgesteld dat de nationale regulators, maar ook het ACER, steeds meer bevoegdheden krijgen. Sommige bevoegdheden betreffen niet alleen de veiligheid, maar ook de bevoorradingszekerheid (bijvoorbeeld de certificering van de opslag), wat nochtans een bevoegdheid van de lidstaten is. Die evolutie is het gevolg van de geopolitieke gebeurtenissen die de Europese Commissie ertoe hebben gebracht regulerend op te treden teneinde de energievoorziening veilig te stellen. De focus op aangescherpte doelstellingen inzake de uitrol van hernieuwbare energie komt dus niet alleen voort uit de bezorgdheid over het klimaat, maar ook uit de noodzaak de bevoorradingszekerheid te waarborgen. Indien de CREG in de toekomst steeds meer bevoegdheden moet uitoefenen en meer middelen nodig heeft, zal de instelling zich moeten wenden tot het Federaal Parlement. De instandhouding van de vertrouwensband met het Parlement is dan ook essentieel.

l'instauration d'un système d'équilibre des pouvoirs. La mise en œuvre de ces propositions dépendra au final du Parlement.

La CREG avait aussi déjà évoqué cette problématique dans son memorandum du 9 juillet 2020. L'orateur n'oserait toutefois pas parler d'une “perception de conflit d'intérêts”. La CREG s'est bornée à souligner qu'un acteur donné pourrait avoir un intérêt dans le choix des scénarios énergétiques futurs.

Selon l'orateur, cette problématique belge se pose aussi au niveau européen, comme le montrerait un rapport de suivi de l'Agence européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) consacré au développement des infrastructures électriques européennes qui sera publié prochainement sur son site web (<https://www.acer.europa.eu/>). Le rapport indique dans le résumé qu'il existe un taux de 50 % de “désalignement” dans les investissements réalisés par les gestionnaires de réseau de transport, soit des investissements effectués là où ils ne sont pas nécessaires, soit l'absence d'investissements là où ils le sont. Cela a évidemment un impact sur les coûts. En ce qui concerne la procédure de définition du TYNDP (plan de développement réseau sur 10 ans), le rôle de l'ENTSO-E est important, tandis que l'impact des autorités de régulation nationales est plutôt limité. Un parallèle peut être fait avec le Plan de développement fédéral au niveau belge. C'est pourquoi ce rapport préconise plus de coordination et d'harmonisation.

Évolution des compétences des régulateurs

M. Locquet souligne que l'évolution des compétences de la CREG ne dépend pas uniquement du législateur national, mais tout autant, voire davantage, de la législation européenne. Cependant, avec l'accélération de la transition énergétique en Europe, on observe que les régulateurs nationaux, mais aussi ACER, se voient octroyer de plus en plus de compétences. Certaines compétences concernent non seulement la sécurité, mais aussi la sécurité d'approvisionnement (par exemple la certification du stockage) qui est pourtant une compétence des États membres. Cette évolution est due aux événements géopolitiques qui ont amené la Commission européenne à intervenir de manière régulatoire pour sécuriser l'approvisionnement énergétique. Le focus mis sur le renforcement des objectifs de développement des énergies renouvelables n'est donc pas seulement dû à des préoccupations en matière de climat, mais aussi à la nécessité de garantir la sécurité d'approvisionnement. Si la CREG doit exercer à l'avenir de plus en plus de compétences et qu'elle a besoin de davantage de moyens, elle se tournera vers le Parlement fédéral, avec lequel il est important de cultiver un lien de confiance.

De spreker benadrukt dat het erop aankomt de kennis en de expertise inzake energie in overheidshanden te houden. Of die expertise en die kennis binnen de CREG dan wel binnen de Algemene Directie Energie worden aangehouden, is van ondergeschikt belang, aangezien de CREG en de Algemene Directie Energie een goede professionele verstandhouding hebben en regelmatig samenwerken.

De spreker wijst er ook op dat nogal wat regelgeving niet door de nationale parlementen wordt bepaald. Men denke ter zake aan de Europese verordeningen, maar ook aan de netwerkcodes die het ACER uitwerkt in opdracht van de Europese Commissie en die vervolgens door de nationale regulatoren worden geïmplementeerd. Over het algemeen heeft de Europese Commissie de neiging het ACER steeds meer bevoegdheden te geven en de eventuele invloed van de nationale regulatoren binnen dat agentschap te beperken. Thans heeft elke nationale regulator een stem in de Raad van Regulatoren, ongeacht de grootte van het land. Er gaan geruchten dat dit zou kunnen evolueren naar een stelsysteem waarbij rekening wordt gehouden met de grootte van het land.

Uitdagingen in andere landen

De spreker leidt uit de debatten binnen ACER en de *Council of European Energy Regulators* (CEER) af dat competitiviteit een probleem is dat zich in alle landen voordoet. Van de regulatoren wordt verwacht dat zij dat probleem aanpakken. De regulatoren van hun kant verwachten echter van de Europese instanties dat de bestaande staatssteunregels op coherente wijze worden toegepast. Zodoende zouden de regulatoren minder problemen hebben bij het vaststellen van de tarieven, die verplicht de kosten moeten weerspiegelen. Bovendien zijn de mogelijkheden voor de regulator ten aanzien van de tarieven beperkt.

Een andere uitdaging waarmee elke Europese regulator te kampen heeft, zijn de kosten van de infrastructuur. De CREG zal daarover een *hackathon paper* publiceren, een theoretische denkoefening waarvoor zij kon rekenen op de medewerking van experts van de Europese Commissie. Het is de bedoeling de haalbaarheid te onderzoeken van alternatieve systemen om de tarieven te berekenen. Er gaan stemmen op om een deel van de tarieven via andere middelen op te vangen, maar zulks kan niet binnen de huidige reglementering, die bepaalt dat de tarieven de kosten moeten weerspiegelen, of de Europese Commissie zou meer bewegingsruimte moeten toelaten.

Verder wijst de heer Locquet erop dat alle Europese regulatoren wel bevoegd zijn voor wat onder de Europese

L'intervenant souligne l'importance que la connaissance et l'expertise en matière d'énergie demeurent dans le giron public. La question de savoir si cette expertise et cette connaissance doivent se situer au niveau de la CREG ou de la Direction générale Énergie est secondaire, dès lors que la CREG et la Direction générale Énergie entretiennent de bons rapports de travail et collaborent régulièrement.

L'orateur fait aussi remarquer que plusieurs réglementations ne passent pas par les parlements nationaux. C'est par exemple le cas des règlements européens, mais aussi des codes de réseau qui sont élaborés par ACER sur instruction de la Commission européenne, puis implémentés par les régulateurs nationaux. De manière générale, il existe une tendance de la Commission européenne à attribuer de plus en plus de compétences à ACER et à limiter l'influence que les régulateurs nationaux peuvent avoir au sein de cette agence. Pour l'instant, chaque régulateur national dispose d'une voix au sein du *Board of Regulators*, quelle que soit la taille du pays. Des rumeurs courent selon lesquelles ce système pourrait évoluer vers un vote proportionnel à la taille du pays.

Défis rencontrés dans d'autres pays

L'orateur déduit des débats menés au sein d'ACER et du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (*Council of European Energy Regulators* (CEER)) que la compétitivité est un point qui pose problème dans tous les pays. On attend des régulateurs qu'ils règlent ce problème, mais les régulateurs attendent pour leur part des instances européennes qu'elles appliquent avec cohérence les règles existantes en matière d'aides d'État. Cela leur permettrait de fixer plus facilement les tarifs, qui doivent obligatoirement refléter les coûts. En outre, le régulateur dispose de possibilités limitées à l'égard des tarifs.

Le coût des infrastructures est un autre défi auquel chaque régulateur européen est confronté. La CREG publiera à ce sujet un *hackathon paper*, c'est-à-dire un document découlant d'une réflexion théorique pour laquelle la CREG a pu compter sur la collaboration d'experts de la Commission européenne. L'objectif de cet exercice est d'examiner la faisabilité de systèmes alternatifs de calcul des tarifs. Certains préconisent d'utiliser d'autres moyens pour prendre en compte certains éléments des tarifs, mais la réglementation actuelle, qui dispose que les tarifs doivent refléter les coûts, ne le permet pas, sauf si la Commission européenne décidait d'accorder une plus grande marge de manœuvre à cet égard.

M. Locquet poursuit en indiquant que tous les régulateurs européens sont bel et bien compétents pour tout

verordeningen en richtlijnen inzake gas, elektriciteit, en waterstof valt, net als alle verordeningen naar aanleiding van de energiecrisis, maar dat er ook verschillen zijn inzake bevoegdheden. Zo hebben sommige regulatoren nog bevoegdheden in andere domeinen, of zijn ze juist niet bevoegd voor consumentenbescherming. Die verschillen maken het soms moeilijk bepaalde onderwerpen op de agenda van ACER of CEER te plaatsen.

Werklast CREG indien de studies over toekomst-scenario's door de overheid worden uitgevoerd

Ongeacht wie de opdrachtgever of uitvoerder is van dergelijke studies, zal de CREG ze altijd aan een analyse onderwerpen. Belangrijk is voldoende tijd te krijgen om de resultaten op gestructureerde wijze te kunnen analyseren, eerder dan ad-hocwerk te moeten verrichten.

Offshore Network Development Plan

Via haar taken binnen ACER is de CREG betrokken bij de *Ten-Year Network Development Plans* (TYNDP). Het *Offshore Network Development Plan* (ONDP) is daar een onderdeel van. Daarmee kan de CREG de grensoverschrijdende (offshore) investeringen en de reglementering daaromtrent volgen. De federale regulator betreurt al enkele jaren het ontbreken van een duidelijk Europees bindend initiatief inzake biedzones, alsook het uitblijven van duidelijke regels inzake kostendeling, zelfs nu de Europese Commissie hierover recent nog "richtsnoeren" (*guidance*) (C/2024/42) publiceerde. Wat bijvoorbeeld als beide betrokken regulatoren bij een offshoreproject minder dan de helft van de kosten willen dragen?

Mevrouw Sigrid Jourdain, directeur Controle op de prijzen en de rekeningen van de CREG, beantwoordt op haar beurt de vragen van de leden.

Exclusieve Economische zone offshore windenergie

De spreekster gaat eerst verder in op de vraag van de heer Wollants over het "zoekgebied" voor offshore windenergie. De spreekster bevestigt dat de focus ligt op de economische zone die reeds in ontwikkeling is, zijnde de oostelijke zone en de Prinses Elisabethzone. Verder dan deze zones kijkt de CREG niet omdat dit op Europees niveau moet worden bekeken.

ce qui relève des règlements et directives européens relatifs au gaz, à l'électricité et à l'hydrogène, tout comme pour l'ensemble des règlements pris à la suite de la crise énergétique, mais qu'ils présentent aussi des différences en ce qui concerne leurs compétences. Ainsi, certains régulateurs possèdent encore des compétences dans d'autres domaines, ou ne sont justement pas compétents pour la protection des consommateurs. Ces différences font qu'il est parfois difficile d'inscrire certains sujets à l'ordre du jour des réunions d'ACER ou du CEER.

Charge de travail de la CREG si les études sur les scénarios d'avenir étaient réalisées par les pouvoirs publics

Qu'importe qui les commande ou les réalise, la CREG soumettra toujours ces études à une analyse. Ce qui importe, c'est de disposer de suffisamment de temps pour pouvoir analyser les résultats de manière structurée, plutôt que de devoir réaliser un travail *ad hoc*.

Plan de développement de réseau en mer

Dans le cadre de ses missions au sein d'ACER, la CREG est associée au plan décennal de développement du réseau (*Ten-Year Network Development Plans* (TYNDP)), dont le plan de développement de réseau en mer (*Offshore Network Development Plan* (ONDP)) est un volet. Cela permet à la CREG de suivre l'évolution des investissements transfrontaliers (en mer) et de la réglementation y afférente. Le régulateur fédéral déplore depuis plusieurs années l'absence d'une initiative européenne contraignante claire concernant les zones de dépôt des offres, ainsi que l'absence de règles claires concernant la répartition des coûts, même si la Commission européenne a encore récemment publié des orientations (C/2024/42) à ce sujet. *Quid* par exemple si les deux régulateurs associés à un projet en mer veulent prendre à leur charge moins de la moitié des coûts de ce projet?

Mme Sigrid Jourdain, directrice du contrôle des prix et des comptes de la CREG, répond à son tour aux questions des membres.

Zone économique exclusive énergie éolienne offshore

L'oratrice revient d'abord sur la question de M. Wollants concernant la "zone de recherche" pour l'énergie éolienne offshore. Elle confirme que la priorité est donnée à la zone économique déjà en développement, à savoir la zone orientale et la zone Princesse Élisabeth. La CREG ne prend pas d'autres zones en compte car cette question doit être examinée au niveau européen.

Aanbevelingen Rekenhof

De CREG koos ervoor die aanbevelingen op te nemen die ze als prioritair beschouwde en die bovendien uitvoerbaar zijn zonder wettelijke wijzigingen.

Wat betreft de aanbeveling over de parkdensiteit merkt mevrouw Jourdain op dat de CREG reeds in oktober 2021 opmerkingen heeft gemaakt over de te hoge densiteit van de Prinses Elizabethzone, maar ze werd daar niet in gevolgd. Mochten er nieuwe zones worden ontwikkeld, dan zal de CREG de parkdensiteit opnieuw onder de loep nemen.

Modelcontract

Volgens de CREG beperken modelcontracten op geen enkele wijze de vrijheid van de leveranciers om producten aan te bieden. De bedoeling is louter de vergelijkbaarheid van de producten te vergemakkelijken voor de consument.

Sociaal tarief voor energie

De kostprijs van het sociaal tarief voor het facturatiejaar 2024, dus met andere woorden voor de terugbetaling van de schuldvorderingen van het gebruikelijke sociaal tarief die in 2025 zal worden uitgevoerd, werd geschat op 86 miljoen euro voor aardgas – waarvan 1 miljoen euro voor warmte – en 41 miljoen euro voor elektriciteit. Deze bedragen werden op 21 november 2024 aan de minister van Energie meegedeeld en zullen in een koninklijk besluit worden opgenomen. Deze schattingen zijn relatief robuust, maar kunnen nog licht beïnvloed worden door schommelingen in elektriciteits- en gasprijzen voor de verbruiksperioden tot eind 2024.

De kosten voor de facturatiejaren 2025 tot 2027 zijn al geraamd en naar de FOD Beleid en Ondersteuning gestuurd. Deze schattingen zijn gebaseerd op termijnprijzen en kunnen daarom nog stijgen of dalen als deze prijzen fluctueren.

De CREG zal binnenkort een jaarverslag publiceren over de kosten van het sociaal energietarief voor personen met een verhoogde tegemoetkoming (VT) voor het facturatiejaar 2023. Het betreft 295 miljoen euro voor elektriciteit en 462 miljoen euro voor aardgas. Het jaarverslag zal ook de balans tonen tussen de voorschotten die de leveranciers ontvingen en de werkelijke kosten. Verder wordt in het verslag de stand van zaken opge maakt met betrekking tot het sociaal tarief voor personen met VT-statuu t voor de periode van 1 februari 2021 tot en met 30 juni 2023.

Recommandations de la Cour des comptes

La CREG a choisi de donner suite aux recommandations qu'elle a jugées prioritaires et qui pouvaient être mises en œuvre sans modification de la législation.

En ce qui concerne la recommandation relative à la densité du parc, Mme Jourdain fait observer que la CREG a formulé des observations sur la densité trop élevée de la zone Princesse Élisabeth dès octobre 2021, mais aucune suite n'a été donnée à ses avertissements. Si de nouvelles zones devaient être développées, la CREG examinerait à nouveau la densité du parc.

Contrat-type

La CREG estime que les contrats-types ne limitent nullement la liberté des fournisseurs quant aux produits qu'ils peuvent offrir. L'objectif est simplement de faciliter la comparaison des produits pour le consommateur.

Tarif social pour l'énergie

Le coût du tarif social pour l'année de facturation 2024, en d'autres termes pour le remboursement des créances liées au tarif social classique qui sera réalisé en 2025, a été estimé à 86 millions d'euros pour le gaz naturel – dont 1 million d'euros pour le chauffage – et 41 millions d'euros pour l'électricité. Ces montants ont été communiqués à la ministre de l'Énergie le 21 novembre 2024 et seront fixés dans un arrêté royal. Ces estimations sont relativement solides mais elles peuvent encore être légèrement influencées par les fluctuations enregistrées dans les prix de l'électricité et du gaz pour les périodes de consommation jusqu'à la fin 2024.

Les coûts pour les années de facturation 2025-2027 ont déjà été estimés et transmis au SPF Stratégie et Appui. Ces estimations étant basées sur les prix à terme, elles peuvent encore augmenter ou baisser en cas de fluctuation de ceux-ci.

La CREG publiera prochainement un rapport annuel sur le coût du tarif social pour l'énergie pour les bénéficiaires de l'intervention majorée (BIM) concernant l'année de facturation 2023. Ce coût s'élève à 295 millions d'euros pour l'électricité et 462 millions d'euros pour le gaz naturel. Le rapport annuel présentera également le rapport entre les avances reçues par les fournisseurs et les frais réellement engagés. En outre, ce rapport exposera l'évolution du tarif social pour les personnes relevant du statut BIM pour la période allant du 1^{er} février 2021 au 30 juin 2023.

De spreekster bevestigt dat de CREG een rol heeft vervuld in de beslissing tot uitbreiding van het sociaal tarief tot personen met VT-statuuut. Ze formuleerde aanbevelingen over deze maatregel in het kader van de corona- en energiecrisis, maakte schattingen van de middelen die nodig zouden zijn om de kosten te dekken, en produceerde driemaandelijks monitoringverslagen – negen in totaal – zolang de uitbreiding van het sociaal tarief van kracht was. Verder maakte de federale regulator de berekeningen en voorafbetalingen voor de leveranciers en controleerde en keurde hij de schuldvorderingen goed. Dit alles gebeurde in samenwerking met de AD Energie van de FOD Economie.

Het totaalbedrag van de prefinanciering die werd toegekend aan de leveranciers bedroeg 1,785 miljard euro, wat volstond om de geschatte kostprijs van 1,663 miljard euro te dekken.

Studie over de tariefcomponenten van de elektriciteits- en aardgasprijzen

De CREG maakt nog steeds een aantal analyses over de drie Belgische gewesten op basis van haar internationale prijsdatabanken. Er wordt geanalyseerd hoe de energieprijzen is opgebouwd, er worden halfjaarlijkse analyses gemaakt van de evolutie van de energieprijzen in de drie gewesten evenals in de buurlanden, en er is een boordtabel die een aantal belangrijke evoluties op de elektriciteits- en aardgasmarkten groepeerd.

In de toekomst zal de CREG een nieuwe analyse maken als opvolger van de voormalige studie over de tariefcomponenten. Die zal meer gericht zijn op de retailmarkt en meer rekening houden met de huidige markttendensen, met aanpassingen en differentiatie van de netwerktarieven in de verschillende Belgische gewesten, en een update omvatten van de verbruiksprofielen. Over dat laatste onderwerp zal de CREG ook een studie uitvoeren, net als over nieuwe technologieën op de energiemarkt.

Tevens verwijst de CREG inderdaad naar de studie *A European comparison of electricity and natural gas prices for residential, small professional and large industrial consumers* van PwC en FORBEG, die eveneens een vergelijking maakt van de drie Belgische gewesten en de buurlanden voor verschillende profielen. Het klopt dat de CWaPE in mei 2024 besliste niet langer aan die studie deel te nemen. Daarbij dient te worden opgemerkt dat alleen de Vlaamse en federale regulator wettelijk verplicht zijn een dergelijke jaarlijkse studie uit

L'oratrice confirme que la CREG a été associée à la décision d'étendre le tarif social aux bénéficiaires de l'intervention majorée. Elle a formulé des recommandations concernant cette mesure dans le cadre des crises du COVID-19 et de l'énergie, elle a estimé les moyens qui seraient nécessaires pour couvrir les coûts et elle a établi des rapports de monitoring trimestriels – neuf au total – pendant la période durant laquelle l'extension était en vigueur. En outre, le régulateur fédéral a calculé et versé les avances aux fournisseurs et il a contrôlé et approuvé les montants des créances, le tout en collaboration avec la DG Énergie du SPF Économie.

Le montant total du préfinancement octroyé aux fournisseurs s'élevait à 1 milliard 785 millions d'euros, montant suffisant pour couvrir le coût estimé de 1 milliard 663 millions d'euros.

Étude sur les composantes tarifaires des prix de l'électricité et du gaz.

La CREG réalise toujours des analyses concernant les trois Régions belges en se fondant sur ses banques de données des prix pratiqués à l'échelle internationale. La CREG analyse comment le prix de l'énergie est calculé, effectue des analyses semestrielles de l'évolution des prix de l'énergie dans les trois Régions ainsi que dans les pays voisins et elle tient un tableau de bord qui rassemble une série d'évolutions importantes sur les marchés de l'électricité et du gaz.

À l'avenir, la CREG réalisera une nouvelle analyse qui succédera à l'ancienne étude sur les composantes tarifaires. Cette nouvelle analyse ciblera davantage le marché de détail et prendra mieux en compte les tendances actuelles du marché ainsi que les modifications et la différenciation des tarifs de réseau dans les différentes Régions belges. Elle contiendra en outre une actualisation des profils des consommateurs. Ce dernier point fera également l'objet d'une étude de la CREG, de même que les nouvelles technologies présentes sur le marché de l'énergie.

La CREG renvoie par ailleurs à l'étude *"A European comparison of electricity and natural gas prices for residential, small professional and large industrial consumers"* réalisée par PwC et FORBEG, qui présente également une comparaison des trois Régions belges et des pays limitrophes pour certains profils. L'oratrice confirme que la CWaPE a décidé, en mai 2024, de ne pas prolonger sa participation à cette étude. Il convient de souligner à cet égard que seuls les régulateurs flamand et fédéral sont légalement tenus de réaliser une telle étude

te voeren. Indien de Waalse regulator in de toekomst op zijn beslissing zou willen terugkomen, zou de CREG dat wel verwelkomen.

Winstmarge Tihange 2

Voor Tihange 2 werd voor 2025 geen winstmarge meer berekend aangezien deze centrale definitief werd stilgelegd eind januari 2023. In 2024 werd wel een document met betrekking tot de repartitiebijdrage aangeleverd voor de G2-centrales (kerncentrales van de tweede generatie), waar Tihange 2 toe behoort.

Energiearmoede

Mevrouw Jourdain wijst erop dat de CREG deelneemt aan verschillende werkgroepen, op meerdere niveaus, met name het Platform tegen Energiearmoede van de Koning Boudewijnstichting en de samen met het Federaal Planbureau opgezette interfederale werkgroep Energiearmoede. De CREG heeft ook een advies uitgebracht over het koninklijk besluit van 19 april 2024 houdende criteria voor de beoordeling van het aantal huishoudens dat kampt met energiearmoede. De in dat koninklijk besluit opgenomen indicatoren werden gekozen uit alle binnen voormelde interfederale werkgroep Energiearmoede uitgewerkte indicatoren. Samen met andere overheidsdiensten heeft de CREG ook deelgenomen aan de door het Federaal Planbureau geïnitieerde vergaderingen in het raam van het door het Nationaal Instituut voor de Statistiek opgestelde geïntegreerd statistisch programma voor het jaar 2025. Over het algemeen werd in de voorbije jaren een en ander aangescherpt qua Europese wetgeving op het gebied van energiearmoede. Overeenkomstig de Europese *Green Deal* wordt gestreefd naar een eerlijke en inclusieve energietransitie.

Consumentenakkoord

Op dit ogenblik heeft het consumentenakkoord alleen betrekking op de consumenten die particuliere natuurlijke personen zijn. De kmo's en de zelfstandigen zijn daar niet in opgenomen. Zelfs die professionele klanten blijken echter niet altijd op de hoogte te zijn van hun rechten binnen hun contractuele relaties met energieleveranciers. Het zou dan ook goed zijn mochten de bepalingen van het consumentenakkoord, dat momenteel alleen gezinnen beschermt, worden uitgebreid, teneinde ook de kmo's te beschermen.

Energiedelen

In het Vlaams en Waals Gewest factureren de energieleveranciers tot 150 euro per jaar aan particulieren die deel uitmaken van een energiegemeenschap. De

chaque année. Si le régulateur wallon revenait à l'avenir sur sa décision, la CREG s'en féliciterait.

Marge bénéficiaire de Tihange 2

Aucune marge bénéficiaire n'a été calculée pour Tihange 2 en 2025, dès lors que cette centrale a été définitivement arrêtée à la fin de janvier 2023. En 2024, un document relatif à la contribution de répartition a toutefois été transmis pour les centrales G2 (centrales de deuxième génération), dont Tihange 2 fait partie.

Précarité énergétique

Mme Jourdain indique que la CREG participe à différents groupes de travail organisés à plusieurs niveaux, plus particulièrement, la Plateforme de lutte contre la précarité énergétique de la Fondation Roi Baudouin et le groupe de travail interfédéral Précarité énergétique mis en place avec le Bureau fédéral du Plan. La CREG a aussi rendu un avis dans le cadre de l'arrêté royal du 19 avril 2024 établissant les critères pour évaluer le nombre de ménages en situation de précarité énergétique. Les indicateurs retenus dans cet arrêté royal ont été choisis en s'appuyant sur l'ensemble des indicateurs élaborés au sein du groupe de travail interfédéral Précarité énergétique précité. La CREG a également participé avec d'autres administrations aux réunions initiées par le Bureau fédéral du Plan dans le cadre du programme statistique intégré pour l'année 2025 établi par l'Institut national des statistiques. De manière générale, la notion de précarité énergétique a fait l'objet, au cours des dernières années, d'un renforcement législatif au niveau européen. Conformément au Pacte vert pour l'Europe, la transition énergétique se doit d'être juste et inclusive.

Accord de consommateurs

Pour l'instant, l'Accord de consommateurs vise uniquement les consommateurs personnes physiques privées. Les PME et les indépendants en sont pas visés. On constate pourtant que, même ces consommateurs professionnels ne connaissent pas toujours leurs droits dans le cadre de leurs relations contractuelles avec les fournisseurs d'énergie. Les dispositions de l'Accord de consommateurs qui protège actuellement les ménages gagneraient donc à être étendu afin de protéger également les PME.

Partage d'énergie

En région flamande et en région wallonne, les fournisseurs facturent jusqu'à 150 euros par an aux particuliers participant à une communauté d'énergie. Les fournisseurs

leveranciers rechtvaardigen dat bedrag als administratieve kosten die verband houden met de technische regelgeving, die hen verantwoordelijk maakt voor het beheer van de stromen en de bijbehorende gegevens. In het Brussels Gewest bestaat zulke regeling niet, aangezien Sibelga dat beheer rechtstreeks op zich neemt. De CREG is van mening dat die regeling in Vlaanderen en Wallonië energie aanzienlijk duurder maakt voor de consumenten, wat de ontwikkeling van energiegemeenschappen belemmert. De CREG zou een objectivering van de toestand kunnen aanvaarden, door de verschillende bedragen te analyseren die de leveranciers factureren. Op basis daarvan zou de CREG vervolgens het Vlaams en Waals Gewest kunnen informeren, teneinde de betrokken technische regelgevingen te verfijnen en aldus de belemmering voor de ontwikkeling van energiegemeenschappen weg te werken.

Interconnector

De heer Laurent Jacquet, directeur Technische werking van de elektriciteitsmarkt en de gasmarkt bij de CREG, stipt aan dat de Interconnector-gaspijpleiding tussen België en het Verenigd Koninkrijk verband houdt met twee netwerkcodes. De eerste is de netwerkcode "tarief". Het betreft een vrijstelling, aangezien het hier niet gaat om een traditionele vervoerspijpleiding met specifieke klanten. Het gaat om een zogeheten *merchant*-model. Interconnector heeft met andere woorden geen tarieven zoals we die kennen voor het transportnet van Fluxys. De tarieven van Interconnector worden vastgesteld op basis van het prijsverschil tussen de Britse en de Europese markt. De CREG past een methodologie toe die werd voorgesteld door Interconnector en vervolgens werd geëvalueerd en aangepast door de CREG. Die methodologie heeft overschotten opgeleverd die of moeten worden teruggegeven aan de gebruikers, of geherinvesteerd in de installaties. De tweede netwerkcode waarmee Interconnector verband houdt, is de netwerkcode inzake interoperabiliteit. De pijpleiding in kwestie werd onlangs stilgelegd wegens de aanwezigheid van vast materiaal en een verminderde gaskwaliteit. Er wordt getracht dat probleem op te lossen door te werken aan een hervorming van de netwerkcode inzake interoperabiliteit op Europees niveau, alvorens een en ander kan worden toegepast op het Verenigd Koninkrijk. De CREG is van oordeel dat niet zozeer de *shipper* verantwoordelijk zou moeten zijn voor de kwaliteit van het gas dat hij doet vervoeren, als wel de transmissienetbeheerder. Met die overwegingen wordt rekening gehouden in de werkgroepen waarin de CREG een voortrekkersrol speelt op het vlak van de netwerkcodes en de interoperabiliteit.

justifient ce montant comme un coût administratif lié au fait que la réglementation technique les désigne comme responsables de la gestion des flux et des données associées. En région bruxelloise, cela n'existe pas car cette gestion est assurée directement par Sibelga. La CREG considère qu'il s'agit d'un surcoût important sur la facture énergétique des consommateurs, ce qui constitue un obstacle au développement des communautés d'énergie. La CREG pourrait commencer par objectiver la situation en analysant les différents montants facturés par les fournisseurs. Sur cette base, la CREG pourrait ensuite informer la région flamande et la région wallonne afin d'affiner les règlements techniques concernés et d'ainsi lever l'obstacle au déploiement des communautés d'énergie.

Interconnector

M. Laurent Jacquet, directeur Fonctionnement technique du marché de l'électricité et du marché du gaz de la CREG, précise que deux codes de réseau sont concernés par cette liaison gazière entre la Belgique et le Royaume-Uni. Le premier est le code de réseau "tarif". Il s'agit d'une exemption puisqu'on n'est pas en présence d'une canalisation de transport classique avec des clients déterminés. Il s'agit d'un modèle "*merchant*". En d'autres mots, Interconnector n'a pas de tarifs comme on les connaît pour le réseau de transport de Fluxys. Les tarifs d'Interconnector sont fixés sur la base de la différence de prix entre le marché britannique et le marché européen. La CREG applique une méthodologie, proposée par Interconnector, puis évaluée et adaptée par la CREG et qui a permis de dégager des excédents qui devraient, soit revenir aux utilisateurs, soit être réinvestis dans les installations. Le deuxième code de réseau concerné par Interconnector est celui qui traite de l'interopérabilité. On a été récemment confronté à un arrêt de cette canalisation, en raison de la présence de débris et d'une qualité perfectible du gaz. On essaie de régler ce problème en travaillant à une réforme du code de réseau relatif à l'interopérabilité au niveau européen, avant que ça puisse être appliqué au Royaume-Uni. La CREG estime que ce n'est pas tant le *shipper* qui devrait être responsable de la qualité du gaz qu'il affrète, mais le gestionnaire du réseau de transport. Cette réflexion est prise en considération dans les groupes de travail où la CREG joue un rôle moteur en termes de codes de réseau et d'interopérabilité.

Waterstof

De CREG heeft medio 2024 een studie uitgebracht waarin de huidige situatie, zowel in België als in het buitenland, grondig wordt geanalyseerd. Concreet is de CREG bezig met de omzetting van de Europese richtlijn die voortvloeit uit het gaspakket. De instelling werkt ook aan een nota over de regulering van invoerterminals voor waterstof, die naar verwachting begin 2025 zal verschijnen.

Op marktniveau werd H2BE, het project voor blauwe waterstof van Engie en Equinor, geselecteerd om Europese subsidies te ontvangen. Het gaat om een project met een capaciteit van 1 GW, dat 35 % van de vraag in België zou kunnen dekken tegen 2030. Het Columbusproject, dat gericht was op de productie van e-methaan, werd daarentegen stopgezet vanwege de onzekerheden die gepaard gaan met de regulering van die drager en de zeer hoge kostprijs die eraan verbonden is.

Wat de import betreft is er een evolutie van de kant van de haven Antwerpen-Zeebrugge, aangezien Vopak een gerichte raadpleging heeft gelanceerd over de opslag en het beheer van ammoniak.

Met betrekking tot het vervoer werkt Fluxys aan de uitvoering van bepaalde investeringen. Een definitieve beslissing van de raad van bestuur wordt verwacht in februari-maart 2025. Het gaat in hoofdzaak om een investering van ongeveer 260 miljoen euro in ongeveer 80 kilometer pijpleidingen in Antwerpen, Gent en ter hoogte van de verbinding tussen beide gebieden. De helft van dat bedrag zou worden gefinancierd met subsidies en de andere helft met eigen middelen, op voorwaarde dat Fluxys voldoende capaciteit kan vastleggen via contracten met marktpelers.

Het arrest van het Grondwettelijk Hof heeft ten slotte de kwestie beslecht inzake de verdeling van de bevoegdheden tussen respectievelijk de federale Staat en de gewesten. Technisch gezien valt alles met een druk hoger dan 16 bar en alles wat voornamelijk het transport betreft van waterstof afkomstig van of naar andere landen, van en naar waterstofdistributienetten of naar grote eindafnemers, onder de bevoegdheid van de federale Staat. Er zijn echter wel nuances want om van transport te kunnen spreken moet de waterstof van punt A naar punt B worden vervoerd. Zo zou er sprake kunnen zijn van distributie (en niet van transport) in het geval van druk hoger dan 16 bar wanneer het hoofddoel van het netwerk de aansluiting betreft van een grote productie- of opslagseenheid en de rechtstreekse levering aan een eindafnemer. Wanneer de druk daarentegen lager is dan 16 bar, gaat het om distributie, wat een gewestelijke bevoegdheid is.

Hydrogène

La CREG a publié une étude mi-2024 qui contient une analyse approfondie de la situation actuelle, non seulement en Belgique, mais aussi à l'étranger. Concrètement, la CREG travaille actuellement à la transposition de la directive européenne qui découle du paquet Gaz. Elle rédige aussi une note sur la régulation des terminaux d'importation d'hydrogène, laquelle devrait être publiée début 2025.

Au niveau du marché, H2BE, le projet d'hydrogène bleu d'Engie et d'Equinor, a été sélectionné pour recevoir des subsides européens. Il s'agit d'un projet d'une capacité d'1 GW qui pourrait couvrir 35 % de la demande belge d'ici à 2030. En revanche, le projet Columbus qui visait à produire du e-méthane a été abandonné, en raison des incertitudes concernant la régulation de ce vecteur et de son prix très élevé.

En ce qui concerne l'importation, il y a une évolution du côté du port d'Anvers-Zeebrugge puisque Vopak a lancé une consultation ciblée sur le stockage et la gestion de l'ammoniac.

Au niveau du transport, Fluxys travaille à la mise en œuvre de certains investissements, la décision finale du conseil d'administration étant attendue pour février-mars 2025. Il s'agit en particulier d'un investissement d'environ 260 millions d'euros portant sur environ 80 kilomètres de canalisations à Anvers, à Gand et au niveau de la connexion entre ces deux zones. La moitié de ce montant serait financé par voies de subsides, l'autre moitié l'étant sur fonds propres, sous réserve pour Fluxys d'avoir pu contracter suffisamment de capacités avec des acteurs de marché.

Enfin, l'arrêt de la Cour constitutionnelle a tranché la question de la répartition des compétences respectives de l'État fédéral et des régions. Sur le plan technique, tout ce qui est d'une pression supérieure à 16 bar et concerne de manière principale le transport d'hydrogène depuis ou vers d'autres pays, depuis ou vers des réseaux de distribution ou vers les grands clients finaux, relève de la compétence de l'État fédéral. Il y a cependant des nuances, car, pour qu'il y ait transport, il faut transporter l'hydrogène d'un point A à un point B. On pourrait donc avoir de la distribution (et non du transport) pour une pression supérieure à 16 bar lorsque l'utilité principale du réseau est le raccordement d'une grande unité de production ou de stockage et la fourniture directe d'un consommateur. En revanche, si la pression est inférieure à 16 bar, il s'agit de distribution, ce qui est une compétence régionale.

Flexibiliteit

De CREG en de gewestelijke regulatoren zijn intensief met elkaar in dialoog, vooral sinds het overaanbodprobleem van afgelopen zomer. Er wordt, in het bijzonder met de VREG, maandelijks tot wekelijks vergaderd, teneinde vooruitgang te boeken op het vlak van zowel distributie als transport. Het is de bedoeling definitieve regelgevende teksten te hebben tegen april 2025, dus tegen het begin van het seizoen waarin opnieuw een risico op overaanbod zou kunnen ontstaan.

Warmtepompen

Na de publicatie van haar studie en advies voor 2024 heeft de CREG in september en oktober 2024 de balans opgemaakt met verschillende stakeholders, waaronder de gewesten, die bevoegd zijn voor het rationele gebruik van energie (denk bijvoorbeeld aan de EPB-certificatie), de gewestelijke regulatoren en consumentenverenigingen die onder meer de kwetsbare consumenten verdedigen. De CREG heeft haar stappenplan voorgesteld bij haar studie en advies inzake warmtepompen voor 2025. Er werden een aantal prioriteiten vastgelegd. Voor de bestaande verwarmingsinstallaties die kunnen worden vervangen door een warmtepompsysteem, wil de CREG een specifieke analyse uitvoeren van hogetemperatuurwarmtepompen. Die bieden immers de mogelijkheid de radiatoren van de bestaande cv-systemen te behouden. In 2024 analyseerde de CREG ook de gevolgen van de nieuwe Europese wetgeving voor CO₂-uitstoot uit vervoer en verwarming, die in 2027 van kracht wordt. Die analyse zal in 2025 worden uitgediept. De CREG heeft intern ook een eigen IT-model ontwikkeld om zo sneller analyses te kunnen uitvoeren van bijvoorbeeld de capaciteitstarieven of van de *day-ahead*-prijsignalen die de consumenten ontvangen.

Groepsaankopen

De groepsaankopen zijn teruggevallen tijdens de energiecrisis. Nu die crisis achter de rug is, trekken ze weer aan. Met de CREG-scan kan de prijs via een groepsaankoop worden vergeleken met de andere marktprijzen.

Wat het CREG-label betreft, werden de bestaande regels voor groepsaankopen uitgebreid. Het label werd toegekend aan twee prijsvergelijkers: MijnEnergie en CallMePower.

De heer Jacquet merkt op dat de elektriciteitswet in overeenstemming is met de Europese regelgeving en dus de mogelijkheid biedt het CREG-label te gebruiken voor objectieve prijsvergelijkingen. De gaswet daarentegen moet nog worden aangepast, aangezien thans geen

Flexibilité

Il existe un dialogue soutenu entre la CREG et les régulateurs régionaux, tout particulièrement depuis le problème d'incompressibilité rencontré cet été. Il y a des réunions en particulier avec la VREG chaque mois, voire chaque semaine, afin de pouvoir faire avancer les choses tant sur le plan de la distribution que du transport. L'objectif est de disposer de textes réglementaires finalisés pour le mois d'avril 2025, début de la saison où il pourrait à nouveau y avoir un risque d'incompressibilité.

Pompes à chaleur

Après la publication de son étude et de son avis 2024, la CREG a, en septembre et en octobre 2024, fait le point avec différentes parties prenantes, tels que les régions qui sont compétentes pour l'utilisation rationnelle de l'énergie (par exemple, la certification PEB), les régulateurs régionaux et des associations de consommateurs notamment vulnérables. La CREG a présenté sa feuille de route pour la version 2025 de son étude et de son avis sur les pompes à chaleur. Certaines priorités ont été fixées. En ce qui concerne les installations de chauffages existantes qui pourraient passer en pompes à chaleur, la CREG compte procéder à une analyse particulière des pompes à chaleur à haute température qui permettent d'utiliser les radiateurs des installations de chauffage central existantes. En 2024, la CREG a aussi analysé l'impact de l'arrivée en 2027 de la législation européenne sur les émissions de CO₂ pour le chauffage et le transport, mais cette analyse sera approfondie en 2025. La CREG développe en outre son propre modèle IT en interne car cela permet d'être plus rapide pour effectuer des analyses, par exemple, au niveau des tarifs capacitaires ou des signaux de prix *day ahead* envoyés au consommateur.

Achats groupés

Les achats groupés avaient ralenti avec la crise énergétique. Depuis la sortie de la crise, ils ont été relancés. Grâce au CREG-scan, il est possible de comparer le prix offert par un achat groupé au reste des prix du marché.

En ce qui concerne le label CREG, le règlement applicable aux achats groupés a été étendu. Ce label a été octroyé à deux comparateurs de prix: MonEnergie et CallMePower.

M. Jacquet fait remarquer que la Loi Électricité est conforme à la réglementation européenne et permet dès lors de développer le label CREG pour les comparaisons objectives de prix. En revanche, la Loi Gaz doit encore être adaptée, car aucune disposition spécifique

enkele specifieke bepaling de CREG de mogelijkheid biedt een label voor prijsvergelijkingen uit te reiken. In samenspraak met de volgende minister van Energie zou zulke aanpassing van de gaswet moeten worden overwogen.

III. — STEMMING OVER DE BEGROTING

De heer Oskar Seuntjens, voorzitter, legt de CREG-begroting voor 2025, ten belope van 23.918.116 euro (met inbegrip van de opdracht inzake overwinsten) ter stemming voor.

De leden van de commissie keuren de begroting eenparig goed.

Resultaat van de naamstemming:

Hebben voorgestemd:

N-VA: Lotte Peeters, Bert Wollants;

VB: Kurt Ravyts;

MR: Mathieu Bihet;

PS: Marie Meunier;

Les Engagés: Ismaël Nuino;

Vooruit: Oskar Seuntjens;

cd&v: Tine Gielis;

Open Vld: Steven Coenegrachts.

Hebben tegengestemd:

nihil.

Hebben zich onthouden:

nihil.

De rapporteur,

Kurt Ravyts

De voorzitter,

Oskar Seuntjens

ne délègue à la CREG la possibilité de décerner un label pour des comparaison de prix. Une adaptation de la Loi Gaz dans ce sens devrait être envisagée avec le prochain ministre de l'Énergie.

III. — VOTE SUR LE BUDGET

M. Oskar Seuntjens, président, soumet au vote le budget 2025 de la CREG pour un montant de 23.918.116 euros (mission "Surprofits" comprise).

Les membres de la commission approuvent ce budget à l'unanimité.

Le résultat du vote nominatif est le suivant:

Ont voté pour:

N-VA: Lotte Peeters, Bert Wollants;

VB: Kurt Ravyts;

MR: Mathieu Bihet;

PS: Marie Meunier;

Les Engagés: Ismaël Nuino;

Vooruit: Oskar Seuntjens;

cd&v: Tine Gielis;

Open Vld: Steven Coenegrachts.

Ont voté contre:

nihil.

Se sont abstenus:

nihil.

Le rapporteur,

Kurt Ravyts

Le président,

Oskar Seuntjens

IV. — BIJLAGEN

1. Begroting van de CREG voor het jaar 2025
2. Algemene beleidsnota voor het jaar 2025 van de CREG (FR)
3. Algemene beleidsnota voor het jaar 2025 van de CREG (NL)
4. Begroting en algemene beleidsnota voor het jaar 2025: powerpointpresentatie (FR+NL)

IV. — ANNEXES

1. Budget 2025 de la CREG
2. Note de politique générale 2025 de la CREG (FR)
3. Note de politique générale 2025 de la CREG (NL)
- 4: Budget et note de politique générale 2025: slides de la présentation (FR+NL)



Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas

KAMER VAN VOLKSVERTEGENWOORDIGERS
De heer Oskar Seuntjens
Voorzitter van de commissie voor Energie,
Leefmilieu en Klimaat
Natieplein
1008 Brussel

Per drager met ontvangstbewijs

Directies
Voorzitterschap & Algemene zaken

Brussel
28.10.2024

Uw kenmerk

Ons kenmerk
2024/V570-CDC10.23
KLO/ITA/ail

Contactpersonen

Koen Locquet - KLO@creg.be
Ilse Tant - ITA@creg.be

Ontwerp van begroting en algemene beleidsnota van de CREG voor het jaar 2025

Geachte heer Voorzitter,

Artikel 25, § 5, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt voorziet dat het ontwerp van begroting van de CREG, samen met een algemene beleidsnota, vóór 30 oktober ter goedkeuring wordt voorgelegd aan de Kamer van volksvertegenwoordigers.

Wij hebben het genoegen u in dit kader ons ontwerp van begroting bestemd voor de financiering van de werkingskosten van de CREG voor het jaar 2025, samen met de algemene beleidsnota voor het jaar 2025, over te maken.

Mogen wij u vragen dit ontwerp van begroting ter goedkeuring voor te leggen aan de leden van uw Commissie?

Een gelijkaardige brief wordt vandaag verstuurd aan de heer Peter De Roover, Voorzitter van de Kamer van Volksvertegenwoordigers.

We wensen u goede ontvangst van deze documenten.

Met de meeste hoogachting,

Digitally signed by
CREG on behalf of
Ilse Tant
Date: 28/10/2024
11:04:29

Ilse TANT
Directeur

Bijlagen: zoals vermeld

Digitally signed by
CREG on behalf of
Koen Locquet
Date: 28/10/2024
11:04:38

Koen LOCQUET
Voorzitter van het Directiecomité

CREG – Nijverheidsstraat 26-38, 1040 Brussel, België – T +32 2 289 76 11 – www.creg.be

Budget CREG 2025

Rubrique	Description	Budget 2025	Budget 2024 approuvé (inclus Hydrogène et nucléaire)	Budget 2025 / budget 2024	Description	Budget 2025 / budget 2024
Rubriek	Beschrijving	Budget 2025	Goedgekeurd budget 2024 (incl. Waterstof en nucleaire)	Budget 2025 / budget 2024	Beschrijving	Budget 2025 / budget 2024
Frais de personnel Personeelskosten	Rémunérations et charges Politique de mobilité durable Frais de recrutement Personnel Intérimaire Formations, séminaires	17.350.692 678.385 90.000 30.000 145.750	15.784.671 558.099 69.210 143.000 132.500	1.566.021 120.286 20.790 -113.000 13.250	Wedden en lasten Duurzame mobiliteitsbeleid Aanwervingskosten Interimpersoneel Opleidingen, seminars	9,9% 21,6% 30,0% -79,0% 10,0%
	S-total "Frais de personnel"	18.294.826	16.887.480	1.407.346	S-total "Personeelskosten"	8,3%
Experts extérieurs Externe experten	Etudes extérieures Comité Direction (consultants et avocats) Etudes extérieures Conseil consultatif Service de communication Serv. ext. (réviseur, traduct, secret soc,...) Recours décisions CREG et frais procédures	1.003.448 100.000 175.000 149.500 481.000	1.079.703 100.000 175.000 137.745 485.000	-76.255 0 0 11.755 -4.000	Externe studies Directie Comité (consultanten en advocaten) Externe studies Adviesraad Communicatiedienst Ext. Diensten (revisor, vertaler, sociaal secret,...) Beroep beslis. CREG + rechtsplegingsvergoed.	-7,1% 0,0% 0,0% 8,5% -0,8%
Fonctionnement Werking	Loyer bâtiment, parkings + charges Entretien locaux et sécurité bâtiment Maintenance générale et informatique Documentation Téléphonie, poste, courrier express Fournitures de bureau Frais de réunions et de représentation Frais de déplacements Frais d'affiliation Frais divers Assurances Taxes	1.908.948 1.126.000 151.700 525.799 281.800 23.410 15.000 122.232 50.750 56.546 30.600 147.380 294.600 2.825.817	1.977.448 1.109.409 147.650 387.476 222.000 22.860 9.000 116.660 85.000 52.075 23.690 135.788 204.075 2.515.683	-68.500 16.591 4.050 138.323 59.800 550 6.000 5.572 -34.250 4.471 6.910 11.592 90.525 310.134	1,5% 2,7% 35,7% 26,9% 2,4% 66,7% 4,8% -40,3% 8,6% 29,2% 8,5% 44,4% 12,3%	
Investissements	Investissements	438.600	231.000	207.600	Investeringen	89,9%
Financiële lasten	Charges financières diverses	8.925	7.200	1.725	Andere	24,0%
	S-total "Frais de fonctionnement"	5.182.290	4.731.331	450.959	S-total "werkingskosten"	9,5%
	BUDGET CREG BAU (CRM, Hydrogène, Nucléaire)	23.477.116	21.618.811	1.858.305	BUDGET CREG BAU (incl. Waterstof, CRM, Nucleaire)	8,6%
Mission Surprofits		441.000	1.106.250	-665.250	-60,1% Opracht Overwinsten	
TOTAL BUDGET 2025		23.918.116	22.725.061	1.193.055	TOTAAL BUDGET 2025	5,2%

— CREG —

Commissie voor de Regulering
van de Elektriciteit en het Gas

Beleidsnota

(Z)2861

23 oktober 2024

Algemene beleidsnota voor het jaar 2025

Opgesteld in uitvoering van artikel 25, §5, derde lid, van de wet van
29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

Niet-vertrouwelijk

CREG - Nijverheidsstraat 26-38, 1040 Brussel, België
T +32 2 289 76 11 - www.creg.be

INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
INLEIDING	3
1. Methodologie	4
2. Strategische oriëntaties: duurzaamheid, weerbaarheid, innovatie en betaalbaarheid	5
3. Uitgelichte deliverables	6
3.1. Consumentenbescherming	6
3.2. Sociale Tarieven.....	6
3.3. Energiearmoede	7
3.4. Network code on Cybersecurity (NCCS)	8
3.5. REMIT II.....	9
3.6. Financiering van infrastructuur en tariefmethodologie	9
3.7. Offshore windenergie.....	10
3.8. Waterstof.....	11
3.9. Flexibiliteit en energieoverdracht	12
3.10. Marktintegratie	13
3.11. Capaciteitsvergoedingsmechanisme (CRM)	14
3.12. Nucleaire energie	15
3.13. Monitoring.....	16
4. Interactie met de buitenwereld	17
4.1. Samenwerking op Europees niveau	17
4.2. Samenwerken met overheden en andere instanties in België	18
5. De CREG, een wendbare instelling in lijn met de duurzame ontwikkelingsdoelstellingen (SDG's)	18
5.1. Interne organisatie	18
5.1.1. De CREG als kennisorganisatie	18
5.1.2. NIS2-richtlijn	19
5.2. Duurzame ontwikkeling.....	20
5.3. Communicatie	21
BIJLAGE 1 : Overzicht deliverables 2025	23
BIJLAGE 2 : Lijst van wettelijke referenties en afkortingen	59
BIJLAGE 3 : Overzicht bevoegdheden NRA's in Europese regelgeving.....	64

INLEIDING

In een steeds veranderende Europese en internationale energiecontext, gekenmerkt door de transitie naar duurzamere energiebronnen en een onzekere geopolitieke toekomst, is het essentieel dat de CREG zich voorbereidt op de uitdagingen die haar in 2025 te wachten staan.

Deze algemene beleidsnota maakt deel uit van ons engagement om op deze uitdagingen te anticiperen door onze acties af te stemmen op ons strategisch plan op lange termijn, dat gericht is op de ontwikkeling van een duurzame, weerbare, innovatieve en betaalbare energiesector, waarbij de belangen van de consument centraal staan in onze regulatoire taken.

Vanuit dit oogpunt zal de werkagenda van de CREG voor 2025 gericht blijven op thema's rond onder meer consumentenbescherming, sociale tarieven, energiearmoede, ontwikkeling van offshore-energie, waterstof, flexibiliteit en overdracht van energie, marktintegratie, de goede werking van het CRM, kernenergie, de financiering van de infrastructuur, de tariefmethodologie en de monitoring van energiemarkten in alle activiteitensegmenten.

Om deze uitdagingen op een doeltreffende manier aan te gaan, zal de nauwe samenwerking met alle marktspelers op alle niveaus (regionaal, nationaal en Europees) ook een sleutelelement zijn van onze regulatoire praktijk. Deze voortdurende interacties met o.a. de netbeheerders, de leveranciers, de overheidsinstanties en de consumenten zijn essentieel voor het bevorderen van een grondig inzicht in opkomende trends en een robuust en voorspelbaar regulatoir kader dat zich kan aanpassen aan de vele realiteiten op het terrein, innovatie, in de ruime zin van het woord, kan bevorderen en om te verzekeren dat de belangen van de consumenten niet alleen worden beschermd, maar ook worden bevorderd.

Gezien de complexiteit van de ontwikkelingen in de sector is het ook van cruciaal belang dat de nationale reguleringsinstantie haar wendbaarheid kan consolideren om snel te kunnen reageren op onvoorziene veranderingen op de markten, of die nu te wijten zijn aan technologische ontwikkelingen, schommelingen in de energieprijzen, geopolitieke crisissen of andere exogene factoren (pandemieën, extreme temperatuurschommelingen, enz.). Dit aanpassingsvermogen is essentieel om ervoor te zorgen dat de markten goed blijven werken en dat het publiek vertrouwen blijft hebben in die markten.

De regulator van voldoende middelen voorzien, blijft in dit opzicht een beslissende factor. Deze middelen vormen immers de basis die de regulator toelaat om zijn operationele efficiëntie en flexibiliteit te behouden en te versterken en zo goed mogelijk in te spelen op de voortdurende versterking van zijn wettelijke bevoegdheden, de nieuwe uitdagingen voor de sector, maar ook de verschillende mogelijke verzoeken van overheidsinstanties, waarbij het algemeen belang en dat van de Belgische consumenten, in al hun diversiteit, wordt vooropgesteld.

Deze algemene beleidsnota, die bij de begroting 2025 van de CREG hoort, geeft een gedetailleerd overzicht van al deze overwegingen.

Op 23 oktober 2024 keurde het directiecomité van de CREG deze beleidsnota goed.

1. METHODOLOGIE

Overeenkomstig de elektriciteitswet stelt de CREG elk jaar een algemene beleidsnota op. Aangezien de CREG werkt op een veelheid van thema's (die in veel gevallen recurrent zijn) zou de uitvoerige bespreking van elke activiteit afzonderlijk, te ver leiden.

Daarom wordt, mede op vraag van de Commissie Energie, Leefmilieu en Klimaat van het federaal Parlement, in deze nota de focus gelegd op de nieuwe thema's en specifieke prioriteiten voor de CREG in 2025.

Voor een uitgebreid en algemeen overzicht van alle activiteiten waaraan de CREG gedurende het jaar 2025 zal werken, zowel op korte als op middellange termijn, wordt verwezen naar bijlage 1 van deze beleidsnota. Per doelstelling wordt duidelijk de te leveren prestatie omschreven, alsook een indicatieve uitvoeringstermijn bepaald.

De realisatie van elk van deze activiteiten of 'deliverables' is telkens gebaseerd op de synergie tussen de bevoegdheden van elke directie van de CREG. Het behelst vaak een aanzienlijke en moeilijk kwantificeerbare voorbereidende werklast (vb. procedure tot raadpleging van de marktspelers, behandeling van de vertrouwelijkheid, vertalingen...). Hierdoor geeft het opgestelde overzicht van de deliverables vaak slechts een beknopt beeld van de daadwerkelijke onderliggende werklast voor de CREG. Andere activiteiten vormen dan weer een werk op langere termijn en kunnen gespreid zijn in de tijd. Het is dan ook mogelijk dat een aantal van de voor 2025 vastgelegde activiteiten zullen terugkomen in de beleidsnota's van latere jaren, net zoals een aantal reeds opgenomen werden in eerdere beleidsnota's.

De CREG zal ook in 2025 bijdragen aan de opstelling van de werkprogramma's van de "*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*" (ACER) en de "*Council of European Energy Regulators*" (CEER) en aan de verwezenlijking van de deliverables die erin vermeld staan. Aangezien de exacte en precieze inhoud van deze werkprogramma's op het ogenblik van het opstellen van deze beleidsnota nog niet gedefinieerd is, kunnen de bijdragen voor deze deliverables die vanwege de CREG verwacht worden, hier niet in hun totaliteit opgenomen worden.

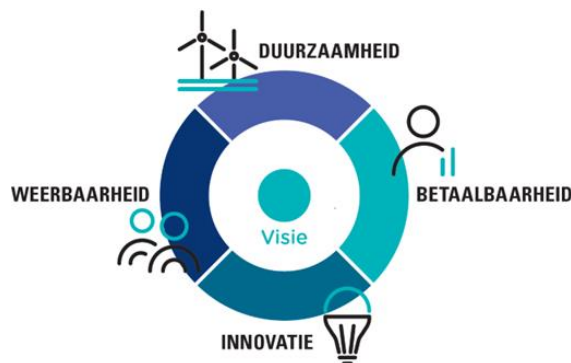
In 2025 zal de CREG werken aan alle doelstellingen van de beleidsnota, maar het is evenwel van belang om rekening te houden met externe elementen, zoals de verdere evolutie van de wetgeving, de actualiteit, de tijd die nodig is voor overleg met de betrokken actoren of de periode die de markt nodig heeft om te reageren op het nieuwe wettelijke kader of zich eraan aan te passen. Het is dan ook mogelijk dat in de loop van het jaar bijstellingen dienen te gebeuren aan de vooropgestelde activiteiten en deliverables, omwille van de actualiteit of specifieke evoluties in de sector.

Verder geeft de algemene beleidsnota uitvoering aan het strategisch plan 2024-2029 van de CREG. In het strategisch plan werden, zoals hierna kort toegelicht, vier grote strategische pijlers geïdentificeerd waarrond de prioriteiten voor het beleid in 2025 bepaald worden.

2. STRATEGISCHE ORIËNTATIES: DUURZAAMHEID, WEERBAARHEID, INNOVATIE EN BETAALBAARHEID

De strategische oriëntaties van de CREG zoals omschreven in haar strategisch plan 2024-2029 zijn opgesteld rekening houdend met de uitdagingen en kansen die de energietransitie met zich brengt.

De lange termijnvisie van de CREG is gebaseerd op vier pijlers:



1. **Duurzaamheid:** De CREG verbindt er zich toe om een investeringskader te promoten dat bevorderlijk is voor de ontwikkeling van groene elektriciteits- en gasproductie, in overeenstemming met de keuzes van de bevoegde overheden, in het bijzonder met betrekking tot de beoogde trajecten en de mate van technologische neutraliteit van het elektrische productiepark.
2. **Weerbaarheid:** De weerbaarheid van de energiemarkten, de energiebevoorrading en de veiligheid van het net zijn essentiële elementen die nauw met elkaar verbonden zijn, vooral in de context van de energietransitie en de toegenomen integratie van hernieuwbare en gedecentraliseerde energiebronnen. De CREG zal, binnen haar bevoegdheden, werken aan het versterken van deze drie hefboomen als onderdeel van haar geïntegreerde aanpak om het transitieproces te vergemakkelijken.
3. **Innovatie:** Innovatie in de breedste zin van het woord (nieuwe technologieën, nieuwe marktmodellen, nieuwe processen, nieuwe energievectoren enz.) en de energietransitie zijn essentiële drijfveren achter de modernisering van de energiesector. De CREG zal haar rol spelen in deze dynamiek door de ontwikkeling te ondersteunen van een regelgevend kader dat innovatie bevordert en tegelijk de veiligheid, betrouwbaarheid, rechtvaardigheid en efficiëntie van het energiesysteem garandeert.
4. **Betaalbaarheid:** De visie op de energietransitie die de Europese overheden bepleiten, gaat verder dan alleen het veranderen van de energiebronnen in de energiemix van de lidstaten. Ze omvat ook de ontwikkeling van een inclusief en kostenefficiënt energiesysteem waarbij iedereen gegarandeerd toegang heeft tot duurzame, veilige en betaalbare energie. Energie blijft een basisbehoefte en de toegang ertoe is van vitaal belang als we willen voldoen aan de fundamentele noden van onze burgers en de maatschappij in het algemeen. Het is dan ook de verantwoordelijkheid van de CREG om ervoor te zorgen dat geen enkele consument achterblijft of uitgesloten wordt in dit transitieproces.

De specifieke doelstellingen en activiteiten van de CREG voor het jaar 2025 worden bijgevolg gestructureerd rond deze pijlers, die onderling overlappen, elkaar aanvullen en versterken.

3. UITGELICHTE DELIVERABLES

3.1. CONSUMENTENBESCHERMING

Vastgesteld wordt dat leveranciers steeds meer extra prijscomponenten en -coëfficiënten toevoegen aan hun prijsformules¹ wat de complexiteit van de energiefactoren voor consumenten verhoogt. Om kleine consumenten te beschermen zal de CREG daarom in 2025 pleiten voor maatregelen die begrijpbare, vergelijkbare en betaalbare energieprijzen garanderen.

Zo zou een reglementair kader moeten voorzien worden om leveranciers te verplichten hun commerciële prijsformules te baseren op transparante, objectieve, maar ook publiek beschikbare gegevens. De (tijdelijke) herinvoering van een vangnetmechanisme (zoals in de periode 2013-2017) kan hier een mogelijke optie zijn, maar zal zowel naar vorm als naar inhoud geactualiseerd dienen te worden.

Daarnaast moet de introductie van een modelcontract² de vergelijkbaarheid tussen leveranciers van producten en prijzen voor consumenten vergemakkelijken. Leveranciers met meer dan 200.000 klanten zouden verplicht worden een modelcontract aan te bieden, de anderen hebben de mogelijkheid. De CREG zal controleren of de aangeboden modelcontracten aan alle basisvoorwaarden voldoen.

In 2025 zal de CREG tevens verder inzetten op de versterking van het Consumentenakkoord³ dat laatst werd gewijzigd in 2018. Zo wil ze:

- de bescherming uitbreiden tot kleine professionele verbruikers en kmo's;
- een vlottere en gemakkelijkere toegang voor consumenten verzekeren tot de tariefkaart en contractgegevens;
- ervoor zorgen dat leveranciers hun volledige actieve productgamma transparant ter beschikking stellen;
- de ondertekening van het consumentenakkoord bindend maken en het toepassingsgebied ervan uitbreiden tot alle actieve leveranciers, groepsaankopen en tussenpersonen.

3.2. SOCIALE TARIEVEN

Verbetering van het huidige systeem van federale sociale tarieven

De sociale tarieven voor elektriciteit, aardgas en warmte bieden effectieve bescherming voor de kwetsbare huishoudens die ervan genieten, vooral in tijden van crisis zoals de energiecrisis van 2021/2022 heeft aangetoond. Toch hebben sommige gezinnen in de laagste inkomensdecielen er geen recht op, omdat de categorieën voor de toekenning ervan gebaseerd zijn op bepaalde statuten en niet

¹ Bijvoorbeeld: meerdere vermenigvuldigingscoëfficiënten, extra kosten energiedelen, kVA-toeslag voor eigenaars van zonnepanelen, enz.

² Een modelcontract is een gestandaardiseerd energiecontract dat voldoet aan een aantal basisvoorwaarden omtrent de verplichte vermeldingen op de factuur (o.m. de geleverde energie (aardgas en/of elektriciteit zonder bijkomende diensten), het type (vast, variabel, dynamisch) en de looptijd van het contract, de prijs van het abonnement in €/jaar en de prijs van zuivere energie in c€/kWh), maar ook betrekking heeft op andere parameters zoals de basisdienstverlening en abonnementsvoorwaarden.

³ Het akkoord "[De consument in de vrijgemaakte elektriciteits- en gasmarkt](#)" wil consumenten beschermen tegen eventuele onrechtmatige praktijken of misleidende informatie in hun relaties met de leveranciers.

op het inkomensniveau. De CREG is van mening dat er verbeteringen mogelijk zijn om de potentiële begunstigden van het sociaal tarief beter te bereiken (zie ook de aanbevelingen van de Koning Boudewijnstichting⁴) terwijl de kosten van het systeem onder controle worden gehouden.

Daarom zal de CREG in 2025 de ontwikkeling van een federale databank die de rechthebbenden van het sociaal tarief koppelt aan inkomenscategorieën blijven aanbevelen. Zodra deze databank is ontwikkeld, zou het mogelijk en opportuun zijn om een inkomenscriterium op te nemen in de voorwaarden voor toekenning van het sociaal tarief, gebaseerd op de inkomensplafonds die het RIZIV heeft vastgesteld voor begunstigden van de verhoogde tegemoetkoming.

Sociaal tariefpremie

Sinds 1 juli 2024 hebben beschermde klanten aangesloten op een collectieve verwarmingsketel in een privégebouw, die om technische redenen niet kunnen genieten van het sociaal tarief op hun factuur, in overeenstemming met de wet van 15 mei 2024, recht op een driemaandelijks sociaaltariefpremie.

De CREG is blij met de goedkeuring van deze maatregel die ze in een advies van 2022⁵ had aanbevolen en die ook benadrukt werd in de aanbevelingen van de Koning Boudewijnstichting.

Vanaf oktober 2024 zal de CREG het bedrag van de sociaaltariefpremies voor elektriciteit, aardgas en warmte op kwartaalbasis berekenen. Ze is ook verantwoordelijk voor een permanente monitoring van de middelen die nodig zijn om deze premies toe te kennen. Uiterlijk op 1 maart 2025 zal zij haar eerste jaarlijkse monitoringverslag opstellen over de middelen die nodig zijn om deze maatregel toe te passen.

3.3. ENERGIEARMOEDE

Volgens de Barometer energiearmoede 2024 had 21,8 % van de Belgische gezinnen in 2022 te maken met energiearmoede, een stijging van 6,9 % ten opzichte van 2021. De energieprijzen, de energiedrager die gebruikt wordt voor verwarming en het type woning (energie-efficiëntie van de woning) waren bepalende factoren in dit fenomeen.

Bovendien heeft de energiecrisis een nieuwe groep blootgesteld aan het risico op energiearmoede, namelijk de middenklasse. In een geopolitieke context die onzeker blijft, gekoppeld aan een energietransitie die inclusief moet zijn, in overeenstemming met de Europese Green Deal, is de strijd tegen energiearmoede essentieel om het recht op toegang tot betaalbare energie voor iedereen te garanderen. Die is ook volledig in overeenstemming met de noodzakelijke bescherming van consumenten - met inbegrip van de meest kwetsbare - die wordt vooropgesteld door de Europese wetgeving en, meer in het algemeen, in het kader van de duurzame ontwikkelingsdoelstellingen waartoe België zich heeft verbonden.

Tot slot brengt de energietransitie niet alleen uitdagingen met zich mee op het gebied van energieprijzen, maar ook met betrekking tot de toegang van kwetsbare consumenten tot elektrificatie omwille van de energie-efficiëntie (verwarmingssystemen, zonnepanelen, enz.) en tot andere innovatieve oplossingen van de toekomst (deelname aan energiedelen, enz.).

⁴ https://media.kbs-frb.be/nl/media/10885/PUB_3909_TarifSocialEnergie_NL_NEW.

⁵ Advies (A)2394 van 12 mei 2022 over de mogelijkheden van de implementatie van een premiesysteem voor de toepassing van het sociaal tarief bij complexe gevallen (retroactiviteit) of onuitvoerbare gevallen (collectieve verwarmingsketels buiten een sociale woning) (<https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Advices/A2394NL.pdf>).

In dit kader zal de CREG in 2025 blijven pleiten voor een structurele doorstart van de interfederaal werkgroep over indicatoren van energiearmoede⁶, gezien het multidimensionale karakter van het fenomeen energiearmoede, en een versterking van het mandaat ervan.

3.4. NETWORK CODE ON CYBERSECURITY (NCCS)

De *Network Code on Cybersecurity* (NCCS), die in werking is getreden op 31 maart 2024, heeft tot doel een Europese standaard vast te stellen voor de cyberbeveiliging van grensoverschrijdende elektriciteitsstromen. De NCCS bevat regels in verband met cyberrisico-evaluatie, gemeenschappelijke minimale verplichtingen, certificeringsvereisten, monitoring, rapportage en crisisbeheer.

Elke lidstaat dient tegen uiterlijk 13 december 2024 een “bevoegde instantie” aan te duiden die de bij deze verordening toegewezen werkzaamheden moet verrichten. In afwachting van de formele aanstelling door de Belgische wetgever is het de CREG die deze taak dient op te nemen.

In zijn voorlopige hoedanigheid van “bevoegde instantie” verstrekke de CREG in 2024 reeds een lijst van Belgische wetgeving die relevant is voor cyberbeveiligingsaspecten van grensoverschrijdende elektriciteitsstromen aan ENTSO-E en EU DSO. Op het ogenblik van de redactie van deze beleidsnota werd de Algemene Directie Energie (hierna: de AD Energie) nog niet aangesteld als “bevoegde instantie” waardoor de CREG ook in 2025 de taken in het kader van deze verordening nog verder zal dienen op te nemen. Concreet kan ze gevraagd worden om in de eerste helft van 2025 tussen te komen in de raadplegingsprocedures rond enerzijds de ontwikkeling van een methode voor een classificatieschema van cyberaanvallen en anderzijds het opstellen van richtlijnen voor informatie-uitwisseling. Daarnaast zal ook een voorlopige lijst moeten opgesteld worden van entiteiten met een ‘zeer belangrijke’ of met een ‘kritieke impact’ in België.

Verder krijgt de CREG ook als federale regulator nieuwe taken toegewezen in het kader van de NCCS. Ze zal de door Elia gedragen kosten die voortvloeien uit de verplichtingen voorzien door de Network Code, met inbegrip van de kosten die ENTSO-E heeft gedragen, moeten evalueren en de redelijke, efficiënte en evenredige kosten moeten bepalen die via de nettarieven moeten worden gecompenseerd.

Tot slot moet de CREG, uiterlijk op 13 juni 2026, een vergelijkende analyse maken van de cybersecuritycontroles om te bepalen of de huidige investeringen in cybersecurity:

- de risico's die een impact hebben op grensoverschrijdende elektriciteitsstromen beperken;
- de gewenste resultaten opleveren en zorgen voor efficiëntiewinsten bij de ontwikkeling van elektrische systemen;
- efficiënt zijn en geïntegreerd zijn in alle overheidsopdrachten van activa en diensten.

De vergelijkende analyse moet rekening houden met de kosten van de implementatie van de controles en de efficiëntie van de functie die wordt verzekerd door de processen, producten, diensten, systemen en oplossingen die worden gebruikt om deze controles te implementeren. Deze analyse zal reeds aangevat worden vanaf 2025.

De CREG neemt deel aan de *Task Force Cybersecurity* van ACER die in het bijzonder bijdraagt aan de ontwikkeling van vele deliverables (rapporten, richtlijnen, adviezen, indicatoren, enz.) die ACER moet realiseren als onderdeel van de NCCS.

⁶ Eind 2020 opgericht op gezamenlijk initiatief van de FOD Economie en de CREG.

3.5. REMIT II

Met de herziening van de REMIT-verordening (hierna: REMIT II) betreffende de integriteit en transparantie van de groothandelsmarkt voor energie worden de taken van de CREG uitgebreid. Het toepassingsgebied van de verordening wordt immers verruimd als gevolg van de aanpassing van de definities van marktmanipulatie en voorwetenschap, de dekking van nieuwe markten (LNG, balancering, enz.), de integratie van nieuwe technologische systemen, ...

REMIT II trad in werking op 7 mei 2024 en in mei 2025 wordt de regelgeving nog aangevuld met uitvoeringsbesluiten en een gedelegeerde akte (*delegated act*). Een deel van REMIT II vergt omzetting in de Belgische rechtsorde, in het bijzonder het artikel over de sancties.

De CREG zal een faciliterende rol spelen om ervoor te zorgen dat REMIT II correct wordt omgezet in Belgisch recht. Er worden talrijke vergaderingen gehouden met ACER over de toepassing van REMIT II voor de rapportering van gegevens, inzake details van gedelegeerde akten en andere zaken rond de interpretatie van de wetgeving. De CREG zal verder de marktspelers op een transparante en educatieve manier informeren over REMIT II en de implicaties ervan (organisatie van een eerste workshop in het eerste kwartaal van 2025, publicatie van updates via de website van de CREG, antwoorden op vragen van marktspelers, ...).

Concreet wordt een groot aantal updates van registraties van marktspelers verwacht ingevolge de meldingsplicht van marktspelers wanneer ze gebruikmaken van algoritmische handel en wanneer ze directe elektronische toegang hebben tot een georganiseerde markt. Daarnaast zullen marktspelers uit derde landen zich ook moeten registreren bij de nationale regulator waar hun vertegenwoordiger in de Europese Unie is gevestigd. Daar komen nog de regelmatige updates van de gegevens van marktspelers bij in geval van een verandering in hun bedrijf en de registratie van nieuwe marktspelers als gevolg van de uitbreiding van de perimeter van de gedekte markten. Voor elke wijziging wordt een tussenkomst van de CREG gevraagd.

Op het vlak van *case management* verwacht de CREG dat ze meer mogelijke gevallen van marktmanipulatie of handel met voorwetenschap zal moeten analyseren. Om deze toename in werklast het hoofd te bieden zal de CREG investeren in een tool voor gegevensvisualisatie om het werk efficiënter te laten verlopen. Voor het sanctioneren van inbreuken moet de CREG haar boetemethodologie aanpassen aan de criteria en bedragen opgenomen in REMIT II.

Daarnaast zal de CREG verder en nauwer contact houden met de FSMA en de BMA, alsook met de regulatoren van de buurlanden om, waar nodig, synergiën tot stand te brengen, in het bijzonder inzake algoritmische handel en de tools die gebruikt worden voor *case management*.

Tot slot zal de CREG de specifieke IT-beveiliging voor REMIT blijven updaten om de risico's op hacking te verminderen, in het bijzonder door periodieke risicoanalyses uit te voeren.

3.6. FINANCIERING VAN INFRASTRUCTUUR EN TARIEFMETHODOLOGIE

In 2025 zal de CREG verschillende studies en denkoefeningen uitvoeren ter voorbereiding van de besprekingen over de tariefmethodologie 2028-2031 die begin 2026 zullen plaatsvinden met Elia Transmission Belgium en Fluxys Belgium. Omwille van de energietransitie en de verwachte aanzienlijke investeringen in het elektriciteitsnet en, in mindere mate, in het waterstofnet, zal de CREG in het kader hiervan bijzondere aandacht besteden aan de financiering van deze investeringen.

De CREG ziet de kosten van de verschillende infrastructuurinvesteringen van de TNB's immers sterk stijgen en heeft maar weinig te zeggen over het hele investeringsproces terwijl het deze kosten zijn die in de tarieven van de TNB's komen.

Daarom heeft de CREG, in mei 2024, in het kader van het Belgische voorzitterschap van de Raad van de Europese Unie, het initiatief genomen om haar bezorgdheden te delen met vijftien andere Belgische en Europese experts die geconfronteerd worden met dezelfde problemen inzake de financiering van netwerkinfrastructuren, dit alles onder *Chatham House Rules*. Deze "hackathon" resulteerde in een "white paper" met de titel "*No transition without transmission*" die ter openbare raadpleging werd voorgelegd⁷. Op basis van de resultaten van de raadpleging en de reeds geïdentificeerde denkpistes blijft de CREG haar analyses op Belgisch niveau verder ontwikkelen en op Europees niveau delen. De CREG voert immers een aantal studies uit, zoals bijvoorbeeld een studie over het bestuur van de TNB's. Ze zal ook presentaties aanbieden aan andere Europese regulatoren die met dezelfde problemen te maken hebben en hen voorstellen om informatie uit te wisselen. In deze context zal de CREG er ook voor zorgen dat er een geïntegreerde aanpak wordt ontwikkeld van de verschillende investeringsplannen tussen energievectoren, met het oog op de ontwikkeling van een Belgisch energiesysteem tegen de laagst mogelijke kostprijs voor de consument.

3.7. OFFSHORE WINDENERGIE

Zoals elk jaar zal de CREG haar recurrente taken uitvoeren in het kader van de regulering van de offshore windmolenparken gelegen in de Belgische Exclusieve Economische Zone. Ze zal zich onder meer bezighouden met de toekenning en de controle van de groenestroomcertificaten, de garanties van oorsprong, de monitoringactiviteiten, de bepaling van de minimumprijs voor de windmolenparken die onder de LCOE-regeling vallen en de (tussentijdse) afrekening voor de parken die onder de voorschotregeling vallen.

In het auditverslag van het Rekenhof over de bouw, aansluiting en exploitatie van offshore windmolenparken⁸, werden een aantal aanbevelingen geformuleerd. De CREG zal ter zake en voor het jaar 2025 onder meer de volgende aspecten opnemen:

- Het uitvoeren van een nauwgezette monitoring van de evolutie van de inkomsten en uitgaven van de windmolenparken op zee teneinde beter te kunnen duiden of bepaalde overwinsten structureel dan wel tijdelijk zijn. Deze monitoring zal resulteren in een jaarlijkse studie waarin de resultaten per offshorepark geanalyseerd worden.
- Samen met de AD Energie de resultaten opvolgen van tenders voor offshore windenergie in het buitenland en deze informatie vertalen naar Belgische omstandigheden.
- Het maken van een studie waar in kaart wordt gebracht hoeveel en waarom windturbines worden afgeschakeld en bekijken of deze kosten meer evenwichtig verdeeld kunnen worden tussen de offshore concessiehouders en de eindgebruikers/overheid.

Het Rekenhof stelde in dit kader ook vast dat de CREG op personeelsvlak onvoldoende uitgerust is om ten volle haar kerntaken van enerzijds adviesverlening en anderzijds toezicht en controle te kunnen uitvoeren. De CREG neemt deze opmerking mee in de evaluatie van haar personeelsbehoefte.

In 2025 zal de tendering van de eerste kavel van de Prinses Elisabethzone worden toegekend. Als lid van de *Taskforce Offshore* zal de CREG hierbij, binnen haar bevoegdheden, ondersteuning bieden. De *taskforce*, bestaat uit vertegenwoordigers van de minister van Energie en de minister van Noordzee,

⁷ <https://www.creg.be/nl/openbare-raadplegingen> (publicatiedatum: 28 juni 2024).

⁸ <https://www.ccrek.be/nl/publicatie/offshore-windmolenparken>.

de AD Energie van de FOD Economie, de dienst Marien Milieu van de FOD Volksgezondheid, de BMM, Elia en de CREG.

De CREG zal de investeringskosten van de aansluitings- en interconnectie-infrastructuur nauwgezet opvolgen. Ze zal ook actief meewerken aan de discussies inzake *cost sharing* en *bidding zones* op Europees niveau.

3.8. WATERSTOF

De waterstofwet bepaalt de rechten en plichten van de waterstofvervoersnetbeheerder. Ze bepaalt ook de taken en bevoegdheden van de CREG als onafhankelijke reguleringsinstantie. In april 2024 werd Fluxys hydrogen NV aangesteld als waterstofvervoersnetbeheerder (hierna "HNO"). Op basis van de waterstofwet en in overleg met de CREG heeft Fluxys hydrogen NV een planning voorgesteld van de regulatoire documenten die tegen 2027 moeten worden opgesteld. Voor de CREG hebben de belangrijkste acties voor het jaar 2025 betrekking op:

- de goedkeuring door de CREG van de gedragscode voor de toegang tot het waterstofvervoersnet;
- de vaststelling van de tariefmethodologie voor het bepalen van de tarieven die van toepassing zijn op het waterstofvervoersnet na raadpleging van de markt;
- de opvolging van de ontwikkeling van een eerste balanceringsmodel door Fluxys hydrogen NV;
- de opvolging van de investeringsbehoeften en de door Fluxys hydrogen NV voorgestelde investeringen (terugkerend proces) en het opstarten van het proces i.v.m. de realisatie van het eerste netontwikkelingsplan door Fluxys hydrogen NV in overeenstemming met de wettelijke bepalingen.

Naast deze vier specifieke onderwerpen wil de CREG blijven bijdragen aan de ontwikkeling van de waterstofmarkt in België en in Europa. De CREG zal er een erezaak van maken om haar expertise te delen, in het bijzonder in:

- het proces voor de omzetting van het Europese gas- en waterstofpakket dat in juli 2024 werd gepubliceerd, met bijzondere aandacht voor de regulering van invoerterminals die momenteel niet onder de Belgische wetgeving vallen;
- de financiering van vervoersinfrastructuur en de mogelijke ontwikkeling van een mechanisme om de *funding gap* te overbruggen; en
- de ontwikkeling van (grensoverschrijdende) infrastructuur voor waterstof dankzij een actieve deelname aan het Europese selectieproces van "*Projects of Common Interest*" (PCI's) en de realisatie van bestaande PCI's, met inbegrip van mogelijkheden voor Europese cofinanciering.

Op Europees niveau is de CREG een actief lid van de ACER- en CEER-werkgroepen m.b.t. waterstof. De CREG zal haar ervaring blijven uitwisselen met naburige regulatoren. Ze zal bijzondere aandacht besteden aan de intertemporele mechanismen voor de toewijzing van kosten die geleidelijk worden ingevoerd in verschillende lidstaten. Ze zal haar ervaring delen over de methodologie voor de valorisering van herbestemde activa die in de RAB moeten worden opgenomen en zal bijdragen aan de denkoefeningen over de interpretatie van bepaalde definities (bv. terminal voor de invoer van waterstof) met als doel bij te dragen aan een geharmoniseerde omzetting van het gas- en waterstofpakket op het niveau van de lidstaten.

In het algemeen, en op basis van contacten met tal van spelers in de waterstofwaardeketen in België, zal de CREG trachten bij te dragen aan de bevordering van de samenwerking tussen de verschillende spelers en ijveren voor de implementatie van een eenvoudig, flexibel en geharmoniseerd regulator

kader. De CREG overweegt een technisch-economische studie te lanceren (extern) om een raming te bieden van het potentieel van electrolyzers in België voor met name de productie van groene waterstof.

3.9. FLEXIBILITEIT EN ENERGIEOVERDRACHT

De promotie van flexibiliteit in de elektriciteitsmarkt is cruciaal voor het waarborgen van de stabiliteit en betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet. Ze is één van de belangrijkste uitdagingen gelinkt aan een succesvolle energietransitie, omwille van de verdere toename van de integratie van hernieuwbare energiebronnen, met alsmaar meer intermitterende en volatiele elektriciteitsproductie tot gevolg.

De integratie van flexibele bronnen aan vraag- en aanbodzijde is een cruciaal aandachtspunt in verschillende dossiers omtrent balanceringsreserves, waarbij de CREG de voorstellen van Elia inzake de organisatie van deze markten en de verantwoordelijkheden van haar deelnemers, analyseert en goedkeurt. Daarnaast wordt ook het bredere concept van flexibiliteit naar voren geschoven als aandachtspunt in de nieuwe EMD Verordening, onder meer door het toekennen van een specifieke taak aan regulerende instanties om te rapporteren over de nood aan flexibiliteit op de (middel)lange termijn.

De coördinatie van de flexibilitiediensten op verschillende spanningsniveaus en over verschillende regelzones heen vereist een nauwe samenwerking tussen de CREG en de gewestelijke regulatoren enerzijds, en de CREG en de regulatoren van andere lidstaten anderzijds. De CREG zal daarom in de hiertoe dienende overlegfora de ontwikkeling van deze diensten en markten nauwgezet opvolgen.

Om consumenten, op alle spanningsniveaus, aan te moedigen om hun expliciete flexibiliteit op de verschillende markten te valoriseren, moeten hen zoveel mogelijk mogelijkheden worden geboden. De implementatie van een wettelijk kader om de energieoverdracht te organiseren⁹ biedt eindafnemers de mogelijkheid om hun flexibiliteit zelf of via een tussenpersoon naar keuze te valoriseren. Dit heeft geleid tot het ontstaan van een nieuwe marktspeeler, de aanbieder van flexibilitiediensten (FSP). De energieoverdracht bestaat sinds 2017, maar is nog niet van toepassing voor laagspanningsklanten en de aFRR-markt¹⁰. De CREG zal zich verder inspannen om de energieoverdracht operationeel te maken tegen midden 2026 voor toepassing op de aFRR-markt en onafhankelijk van het spanningsniveau.

Bovendien wordt er momenteel op Europees niveau een netcode met betrekking tot *demand response* uitgewerkt. Die voorziet dat de netbeheerders een gezamenlijk voorstel voor voorwaarden ter goedkeuring van de bevoegde nationale instantie zullen indienen. De CREG zal deelnemen aan de uitwerking van deze voorwaarden en de goedkeuring ervan in overleg met eventuele andere reguleringsinstanties.

⁹ De *Transfer of Energy* of energieoverdracht is een concept, ontwikkeld door Elia, om de valorisatie van (vraag)flexibiliteit mogelijk te maken door de rollen en de relaties tussen de netgebruiker, de BRP (*Balancing Responsible Party*) en de FSP (*Flexibility Service Provider*) te expliciteren.

¹⁰ aFRR of het automatisch frequentieherstelproces is een reserveproduct waarmee Elia op continue basis, zowel op- en neerwaarts, de netfrequentie kan herstellen naar 50 Hz.

3.10. MARKTINTEGRATIE

Elektriciteitsmarkt

De versterking van de marktkoppeling en de verdere integratie van de nationale energiemarkten in een ééngemaakte, Europese markt is één van de belangrijkste voorwaarden voor een succesvolle energietransitie. Als nationale regulerende instantie is de CREG verantwoordelijk voor het toezicht op de marktwerking in België, maar gezien de toenemende regionale en Europese context spelen een groot deel van haar activiteiten zich af in de regionale en Europese overlegfora.

De CREG verdedigt de belangen van de Belgische consument en de Belgische marktwerking in de Europese en regionale overlegfora, in het bijzonder de *Working Groups*, *Task Forces* en *Work Streams* van ACER en CEER, en neemt deel aan de besluitvormingsprocessen in ACER's *Board of Regulators* (BoR) en CEER's *General Assembly* (GA).

De CREG neemt actief deel aan deze werkgroepen en *Task Forces*, om de ontwikkelingen en de implementatie van de (Europese) wetgeving en de daaruit volgende voorwaarden en methodologieën, tot vaststelling van de verschillende marktkoppelingsprocessen, te faciliteren.

De belangrijkste dossiers die in deze samenwerkingsverbanden aan bod komen, zijn de Europese marktkoppelingsprojecten (de methodologieën voor de *day-ahead*, *intraday* en balanceringscapaciteitsberekening, de stroomgebaseerde marktkoppeling in verschillende tijdsbestekken, de naleving van de minimale capaciteitsvereisten, de toetreding tot balanceringsplatformen,...) die in de relevante werkgroepen en *Task Forces* worden behandeld.

De CREG ziet er op nationaal, regionaal en Europees niveau op toe dat de marktkoppelingsmechanismen adequaat en robuust zijn in het kader van de ervaringen tijdens de recente energiecrisis, maar ook met het oog op de energietransitie.

In het kader van de markt(koppelings)mechanismen zal specifieke aandacht gaan naar het aspect flexibiliteit, zodat deze mechanismen geen barrière vormen voor deze flexibiliteit en de deelname ervan aan de marktplatformen. Daarnaast is de verdere integratie en koppeling van de energiemarkten uiteraard op zichzelf ook reeds een efficiënt middel om de stabiliteit van het netwerk en de marktwerking te verhogen en de productie van hernieuwbare energie verder te bevorderen.

Op deze manier kunnen de activiteiten van de CREG in de regionale en Europese overlegfora, ter bevordering van de verdere integratie en koppeling van de energiemarkten worden gelinkt aan de strategische doelstelling om de marktwerking te faciliteren en de flexibiliteit van het energiesysteem te verhogen om op die manier een efficiënte uitbating van de netwerken te garanderen in het licht van de toenemende integratie van hernieuwbare energiebronnen.

Daarnaast neemt de CREG deel aan andere regionale en nationale overlegplatformen, zoals o.a. de *North Seas Energy Cooperation*,¹¹ of Forbeg¹² en haar werkgroepen, of transversaal met andere Belgische (sector)regulatoren, om op die manier de onderwerpen van gemeenschappelijk belang te behandelen en de belangen van de Belgische energieconsument te behartigen.

Aardgasmarkt

De Belgische aardgasmarkt is geëvolueerd naar een mature markt die sterk geïnterconnecteerd is met de naburige markten. Een vlotte grensoverschrijdende aardgashandel leidt sinds jaren tot

¹¹ De *North Seas Energy Cooperation* is een politiek samenwerkingsverband tussen Europese Lidstaten en Noorwegen, ter promotie van een geïntegreerd offshore energienetwerk voor hernieuwbare energiebronnen en grensoverschrijdende interconnecties. De regulerende instanties van de deelnemende landen worden hier ook vertegenwoordigd.

¹² Forbeg is een informeel overlegorgaan samengesteld uit vertegenwoordigers van de CREG, VREG, BRUGEL en CWaPE.

convergerende aardgasprijzen op de handelsplatformen. België is een belangrijk invoerknooppunt voor aardgas voor Noordwest-Europa. Het belang hiervan is zelfs verder toegenomen door de verschuiving van aardgasstromen uit het oosten naar het westen voor de bevoorrading van Europa en de toenemende aanvoer van LNG ter vervanging van Russisch pijpleidinggas. Hierdoor draagt België in belangrijke mate bij tot de bevoorradingszekerheid in de buurlanden. Daarnaast zal de CREG de recente Europese sanctie op de overslag van LNG naar niet Europese landen opvolgen.

De CREG blijft waken over de marktwerking en de beschikbaarheid van vervoerscapaciteit om de nieuwe grensoverschrijdende aardgasstromen mogelijk te maken. Dit geldt zowel voor de mogelijkheden van aardgasinvoer te Zeebrugge (zie bijv. de LNG-terminal) als voor de uitvoermogelijkheden, met name naar Duitsland en Nederland.

Hoewel grensoverschrijdende aardgasprojecten niet meer kunnen rekenen op Europese steun, blijft de CREG zeer alert voor de beschikbaarheid over voldoende vervoerscapaciteit om de aardgashandel over de landen heen vlot te laten verlopen. Mogelijkheden voor hergebruik van aardgasleidingen voor het vervoer van waterstof/CO₂ worden nauwlettend opgevolgd door de CREG om de goede werking van de aardgasmarkt te blijven vrijwaren. De CREG is een actieve partner zowel in België als op Europees niveau (via de werkgroepen binnen CEER, ACER, Europese Commissie) om de beschikbaarheid over aardgasstromen en infrastructuur te vrijwaren ten behoeve van grensoverschrijdende handel.

Waterstofmarkt

De waterstofwet kende aan de CREG bevoegdheden en taken toe in het kader van het vervoer van waterstof via pijpleidingen. Fluxys hydrogen NV werd intussen als HNO aangeduid, maar zowel het vervoersnet als de markt dienen nog ontwikkeld te worden.

Mede onder impuls van de Europese Commissie zijn er lopende infrastructuurprojecten om industriële clusters in België met een potentiële waterstofvraag te verbinden en te koppelen aan de geplande waterstofinfrastructuur in het buitenland. Het eerste project voor België is momenteel gericht op de nieuw aan te leggen pijpleidingverbinding tussen de industrie te Gent en de industrie in Antwerpen en vervolgens te koppelen met Nederland te Zelzate en te Zandvliet. Dit project zou gefaseerd gerealiseerd kunnen worden tegen 2030 en is een belangrijke realisatie voor de creatie van een waterstofmarkt. In dit kader heeft de CREG ondersteuning geleverd aan Fluxys hydrogen NV bij haar aanvraag voor Europese subsidies. De CREG volgt nauwlettend alle projecten op teneinde waterstofhandel mogelijk te maken, ook grensoverschrijdend.

Er zijn echter een hele reeks onzekerheden die gepaard gaan met het opstarten van een waterstofmarkt. Deze onzekerheden bemoeilijken zowel de uitwerking van een regelgevend kader als de besluitvorming en vragen een voorzichtige en flexibele aanpak, zodat desgevallend tijdig kan bijgestuurd worden. Regels geldend voor de elektriciteits- en aardgasmarkt kunnen niet per definitie toegepast worden op de waterstofmarkt, althans niet bij de opstart. De CREG is een actieve partner op Belgisch en Europees niveau met het oog op de ontwikkeling van een waterstofmarkt zowel in termen van waterstofmoleculen als vervoerscapaciteit. De CREG neemt in dit kader actief deel aan de selectie van grensoverschrijdende waterstofinfrastructuur van Europees belang (PCI's).

3.11. CAPACITEITSVERGOEDINGSMECHANISME (CRM)

Het capaciteitsvergoedingsmechanisme (CRM) werd ingevoerd om het vereiste niveau van bevoorradingszekerheid voor België na de sluiting van de meeste kerncentrales te behouden. Met uitzondering van de kerncentrales Doel 4 en Tihange 3, waarvan de exploitatie met 10 jaar verlengd

werd, zullen de laatste drie werkende centrales, Doel 1, Doel 2 en Tihange 1, in 2025 worden stilgelegd op respectievelijk 15 februari 2025, 1 december 2025 en 1 oktober 2025.

Om deze stilleggingen te compenseren start de eerste CRM-leveringsperiode op 1 november 2025.

Het CRM is bedoeld om houders van elektriciteitscapaciteit te compenseren voor het deel van hun investeringen en relevante kosten die niet worden gecompenseerd door hun inkomsten, ook wel "*missing money*" genoemd. Deze compensatie zou ervoor moeten zorgen dat de huidige en toekomstige capaciteit beschikbaar is op de markt om problemen met de bevoorradingszekerheid te voorkomen.

In 2025 zal het CRM verder worden geïmplementeerd. Dit betekent dat er naast de taken die sinds 2021 zijn uitgevoerd, nieuwe taken moeten worden vervuld. Dit is het eerste jaar waarin er een veiling wordt georganiseerd twee jaar voor het begin van de capaciteitsleveringsperiode. Dit betekent dat er extra taken moeten worden uitgevoerd om de intermediaire waarden en een referentiescenario te bepalen en dat er beslissingen over verzoeken tot afwijking van de IPC en over verzoeken om indeling in capaciteitscategorieën en tot validering van de prekwalificatie- en veilingresultaten zullen moeten worden genomen.

Dit zal ook het jaar zijn waarin de eerste capaciteitsleveringsperiode start. Dit houdt de uitvoering van nieuwe taken m.b.t. de controle van de correcte toepassing van de werkingsregels i.v.m. de controle van de beschikbaarheid en de toepassing van eventuele boetes voor onbeschikbaarheid in.

Op de secundaire markt zouden ook de eerste transacties kunnen worden geregistreerd waarop de CREG controletaken moet uitvoeren.

3.12. NUCLEAIRE ENERGIE

In het kader van de levensduurverlenging van bepaalde kerncentrales in België, vervult de CREG sinds geruime tijd een aantal jaarlijks wederkerende taken. Zo staat ze in voor de opmaak van het jaarlijks rapport over de controle van de inkomsten en de kosten van de centrale Tihange 1 om de marge te verifiëren. Dit rapport wordt opgesteld overeenkomstig de wet over de kernuitstap en de Conventie Tihange 1 tussen de Staat en Electrabel/EDF Belgium en moet overgemaakt worden aan de Eerste minister en de minister van Energie.

Daarnaast verleent de CREG advies over de winstmarge van de centrales die onderworpen zijn aan de repartitiebijdrage. Voor 2025 gaat het over de inkomsten en kosten voor het jaar 2024 van de centrales Doel 4 en Tihange 3.

Naar aanleiding van de beslissing van de Belgische overheid om de levensduur van Doel 4 en Tihange 3, met tien jaar te verlengen, wordt aan de CREG een pakket van nieuwe wettelijke bevoegdheden en taken toegekend die een belangrijke invloed zullen hebben op het werkvolume.

Indien de overeenkomsten tussen de Belgische Staat en Electrabel over de *Long Term Operation* (LTO) goedgekeurd worden door de Europese Commissie zal de CREG onder meer adviezen dienen te verlenen aan BE-WATT. Deze administratieve dienst met boekhoudkundige autonomie werd midden 2024 binnen de FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie opgericht om in deze materie de belangen van de Belgische Staat te behartigen. De voorafgaandelijke adviezen die de CREG zal moeten verlenen, zullen onder meer betrekking hebben op beslissingen van BE-WATT met betrekking tot:

- de uitbatings- en onderhoudskosten en -budgetten van de LTO-eenheden en met betrekking tot de studie- en investeringskosten en -budgetten voor de LTO-eenheden en andere werken;

- de financiële modellen en de parameters die bepalend zijn voor het ondersteuningsmechanisme rond de LTO-eenheden;
- de marktreferentieprijs, de organisatie van de markt en de biedings- en onbalansstrategie in verband met de LTO-eenheden;
- de opvolging en het beheer van de risico's verbonden aan de uitvoering van de taken bedoeld in de BE-WATT wet met het oog op het maximaal beperken van de financiële risico's en kosten voor de Staat.

Naast het verlenen van voormelde adviezen zal de CREG ook verder de informatie analyseren die ontvangen wordt in het kader van de rapportering van de kosten over de centrales die onderworpen zijn aan de repartitiebijdrage en zullen deze gegevens gestructureerd verwerkt worden.

Ingevolge de nieuwe taken zal de CREG overeenkomstig de wettelijke bepalingen ter zake bovendien overleg kunnen hebben met andere federale nucleaire instanties zoals de Commissie voor Nucleaire Voorzieningen, het FANC, NIRAS en Hedera en desgevallend informatie uitwisselen.

3.13. MONITORING

Met het oog op de uitdagingen van de energietransitie en gezien de toenemende complexiteit van het energiesysteem, zal de CREG verder blijven inzetten op permanente monitoring van de werking van de markten en dit om de duurzame en efficiënte werking ervan te stimuleren, het algemeen belang te bevorderen en betaalbare energie in de mate van het mogelijke voor alle consumenten te garanderen.

Deze monitoringtaak heeft onder meer betrekking op:

- de vorming van de groothandelsprijzen en de prijzen die worden aangerekend aan de verschillende verbruikerscategorieën; en
- de werking van de elektriciteits- en gasbeurzen - inclusief productie en import/export, de toegang tot en de ontwikkeling van de elektriciteits- en gasmarkten.

Hoewel de CREG hier slechts over een beperkte beslissingsbevoegdheid beschikt, zal ze met de verworven kennis die voortvloeit uit die monitoring, de overheid, de marktpelers en de verbruikers blijven informeren met het oog op een grotere transparantie en een verhoogde marktdeelname.

Rekening houdend met de integratie van de Belgische elektriciteits- en gasmarkt in de Europese regionale markten, zal het toezicht van de CREG op de prijzen tevens betrekking hebben op de supranationale fundamentele elementen die deze markten beïnvloeden.

Tot slot brengt ook de toenemende digitalisering van de energiesector uitdagingen met zich mee op het vlak van betrouwbaarheid en weerbaarheid van het systeem, aansprakelijkheid bij storingen, toegang tot relevante informatie, transparantie, markttoezicht en bescherming van gevoelige gegevens.

In opvolging van voorgaande zal de CREG in 2025 specifiek verder inzetten op het updaten en verbeteren van haar databanken. Om de afhankelijkheid van externe partijen tot een minimum te beperken, wenst de CREG deze kennis intern te behouden en verder uit te bouwen.

4. INTERACTIE MET DE BUITENWERELD

4.1. SAMENWERKING OP EUROPEES NIVEAU

Sinds de inwerkingtreding van het eerste Europese Energiepakket is de CREG als Belgische federale regulator bij de pioniers geweest inzake Europese samenwerking. De CREG was dan ook een stichtend lid van de CEER in 2000. Samen met acht andere NRA's heeft de CREG toen haar verantwoordelijkheid genomen en de noodzaak gezien om via samenwerking het Europese project inzake eenmaking van de Europese energiemarkt niet alleen te onderschrijven, maar evenzeer actief te ondersteunen.

Het eerste Europese Energiepakket (alsook de daaropvolgende wetgevende pakketten) bracht de noodzaak tot samenwerking met zich mee om het nieuwe Europees regelgevend kader en de omzetting ervan in nationale nieuwe wetgeving op een coherente wijze te implementeren.

Tot de oprichting van ACER gebeurde voormelde samenwerking uitsluitend binnen het samenwerkingsverband dat CEER was en is. Via het derde Energiepakket werden een aantal technische taken en bevoegdheden inzake de éénmaking van de Europese energiemarkt aan ACER toegekend. Dit nam niet weg dat er nog steeds een rol voor CEER was en is weggelegd inzake opleiding van het personeel van de regulatoren via haar trainingscentrum, voor het delen van kennis en ervaring, voor het gezamenlijk bepalen van standpunten en het geven van op ervaring gebaseerde input aan de Europese Commissie, voor het behartigen van de consumentenbelangen, om als aanspreekpunt te dienen voor de Europese Commissie in het kader van ondersteuning van energieregulatoren ...

De CREG heeft steeds haar verantwoordelijkheid genomen en in veel gevallen een voortrekkersrol vervuld in het Europees energieproject. Zo neemt de Voorzitter van de CREG de rol van Vicevoorzitter van de CEER waar en is in deze hoedanigheid lid van de *Board* van de CEER. Naast de reguliere werkgroepen waaraan CREG-medewerkers van verschillende directies deelnemen, is de *Board* specifiek verantwoordelijk voor een aantal Comités die er rechtstreeks van afhangen. Het Voorzitterschap neemt dan ook een actieve rol op in elk van deze comités:

- De *European Policy Unit* (EPU) volgt de wetgevende initiatieven van de Europese Commissie van nabij op. Dit Comité zorgt ervoor dat enerzijds de standpunten van de Europese Energieregulatoren kenbaar gemaakt worden bij de beleidsmakers en anderzijds dat de Europese regulatoren op een accurate wijze geïnformeerd worden van komende nieuwe energie gerelateerde wetgevende initiatieven.
- De *Regulatory, Benchmark en Legal Committee* (RBL) voert vergelijkende onderzoeken uit inzake onafhankelijkheid, structuur van regulatoren, maar behandelt ook *ad hoc* juridische vragen die van belang zijn voor het werk van regulatoren. Het co-Voorzitterschap van dit comité is in handen van de Voorzitter van de CREG.
- De *International Relations Group* (IRG) onderhoudt contacten met internationale delegaties en energieregulatoren van buiten de Europese Unie. De CREG stelt hiervoor op verzoek haar aanwezige kennis en knowhow ter beschikking.

Ook het Comité belast met Communicatie zal bijzondere aandacht krijgen, enerzijds in het belang van de CEER, maar anderzijds om een goede informatiedoorstroming tussen de CEER en de CREG in stand te houden.

De CREG blijft eveneens sterk betrokken bij de opleidingsactiviteiten die de CEER organiseert. Enerzijds zal ze van deze trainingsfaciliteiten gebruik maken om haar eigen personeel op te leiden, anderzijds zal zij een actieve rol blijven spelen bij het opstellen van de programma's van de trainingen en optreden als docent tijdens verschillende trainingsprogramma's.

Tot slot wordt ook meegewerkt aan de realisatie van het jaarlijks werkprogramma en de opmaak en uitvoering van de begroting van de CEER.

4.2. SAMENWERKEN MET OVERHEDEN EN ANDERE INSTANTIES IN BELGIË

Rekening houdend met haar bevoegdheden, haar prerogatieven en haar onafhankelijkheid zal de CREG in het algemeen belang zowel op regionaal als nationaal niveau de bestaande samenwerkingen versterken.

Op gewestelijk niveau zal zij samenwerken met de gewestelijke parlementen en regeringen over onderwerpen die betrekking hebben op haar bevoegdheden en zal zij een actieve rol blijven spelen binnen Forbeg.

In het kader van haar wettelijke opdrachten t.o.v. de federale instanties zal zij haar raadgevende taak uitvoeren via adviezen, voorstellen, studies,..., meewerken aan werkgroepen m.b.t. materies die onder haar bevoegdheid vallen en deelnemen aan (hoor)zittingen van de commissie van de Kamer van Volksvertegenwoordigers, waarvoor ze uitgenodigd wordt.

Verder plant de CREG om in 2025 haar contacten met andere federale instanties in stand te houden en verder uit te breiden met het oog op het uitwisselen van ervaring en kennis aangaande energie gerelateerde materies.

5. DE CREG, EEN WENDBARE INSTELLING IN LIJN MET DE DUURZAME ONTWIKKELINGSDOELSTELLINGEN (SDG'S)

5.1. INTERNE ORGANISATIE

5.1.1. De CREG als kennisorganisatie

De CREG is een kennisorganisatie en het HR-beleid focust zich dan ook op het instellen van de nodige middelen en structuren om deze kennis op een duurzame manier te verwerven, te behouden en uit te breiden.

Het aanbieden van kwaliteitsvolle vorming rekening houdend met de uitdagingen van de energietransitie op het terrein is in dat kader essentieel. In aanvulling op het huidige opleidingsprogramma zal dan ook een reeks vormingen ontwikkeld worden om de medewerkers van de CREG kennis te laten maken met de concrete uitdagingen van de markt.

Verder zal ingezet worden op het uitwerken van verschillende initiatieven om interne en externe kennisdeling te bevorderen.

Daarnaast zal de CREG haar diversiteits- en inclusiebeleid versterken, zodat een rijke waaier aan inzichten en expertise aan bod komt in het uitvoeren van haar taken.

Tenslotte zal de CREG in 2025 de nodige initiatieven nemen om haar teams te versterken en bijkomende personeelsleden aan te werven. De CREG stelt immers vast dat de realisatie van de energietransitie en de invoering van heel wat nieuwe (Europese) wetgeving niet alleen tot gevolg heeft dat de organisaties waarop zij toezicht uitoefent massaal bijkomende medewerkers dienen aan te werven, maar ook dat de controletaken die aan de regulator worden toegewezen aanzienlijk toenemen en verscherpen.

Op Europees niveau zitten de extra taken en bevoegdheden die nationale regulerende instanties dienen op te nemen, onder meer vervat in het “Fit for 55”-, het “EMD”- en het “Waterstof- en koolstofarme gasmarkt”-pakket, maar ook in tal van wetgevende initiatieven die een gevolg zijn van de afgelopen energiecrisis (zie ook bijlage 3). Bijkomend krijgt ACER, en bij uitbreiding dus ook de nationale regulerende instanties, meer bevoegdheden, extra taken en verantwoordelijkheden toegewezen in het licht van voormelde wetgeving. Gelet op deze recente nieuwe regelgeving die het werkdomein van de CREG bepaalt, zal zij ook in 2025 de implementatie ervan opvolgen.

Om haar bestaande en bijkomende taken op een kwalitatieve wijze te kunnen uitvoeren, heeft de CREG bijgevolg bijkomende mensen en middelen nodig.

5.1.2. NIS2-richtlijn

Sinds 16 januari 2023 is de zogenaamde NIS2-richtlijn van toepassing. Deze regelgeving is gericht op het creëren van een hoog gezamenlijk niveau van cyberbeveiliging in de Europese Unie.

De in de richtlijn omschreven ‘essentiële entiteiten’ dienen enerzijds een reeks technische, operationele en organisatorische maatregelen te nemen om risico’s te beheeren, incidenten te voorkomen en de gevolgen van incidenten te beperken, en anderzijds significante incidenten te rapporteren bij de bevoegde nationale autoriteit (voor België het Centrum voor Cybersecurity België (CCB)) en aan de dienstenontvangers.

Aangezien de CREG beschouwd wordt als een ‘essentiële entiteit’ zal zij tegen uiterlijk 18 april 2027 moeten voldoen aan het zekerheidsniveau ‘essentieel’ van het cyberbeveiligingskader (Cyfun). Dit houdt in dat men als organisatie een antwoord moet kunnen bieden op het risico op geavanceerde cyberaanvallen door actoren met uitgebreide vaardigheden en middelen. Om de hiermee gepaard gaande Cyfun-certificering te kunnen bekomen, zal de CREG reeds in 2025 onderzoeken welke bijkomende acties of maatregelen desgevallend nodig zijn om te voldoen aan de zekerheidsniveaus ‘basis’ en ‘belangrijk’ die respectievelijk betrekking hebben op het toepassen van de standaardmaatregelen voor informatiebeveiliging en op het beperken van risico’s op gerichte cyberaanvallen door actoren met gebruikelijke vaardigheden en middelen. Verder zal de CREG het nodige doen voor de registratie op Safeonweb@Work.

Aangezien de verplichtingen in het kader van de NIS2-richtlijn niet enkel betrekking hebben op de ICT-afdeling van de CREG, maar op de gehele organisatie, worden ook alle CREG-medewerkers op regelmatige basis geïnformeerd en alert gehouden voor cyberdreigingen, *phishing*,... op basis van online-trainingen en opleidingen. Daarnaast wordt tevens verder gebruik gemaakt van interne monitoring waardoor sneller kan ingegrepen worden bij verdachte trafiek op het netwerk van de CREG.

De CREG zet ook in op een verdere digitalisering en automatisering van de business processen. Verschillende processen zullen op deze manier performanter en sneller kunnen uitgevoerd worden.

5.1.3. Digitalisering

De CREG zet in op een verdere digitalisering en automatisatie van processen door de nodige tools en *workflows* te configureren en in productie te stellen. Ze zal ook zorgen voor een betere integratie van de verschillende applicaties, zodat het samenwerken op een nog vlottere manier kan verlopen.

Het ontwerpen en onderhouden van rapporten zal gebeuren met PowerBI. Dit gebeurt voornamelijk op de *Datawarehouse* dat speciaal hiervoor ontwikkeld werd. Voor de CREG-medewerkers zal een interne opleiding georganiseerd worden waarbij zowel de structuur van de *Datawarehouse*, als de werking van PowerBI zal uitgelegd worden.

Voor onder andere het beheer van de *Datawarehouse* en het onderhoud van de applicaties die door een externe partner op maat werden geschreven, zal een '*Database Administrator*' aangeworven worden. Deze persoon zal, op basis van interne analyses, instaan voor het aanbrengen van wijzigingen aan de applicaties en bijhorende databanken.

Ter verhoging van de efficiëntie van de dagelijkse werking en ter ondersteuning van de medewerkers zal onderzocht worden of en hoe artificiële intelligentie (AI) een toegevoegde waarde zou kunnen zijn voor de CREG. Hierbij zullen potentiële risico's en valkuilen geïdentificeerd worden, zodat richtlijnen kunnen opgesteld worden voor een gepast en veilig gebruik.

5.2. DUURZAME ONTWIKKELING

Aangezien de overheidsinstanties, met inbegrip van de CREG, een cruciale rol moeten spelen om de duurzame ontwikkelingsdoelstellingen (SDG's) te behalen, werd er binnen de CREG een interne werkgroep "Duurzame Ontwikkeling" opgericht om te bepalen hoe de CREG wil bijdragen aan de verwezenlijking van de SDG's en om ervoor te zorgen dat de daartoe voorziene acties naar behoren worden uitgevoerd.

De volgende SDG's werden geïdentificeerd als de meest relevante voor de CREG:



Drie strategische duurzaamheidsdoelstellingen werden gedefinieerd:

- faciliterende rol in het ondersteunen van een duurzame energietransitie, zowel op nationaal als Europees niveau;
- transitie naar decarbonisatie: bijdragen aan inspanningen naar klimaatneutraliteit ("*Net Zero*" of "*decarbonization challenge*");
- de CREG als belangrijke speler voor de bescherming van consumenten op het vlak van energie en "*consumer empowerment*".

Voor het jaar 2025 wil de CREG de concrete acties in het kader van haar operationeel (HR en logistiek) en strategisch beleid inzetten en opvolgen om de bovenvermelde SDG's te helpen bereiken.

Om een actievere bijdrage te leveren aan het realiseren van de energietransitie tegen een prijs die betaalbaar is voor de consument en tegelijkertijd aandacht te hebben voor de SDG's/ESG's (*Environmental, Social & Governance*) zal de werkgroep duurzame ontwikkeling van de CREG doorgaan met de implementatie van het actieplan 2024-2025 dat gebaseerd is op drie grote assen.

De eerste as betreft de sensibilisering van het personeel van de CREG rond de oorzaken en gevolgen van de klimaatverstoring en de uitdagingen van de energietransitie.

De tweede as is de ontwikkeling van een goed begrip en een goede beheersing van het ESG-kader (*Corporate Sustainability Reporting Directive* (CSRD)). Dit zou de CREG in staat moeten stellen om haar ESG-beleid nauwkeuriger te bepalen, om te beoordelen of het opportuun is om een dubbele materialiteitsanalyse uit te voeren en vooral om de nodige kennis te verwerven voor een doeltreffende monitoring van de ondernemingen die onder het toezicht van de CREG vallen.

De laatste as betreft de ontwikkeling van het duurzaamheidsplan van de CREG op zowel intern als extern niveau.

5.3. COMMUNICATIE

In 2024 stelde de CREG een communicatiestrategie vast die de komende jaren als leidraad zal gehanteerd worden teneinde op een effectieve en efficiënte wijze te communiceren.

Interne communicatie

De steeds snellere veranderingen in de maatschappij maken dat organisaties wendbaarder dan ooit moeten zijn. Een sterke interne communicatie is daarbij essentieel en leidt tot een groter engagement, dat op zijn beurt leidt tot een grotere pro-activiteit, waardoor de vitaliteit, de efficiëntie en het aanpassingsvermogen van de instelling worden verzekerd.

De CREG legde tot hiertoe vooral de nadruk op "informerende" en wenst die communicatiedoelstelling verder te versterken. Daarnaast zal de communicatieaanpak verbreed worden naar andere doelstellingen zoals "verbinden-samenwerken", "inspireren" en "betrekken-engageren".

Daarom wil de CREG niet alleen gebruik maken van de meest geschikte communicatiekanalen, maar ook de werkprocessen en samenwerkingsplatformen optimaliseren en digitaliseren om het mogelijk te maken om snel en efficiënt informatie te delen, te overleggen, beslissingen te nemen en aanpassingen vlot door te voeren.

Externe communicatie

De CREG wenst meer aandacht te besteden aan een meer proactieve aanpak op het vlak van externe communicatie door:

- als expert kennis te delen door het ter beschikking stellen van toegankelijke en objectieve informatie (kenniscentrum);
- als marktfacilitator bij te dragen aan een stabiele, betaalbare en weerbare marktwerking;
- als aantrekkelijke werkgever zich te profileren in de 'war on talents' op de gespecialiseerde energiemarkt.

Daarnaast zal ingezet worden op het versterken en maximaal benutten van de communicatienetwerken, binnen en buiten de landsgrenzen:

- Er zal bijzondere aandacht besteed worden aan de nieuwe communicatiegroep van de CEER om inzichten uit te wisselen, succesvolle strategieën te delen en opkomende trends in communicatie te bespreken, die kunnen worden gebruikt om energieconsumenten van dienst te zijn en relevante belanghebbenden te bereiken.
- De CREG sloot zich aan bij het *NRA's Press Officers Network*, waardoor de samenwerking met ACER ook op vlak van communicatie gestructureerder kan verlopen.
- In 2025 bestaat de CREG als federale energieregulator 25 jaar. Naar aanleiding van deze verjaardag zal zij een activiteit organiseren waarbij stakeholders, zowel Europees als nationaal, zullen worden uitgenodigd. Daarnaast wenst de CREG in dit kader ook haar visuele identiteit aan te passen.

Om de nieuwe communicatiestrategie van de CREG kwalitatief en maximaal te kunnen uitvoeren en het hoofd te bieden aan de nieuwe, technologische en digitale uitdagingen wenst de CREG hiervoor voldoende mensen en middelen te kunnen inzetten.

///

Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:

Digitally signed by
CREG on behalf of
Ilse Tant
Date: 28/10/2024
11:04:59

Ilse TANT
Directeur

Digitally signed by
CREG on behalf of
Laurent Jacquet
Date: 28/10/2024
11:04:23

Laurent JACQUET
Directeur

Digitally signed by
CREG on behalf of
Sigrid Jourdain
Date: 28/10/2024
11:04:48

Sigrid JOURDAIN
Directeur

Digitally signed by
CREG on behalf of
Koen Locquet
Date: 28/10/2024
11:04:41

Koen LOCQUET
Voorzitter van het Directiecomité

BIJLAGE 1 : Overzicht deliverables 2025

TOEZICHT OP DE PRIJZEN

Titel van de deliverable	Beschrijving van de deliverable	Einddatum
Toepassing van de vernieuwde versie van de methodologie voor de vergelijking van de kleinhandelsprijzen voor elektriciteit en aardgas in België (en in de drie gewesten) en in de buurlanden	In het kader van haar algemene monitoringopdrachten houdt de CREG databanken bij over de elektriciteits- en aardgasprijzen in België, in de drie gewesten (Vlaanderen, Brussel en Wallonië) en in de buurlanden (Duitsland, Frankrijk, Nederland en het Verenigd Koninkrijk) voor huishoudelijke afnemers. In 2023 werd de methodologie opnieuw bijgewerkt in samenwerking met VaasaETT; deze nieuwe methodologie werd vanaf januari 2024 geïmplementeerd in de databanken.	2025
Grafieken over de opbouw van de totale energieprijz in de drie Belgische gewesten, alsook over de evolutie van de energieprijz en de totale prijs in België en de buurlanden	Deze grafieken zijn afkomstig uit de databank van de internationale prijzen.	Maandelijks
Boordtabel van de evolutie van de groot- en kleinhandelsmarkten voor elektriciteit en gas in België	De boordtabel bevat enerzijds de referentieprijzen van de groothandelsmarkt voor elektriciteit en de groothandelsprijzen van de gasmarkt, en anderzijds de prijzen voor de residentiële markt voor huishoudelijke afnemers (gewone en beschermde) voor de verschillende gewesten in België en die in de buurlanden.	Maandelijks
Maandelijks/trimestrieel verslag over de evolutie van de prijzen van individuele producten op de kleinhandelsmarkt in verhouding tot de groothandelsprijzen	Het verslag omvat de monitoring van de commodity prijzen voor huishoudens en kleine professionelen. Het geeft de evoluties weer van de vaste prijzen en alle samenstellende delen van de indexeringsformules voor variabele producten.	Maandelijks/ trimestrieel
Actualisering van de CREG Scan	De CREG-scan is een vergelijkingstool voor huishoudens en kleine professionelen die toelaat om het lopende contract te vergelijken met het marktaanbod van de huidige maand. Het overzicht van alle bestaande elektriciteits- en aardgasproducten wordt maandelijks geactualiseerd.	Maandelijks
Infografieken voor particulieren en kmo's	Deze maandelijkse infografieken voor particulieren en professionele klanten geven per regio een overzicht van data over prijzen, het aantal slapende en actieve	Maandelijks

	producten, de actieve leveranciers en een raming van het besparingspotentieel.	
Rapport in het kader van de verificatieopdracht overeenkomstig de wet op de kernuitstap en de Conventie Tihange 1	Het rapport omvat de verificatie van de opbrengsten en de kosten van Tihange 1 (na de LTO-operatie) in het kader van de bepaling van de marge voor Tihange 1 en de eventuele bijdrage (70 % van de marge) te betalen aan de Staat. Dit rapport wordt verstuurd aan de eerste minister en aan de minister van Energie. Indien er opmerkingen worden geformuleerd kan de minister beslissen dat een correctie wordt gemaakt van de te betalen bedragen.	Q2
Verificatieopdracht van de verbintenis van de Belgische Staat als gevolg van de verlenging van de exploitatieduur van de kerncentrales Tihange 1, Doel 1 en Doel 2 (op vraag van de minister van Energie)	Dit controlerapport wordt opgemaakt op vraag van de minister van Energie in het kader van de verlenging van de centrales van Tihange 1, Doel 1 en Doel 2 waarbij geverifieerd wordt of Electrabel voldoende productie van elektriciteit op de publieke marktplaatsen heeft verkocht.	<i>Ad hoc</i>
Advies betreffende de winstmarge van de industriële productie van elektriciteit door splijting van kernbrandstoffen door de centrales onderworpen aan de repartitiebijdrage (Doel 4, Tihange 2 en Tihange 3)	In dit advies wordt de winstmarge van de G2 centrales berekend overeenkomstig de bepalingen van de wet op de repartitiebijdrage. Dit advies wordt overgemaakt aan de minister van Energie, de AD Energie alsook aan Electrabel en Luminus.	Q2
Controle van de gerapporteerde kosten in het kader van de vastlegging van de vaste en variabele kosten voor de centrales onderworpen aan de repartitiebijdrage in het kader van de bepaling van de kosten voor de volgende periode	Deze controle houdt het onderzoek in van de informatie die door de exploitanten wordt opgeleverd ter voorbereiding van de bepaling van de vaste en variabele kosten in de volgende periode.	2025
Adviezen in het kader van de verlenging van de kerncentrales (LTO) (overeenkomst Electrabel en de Belgische Staat)	Deze eensluidende adviezen hebben betrekking op beslissingen van BE-WATT over: 1. de uitbatings- en onderhoudskosten en -budgetten van de LTO eenheden en met betrekking tot de studie- en investeringskosten en -budgetten voor de LTO en andere werken; 2. de financiële modellen en de parameters die bepalend zijn voor het ondersteuningsmechanisme rond de LTO-eenheden. Daarnaast kunnen eveneens adviezen gevraagd worden door BE-WATT over beslissingen in het kader van hun	Q1-Q2 en <i>ad hoc</i>

	takenpakket (cf. beslissingen met betrekking tot de marktreferentieprijs, de organisatie van de markt en de biedings- en onbalansstrategie in verband met de LTO eenheden en beslissingen in uitvoering van artikel 3, § 2, 5° van de BE-WATT wet).	
Overleg met alle federale nucleaire instanties	Overeenkomstig de BE-WATT wet is het mogelijk dat informatie wordt uitgewisseld met de diverse federale nucleaire instanties (FANC, Commissie voor Nucleaire voorzieningen, NIRAS en Hedera).	<i>Ad hoc</i>
Studie over de prijzen op de Belgische aardgasmarkt in 2024	Het doel van deze studie is de prijsvorming, het prijsniveau, de prijssamenstelling en de brutomarges in de verschillende segmenten (invoer, doorverkoop, levering aan huishoudelijke, industriële afnemers en aan elektriciteitscentrales) van de Belgische aardgasmarkt te analyseren.	Q3
Verslag over de verhouding tussen de kosten en de prijzen op de Belgische aardgasmarkt in 2024	Dit verslag zal worden opgesteld in het geval dat de brutoverkoopparges uit de bovengenoemde studie onredelijk worden geacht.	<i>Ad hoc</i> (in geval van misbruik)
Opvolgingsverslag van de voornaamste evoluties op de markt van de elektriciteitscontracten met dynamische tarifiering, met inbegrip van de offertes op de markt en de impact ervan op de facturen van de gebruikers	Leveranciers met meer dan 200.000 afnemers moeten in overeenstemming met de elektriciteitswet contracten aanbieden op basis van een dynamische elektriciteitsprijs aan iedere eindafnemer die daarom vraagt en bij wie een daarvoor geschikte meter is geïnstalleerd. De CREG is belast met de opvolging van de evolutie van de contracten op basis van een dynamische prijs en de impact ervan op de consument en maakt hierover een jaarlijks verslag.	Q1
Toekenning van een vertrouwenslabel aan de vergelijkers van elektriciteitsprijzen en toezicht op de naleving van de criteria van het label	Overeenkomstig de elektriciteitswet is de CREG verantwoordelijk voor het toekennen van een vertrouwenslabel aan de tools die gebruikt worden om de offertes van elektriciteitsleveranciers te vergelijken. De modaliteiten en de procedure voor het toekennen, vernieuwen, schorsen, herzien en intrekken van het label zijn vastgelegd in een koninklijk besluit. In 2025 zal de CREG toezicht houden op de naleving van de criteria van het label door de prijsvergelijkers die het label al hebben gekregen, en zal ze eventuele nieuwe aanvragen voor het label onderzoeken.	2025
Opvolging van het consumentenakkoord	De CREG zal de ontwikkelingen van het Consumentenakkoord verder van nabij opvolgen en zal mogelijke verbeterpunten delen, die zullen worden opgelijst op basis	2025

	van contacten met consumenten, prijsvergelijkers, leveranciers en andere betrokken partijen.	
--	--	--

TOEZICHT HOUDEN OP DE WERKING VAN DE GROOT- EN KLEINHANDELSMARKTEN

Titel van de deliverable	Beschrijving van de deliverable	Einddatum
Nota over de opvallende evoluties op de groothandelsmarkten voor elektriciteit en aardgas in 2024	Deze jaarlijkse nota beschrijft op beknopte wijze de belangrijkste evoluties in de Belgische elektriciteits- en gasmarkten van het voorgaande jaar. Deze nota dient om een eerste overzicht te krijgen van de belangrijkste statistieken op basis van gegevens van gereguleerde ondernemingen (Elia, Fluxys, etc.).	Q1
Studie over de aardgaslevering aan grote industriële klanten in België in 2024	Deze studie analyseert de levering van aardgas aan de industriële klanten die rechtstreeks zijn aangesloten op het net van Fluxys Belgium, wat ongeveer 25% van het Belgische aardgasverbruik vertegenwoordigt. In het bijzonder analyseert ze de duur van de contracten, het type indexering en de concurrentie op deze markt.	Q2 of Q3
Studie over de elektriciteitsbelevering van grote industriële klanten	Deze jaarlijkse studie heeft als doel de transparantie omtrent de levering van elektriciteit aan de grote industriële klanten te vergroten. Ze omvat een analyse van leveringscontracten voor elektriciteit en van het afnamegedrag van industriële klanten.	Q4
Verzamelen en verwerken van de data van de productportefeuilles van de leveranciers die actief zijn op de energiemarkten voor huishoudelijke verbruikers, zelfstandigen en kmo's (marktaandeelen)	De CREG zal een overzicht opmaken van de samenstelling van de productportefeuilles van de verschillende leveranciers die aanwezig zijn op de Belgische elektriciteits- en aardgasmarkt voor huishoudens, verdeeld over de drie gewesten. De marktaandeelen van de leveranciers en de prijzen van hun energieproducten geven een beeld van de werkelijke samenstelling van de energiemarkt op basis van het aantal contracten, met een raming van het besparingspotentieel.	2025
Periodieke informatie over de resultaten van de analyses van de groothandelsmarkt	De CREG voert een continue monitoring uit van de werking van en de resultaten van de prijsvorming op de groothandelsmarkten voor elektriciteit (lange termijn, dagmarkt, intradagmarkt en balanceringsmarkt).	2025
Uitvoering van analyses met betrekking tot opmerkelijke gebeurtenissen op de Belgische groothandelsmarkten voor energie	Afhankelijk van de resultaten van de continue monitoring van de werking van de elektriciteits- en gasmarkten, kunnen <i>ad hoc</i> studies worden opgesteld. Dergelijke analyses focussen zich op specifieke	<i>Ad hoc</i>

	elementen van de marktwerking, die op diepgaandere wijze worden geanalyseerd dan in de jaarlijkse overzichtsstudies.	
Onderzoeken van gesignaleerde verdachte transacties in het kader van de REMIT-verordening en opstellen van informatieve nota's voor de marktspelers	Als er op de markt van de groothandelsprijzen verdacht gedrag wordt vastgesteld dat de prijs of de werking van de markt beïnvloedt, kan de CREG hierover een nota opstellen. Prijswijzigingen op de markt die aanleiding geven tot talrijke vragen van marktspelers, kunnen ook het onderwerp zijn van informatienota's.	<i>Ad hoc</i>
Voldoen aan REMIT II	De CREG zal ervoor zorgen dat REMIT correct wordt omgezet en zal de herziene REMIT-regels naleven. Het gaat met name om de volgende elementen: toezicht houden op de registratie van de marktspelers die de nieuwe technologieën gebruiken (bv. algoritmische trading), aanpassing van de sanctieprocedure, behandeling van REMIT-zaken, gebruik van een tool voor gegevensvisualisatie om de zaken te verwerken en ondersteuning van de marktspelers inzake de nieuwe regels.	2025

BESCHERMEN VAN DE BELANGEN VAN ALLE BELGISCHE CONSUMENTEN

Titel van de deliverable	Beschrijving van de deliverable	Einddatum
Nota over de opvallende evoluties op de Belgische groothandelsmarkten voor elektriciteit en aardgas in 2024	In deze nota analyseert de CREG de meest opvallende evoluties van het afgelopen jaar op de Belgische groothandelsmarkten voor elektriciteit en aardgas.	Q1
Semestriële analyse van de evolutie van de elektriciteits- en aardgasprijzen op totaal-factuurniveau voor een huishouden en een kmo in België in vergelijking met de buurlanden	De databanken van internationale prijzen vormen de basis voor deze analyse.	Q2-Q4
Studie van de verschillende componenten van de kosten van de elektriciteits- en aardgasfactuur, inclusief een vergelijking met de buurlanden (in samenwerking met de Brusselse en Vlaamse gewestregulatoren).	In het kader van de energienorm publiceert de CREG uiterlijk op 15 mei van ieder jaar een studie over de verschillende kostencomponenten van de elektriciteits- en aardgasfactuur, die minstens een vergelijking met de buurlanden bevat. Zij voert deze opdracht, indien mogelijk, uit in samenwerking met de gewestelijke energieregulatoren.	Q2
Warmtepompstudie	In het kader van de warmtepompnorm publiceert de CREG elk jaar, uiterlijk op 15 mei, een analyse over de verhouding tussen	Q2

	de kostprijs van verwarming met een warmtepomp en andere duurzame technologieën en de kostprijs van de verwarming met fossiele brandstoffen (aardgas, stookolie, propaan in bulk en steenkool), als onderdeel van de studie voor de energienorm.	
Advies over de energienorm en de warmtepompnorm	Uiterlijk op 1 juli van hetzelfde jaar, en na het inwinnen van het advies van de Adviesraad Gas en Elektriciteit en de Centrale Raad voor het Bedrijfsleven, geeft de CREG een advies aan de minister van Energie met aanbevelingen voor maatregelen ter vrijwaring en bevordering van de rendabiliteit van duurzame technologieën, met inbegrip van warmtepompen. Die aanbevelingen slaan op de kostencomponenten van de energiefactuur, met name deze die onder de federale energiebevoegdheid vallen.	Q2
Raming van de behoeften van de fondsen Beschermde klanten elektriciteit en aardgas	Uiterlijk op 1 december bezorgt de CREG aan de minister van Energie de bedragen die nodig zijn voor de financiering van de fondsen Beschermde klanten elektriciteit en aardgas 2025.	Q4
Controle en goedkeuring van de vorderingen "sociale tarieven" elektriciteit, aardgas en warmte (voor "klassieke" en "RVT" beschermde klanten)	Jaarlijkse controle van de schuldvorderingen "sociaal tarief" ingediend door de leveranciers van elektriciteit, aardgas en/of warmte tegen 31 maart: verificatie, door middel van steekproeven, van de gedetailleerde berekeningen van het bedrag van de schuldvordering (verschil tussen sociaal tarief en referentieprijs), het statuut van de klanten (verificatie met de FOD Economie), de facturen tegen het sociaal tarief en, voor "RVT"-schuldvorderingen, de aftrek van de door de leveranciers ontvangen voorschotten. Dit proces loopt elk jaar van 31 maart tot 30 september. Wat de beschermde klanten "RVT" betreft, worden de laatste schuldvorderingen verwacht tegen 31 maart 2025.	Q2-Q3
Controle van de tarieven van gedropte klanten voor elektriciteit en aardgas die zijn berekend door de DNB's op basis van de gegevens die zijn verstrekt door de CREG voor elk kwartaal	Elk kwartaal controleert de CREG de berekening van de tarieven voor gedropte klanten die is verricht door elke DNB. De CREG informeert de DNB's over de best verkopende commerciële tarieven met variabele prijs, waarmee ze rekening moeten houden in hun berekeningen. De DNB's moeten dan hun aankooprijzen voor elektriciteit en aardgas meedelen, evenals	Per kwartaal

	de marktaandelen van de leveranciers die in hun zone actief zijn.	
Berekening en publicatie van de sociale tarieven voor elektriciteit, aardgas en warmte voor elk kwartaal en opstellen van een nota hierover	Elk kwartaal berekent de CREG de sociale tarieven voor elektriciteit en aardgas, en het sociaal tarief voor warmte. Vervolgens publiceert ze deze tarieven op haar website en gaat ze over tot de publicatie ervan in het Belgisch Staatsblad. Omwille van de transparantie publiceert de CREG ook elk kwartaal een nota waarin de berekening van deze tarieven gedetailleerd wordt weergegeven.	Per kwartaal
Berekening en publicatie van de referentie-energiecomponenten voor elektriciteit, aardgas en warmte voor elke maand, en opstelling van een kwartaalnota over de kosten van de oude en nieuwe berekeningsmethoden	Sinds het 2de kwartaal van 2023 moet de CREG de referentie-energiecomponenten maandelijks berekenen en publiceren. Tegelijkertijd publiceert de CREG elk kwartaal een nota waarin de berekening van deze componenten gedetailleerd wordt beschreven en waarin de kosten van de toepassing van de oude berekeningsmethode (van kracht tussen Q2 2021 en Q1 2023) worden vergeleken met de nieuwe methode (van kracht sinds Q2 2023).	Maandelijks (berekening en publicatie) Per kwartaal (nota)
Monitoringverslag betreffende de uitbreiding van de toepassing van de sociale tarieven voor elektriciteit en aardgas voor de rechthebbenden van de verhoogde tegemoetkoming	Sinds de invoering van de tijdelijke maatregel om het sociaal tarief uit te breiden naar RVT's, is de CREG verplicht om jaarlijks een monitoringverslag te publiceren over de middelen die nodig zijn voor deze uitbreiding. Deze uitbreiding liep af op 1 juli 2023 en de laatste RVT-schuldvorderingen zullen in 2025 worden verwerkt. De CREG zal daarom haar laatste monitoringverslag over de uitbreiding naar RVT's eind 2025 publiceren.	Q4
Driemaandelijkse berekening van de bedragen van de sociaaltariefpremies elektriciteit, aardgas en warmte, die in werking traden op 1 juli 2024	De sociaaltariefpremies voor elektriciteit, gas en warmte zijn driemaandelijkse forfaitaire premies die werden ingevoerd door de wet van 15 mei 2024. De CREG is verantwoordelijk voor de berekening van deze bedragen op basis van het koninklijk besluit van 11 juli 2024 en dit binnen 15 dagen na het einde van elk kwartaal.	Per kwartaal
Jaarlijks monitoringverslag over de middelen die nodig zijn voor de toekenning van de sociaaltariefpremies voor elektriciteit, aardgas en warmte	De CREG is belast met de voortdurende monitoring van de middelen die nodig zijn voor de toekenning van de sociaaltariefpremies voor elektriciteit, aardgas en warmte, en voor de indiening van een jaarverslag bij de ministers van Economie, Energie en Begroting, en dit ten laatste op 1 maart van elk jaar.	Q1

Regularisatie, samen met de distributienetbeheerders, van de saldi 2024 van de federale bijdrage elektriciteit 2021	Regularisatie, samen met de DNB's, van hun in 2024 te veel of te weinig betaalde federale bijdrage voor de hoeveelheden die ten laatste op 31 december 2021 werden geleverd.	2025 (bij de afsluiting van de rekeningen van de DNB's)
Opvolging en voortzetting van de werkzaamheden van de werkgroep "Energiearmoede", in samenwerking met de FOD Economie, op basis van de door de bevoegde ministers bepaalde richtlijnen	De CREG zal de werkzaamheden van de werkgroep "Energiearmoede", die eind 2020 op haar initiatief en in samenwerking met de FOD Economie werd opgericht, verder opvolgen en voortzetten.	<i>Ad hoc</i>

BEVORDEREN VAN DE SAMENWERKING MET OVERHEDEN EN ANDERE INSTANTIES IN BELGIË

Titel van de deliverable	Beschrijving van de deliverable	Einddatum
Verzending van de klachten-statistieken van de CREG naar de FOE	Elk jaar maakt de CREG haar statistieken van de klachten van het voorbij jaar over aan de federale ombudsdienst voor Energie, die een jaarlijkse rapportageverplichting heeft aan de Europese Commissie.	Q1
Jaarlijks activiteitenverslag en vergelijkend verslag van de doelstellingen en verwezenlijkingen van de CREG	Jaarlijks maakt de CREG voor 1 mei aan de Kamer van Volksvertegenwoordigers haar jaarlijks activiteitenverslag van het afgelopen jaar en het vergelijkend verslag tussen de in de algemene beleidsnota geformuleerde doelstellingen en hun daadwerkelijke uitvoering, over.	Q2
Opstelling en kennisgeving van het Nationaal Rapport van België	Jaarlijks maakt de CREG een rapport over haar activiteiten en de uitvoering van haar taken over aan de Europese commissie en ACER, met inbegrip van de genomen maatregelen en de behaalde resultaten voor elk van de taken die zij moet uitvoeren. De gewestelijke regulatoren geven ook hun bijdragen door voor de delen die hen aangaan.	Q3
Publicatie van het gezamenlijk verslag (vanwege Forbeg) betreffende de ontwikkeling van de gas- en elektriciteitsmarkten in België	Zoals afgesproken binnen Forbeg, worden elk jaar (vóór 15 juli) in de werkgroep "Informatie-uitwisseling" de geaggregeerde marktaandeelen van de gas- en elektriciteitsleveranciers voor gans België in kaart gebracht.	Q3
Opstelling en kennisgeving van de algemene beleidsnota voor 2026 aan de Kamer van Volksvertegenwoordigers	Vóór 30 oktober 2025 dient de CREG de beleidsnota 2026, die de begroting 2026 vergezelt, ter goedkeuring aan de Kamer van Volksvertegenwoordigers voor te leggen.	Q4
Opstelling en presentatie van de begroting voor het jaar 2026 aan de Kamer van Volksvertegenwoordigers	De CREG zal haar ontwerp van begroting voor het jaar 2026 opstellen en toelichten tijdens een hoorzitting aan de Commissie	Q4

	Energie, Leefmilieu en Klimaat van het federaal Parlement.	
Bijdragen leveren aan vragenlijsten en publicaties gelinkt aan verschillende initiatieven van ACER en de CEER	Jaarlijks geeft de CREG input op de door CEER en ACER uitgestuurde vragenlijsten. Het betreft vragen over een amalgaam aan onderwerpen die ofwel recurrent zijn van aard, voor algemene opvolging, ofwel heel specifiek zijn met als uiteindelijk doel de publicatie van een rapport of studie.	2025
Deelname aan vergaderingen tussen de CREG en de FSMA, de NBB, het BIPT, de BMA en de GBA over overkoepelende thema's van de regulatoren evenals aan de juridische werkgroep die is opgericht tussen deze regulatoren	In uitoefening van haar wettelijke toezicht- en controleopdrachten, zal de CREG actief blijven samenwerken met onder meer de FSMA, de NBB, het BIPT, de BMA en de GBA. Ook het intersectoraal regulatorenoverleg zal in 2025 verder worden gezet.	2025
Organisatie van overlegvergadering(en) met BMA (minstens eenmaal per jaar)	De CREG zal zoals wettelijk voorzien de jaarlijkse vergadering met de BMA met het oog op overleg en algemene informatie-uitwisseling organiseren.	2025
Planning en organisatie van de Forbeg-werkgroep "Informatie-uitwisseling"	Ook in 2025 zal de CREG het voorzitterschap van de Forbeg werkgroep "Informatie-uitwisseling" opnemen en staat zij derhalve in voor de coördinatie en organisatie van deze werkgroep.	2025
Planning en organisatie van de Forbeg-werkgroep "SPOC Europa"	Ook in 2025 zal de CREG het voorzitterschap van de Forbeg werkgroep "SPOC Europa" opnemen en staat zij derhalve in voor de coördinatie en organisatie van deze werkgroep. Deze werkgroep officialiseert de formele samenwerking tussen de energieregulatoren in België voor wat de Europese aangelegenheden betreft.	2025
Planning en organisatie van de Forbeg-werkgroep "Distributiesystemen"	De CREG zal de Forbeg-werkgroep "Distributiesystemen" organiseren, coördineren en opvolgen, in nauwe samenwerking met de gewestelijke regulatoren. Deze werkgroep behandelt potentiële ontwikkelingen en evoluties op het gebied van de energiedistributie, hun gevolgen voor het regelgevend kader en thema's die verband houden met de activiteiten van de distributienetbeheerders, namelijk de kwaliteit van de elektriciteits- en aardgasvoorziening, cybersecurity, slimme netten, de distributietarieven en de flexibiliteit.	2025
Voorstellen en adviezen in verband met dossiers inzake vergunningen voor de levering van elektriciteit en aardgas	Elke vergunningsaanvraag voor de levering van elektriciteit en aardgas wordt door de aanvrager ingediend bij de CREG, die het dossier onderzoekt en een voorstel	2025

	(elektriciteit) of een advies (gas) voorlegt aan de minister van Energie.	
Adviezen over de aanvragen voor productie- en opslagvergunningen voor elektriciteit	De oprichting en exploitatie van nieuwe installaties voor elektriciteitsproductie > 25 MW, evenals nieuwe grote energieopslaginstallaties, de herziening, hernieuwing, verwerping, overdracht en elke andere wijziging van een individuele vergunning zijn onderworpen aan de voorafgaande toekenning van een individuele vergunning afgeleverd door de minister van Energie na advies van de CREG.	2025
Adviezen over ontwerpen van koninklijk besluit betreffende de voorwaarden voor het toekennen van vergunningen voor levering van elektriciteit en aardgas	Na een aantal vergaderingen en informatie-uitwisselingen met de AD Energie om de huidige koninklijke besluiten betreffende de levering, die respectievelijk dateren van 2001 en 2003, in overeenstemming te brengen met de vigerende Belgische en Europese wetgeving, sommige bepalingen te verduidelijken om rekening te houden met de ervaring op het terrein en een grotere harmonisatie van de teksten te bereiken, verwacht de CREG een advies te moeten uitbrengen over twee ontwerpen tot wijziging van koninklijke besluiten.	2025
Samenwerking met universiteiten en hogescholen	De CREG blijft samenwerken met universiteiten en hogescholen door o.m. het organiseren van of het participeren in colloquia betreffende energiematerialen, deelnemen (op verzoek) aan wetenschappelijke activiteiten,...	2025
De "CREG-prijs" organiseren voor twee eindwerken die verband houden met de energiesector	De CREG reikt ook in 2025 haar CREG-prijs uit. Deze prijs voor de beste en meest vernieuwende masterscripties over de energiesector kent de CREG toe aan twee eindejaarsstudenten in een masteropleiding. De ene student komt uit een hogeschool of universiteit uit de Vlaamse Gemeenschap, de andere uit de Fédération Wallonie Bruxelles.	2025

SAMENWERKEN MET INSTANTIES OP EUROPEES EN INTERNATIONAAL NIVEAU

Titel van de deliverable	Beschrijving van de deliverable	Einddatum
Deelname aan de activiteiten van RegulaE.fr	Dit netwerk beoogt onder meer het bevorderen van de uitwisseling van informatie en goede praktijken inzake energieregulering, het faciliteren van technische samenwerking tussen regulatoren, het verzekeren van de coördinatie met internationale	2025

	opleidingsprogramma's en het aanmoedigen van samenwerking tussen haar leden. De CREG zal in 2025 haar deelname aan de activiteiten van dit netwerk voortzetten.	
Ondersteunen van de CEER en ACER in het kader van hun werking en de vertegenwoordiging van deze organisaties	Naast de sporadische ondersteuning voor het organiseren van een vergadering of workshop in de lokalen van de CREG, vertegenwoordigt de CREG vanuit de functie van het vicevoorzitterschap de CEER op externe evenementen.	2025
Het vicevoorzitterschap waarnemen van de CEER	De voorzitter van de CREG is als vicevoorzitter lid van de Board of Regulators die instaat voor het dagelijks bestuur van de organisatie.	2025
Het voorzitterschap waarnemen van het <i>Regulatory benchmark and legal Committee</i> (RBL) van de CEER en het medevoorzitterschap van het <i>Legal Expert Network</i> (LEN) van ACER	De voorzitter van de CREG is voorzitter van het RBL-comité binnen de CEER. De RBL houdt zich bezig met de uitvoering van juridische analyses, Europese benchmarking en monitoring van de regulatoren binnen de CEER. Daarnaast is de voorzitter van de CREG ook covoorzitter van de LEN bij ACER.	2025
Het vicevoorzitterschap waarnemen van de <i>Gas Working Group</i> (GWG) van de CEER en ACER	De CREG neemt het vicevoorzitterschap van de GWG waar, en dit zowel binnen de CEER als binnen ACER.	2025
Het voorzitterschap waarnemen van de <i>Balancing Task Force</i> van ACER	De CREG verzorgt het voorzitterschap van de <i>Balancing Task Force</i> binnen ACER die instaat voor de implementatie en monitoring van de netwerkcodeloos balancing.	2025
Het vicevoorzitterschap waarnemen van de <i>Liquefied Natural Gas Workstream</i>	In overeenstemming met het werkprogramma van de <i>Gas Working Group</i> van de CEER zal de <i>LNG Workstream</i> , waarvan de CREG co-voorzitter is, werken aan de LNG-aspecten van de implementatie van het <i>Gas Decarbonization Package</i> .	2025
Deelnemen aan het OESO Netwerk van Economische Regulatoren (NER)	De CREG is lid van NER binnen de OESO, waarin de positie van economische regulatoren binnen de verschillende nutssectoren zoals telecom, energie, water en spoorwegen, wordt opgevolgd. De NER behandelt de impact van nieuwe ontwikkelingen in de maatschappij, zoals de digitalisatie, op de werkzaamheden van een regulator.	2025
Het aanleveren van de Belgische bijdrage voor de monitoringrapporten betreffende de werking van de groot- en kleinhandelsmarkten voor elektriciteit en aardgas	De CREG verstrekt jaarlijks de op Belgisch niveau geaggregeerde indicatoren voor de Europese monitoring van de gas- en elektriciteitsmarkten, zowel met betrekking tot de groot- als tot de kleinhandelsmarkt.	2025

Organiseren, deelnemen aan en beheren van de door de CEER georganiseerde opleidingsactiviteiten	De CREG draagt bij tot de organisatie van trainingssessies bij de CEER training academie. Ze doet dit in de hoedanigheid van course-director, organisator, lesgever of deelnemer.	2025
Ingaan op raadplegingen en deelnemingsverzoeken van Europese instellingen	Naar analogie met de vragenlijsten van de CEER en ACER, beantwoordt de CREG tijdens het jaar vragenlijsten of onderzoeken die geïnitieerd zijn door een Europese instelling. Hoofdzakelijk betreffen het vragen die in opdracht van de Europese Commissie door een consultant gesteld worden in het kader van een studie of publicatie. Verder wordt ook input geleverd voor impact assessments die de basis vormen voor toekomstige regelgeving.	2025
Bijdragen en deelnemen aan de opvolging van de priority issues binnen de <i>European Policy Unit</i> (EPU) van CEER	De CREG is lid van de EPU binnen CEER. Deze volgt de evolutie op van nieuwe wetgeving binnen de Europese instellingen en verstrekt inhoudelijk advies aan deze instellingen.	2025
Deelnemen aan de vergaderingen van de <i>Electricity Coordination Group</i> en de <i>Gas Coordination Group</i>	De <i>Coordination Group</i> voor zowel gas als elektriciteit zijn fora voor de uitwisseling van informatie en de coördinatie van beleidsmaatregelen voor de bevoorradingszekerheid binnen de Europese Unie. Deze groepen geven invulling aan de plicht om grensoverschrijdend samen te werken om, in geval van crisis, de energie ter beschikking te hebben waar dit het meest nodig is. De groepen worden voorgezeten door de Europese Commissie. Lidstaten en energieregulators zijn vaste leden.	2025
Actief deelnemen aan de fora over gas, elektriciteit, consumenten en infrastructuur	Jaarlijks vinden er vier regulatoire fora plaats waaraan de CREG deelneemt. Deze fora geven een stand van zaken op Europees niveau.	2025
Opvolging en deelname aan discussiegroepen met de bevoegde overheden en collega-regulators om de regulatoire consequenties van de Brexit aan te pakken	Sinds het terugtreden van het Verenigd Koninkrijk (VK) uit de Europese Unie, verdient de relatie met OFGEM, en het VK, een specifieke vermelding. De uitwerking van de handelsovereenkomst met het VK is in handen van de Europese Commissie, maar de opvolging ervan gebeurt op nationaal niveau. Gelet op de interconnecties met het VK is dit een aandachtspunt voor de CREG.	2025
In voorkomend geval, marktmisbruik identificeren op basis van het toezicht	Bij het monitoren van de werking van de markt kan de CREG gedrag vaststellen dat in	2025

op tradingactiviteiten in groothandelsenergieproducten	sommige gevallen kan leiden tot vrees voor marktmisbruik.	
Deelname aan de <i>Task Force Infrastructure</i> van ACER	De CREG neemt deel aan de <i>Task Force Infrastructure</i> , die in 2025 onder meer de volgende activiteiten zal uitvoeren: adviezen over het TYNDP, verslag over het ITC-mechanisme, monitoringverslag over de PCI's en verslag over de tariefmethodologieën voor elektriciteits-transmissie en -distributie.	2025
Deelnemen aan de <i>Task Force Cybersecurity</i> van ACER	De CREG neemt deel aan de <i>Task Force Cybersecurity</i> , die bijdraagt aan de ontwikkeling van vele deliverables (verslagen, richtlijnen, adviezen, indicatoren, enz.) die ACER moet opstellen in het kader van de netwerkcode cybersecurity (NCCS).	2025
Deelnemen aan de <i>Task Force Adequacy & CRM</i> van ACER	De CREG neemt deel aan de <i>Task Force Adequacy & CRM</i> door een presentatie voor te bereiden van designelementen die specifiek zijn voor België voor de behandelde thema's en die verband houden met <i>adequacy (European Resource Adequacy Assessment (ERAA))</i> en het CRM-design.	2025
Deelnemen aan de CACM <i>Task Force</i> van ACER en zorgen voor de implementatie van de CACM-richtlijn via de goedgekeurde voorwaarden of methodologieën	De CREG neemt deel aan de CACM <i>Task Force</i> waarin de implementatie van de voorwaarden en methodologieën in het kader van de CACM Verordening tussen regulatoren wordt behandeld.	2025
Deelnemen aan de FCA <i>Task Force</i> van ACER en zorgen voor de implementatie van de FCA-richtlijn via de goedgekeurde voorwaarden of methodologieën	De CREG neemt deel aan de FCA <i>Task Force</i> waarin de implementatie van de voorwaarden en methodologieën in het kader van de FCA Verordening tussen regulatoren wordt behandeld.	2025
Bijdragen, in het kader van de herziening van de CACM-richtlijn, aan een aanbeveling met gemotiveerde wijzigingsvoorstellen	De CREG draagt bij aan de discussies omtrent de eventuele herziening van de CACM Verordening, op initiatief van de Europese Commissie.	Q1-Q4
Bijdragen, in het kader van de herziening van de FCA-richtlijn, aan een aanbeveling met gemotiveerde wijzigingsvoorstellen	De CREG draagt bij aan de discussies omtrent de eventuele herziening van de FCA Verordening, op initiatief van de Europese Commissie.	Q1-Q4
Deelnemen aan de <i>System Operations Task Force</i> van ACER en zorgen voor de implementatie van de SO-richtlijn via de goedgekeurde voorwaarden of methodologieën.	De CREG neemt deel aan de <i>SO Task Force</i> waarin de implementatie van de voorwaarden en methodologieën in het kader van de SO Verordening tussen regulatoren wordt behandeld.	2025
Deelnemen aan de <i>Balancing Task Force</i> van ACER en zorgen voor de implementatie van de EB-richtlijn via	De CREG neemt deel aan de <i>Balancing Task Force</i> waarin de implementatie van de voorwaarden en methodologieën in het	2025

de goedgekeurde voorwaarden of methodologieën.	kader van de <i>Balancing</i> Verordening tussen regulatoren wordt behandeld.	
Deelnemen aan de <i>Future Policy & Governance Task Force / Work Stream</i> van ACER en de CEER	De CREG neemt deel aan de <i>Future Policy & Governance Task Force / Work Stream</i> waarin een aantal dossiers met betrekking tot het (toekomstige) energiebeleid in Europa en het regulatorisch kader worden behandeld.	2025
Garanderen van de implementatie van de E&R-netwerkkode via de goedgekeurde voorwaarden of methodologieën	De CREG staat in voor de toepassing van de netwerkkode E&R in België en voert hiertoe de nodige activiteiten uit.	Q1-Q4
Bijdragen aan de implementatie van de RfG-, HVDC- en DCC-netwerkkodes (NC)	De CREG neemt deel aan de <i>SOGC Task Force</i> en de regionale overlegfora waarin de implementatie van de voorwaarden en methodologieën, volgend uit de RfG, HVDC en DCC Verordening, worden opgevolgd.	Q1-Q4
Bijdragen aan de deliverables van de <i>North Seas Energy Cooperation</i> (NSEC) van de Europese Commissie, op verzoek van de AD Energie	De CREG zal desgevallend bijdragen aan de deliverables van NSEC.	Q1-Q4
Zorgen voor de opvolging van de verordeningen en richtlijnen die de Europese Commissie in de toekomst zal ontwikkelen op het gebied van energie, in het bijzonder met betrekking tot de herziening van de gas- en elektriciteitsmarkt	Het gaat om een brede opvolging van nieuwe wetgeving in Europa, die het werkdomein bepaald van de CREG. Aangezien in 2024 pas nieuwe wetgeving, zoals het <i>Energy Market Design</i> pakket en het waterstof en koolstofneutraal gaspakket, werd gepubliceerd, zal 2025 voornamelijk in het teken staan van implementatie van deze wetgeving.	2025
Deelnemen aan de <i>Hydrogen Interconnections in Western Europe</i> (HI West) <i>Regional Group</i> van de Europese Commissie	De CREG neemt deel aan de regionale werkgroep HI West onder leiding van de Europese Commissie. Deze werkgroep evalueert 2-jaarlijks grensoverschrijdende waterstofprojecten die een status beogen van PCI en zo op de lijst verschijnen van Europese prioriteitsprojecten.	2025
Opvolgen van de initiatieven gericht op de bouw van nieuwe installaties die het aanbod van transmissiecapaciteit beïnvloeden	De CREG volgt op in welke mate Elia versterkingen en onderhoudswerken aan het transmissienetwerk uitvoert, en op welke manier deze werkzaamheden een positieve dan wel (tijdelijk) negatieve impact hebben op de (grensoverschrijdende) transmissiecapaciteit.	2025
Opvolgen van het ontwerp en de implementatie van het marktmodel voor het gebruik van de interconnecties met de buurlanden	De CREG is actief betrokken in de Europese en regionale overlegfora waarin de ontwikkeling en de implementatie van de verschillende	2025

	marktkoppelingsmechanismen worden vastgelegd.	
Toezicht houden op de naleving van de verplichting om de marktspelers een minimale interconnectiecapaciteit van 70% te bieden	De CREG beslist jaarlijks over de eventuele goedkeuringsaanvraag van Elia om tijdelijke afwijkingen van de 70%-regel (minimum interconnectiecapaciteit) toe te staan. De CREG publiceert ook jaarlijks een rapport waarin wordt geëvalueerd in welke mate deze regel en de eventuele derogatie worden nageleefd.	2025

WAARBORGEN VAN EEN ADEQUATE EN DOELTREFFENDE WERKING VAN DE NETTEN EN HUN BEHEERDER IN HET BELANG VAN HUN GEBRUIKERS

Titel van de deliverable	Beschrijving van de deliverable	Einddatum
Eensluitend advies binnen de dertig kalenderdagen na de kennisgeving van de benoeming van onafhankelijke bestuurders van de transmissienetbeheerders Elia en Fluxys en toezicht op de naleving van hun verplichtingen	De CREG moet een eensluitend advies uitbrengen over de onafhankelijkheid van de onafhankelijke bestuurders van de TNB. Bovendien is de CREG verantwoordelijk voor het toezicht op de naleving van de verplichtingen die van toepassing zijn op de onafhankelijke bestuurders, en dit gedurende hun hele mandaat. Dit betekent dat, wanneer de onafhankelijke bestuurders nieuwe mandaten krijgen tijdens hun mandaat binnen de TNB, de CREG een advies (brief) uitbrengt waarin ze onderzoekt of deze mandaten in overeenstemming zijn met de regels inzake onafhankelijkheid en <i>unbundling</i> .	2025
Brieven - adviezen met betrekking tot de niet-onafhankelijke bestuurders van de transmissienetbeheerders Elia en Fluxys	De CREG moet toezicht houden op de naleving van de verplichtingen inzake <i>unbundling</i> die van toepassing zijn op de transmissienetbeheerders. Wanneer niet-onafhankelijke bestuurders worden benoemd of nieuwe mandaten krijgen, stuurt de CREG haar analyse per brief naar de TNB.	2025
Brieven - adviezen met betrekking tot de leden van het dagelijks bestuur (Elia)	De CREG moet toezicht houden op de naleving van de wettelijke verplichtingen die van toepassing zijn op de leden van het dagelijks bestuur. Wanneer leden van het dagelijks bestuur worden benoemd of nieuwe mandaten krijgen, stuurt de CREG haar analyse door.	2025
Voortzetting van de werkzaamheden met betrekking tot de kwaliteit van de transparantiegegevens die door Elia worden gepubliceerd en opvolging van de stimulansen voor de kwaliteit	De CREG werkt aan de verbetering van de gegevens door de toepassing van de incentive <i>data quality</i> voort te zetten en ook door de uitvoering op te volgen van de incentive voor de beschikbaarheid van de	2025

van de gegevens en de publicatie van de gegevens die aan de markt worden verstrekt	gegevens op de markt (<i>data provision improvement</i>), die volgt op een vragenlijst die Elia in 2024 naar de marktspelers stuurde over hun tevredenheid over de tools die aan hen ter beschikking worden gesteld.	
Adviezen met betrekking tot de aanvragen voor het toekennen van de hoedanigheid van beheerder van een gesloten industrieel net (elektriciteit)	De CREG zal haar adviesbevoegdheid uitoefenen indien zij (via de AD Energie) aanvragen ontvangt voor het toekennen door de minister van Energie van de hoedanigheid van beheerder van een gesloten industrieel net voor het gedeelte uitgebaat op een nominale spanning hoger dan 70kV.	<i>Ad hoc</i>
Beslissingen over voorstellen tot het weigeren van toegang en het toekennen van een aansluiting met flexibele toegang op het transmissienet	De CREG zal haar beslissingsbevoegdheid uitoefenen indien zij voorstellen van de transmissienetbeheerder voor elektriciteit ontvangt voor het weigeren van (vaste) toegang en het toekennen van flexibele toegang, volgend op de uitvoering van een oriëntatiestudie of detailstudie aangevraagd door een (kandidaat-) transmissienetgebruiker.	<i>Ad hoc</i>
Beslissingen met betrekking tot de type-aansluitingsovereenkomst (elektriciteit)	De CREG zal haar beslissingsbevoegdheid uitoefenen indien zij voorstellen van de transmissienetbeheerder voor elektriciteit ontvangt voor wijziging van de type-aansluitingsovereenkomst.	<i>Ad hoc</i>
Beslissingen met betrekking tot de type-toegangsovereenkomst (elektriciteit)	De CREG zal haar beslissingsbevoegdheid uitoefenen indien zij voorstellen van de transmissienetbeheerder voor elektriciteit ontvangt voor wijziging van de type-toegangsovereenkomst.	<i>Ad hoc</i>
Beslissingen met betrekking tot de typeovereenkomst voor de balanceringsverantwoordelijke (elektriciteit)	De CREG zal haar beslissingsbevoegdheid uitoefenen indien zij voorstellen van de transmissienetbeheerder voor elektriciteit ontvangt voor wijziging van de type-overeenkomst voor de balanceringsverantwoordelijke.	<i>Ad hoc</i>
Beslissingen met betrekking tot de typeovereenkomsten voor de balanceringsdiensten (elektriciteit) en balanceringsregels	De CREG zal haar beslissingsbevoegdheid uitoefenen indien zij voorstellen van de transmissienetbeheerder voor elektriciteit ontvangt voor wijziging van de type-overeenkomsten voor de balanceringsdiensten (FCR, aFRR, mFRR) en voor wijziging van de balanceringsregels.	<i>Ad hoc</i>
Beslissingen met betrekking tot de typeovereenkomst en de aanbestedingsprocedures voor de blindvermogensdiensten (elektriciteit)	De CREG zal haar beslissingsbevoegdheid uitoefenen indien zij voorstellen van de transmissienetbeheerder voor elektriciteit ontvangt voor wijziging van de type-overeenkomst en van de	Q1

	aanbestedingsprocedures voor de blindvermogensdiensten. In navolging van de stimulans voor Elia in 2023 over de evaluatie en aanbevelingen voor design optimalisering van de blindvermogensdiensten, werkt Elia aan een voorstel voor wijziging van de type-overeenkomst en de aanbestedingsprocedures voor blindvermogensdiensten, waarvoor verwacht wordt dat de CREG een beslissing zal dienen te nemen in 2025.	
Beslissingen met betrekking tot de type-overeenkomst en de aanbestedingsprocedures voor de hersteldiensten (elektriciteit)	De CREG zal haar beslissingsbevoegdheid uitoefenen indien zij voorstellen van de transmissienetbeheerder voor elektriciteit ontvangt voor wijziging van de type-overeenkomst en van de aanbestedingsprocedures voor de hersteldiensten.	<i>Ad hoc</i>
Beslissingen met betrekking tot de type-overeenkomst voor de programma-agent, de type-overeenkomst voor de type-overeenkomst voor de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning en regels voor coördinatie en congestiebeheer	De CREG zal haar beslissingsbevoegdheid uitoefenen indien zij voorstellen van de transmissienetbeheerder voor elektriciteit ontvangt voor wijziging van de type-overeenkomst voor de programma-agent, wijziging van de type-overeenkomst voor de verantwoordelijke voor de niet-beschikbaarheidsplanning en wijziging van de regels voor coördinatie en congestiebeheer.	<i>Ad hoc</i>
Beslissingen met betrekking tot de samenwerking met beheerders van een openbaar distributienet evenals het akkoord bedoeld in artikel 40, §7, van de Europese SOGL-richtlijn (elektriciteit)	De CREG zal haar beslissingsbevoegdheid uitoefenen indien zij voorstellen van de transmissienetbeheerder voor elektriciteit ontvangt voor wijziging van de samenwerkingsovereenkomst.	<i>Ad hoc</i>
Vorbereiden van het advies over het Federaal Ontwikkelingsplan voor de periode 2028-2038	Het ontwerp van federaal ontwikkelingsplan voor de elektriciteitstransmissie voor de periode 2028-2038 zal in de loop van 2026 door Elia voor advies aan de CREG worden voorgelegd. In 2025 zal de CREG echter al overleg plegen met Elia en de andere stakeholders over de methodologie en de hypothesen van het ontwerpplan.	Q3-Q4
Toezicht en besluiten met betrekking tot de implementering van de regionale mechanismen voor gecoördineerde berekening van capaciteiten op <i>day-ahead</i> en <i>intraday</i> (elektriciteit)	De CREG volgt, in samenwerking met de andere regulerende instanties van de Core capaciteitsberekeningsregio, de ontwikkeling en de implementatie van de regionale capaciteitsberekeningsmethodologieën (o.a. <i>Core day-ahead flowbased market coupling</i>) op.	<i>Ad hoc</i>
Beslissingen betreffende de gecoördineerde implementatie (op	De verordeningen CACM, FCA, EB en SO voorzien de goedkeuring van een aanzienlijk	<i>Ad hoc</i>

Europees of regionaal niveau) van de CACM-, FCA-, EB- en SO-verordeningen	aantal voorwaarden en methodologieën. Deze nationale beslissing gebeurt na indiening van een goedkeuringsaanvraag door Elia of één of meerdere NEMO's, en volgt uit een gezamenlijke goedkeuring door regulerende instanties op Europees of regionaal niveau.	
Tenuitvoerlegging van artikel 27 van de Richtlijn betreffende energie-efficiëntie en de toepassing ervan op de transmissietarieven en de incentives	De CREG zal toezien op de omzetting van artikel 27 van de Richtlijn betreffende energie-efficiëntie. Dit artikel is gericht op het bevorderen van de energie-efficiëntie bij de omzetting, de transmissie en de distributie van energie. In deze context zal de CREG een cruciale rol spelen in het bevorderen van de energie-efficiëntie in de energiesector en zal ze in haar beslissingen het 'energie-efficiëntie eerst'-beginsel moeten toepassen.	2025

ONTWIKKELEN VAN NETWERKCODES EN CONTROLE VAN HUN CORRECTE TOEPASSING

Titel van de deliverable	Beschrijving van de deliverable	Einddatum
Actief deelnemen aan het bijwerken van de gegevens voor België en de aanbevelingen van ACER in zijn verslag over de tariefmethodologieën voor de transmissie en distributie van elektriciteit in Europa	ACER publiceert, minstens om de twee jaar, een verslag over de beste praktijken inzake tariefmethodologieën voor de transmissie en distributie van elektriciteit in Europa, met als doel de transparantie en de vergelijkbaarheid van de tarieven te verbeteren. In dit verslag worden de methoden onderzocht die in de EU-lidstaten en in Noorwegen worden gebruikt. Voor de volgende editie, gepland voor eind 2024/begin 2025, zal de CREG, in samenwerking met de gewestelijke regulatoren, de gegevens voor België actualiseren en meewerken aan de actualisering van de aanbevelingen.	2025
Talrijke beslissingen van de CREG, in voorkomend geval gecoördineerd met andere Europese en regionale regulatoren (<i>Core</i>), over de netwerkkodes CACM, FCA, <i>Balancing</i> , <i>Grid Connection</i> en <i>System Operations</i> en verordening 2019/943	De CREG is actief betrokken in de Europese en regionale overlegfora waarin de ontwikkeling en de implementatie van de verschillende voorwaarden en methodologieën volgend uit de CACM, FCA, EB en SO Verordeningen worden opgevolgd.	2025 (afhankelijk van de timing gedefinieerd door de netwerkkodes)
Opvolging van de implementatie NC CAM, NC BAL, NC INT en CMP via de jaarlijkse publicatie van vier rapporten binnen de WG van ACER.	De CREG is actief betrokken in de Europese en regionale overlegfora waarin de ontwikkeling en de implementatie van de verschillende voorwaarden en	2025

Actieve bijdrage van de CREG aan het opstellen van deze rapporten	methodologieën volgend uit de CAM, BAL, INT en CMP Verordeningen worden opgevolgd.	
Beslissing omtrent de aanpassingen van de belangrijkste voorwaarden van Fluxys Belgium (vervoer en opslag), Fluxys LNG, Balansys en Interconnector	De CREG zal haar beslissingsbevoegdheid uitoefenen als ze een aanpassings-aanvraag ontvangt van Fluxys Belgium en Fluxys LNG.	2025
Advies over een aanpassing van het technisch reglement (elektriciteit)	De CREG zal haar adviesbevoegdheid uitoefenen indien zij aanvragen ontvangt voor de wijziging van het technisch reglement.	<i>Ad hoc</i>
Beslissing over de wijziging van de gedragscode (elektriciteit)	De CREG zal haar beslissingsbevoegdheid uitoefenen indien zij uit eigen initiatief een wijziging van de gedragscode elektriciteit nodig acht of wanneer zij een voorstel voor wijziging van de gedragscode elektriciteit ontvangt van de transmissienetbeheerder. Een wijziging van de aansluitingsprocedures en -voorwaarden (specifiek met betrekking tot aansluitingsstudies, capaciteitsreservering en aansluiting met flexibele toegang) is voorzien ten laatste in het eerste trimester van 2025.	Q1 + <i>Ad hoc</i>
Beslissing over de wijziging van de gedragscode (gas)	De CREG zal haar beslissingsbevoegdheid uitoefenen indien zij uit eigen initiatief een wijziging van de gedragscode gas nodig acht of wanneer zij een voorstel voor wijziging van de gedragscode gas ontvangt van de vervoersnetbeheerder.	<i>Ad hoc</i>
Vergelijkende analyse van cybersecuritycontroles in het kader van de netwerkcode cybersecurity (NCCS)	De CREG moet uiterlijk op 13 juni 2026 een vergelijkende analyse van de cybersecuritycontroles uitvoeren om te bepalen of de huidige investeringen in cybersecurity: 1. de risico's die een impact hebben op grensoverschrijdende elektriciteitsstromen beperken; 2. de gewenste resultaten opleveren en zorgen voor efficiëntiewinsten bij de ontwikkeling van elektrische systemen; 3. efficiënt zijn en geïntegreerd zijn in alle overheidsopdrachten van activa en diensten. Deze analyse zal reeds aangevat worden in 2025.	2025

FASTSTELLEN VAN DE NETTARIEVEN (EX ANTE EN EX POST)

Titel van de deliverable	Beschrijving van de deliverable	Einddatum
Vaststellen van een nieuwe waarde voor de kleine aanpassing en/of het herbalanceringsstarief van Balansys	De CREG keurt de balanceringsstarieven goed op voorstel van de gemeenschappelijke onderneming.	Q1
Controle van het tariefverslag van Elia voor 2024 (<i>ex post</i>)	De CREG gaat na of het tariefverslag van de elektriciteitstransmissienetbeheerder in overeenstemming is met de bepalingen van de tariefmethodologie. De CREG bepaalt de saldi voor het boekjaar 2024 en de evolutie van de regularisatierekeningen.	Q2
Opvolging en analyse van projecten in 2025 van Elia in het kader van de stimulans ter bevordering van het systeemevenwicht zoals bedoeld in artikel 27 (discretionaire stimulans) van de tariefmethodologie	De CREG zal de voortgang van de projecten bewaken en controleren of de verschillende deliverables op tijd worden geleverd voor elk van de projecten die onder de stimulans vallen.	Q1-Q4
Opvolging en analyse van projecten in 2025 van Elia in het kader van de stimulans voor de innovatie zoals bedoeld in artikel 26, §2 van de tariefmethodologie	De CREG zal de voortgang van de projecten bewaken en controleren of de verschillende deliverables op tijd worden geleverd voor elk van de projecten die onder de stimulans vallen.	Q1-Q4
Beslissing met betrekking tot de vaststelling van de te verwezenlijken doelstellingen in 2026 in het kader van de stimulans ter bevordering van het systeemevenwicht zoals bedoeld in artikel 27 (discretionaire stimulans) van de tariefmethodologie	De CREG zal een beslissing nemen over de projecten die Elia in 2026 zal uitvoeren in het kader van de stimulans ter bevordering van het systeemevenwicht. Deze beslissing zal worden voorafgegaan door overlegvergaderingen met Elia en de stakeholders, evenals een openbare raadpleging.	Q2
Beslissing met betrekking tot het innovatieplan voor 2026 en vaststelling van de te bereiken doelstellingen in het kader van de stimulans voor de innovatie zoals bedoeld in artikel 26, §2 van de tariefmethodologie	De CREG zal een beslissing nemen over de projecten die Elia in 2026 zal uitvoeren in het kader van de stimulans voor de innovatie. Deze beslissing zal worden voorafgegaan door overlegvergaderingen met Elia en de stakeholders, evenals een openbare raadpleging.	Q2-Q3
Controle van de tariefverslagen voor 2024, met inbegrip van de beslissing over de saldi van Fluxys Belgium	De CREG gaat na of het tariefverslag van de beheerder van het aardgasvervoersnet en de beheerder van de opslaginstallatie voor aardgas in overeenstemming is met de bepalingen van de tariefmethodologie. De CREG bepaalt de saldi voor het boekjaar 2024 en de evolutie van de regularisatierekeningen.	Q2

Controle van het tariefverslag voor 2024, met inbegrip van de beslissing over de saldi van Fluxys LNG	De CREG gaat na of het tariefverslag van de beheerder van de LNG-installatie in overeenstemming is met de bepalingen van de tariefmethodologie. De CREG bepaalt de saldi voor het boekjaar 2024 en de evolutie van de regularisatierekeningen.	Q2
Controle van het tariefverslag voor 2024, met inbegrip van de beslissing over de saldi van Interconnector	De CREG gaat na of het tariefverslag van de beheerder van een interconnectie in overeenstemming is met de bepalingen van de tariefmethodologie. De CREG bepaalt de saldi voor het boekjaar 2024 en de evolutie van de regularisatierekeningen.	Q2
Opstelling van de volgende tariefmethodologie (elektriciteit)	In 2025 start het overleg tussen Elia en de CREG om de tariefmethodologie voor de periode 2028-2031 op te stellen.	Q4
Opstelling van de volgende tariefmethodologie (gas)	In 2025 start het overleg tussen de CREG enerzijds en Fluxys Belgium en Fluxys LNG anderzijds om de tariefmethodologie voor de periode 2028-2031 op te stellen. Hierbij zullen ook de marktspelers worden geraadpleegd vanaf Q4 2025.	Q4
Beslissing over een geactualiseerd tariefvoorstel, in voorkomend geval na de inwerkingtreding van de nieuwe Europese Gasverordening	De CREG zal haar beslissingsbevoegdheid uitoefenen indien zij uit eigen initiatief een wijziging van het tariefvoorstel gas nodig acht of wanneer zij een voorstel voor wijziging ontvangt van de vervoersnetbeheerder.	Q4
Verhogen van de transparantie met betrekking tot de tariefmethodologie (aardgas) na de inwerkingtreding van de nieuwe Europese Gasverordening	De CREG zal Fluxys Belgium vragen een bijlage te publiceren over de methodologie, parameters en waarden om het toegestane totaal inkomen te berekenen.	Q4
Verhogen van de transparantie met betrekking tot de tarieven (aardgas) na de inwerkingtreding van de nieuwe Europese Gasverordening	De CREG zal de lange termijn evolutie van de aardgasvervoersnettarieven evalueren, indien mogelijk tot 2050.	Q4
Verzoek tot ontheffing aangaande Interconnector Ltd.	De CREG kan de Europese Commissie verzoeken de Europese netwerk codes in Zeebrugge niet langer toepasselijk te verklaren op Interconnector Ltd.	Q2
Beslissing over het voorstel van Elia over de waarden van de tarieven van de openbare dienstverplichtingen (ODV) en toeslagen voor 2026	De CREG zal haar beslissingsbevoegdheid uitoefenen als ze een voorstel ontvangt van de transmissienetbeheerder om de waarden van de tarieven van de openbare dienstverplichtingen (ODV) en de toeslagen voor 2026 te wijzigen.	<i>Ad hoc</i>

ONTWIKKELING EN OMKADERING VAN DE MARKTEN VAN DE ONDERSTEUNENDE DIENSTEN (ELEKTRICITEIT)

Titel van de deliverable	Beschrijving van de deliverable	Einddatum
Verslag <i>ex post</i> aan ACER over het gebruik van de congestie-inkomsten van de netbeheerder van het jaar 2024	Op basis van de verslagen van Elia over het effectieve gebruik van de congestierentes voor de prioritaire doelstellingen bepaald door ACER, zal de CREG tegen 1 maart 2025 een verslag voorleggen aan ACER. De verslagen van Elia worden opgesteld in toepassing van de Guidance van de CREG van 24 juni 2021.	Q1
Beslissing over het voorstel van Elia over het gebruik van de congestie-inkomsten in 2026	In toepassing van verordening 2019/943 zal de CREG erop toezien dat de prioritaire doelstellingen en de methodologie die ACER heeft bepaald voor het gebruik van de congestierentes, worden nageleefd. Het voorstel van Elia wordt ingediend in toepassing van de Guidance van de CREG van 24 juni 2021.	Q1
Verslag over de beoordeling van de blindvermogensdiensten en, indien van toepassing, beslissing over een afwijking van de toepassing van de beginselen betreffende de op de markt gebaseerde verstrekking van diensten	De CREG zal een evaluatieverslag opstellen en publiceren over de aanbidding van blindvermogensdiensten. Indien de CREG op basis van dit evaluatieverslag tot het oordeel komt dat een markt gebaseerde verstrekking van de blindvermogensdiensten niet in overeenstemming is met de voorwaarden voor de verstrekking van ondersteunende diensten, zal zij een beslissing nemen om een afwijking van deze beginselen toe te staan.	Q1-Q2
Desgevallend, verslag over de offertes voor de <i>black-start</i> dienst vanaf 2027	In het kader van de aanbestedingsprocedure die Elia midden 2024 startte, zal de CREG in 2025 het al dan niet manifest onredelijke karakter evalueren van de prijs van de offertes voor de levering van de dienst (vanaf 2027). Indien nodig zal de CREG overeenkomstig de geldende bepalingen beslissingen opstellen die een openbare dienstverplichting opleggen aan een aanbieder van de <i>black-start</i> diensten.	Q2
Verslag over de beoordeling van de hersteldiensten (<i>black-start</i>) en, desgevallend, beslissing over een afwijking van de toepassing van de beginselen betreffende de op de	De CREG zal een evaluatieverslag opstellen en publiceren over de aanbidding van hersteldiensten (<i>black-start</i>) en, indien de CREG op basis van dit evaluatieverslag tot het oordeel komt dat een marktgebaseerde verstrekking van de	Q1-Q2

markt gebaseerde verstrekking van diensten	hersteldiensten niet in overeenstemming is met de voorwaarden voor de verstrekking van ondersteunende diensten, zal de CREG een beslissing nemen om een afwijking van deze beginselen toe te staan.	
Beslissing omtrent de vraag tot goedkeuring van de evaluatiemethode voor en de bepaling van het vermogen van de FCR-, aFRR- en mFRR-reserve of het equivalent ervan als gevolg van nieuwe Europese netwerkcodes	De CREG evalueert de methode ter bepaling van de reserves die Elia krachtens artikel 32(1) van de EB GL moet aanleggen. De methode moet voldoen aan de bepalingen in artikel 157 van de EB GL.	<i>Ad hoc</i> (hangt af van de datum van indiening door Elia)
Beslissing over de balanceringscapaciteit die moet worden gereserveerd bij leveranciers van balanceringsdiensten	De CREG evalueert de methode ter bepaling van de balanceringscapaciteit die Elia krachtens artikel 32(1)(a) van de EB GL moet aankopen, conform artikel 213 van de CREG gedragscode.	<i>Ad hoc</i> (hangt af van de datum van indiening door Elia)
Beslissingen over de werkingsregels van de balanceringsmarkt, inclusief die met betrekking tot de nadere regels en voorwaarden voor de levering van balanceringsdiensten	De CREG evalueert de methodologieën en voorwaarden voor BSP om deel te nemen aan de verschillende balanceringsenergiemarkten, conform artikel 18 van de EB GL.	<i>Ad hoc</i> ¹³
Beslissing over de balanceringsregels	De CREG evalueert, conform artikel 212 van de CREG gedragscode en op voorstel van Elia, de lijst van middelen die de transmissienetbeheerder ter beschikking heeft en de gedetailleerde modaliteiten op grond waarvan hij deze gebruikt, de mogelijke impact ervan op de onbalansprijs, de modaliteiten voor de publicatie van relevante informatie en de modaliteiten voor toezicht op de werking van de balanceringsmarkt en rapporten voor de CREG.	<i>Ad hoc</i>
Beslissing over de nadere regels en voorwaarden van toepassing op de balanceringsverantwoordelijken	De CREG evalueert de methodologieën en voorwaarden voor BRPs, conform artikel 18 van de EB GL.	<i>Ad hoc</i> ¹⁴

REGULEREN VAN DE WATERSTOFMARKT

Titel van de deliverable	Beschrijving van de deliverable	Einddatum
Voorstel betreffende het verlenen van een waterstofvervoersvergunning voor de uitbreiding van bestaande waterstofnetten	De CREG kan voorstellen een waterstofvervoersvergunning te verlenen voor de uitbreiding van bestaande waterstofvervoersnetten.	<i>Ad hoc</i>

¹³ Waarschijnlijk verschillende beslissingen tijdens het jaar, waarvan de data afhangen van de data waarop Elia de voorstellen indient.

¹⁴ Een beslissing zal waarschijnlijk worden genomen na de aansluiting op de Europese MARI- en PICASSO-platforms in 2024.

Advies over het koninklijk besluit betreffende het verlenen van een waterstofvervoersvergunning voor de uitbreiding van bestaande waterstofnetten	De CREG brengt op verzoek van de AD Energie binnen een termijn van 40 kalenderdagen een advies uit over de criteria en de vereenvoudigde procedure voor het verlenen van een waterstofvervoersvergunning aan de beheerder van het waterstofvervoersnet in geval van overname van de exploitatie of eigendom van pijpleidingen waarvoor er al een geldige vervoersvergunning bestaat.	<i>Ad hoc</i>
Advies over het netontwikkelingsplan	De CREG zal een advies uitbrengen over het plan van de waterstofvervoersnetbeheerder voor de ontwikkeling van het waterstofvervoersnet, opgesteld in samenwerking met de AD Energie en het Federaal Planbureau.	<i>Ad hoc</i>
Vaststellen van een marktmodel	In samenwerking met Fluxys hydrogen NV zal de CREG een flexibel en evolutief marktmodel opstellen om rekening te houden met de huidige en toekomstige toestand van de waterstofmarkt.	2025
Vaststellen van een gedragscode betreffende toegang en standaardcontracten	De CREG keurt een gedragscode inzake nettoegang goed op basis van een ontwerp aangeleverd door de vervoersnetbeheerder.	2025
Vaststelling van de tariefmethodologie	De CREG zal de tariefmethodologie uitwerken voor de bepaling van de tarieven die van toepassing zijn op het waterstofvervoersnet na de markt te hebben geraadpleegd.	2025
Goedkeuring van de tarieven	De CREG zal nagaan of het tariefvoorstel in overeenstemming is met de tariefmethodologie en resulteert in tarieven die de kosten weerspiegelen, objectief, evenredig, transparant en niet-discriminerend zijn en de beheerder van het waterstofvervoersnet een redelijke vergoeding opleveren.	2025
Advies over kwaliteitsnormen	Op verzoek van de AD Energie brengt de CREG binnen een termijn van 40 kalenderdagen een advies uit over de kwaliteitsnormen voor waterstof.	<i>Ad hoc</i>
Advies over aansluitingen en verbeteringen	Op verzoek van de AD Energie brengt de CREG binnen een termijn van 40 kalenderdagen een advies uit over de aansluitingen en verbeteringen van het waterstofvervoersnet.	<i>Ad hoc</i>
Advies over de subsidieaanvraag voor de ontwikkeling van een waterstofvervoersnet	De CREG brengt binnen een termijn van 40 kalenderdagen een advies uit aan de minister van Energie, die subsidies kan	<i>Ad hoc</i>

	toekennen aan de beheerder van het waterstofvervoersnet, op diens verzoek, voor de ontwikkeling van het waterstofvervoersnet.	
Vaststellen van het tijdstip en de overdracht van het bestaand waterstofnet	Als de eigenaar van een bestaand waterstofvervoersnet en de vervoersnetbeheerder het niet eens worden over het tijdstip en de voorwaarden voor de overdracht van de infrastructuur, bepaalt de CREG het tijdstip en de voorwaarden voor de overdracht binnen een redelijke termijn, na overleg met de AD Energie.	<i>Ad hoc</i>
Opvolging van de investeringen in de bestaande waterstofnetten	De CREG is bevoegd voor de beoordeling en controle van de investeringen in dit net, dat wordt beheerd door HNO, Fluxys hydrogen NV.	<i>Ad hoc</i>
Beslissing over de verdeling van de grensoverschrijdende kosten	De CREG en de betrokken regulerende instanties nemen, na raadpleging van de waterstoftransmissienetbeheerders, een gezamenlijk besluit over de verdeling van de investeringskosten die door elke waterstoftransmissienetbeheerder moeten worden gedragen voor het project.	<i>Ad hoc</i>
Vaststellen van een methodologie voor het berekenen van een billijke vergoeding	Om deze billijke vergoeding te berekenen, zal de CREG een methodologie opstellen die de toelaatbare inkomsten bepaalt die nodig zijn om de veiligheid en de kwaliteit van het net te garanderen, en die het break-evenpunt voor de gereguleerde activa definieert.	<i>Ad hoc</i>

BEVORDEREN VAN EEN MAXIMALE UITBOUW VAN FLEXIBILITEIT OP DE BELGISCHE MARKT

Titel van de deliverable	Beschrijving van de deliverable	Einddatum
Desgevallend, beslissing betreffende een aanvraag tot goedkeuring van de regels van de energieoverdracht met het oog op de implementatie ervan op de aFRR-markt	Om de implementatie van de energieoverdracht op de aFRR-markt mogelijk te maken, moet Elia aan de CREG een voorstel voorleggen om de regels voor de organisatie van de energieoverdracht aan te passen na raadpleging van de marktspelers. De CREG stelt de regels vast na overleg met de regionale regulatoren.	<i>Ad hoc</i>
Beslissing betreffende de goedkeuring van wijzigingen aan de <i>Terms & Conditions</i> BRP	De uitbreiding van het toepassingsgebied van de energieoverdracht naar aFRR impliceert wijzigingen aan de <i>Terms & Conditions</i> BRP (op het vlak van <i>data exchange</i>) die moeten worden	<i>Ad hoc</i>

	voorgesteld door Elia en goedgekeurd door de CREG. Het evaluatieplan voor de bijkomende parameters die op de onevenwichtsprijs worden toegepast, zal door Elia worden afgerond en eind 2025 aan de CREG en de stakeholders worden voorgelegd. De resultaten van dit plan kunnen een aanpassing van de <i>Terms & Conditions</i> BRP vereisen.	
Desgevallend, beslissingen over de aanvragen tot aanpassing van de formule voor de bepaling van de standaardoverdrachtprijs	Als de commerciële onderhandelingen tussen twee van de marktspelers met het oog op het bereiken van een akkoord over de voorwaarden van de energieoverdracht zonder resultaat blijven, neemt de CREG een beslissing over de toepassing van de formule voor de bepaling van de standaardoverdrachtprijs.	<i>Ad hoc</i>
Desgevallend, beslissing over de modaliteiten voor de financiële compensatie door een correctie van de meting van het verbruik	In het kader van de energieoverdracht zal de CREG de mogelijkheid analyseren om een nieuwe methode van financiële compensatie in te voeren door een correctie van de meting van het verbruik en, indien nodig, de te volgen regels vastleggen na overleg met de marktspelers.	<i>Ad hoc</i>
Desgevallend, analyse van andere mechanismen voor energieoverdracht dan de bestaande en Europese initiatieven	De CREG zal de resultaten van de door Synergrid uitgevoerde studie analyseren en zal ook de initiatieven volgen die op Europees niveau worden genomen om flexibiliteit te bevorderen.	<i>Ad hoc</i>

OPVOLGEN VAN DE ONTWIKKELINGEN OP HET GEBIED VAN BEVOORRADINGSZEKERHEID EN DE OPERATIONELE VEILIGHEID

Titel van de deliverable	Beschrijving van de deliverable	Einddatum
Beslissing betreffende de werkingsregels van het CRM	Elk jaar legt de CREG de werkingsregels van het CRM vast na onderzoek van het voorstel van de netbeheerder.	Q2
Desgevallend, beslissing over de wijziging van het standaard capaciteitscontract	De CREG neemt een beslissing over het voorstel van capaciteitscontract ingediend door de netbeheerder.	Q2
Voorstel van parameters voor de bepaling van de aan te kopen capaciteiten	Elk jaar stelt de CREG op basis van een verslag van de netbeheerder een voorstel op voor de parameters die de vraagcurve voor elke veiling bepalen.	Q1
Advies over de parameters voor de vraagcurven	Elk jaar brengt de CREG een advies uit over de andere veilingparameters die in het verslag van de netbeheerder zijn opgenomen (reductiefactoren, inter-	Q1

	mediaire maximumprijs, referentieprij en uitoefenprijs).	
Desgevallend akkoorden sluiten met NRA's uit de buurlanden om de uitoefening van haar bevoegdheden te faciliteren met betrekking tot de deelname van indirecte buitenlandse capaciteiten aan het CRM	De CREG kan akkoorden sluiten met de NRA's van aangrenzende Europese landen, met name om de nodige administratieve bepalingen op te stellen om de uitvoering van betalingen voor onbeschikbaarheden mogelijk te maken.	Q1
Overleg met Elia over de hypothesen en basisscenario's en de gebruikte methodologie voor de tweejaarlijkse analyse betreffende de behoeften van het Belgische elektriciteitssysteem inzake <i>adequacy</i> en flexibiliteit van het land over een periode van tien jaar	Om de twee jaar overleggen Elia en de CREG over de basishypothesen, scenario's en methodologische ontwikkelingen die gebruikt moeten worden voor de opstelling van de <i>adequacy</i> - en flexibiliteitsstudie.	Q4
Verslag over de flexibiliteitsbehoeften	De regulerende instantie stelt een verslag op over de geraamde flexibiliteitsbehoeften op nationaal niveau voor een periode van ten minste de volgende vijf tot tien jaar, gezien de noodzaak om de voorzieningszekerheid en -betrouwbaarheid op kosteneffectieve wijze te verwezenlijken en het elektriciteitssysteem koolstofvrij te maken, en rekening houdend met de integratie van variabele hernieuwbare energiebronnen en de verschillende sectoren en het onderling verbonden karakter van de elektriciteitsmarkt, met inbegrip van interconnectiestreefcijfers en de mogelijke beschikbaarheid van grensoverschrijdende flexibiliteit.	2025
Beslissing over de herziening van de vormvereisten van een aanvraag tot afwijking van de intermediaire prijsplafonds	De CREG is verantwoordelijk voor het publiceren op haar website, tegen 31 maart van het jaar van de veilingen, van de vormvereisten waaraan de aanvragen tot afwijking van de intermediaire prijsplafonds moeten voldoen.	Q1
Beslissingen betreffende de aanvragen tot afwijking van de intermediaire prijsplafonds	De CREG analyseert de gegrondheid van de aanvragen tot afwijking en neemt een beslissing.	Q2-Q3
Beslissing over de procedures voor het controleren van de beschikbaarheid en beschikbaarheidstests	Elia legt de procedure voor het selecteren van de AMT-momenten waarop de beschikbaarheidscontrole wordt uitgevoerd, evenals de procedure voor het selecteren van het moment waarop een beschikbaarheidstest wordt uitgevoerd en de procedure voor het selecteren van de CMU's die aan deze test worden onderworpen, ter goedkeuring voor aan de CREG.	Q2

Controle van de door Elia uitgevoerde berekening van de grensoverschrijdende capaciteiten	De CREG controleert of de berekeningsmethode van de maximale ingangscapaciteit voor de grensoverschrijdende participatie conform is met de methode bedoeld in richtlijn 2019/943.	2025
Voorstel van gegevens en hypothesen die het referentiescenario vormen voor elke veiling (Y-4, Y-2 en Y-1)	Elk jaar, voor elke veiling die het volgende jaar plaatsvindt, stelt de CREG een voorstel op met alle gegevens en hypothesen die samen het voorstel voor het referentiescenario vormen.	Q2
Voorstel van tussentijdse waarden (CONE, X-factor, WACC) in samenwerking met Elia voor de veilingen Y-4, Y-2 en Y-1	In samenwerking met de netbeheerder stelt de CREG een voorstel van tussenwaarden op, dat ze voor publieke raadpleging voorlegt en vervolgens doorstuurt naar de minister van Energie, die, op basis van dit voorstel, de waarden vastlegt tegen uiterlijk 15 september.	Q2
Onderzoek van investeringsdossiers en beslissing van rangschikking van (nieuwe en bestaande) capaciteiten in capaciteitscategorieën	De CREG analyseert de investeringsdossiers ingediend door de capaciteitshouders met het oog op de rangschikking van een capaciteit in een capaciteitscategorie die recht geeft op een capaciteitscontract voor maximaal 3, 8 of 15 leveringsperiodes, verstuurt desgevallend verzoeken om bijkomende informatie en neemt tegen 15 september een beslissing over de rangschikking in een capaciteitscategorie.	Q2-Q3
Controle <i>ex post</i> van de investeringsdossiers en eventuele beslissing van herindeling van de (nieuwe en bestaande) capaciteiten in een lagere capaciteitscategorie	De CREG voert een <i>ex-post</i> controle uit van het afsluitingsdossier van de investering en neemt, indien nodig, een beslissing tot herindeling in een lagere capaciteitscategorie.	Q2-Q3
Controle van de preveiling-, prekwificatie- en veilingprocedures met toevoeging in 2025 van een veiling Y-2 naast de veilingen Y-4 en Y-1	De CREG is verantwoordelijk voor de controle op het vlotte verloop van de preveiling, de prekwificatieprocedure, de veilingen en de transacties op de secundaire markt. Als er tijdens deze procedures onregelmatigheden worden begaan, kan zij eisen dat alles wordt overgedaan of, in het geval van de secundaire markt, dat een transactie wordt geannuleerd.	Q2-Q3-Q4
Controle van de preleveringsprocedures en controle van beschikbaarheid	Als onderdeel van haar algemene opdracht om de goede werking van het CRM te controleren, onderzoekt de CREG de resultaten van de preleveringscontroles en de beschikbaarheidscontroles.	Q2-Q4
Beslissing betreffende de raming van de kost van de ODV strategische reserve en CRM	De CREG neemt jaarlijks een beslissing over de geraamde maandelijkse kosten van deze openbare dienstverplichtingen voor Elia op	Q4

	basis van een verslag dat door de netbeheerder wordt ingediend.	
Beslissing betreffende de reële kost van de ODV strategische reserve en CRM	De CREG neemt jaarlijks een beslissing over de reële kosten van deze openbare dienstverplichtingen voor Elia op basis van een verslag dat door de netbeheerder wordt ingediend en neemt een beslissing over de saldi die moeten worden geregulariseerd tussen Elia en de Federale Staat.	Q2
Evaluatieverslag over de werking van het CRM	Om de twee jaar moet de CREG een verslag publiceren waarin de werking van het CRM wordt beoordeeld, na eerst de standpunten van de marktspelers, de netbeheerder en de AD Energie te hebben ingewonnen.	Q4
Aanpassingen van het wettelijk kader	De CREG werkt regelmatig mee aan de verbetering van de wet en de koninklijke besluiten binnen het opvolgingscomité.	<i>Ad hoc</i>
Deelnemen aan de vergaderingen van het opvolgingscomité en de vergaderingen van de WG <i>adequacy</i>	De CREG neemt regelmatig deel aan de verschillende vergaderingen van het opvolgingscomité en de vergaderingen van de WG <i>adequacy</i> en neemt actief deel aan de besprekingen tijdens deze vergaderingen.	<i>Ad hoc</i>
Opvolgen van de definitieve of tijdelijke uitdienstnemingen van de installaties voor de productie van elektriciteit	De CREG zal akte nemen van de eventuele (tijdelijke of definitieve) uitdienstnemingen van elektriciteitsproductie-installaties en deze informatie meenemen in de beoordeling van de verschillende aspecten gelinkt aan de bevoorradingszekerheid.	2025
Opvolgen van de ontwikkelingen op Europees niveau met betrekking tot het vergoedingsmechanisme van de capaciteit (DG COMP- overheidssteun, beslissingen m.b.t. de capaciteitsmechanismen in het buitenland) en het gemeenschappelijke beheer van crisissituaties tussen aangrenzende landen (DG ENER)	De CREG zal de eventuele ontwikkelingen op Europees niveau omtrent de nationale implementatie van capaciteitsvergoedingsmechanismen opvolgen in de daartoe horende overlegorganen.	2025
Samenwerken met de bevoegde instantie om de risicobeoordeling voor de bevoorradingszekerheid van elektriciteit op te stellen	De CREG werkt samen met de AD Energie voor de implementatie van de risicoparaatheidsverordening 2019/941 in België. Deze activiteiten monden uit in een actualisatie van het risicoparaatheidsplan voor elektriciteit van België.	2025
Desgevallend, een antwoord op de wettelijk voorziene raadpleging van de bevoegde instantie betreffende de identificatie van de nationale elektriciteitscrisisscenario's overmaken	De CREG werkt samen met de AD Energie voor de bepaling van de elektriciteitscrisisscenarios voor de evaluatie van de risico's.	2025

Desgevallend, een antwoord op de wettelijk voorziene raadpleging van de bevoegde instantie voor de opstelling van een risicoparaatheidsplan overmaken (dit betreft een oefening die ten minste om de vier jaar wordt herhaald)	De CREG werkt samen met de AD Energie voor de actualisatie van het risicoparaatheidsplan voor elektriciteit.	2025
In geval van een elektriciteitscrisis, overleggen met de bevoegde instantie voor de opstelling van het <i>ex-post</i> evaluatierapport	In het geval van een crisissituatie in de Belgische of Europese elektriciteits-systemen, zal de CREG samenwerken met de bevoegde autoriteiten voor het opstellen van een <i>ex post</i> evaluatierapport.	<i>Ad hoc</i>
Overleggen met de AD Energie in het kader van haar jaarlijks verslag (samen met het Federaal Planbureau) over de opvolging van de bevoorradingszekerheid in de aardgassector	De CREG zal samenwerken met de AD Energie en het Federaal Planbureau om bij te dragen aan de prospectieve studie betreffende de zekerheid van aardgasbevoorrading.	2025
Samenwerken met de AD Energie aan alle analyses/alle plannen bedoeld in verordening (EU) nr. 2017/1938	De CREG zal samenwerken met de AD Energie voor wat betreft de implementatie van alle vereisten, het opstellen van de analyses en plannen die zijn uiteengezet in Verordening (EU) 2017/1938.	2025
Samenwerken met de AD Energie voor de opstelling van de risico-evaluatie in verband met de zekerheid van de aardgasvoorziening	De CREG zal samenwerken met de AD Energie voor wat betreft de vierjaarlijkse evaluatie van de risico's voor de bevoorradingszekerheid van aardgas.	2025
Samenwerken met de AD Energie voor de opstelling van het preventief actieplan (aardgas)	Op vraag van de AD Energie zal de CREG bijstand verlenen bij mogelijke herziening van het preventief actieplan en het noodplan voor aardgas. Deze oefening wordt minstens om de vier jaar herhaald. De CREG zal hiertoe de nodige gegevens samenvoegen en analyses verrichten.	<i>Ad hoc</i>
Zowel voor gas als voor elektriciteit, haar databanken aanvullen om de Belgische markt te volgen	Gegevens verzamelen en toevoegen aan het <i>datawarehouse</i> van de CREG.	2025
Een DSR-dienst ontwikkelen in samenwerking met Fluxys Belgium	De CREG zal, in samenwerking met Fluxys, bijdragen aan de implementatie van een model voor de deelname van de vraag aan de gasmarkten.	2025

OFFSHORE ENERGIE

Titel van de deliverable	Beschrijving van de deliverable	Einddatum
Berekening van de minimale aankooprijks van de groenestroomcertificaten en controle van de netto offshore windenergieproductie	Iedere maand reikt de CREG de groenestroomcertificaten voor de afgelopen productiemaand uit. Hiervoor controleert ze de productievolumes en berekent ze de minimumprijs voor de	Maandelijks

	windmolenparken die onder de LCOE-regeling vallen.	
Uitvoering van het systeem van voorschotten en afrekeningen voor de ondersteuning voor de parken Mermaid, Seastar en Northwester 2	Het systeem van voorschotten en (tussentijdse) afrekeningen is van toepassing op de offshore parken Northwester 2, Mermaid en Seastar. Elke maand berekent de CREG per park het voorschot voor de volgende maand evenals de werkelijke minimumprijs en tussentijdse afrekening voor de afgelopen productiemaand.	Meerdere keren per jaar
Berekening van de betalingsverplichting van de offshore parken aan Elia bij negatieve minimumprijzen	Iedere maand reikt de CREG de groenestroomcertificaten voor de afgelopen productiemaand uit. Hiervoor controleert ze de productievolumes en berekent ze de minimumprijs per offshore park, voor de parken die onder het 2-sided Contract-for-difference systeem vallen. Indien de minimumprijs negatief is, berekent zij de betalingsverplichting per park.	Maandelijks
Evaluatie van de kost van de openbare dienstverplichting voor de financiering van de aankoop van federale groenestroomcertificaten	De CREG bepaalt jaarlijks de raming van de kost van de openbare dienstverplichting voor de financiering van de aankoop van federale groenestroomcertificaten voor het volgende jaar.	Een keer per jaar (deadline 1 november)
Bepalen van het saldo van de kosten van de openbare dienstverplichting voor de financiering van de aankoop van federale groenestroomcertificaten	De CREG bepaalt jaarlijks het saldo van de kost van de openbare dienstverplichting voor de financiering van de aankoop van federale groenestroomcertificaten voor het afgelopen jaar.	Eenmaal per jaar (deadline 1 juni)
Jaarlijkse monitoring van de winstgevendheid van de offshore parken	Conform aanbeveling 33 van het Auditverslag van het Rekenhof over de bouw, aansluiting en exploitatie van offshore windmolenparken zal de CREG een jaarlijkse studie maken waarin de offshore resultaten per park geanalyseerd worden.	2025
Studie over de afregeling van de offshore parken	Conform aanbeveling 38 van het auditverslag van het Rekenhof over de bouw, aansluiting en exploitatie van offshore windmolenparken zal de CREG een studie maken waarin in kaart wordt gebracht hoeveel en waarom windturbines afgeschakeld worden en bekijken of deze kosten meer evenwichtig verdeeld kunnen worden tussen de offshore concessiehouders en de eindgebruikers/overheid.	2025
Adviezen met betrekking tot eventuele wijzigingen of eventuele overdrachten van domeinconcessies	Op vraag van de AD Energie formuleert de CREG een advies bij eventuele wijzigingen of overdrachten van domeinconcessies.	Ad hoc

Registratie van de houders van garanties van oorsprong	Producenten in de Belgische offshorezone kunnen hun registratie aanvragen met het oog op het verkrijgen van garanties van oorsprong voor hun hernieuwbare productie. Hiertoe stelt de CREG een aanvraagformulier ter beschikking. Bij positieve beoordeling wordt een rekening geopend via het IT-platform G-REX.	<i>Ad hoc</i> (binnen 3 maanden na de aanvraag)
Toekenning en overdracht van de garanties van oorsprong	Geregistreerde rekeninghouders hebben toegang tot G-REX. Op dit platform kunnen ze de toekenning van garanties van oorsprong aanvragen. Na controle van de geïnjecteerde volumes plaatst de CREG de garanties op hun rekening. Vervolgens kunnen de rekeninghouders de garanties zelfstandig transfereren naar andere domeinen. Om dit mogelijk te maken heeft de CREG een contract met Grexel Systems.	<i>Ad hoc</i> (binnen de maanden na de aanvraag)
Participeren in de <i>Association of Issuing Bodies</i>	De uitgereikte garanties van oorsprong kunnen niet lokaal worden gebruikt en zijn dus enkel van nut als rekeninghouders ze naar andere domeinen kunnen transfereren. Om dit te blijven mogelijk maken, zal de CREG haar lidmaatschap bij de AIB verderzetten. Dit vergt een actieve inbreng onder de vorm van deelname aan algemene vergaderingen en werkgroepen, verrichten van audits en tests, aanleveren van statistieken, enz.	<i>Ad hoc</i>

OPDRACHT IN HET KADER VAN DE WET TOT INVOERING VAN EEN PLAFOND OP DE MARKTINKOMSTEN VAN ELEKTRICITEITSPRODUCENTEN

Titel van de deliverable	Beschrijving van de deliverable	Einddatum
Opvolging van de geschildossiers met betrekking tot het plafond op de marktinkomsten van de elektriciteitsproducenten	Op vraag van de FOD Economie en FOD Financiën maakt de CREG haar analyse over van de argumenten die de debiteuren aanvoeren in het kader van hun beroep tegen hun verschuldigde heffing en staat ze de FOD's bij wanneer een rechter de vaststelling van een nieuwe verschuldigde heffing vraagt.	2025
Actief houden van het informatica-platform	Het hele jaar door onderhoudt de CREG haar IT-platform voor het plafonneren van de marktinkomsten, zodat ze kan antwoorden aan de FOD Economie en de FOD Financiën in het kader van de beroepsprocedures.	2025

INTERNE ORGANISATIE

Titel van de deliverable	Beschrijving van de deliverable	Einddatum
Monitoring van het CREG-netwerk en van de ICT-infrastructuur	Om de continuïteit en de beveiliging van de ICT-infrastructuur te waarborgen zal de CREG het ICT-netwerk en de <i>backup</i> infrastructuur blijven monitoren.	2025
NIS2 regelgeving	De CREG zal de gepaste maatregelen nemen om te voldoen aan de NIS2 regelgeving, categorie <i>Essentials</i> . <i>Security Policies</i> zullen waar nodig aangepast en/of aangemaakt worden.	2025
Digitalisering en automatisering	De CREG zet in op een verdere/doorgedreven digitalisering en automatisatie van processen. De CREG zal ook zorgen voor een betere integratie van de verschillende applicaties, zodat het samenwerken op een nog vlottere manier kan verlopen.	2025
Analysetool/Applicatie voor het analyseren van REMIT-data	De CREG zal onderzoeken of er nood is aan een specifieke applicatie voor het analyseren van de REMIT-data. Dit kan een ontwikkeling van een nieuwe applicatie inhouden, het werken met bestaande tools of de aanschaf van een standaard applicatie (al dan niet via ACER).	2025
Opstellen van richtlijnen inzake Artificiële Intelligentie (AI)	De CREG zal richtlijnen opstellen voor het gepast gebruik van gangbare AI-tools en zal hierbij potentiële risico's en valkuilen identificeren. Met deze richtlijnen wenst de CREG een concrete invulling te geven aan het principe dat er voldoende AI-bewustwording moet zijn om weloverwogen en verantwoord met (generatieve) AI om te kunnen gaan.	2025
Opvolging en evaluatie van lopende HR-trajecten	De ontwikkelingstrajecten van het personeel op het vlak van kennis en vaardigheden blijven van nabij opgevolgd worden en de procedure zal worden aangepast aan de verwachtingen van het personeel en de praktische behoeften van de activiteiten van de CREG. Concrete voorstellen voor opleidingen zullen worden ontwikkeld en voorgesteld op basis van de geuite behoeften.	2025
Werken aan de bedrijfscultuur	In 2025 zal de CREG werken aan haar bedrijfscultuur door ervoor te zorgen dat het echt openstaat voor Diversiteit en Inclusie.	2025

Opvolging van het bedrijfswagenbeleid en het mobiliteitsbudget	Het mobiliteitsbeleid zal worden aangepast aan de veranderingen in de wetgeving. Vanaf 1 september 2024 zijn bijvoorbeeld alleen nog auto's met nul CO ₂ -uitstoot toegestaan. Daarnaast zal de CREG de mogelijkheden analyseren om de keuzemogelijkheden in de tweede pijler van haar mobiliteitsbudget uit te breiden.	2025
Wijziging van het huishoudelijk reglement	Het huishoudelijk reglement van het directiecomité van de CREG, opgesteld in 2015 en gewijzigd in 2017 zal door de CREG worden herzien indien de nood zich stelt.	<i>Ad hoc</i>

DUURZAME ONTWIKKELING

Titel van de deliverable	Beschrijving van de deliverable	Einddatum
Verder uitwerken en implementeren van een <i>Greening Action Plan</i> op het vlak van de interne operationele werking	Dit plan, waarvan de eerste versie werd opgesteld in 2024, heeft tot doel de koolstofvoetafdruk van de CREG te verminderen.	2025
Sensibiliseren van de medewerkers op het vlak van duurzaamheid en de energietransitie	De CREG zal hiervoor verschillende bijeenkomsten of opleidingen met sprekers organiseren, evenals bezoeken op het terrein, zodat haar medewerkers de noodzaak van een duurzame energietransitie tegen een betaalbare prijs kunnen opnemen. Het is ook belangrijk om met verschillende spelers informatie uit te wisselen over hoe zij de kwestie van duurzaamheid en energietransitie aanpakken.	2025
Ontwikkelen van een goed begrip en een goede beheersing van het ESG-kader (<i>Environmental, Social & Governance</i>)	De CREG zal haar ESG-beleid bepalen, zal evalueren of het opportuun is om een dubbele materialiteitsanalyse uit te voeren en zal de nodige kennis verwerven voor een doeltreffende monitoring van de ondernemingen die onder het toezicht van de CREG vallen.	2025
Opstellen van het duurzaamheidsplan van de CREG	De CREG zal een duurzaamheidsplan ontwikkelen op zowel intern als extern niveau.	2025

COMMUNICATIE

Titel van de deliverable	Beschrijving van de deliverable	Einddatum
Interne en externe doelpublieken op maat bereiken via de juiste kanalen en met de juiste middelen en dat via diverse soorten media	Er bestaan 3 soorten media waarop de CREG wenst in te zetten om het gewenste resultaat te bereiken:	2025

	1. <i>Paid</i> (betaald): sensibiliseringscampagnes zoals de CREG Scan op Facebook, educatieve "videocapsules", infografieken over kerncijfers,... 2. <i>Owned</i> (beheerd): optimaliseren en regelmatig publiceren via website, intranet, eigen social media en nieuwsbrieven, organiseren van perscontacten/seminaries/opleidingen voor de actoren op het terrein over energiekwesties,... 3. <i>Earned</i> (verdiend): tijdig en correct informeren en beantwoorden van vragen van journalisten van nationale en internationale media. De versterking van de aanwezigheid van de CREG via het bedrijfsaccount op de professionele sociale netwerken om een ruimer publiek te bereiken, vormt een bijzonder aandachtspunt	
Opmaak van een jaarplan 'proactieve communicatie'	Evolueren naar een meer proactieve communicatie door de opmaak van een jaarplan met proactieve acties en communicatiemomenten rond kernthema's, de gekozen doelgroepen en kanalen.	2025
Organisatie mediacampagne CREG-scan	In 2024 lanceerde de CREG een nieuwe sociale mediacampagne voor de CREG Scan. Om consumenten te blijven leiden naar de CREG Scan, is het aangewezen dat deze campagne, 2 keer per jaar wordt herhaald (voorjaar/najaar), verder bouwend op de reeds bestaande kennis en knowhow en aangepast aan de hedendaagse technieken.	2025
25 jaar CREG	In het kader van haar 25 ^{ste} verjaardag wenst de CREG, naar analogie met het Belgisch EU-voorzitterschap in 2024, een evenement te organiseren waar samen met politici, energiespelers en consumenten gekeken kan worden naar de ervaringen, de uitdagingen en de perspectieven. Voor deze feestelijke gelegenheid wenst zij haar visuele identiteit (tijdelijk) aan te passen.	2025
Interne communicatie	De CREG wenst in te zetten op het versterken van haar interne communicatie door nog beter te informeren en daarnaast haar communicatieaanpak te verbreden naar andere doelstellingen zoals "verbinden-samenwerken", "inspireren" en	2025

	"betrekken-engageren". Om dit te bereiken, zal de CREG verschillende initiatieven nemen om uitwisselingen en nauwere banden tussen de verschillende directies aan te moedigen.	
--	--	--

BIJLAGE 2 : Lijst van wettelijke referenties en afkortingen

I. Wettelijke referenties

a. Europese regelgeving

Risicoparaatheids-verordening 2019/941	Verordening (EU) 2019/941 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende risicoparaatheid in de elektriciteitssector en tot intrekking van Richtlijn 2005/89/EG
Verordening 2019/943	Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit (herschikking)
EMD Verordening	Verordening (EU) 2024/1747 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juni 2024 tot wijziging van de Verordeningen (EU) 2019/942 en (EU) 2019/943 wat betreft het Verbeteren van de opzet van de elektriciteitsmarkt van de Unie
Waterstofverordening	Verordening (EU) 2024/1789 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juni 2024 inzake de interne markten voor hernieuwbaar gas, aardgas en waterstof, tot wijziging van de Verordeningen (EU) nr. 1227/2011, (EU) 2017/1938, (EU) 2019/942 en (EU) 2022/869 en Besluit (EU) 2017/684, en tot intrekking van Verordening (EG) nr. 715/2009 (herschikking)
Verordening 2017/1938	Verordening (EU) 2017/1938 van het Europees Parlement en de Raad van 25 oktober 2017 betreffende maatregelen tot veiligstelling van de gasleveringszekerheid en houdende intrekking van Verordening (EU) nr. 994/2010
REMIT	Verordening (EU) 1227/2011 van het Europees Parlement en de Raad van 25 oktober 2011 betreffende de integriteit en transparantie van de groothandelsmarkt voor energie
REMIT II	Verordening (EU) 2024/1106 van het Europees Parlement en de Raad van 11 april 2024 tot wijziging van de Verordeningen (EU) nr. 1227/2011 en (EU) 2019/942 wat de verbetering van de bescherming van de Unie tegen marktmanipulatie op de groothandelsmarkt voor energie betreft
RfG Verordening	Verordening (EU) 2016/631 van de Commissie van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net
DCC Verordening	Verordening (EU) 2016/1388 van de Commissie van 17 augustus 2016 tot vaststelling van een netcode voor aansluiting van verbruikers
HVDC Verordening	Verordening (EU) 2016/1447 van de Commissie van 26 augustus 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting op het net van hoogspanningsgelijkstroomsystemen en op gelijkstroom aangesloten power park modules
ER Verordening	Verordening (EU) 2017/2196 van de Commissie van 24 november 2017 tot vaststelling van een netcode voor de noodtoestand en het herstel van het elektriciteitsnet
CACM Verordening	Verordening (EU) 2015/1222 van de Commissie van 24 juli 2015 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing en congestiebeheer
FCA Verordening	Verordening (EU) 2016/1719 van de Commissie van 26 september 2016 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende capaciteitstoewijzing op de langere termijn

EB Verordening	Verordening (EU) 2017/2195 van de Commissie van 23 november 2017 tot vaststelling van richtsnoeren voor elektriciteitsbalancerings
SO Verordening	Verordening (EU) 2017/1485 van de Commissie van 2 augustus 2017 tot vaststelling van richtsnoeren betreffende het beheer van elektriciteitstransmissiesystemen
CAM Verordening	Verordening (EU) 2017/459 van de Commissie van 16 maart 2017 tot vaststelling van een netcode betreffende capaciteitstoewijzingsmechanismen in gastransmissiesystemen en tot intrekking van Verordening (EU) nr. 984/2013
BAL Verordening	Verordening (EU) 312/2014 van de Commissie van 26 maart 2014 tot vaststelling van een netcode inzake gasbalancerings van transmissienetten
INT Verordening	Verordening (EU) 2015/703 van de Commissie van 30 april 2015 tot vaststelling van een netcode inzake interoperabiliteit en gegevensuitwisseling
Richtlijn energie-efficiëntie (EED)	Richtlijn (EU) 2023/1791 van het Europees Parlement en de Raad van 13 september 2023 betreffende energie-efficiëntie en tot wijziging van Verordening (EU) 2023/955
NIS2 Richtlijn	Richtlijn (EU) 2022/2555 van het Europees Parlement en de Raad van 14 december 2022 betreffende maatregelen voor een hoog gezamenlijk niveau van cyberbeveiliging in de Unie, tot wijziging van Verordening (EU) nr. 910/2014 en Richtlijn (EU) 2018/1972 en tot intrekking van Richtlijn (EU) 2016/1148
CSRD	Richtlijn (EU) 2022/2464 van het Europees Parlement en de Raad van 14 december 2022 tot wijziging van Verordening (EU) nr. 537/2014, Richtlijn 2004/109/EG, Richtlijn 2006/43/EG en Richtlijn 2013/34/EU, met betrekking tot duurzaamheidsrapportering door ondernemingen

b. Belgische regelgeving

Elektriciteitswet	Wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt
Gaswet	Wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige producten en andere door middel van leidingen
Wet over de kernuitstap	Wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie
Wet op de repartitiebijdrage	Wet van 11 april 2003 op de repartitiebijdrage
BE-WATT wet	Wet van 26 april 2024 houdende de oprichting, organisatie en werking van een administratieve dienst met boekhoudkundige autonomie, met als benaming BE-WATT en diverse bepalingen inzake de uitwisseling van informatie
Waterstofwet	Wet van 11 juli 2023 betreffende het vervoer van waterstof door middel van leidingen en betreffende de productie van waterstof in de zeegebieden onder de rechtsbevoegdheid van België
Wet van 15 mei 2024	Wet van 15 mei 2024 tot invoering van een sociaaltariefpremie
Koninklijk besluit van 11 juli 2024	Koninklijk besluit van 11 juli 2024 tot vaststelling van de berekeningswijzen, de regels en de modaliteiten inzake de aanvraag en toekenning van de sociaaltariefpremies

II. Afkortingen

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AD Energie	Algemene Directie Energie
aFFR	Automatic Frequency Restoration Reserves
AIB	Association of Issuing Bodies
AMT	Availability Monitoring Trigger
ARGE	Adviesraad Gas en Elektriciteit
BIPT	Belgisch Instituut voor postdiensten en telecommunicatie
BMA	Belgische Mededingingsautoriteit
BMM	Beheerseenheid van het Mathematisch Model van de Noordzee
BoR	Board of Regulators
BRP	Balancing Responsible Party
BRUGEL	Brusselse Regulator voor de gas- en elektriciteitsmarkt
BSP	Balancing Service Provider
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management
CCB	Centrum voor Cybersecurity België
CEER	Council of European Energy Regulators
CMP	Congestion Management Procedures
CMU	Capacity Market Unit
CONE	Cost of New Entry
Core	CWE & CEE
CREG	Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
CRM	Capacity remuneration mechanism
CSRD	Corporate Sustainability Reporting Directive
CWaPE	Commission wallonne pour l'Energie
DCC	Demand Connection Code
DG COMP	Directorate-General for Competition (Europese Commissie)
DG ENER	Directorate-General for Energy (Europese Commissie)
DNB	Distributienetbeheerder
DSR	Demand Side Response
EB (GL)	Electricity Balancing (Guideline)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EPU	European Policy Unit
E&R	Emergency and Restoration
EMD	Electricity Market Design
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
ESG	Environmental, Social & Governance
EU	Europese Unie
FANC	Federaal Agentschap voor Nucleaire Controle
FCA	Forward Capacity Allocation
FCR	Frequency Containment Reserve
FOD	Federale Overheidsdienst

FOE	Federale Ombudsdienst voor Energie
Forbeg	Forum van Belgische energieregulatoren voor elektriciteit en gas
FRR	Frequency Restoration Reserves
FSMA	Financial Services and Markets Authority
FSP	Flexibility Service Provider
GA	General Assembly
GBA	Gegevensbeschermingsautoriteit
GWG	Gas Working Group
HI West	Hydrogen Interconnections Western Europe
HNO	Hydrogen Network Operator
HR	Human Resources
HVDC	High Voltage Direct Current
ICT	Information and Communication Technology
IRG	International Relations Group
ITC	Inter-TSO compensation
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LEN	Legal Expert Network
LNG	Liquified Natural Gas
LTO	Long Term Operation / Langetermijuitbating
MARI	Manually Activated Reserves Initiative
mFFR	Manual Frequency Restoration Reserves
NBB	Nationale Bank van België
NC	Network Code
NC BAL	Network Code Balancing
NC CAM	Network code Capacity Allocation Method
NCCS	Network Code Cybersecurity
NC ER	Network Code Emergency and Restoration
NC HVDC	Network Code on requirements for grid connection of High Voltage Direct Current-connected power park modules
NC INT	Network code Interoperability
NC RfG	Network Code on Requirements for grid connection of Generators
NIRAS	Nationale instelling voor radioactief afval en verrijkte splijtstoffen
NEMO	Nominated Electricity Market Operators
NER	Network of Economic Regulators
NRA	National Regulatory Authority
NSEC	North Seas Energy Cooperation
OESO	Organisatie voor Economische Samenwerking en Ontwikkeling
OFGEM	Office of Gas & Electricity Markets (Verenigd Koninkrijk)
ODV	Openbare dienstverplichting
PCI	Project of Common Interest
PICASSO	Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation
RAB	Regulatory Asset Base
RBL	Regulatory Benchmark and Legal Committee
RegulaE.Fr	Franstalig netwerk van Franstalige energieregulatoren

REMIT	Regulation (EU) no.1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale Energy Market Integrity and Transparency
RfG	Requirement for Generators
RVT	Rechthebbenden van de Verhoogde Tegemoetkoming
SDD	Strategische duurzaamheidsdoelstelling
SDG	Duurzame Ontwikkelingsdoelstelling
SO (GL)	System Operation (Guideline)
TNB	Transmissienetbeheerder
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
VREG	Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WG	Working group

BIJLAGE 3 : Overzicht bevoegdheden NRA's in Europese regelgeving

Dit CEER-verslag van april 2024 heeft betrekking op alle nieuwe Europese wetgeving sinds 2016 en omvat dus ook de Covid- en energiecrisis. Het is onderverdeeld in twee hoofdstukken - elektriciteit en gas.



NRAs competences in the EU-legal acts

Regulatory Benchmarking and Legal Working Group

11.04.2024

Council of European Energy Regulators ASBL
Cours Saint-Michel 30a, Box F – 1040 Brussels, Belgium
Arrondissement judiciaire de Bruxelles – RPM 0861.035.445



Information page

Abstract

This document (C24-RBL-01-05) addresses the expanded roles of energy regulators in response to the COVID-19 pandemic and energy crisis. It aims to document and explain these enhanced competences, which go beyond traditional NRA roles.

It provides a structured reference for navigating regulatory changes in light of the recently adopted European legislation. Illustrative charts included in the document help depict the evolution of energy regulators' powers over recent years. The ultimate aim is to make complex information more accessible and provide a nuanced understanding of energy regulators' roles based on European legislation.

If you have any queries relating to this paper, please contact:
CEER Secretariat
Tel. +32 (0)2 788 73 30
Email: brussels@ceer.eu

Table of contents

EXECUTIVE SUMMARY	5
1 INTRODUCTION	6
2 CHAPTERS	8
1. Electricity	8
1.1. Directive on common rules for the internal market for electricity (EU 2019/944)	8
1.2. Renewable Energy Directive (EU 2023/2413)	12
1.3. Energy Efficiency Directive (EU 2023/1791).....	14
1.4. Regulation on wholesale energy market integrity and transparency (REMIT) (EU 1227/2011)	17
1.5. Regulation on guidelines for trans-European energy infrastructure (EU 2022/869)	18
1.6. Regulation on risk-preparedness in the electricity sector (EU 2019/941)...	20
1.7. Regulation on the internal market for electricity (EU 2019/943).....	21
1.8. Regulation on the deployment of alternative fuels infrastructure (EU 2023/1804) ...	24
1.9. Council Regulation on an emergency intervention to address high energy prices (EU 2022/1854).....	24
1.10. Council Regulation laying down a framework to accelerate the deployment of RE (EU 2022/2577)	25
1.11. Regulation establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators	25
1.12. Network codes and guidelines	26
1.12.1. NC RfG (EU 2016/631)	26
1.12.2. NC DCC (EU 2016/1388).....	29
1.12.3. NC HVDC (EU 2016/1447)	33
1.12.4. NC ER (EU 2017/2196).....	36
1.12.5. NC Cybersecurity	38
1.12.6. Guideline CACM (EU 2015/1222)	40
1.12.7. Guideline FCA (EU 2016/1719).....	41
1.12.8. Guideline EBGL (EU 2017/2195)	42
1.12.9. Guideline SO (EU 2017/1485).....	44
2. Natural gas	45
2.1. Directive concerning common rules for the internal market in natural gas (nr. 2009/73).....	45
2.2. Regulation on conditions for access to the natural gas transmission networks (nr. 715/2009).....	48



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

2.3.	Regulation on wholesale energy market integrity and transparency (REMIT) (No 1227/2011).....	49
2.4.	Regulation concerning measures to safeguard the security of gas supply (EU 2017/1938)	50
2.5.	Regulation on the internal markets for renewable gas and natural gas and for hydrogen	52
2.6.	Methane Regulation for the energy sector (nr. 2021/0423)	56
2.7.	Council Regulation enhancing solidarity through better coordination of gas purchases, reliable price benchmarks and exchanges of gas across borders (EU 2022/2576)	59
2.8.	Council Regulation on coordinated demand-reduction measures for gas (nr. 2023/706)	60
2.9.	Network codes	60
2.9.1.	NC BAL (EU 312/2014).....	60
2.9.2.	NC INT (EU 2015/703).....	64
2.9.3.	NC CAM (EU 2017/459).....	64
2.9.4.	NC TAR (EU 2017/460)	66
ABOUT CEER		69



Executive Summary

Background

This paper addresses the expanded roles of energy regulators in response to the COVID-19 pandemic and energy crisis. It aims to document and explain these enhanced competences, which go beyond their **traditional roles**. This document should be continuously updated.

Objectives and contents of the document

The initiative includes creating an overview of NRAs' competences and provides a structured reference for navigating regulatory changes. Additionally, the project emphasizes the use of illustrative charts to visually depict the evolution of energy regulators' powers over recent years. The goal is to make complex information more accessible and provide a nuanced understanding of energy regulators' roles based on European legislation.

1 Introduction

In the wake of the unprecedented challenges posed by the COVID-19 pandemic and the subsequent energy crisis, energy regulators have found themselves at the forefront of navigating a rapidly evolving landscape.

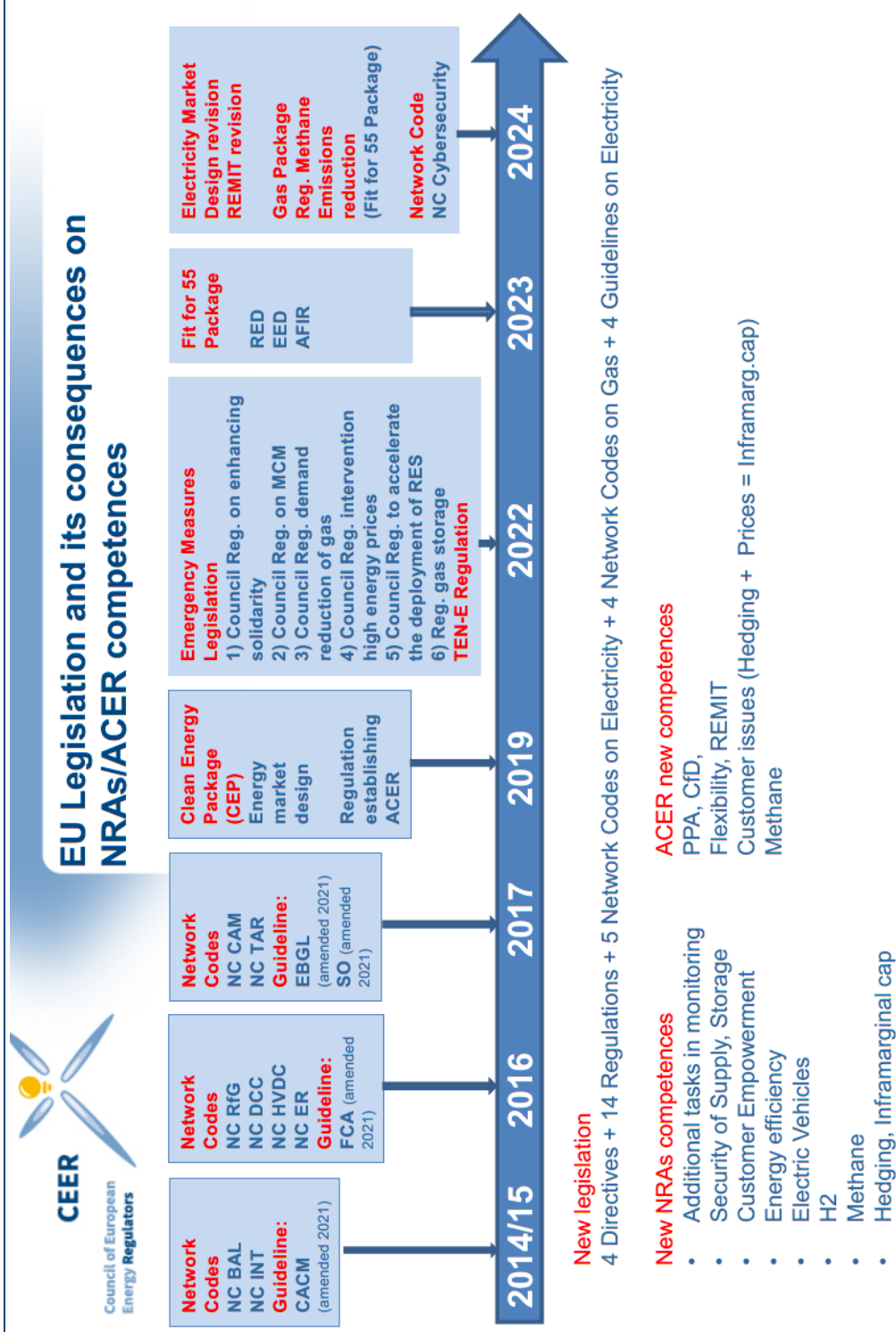
Energy regulators have undergone a huge expansion of competences, assuming additional duties and responsibilities to address the various European crises. This paper aims to provide an overview of the NRAs' competences since 2019 (Clean Energy Package) and strives to formalise the enhanced roles shouldered by energy regulators. It documents the evolving competences, sectors, and activities that regulators now wield, which transcends their primary or traditional roles. This also reflects the evolving demands of the energy sector.

The document lists and categorizes the diverse competences acquired by energy regulators, with the goal of providing a detailed and structured reference point for navigating the regulatory landscape and should be regularly updated.

The main outcome of this exercise shows that NRAs have been constantly attributed new competences and duties for more than 10 years.

There were almost every 2 years new EU legislation adopted. EU Electricity and Gas Directives and Regulations have been reviewed, such as the Wholesale Markets Regulation and new legislation came from these EU laws in the form of Network codes and guidelines. New legislative acts attribute competences to NRAs e.g. Energy Efficiency Directive and The Alternative Fuel Regulation and new topics have been moved to NRAs' field of competences e.g. inframarginal cap, energy efficiency, and Electric vehicle provisions. On top of that the European Agency "ACER" have been attributed new competences and/or joint competences with NRAs.

Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts



7/69



2 Chapters

1. Electricity

1.1. Directive on common rules for the internal market for electricity (EU 2019/944)

1.1.1. General competences

Art. 6.2	Third-party access MS or the NRA of those Member States, shall ensure that those criteria are consistently applied and that the system user who has been refused access can make use of a dispute settlement procedure. The NRA shall also ensure, where appropriate and when refusal of access takes place, that the TSO/DSO provides relevant information on measures that would be necessary to reinforce the network.
Art. 8.3	Authorisation procedure for new capacity Regulatory authorities or other competent national authorities, including planning authorities, shall review those guidelines and may recommend amendments thereto.
Art. 16.1 (d)	Citizen energy communities MS shall provide an enabling regulatory framework for citizen energy communities ensuring that: subject to fair compensation as assessed by the NRA, relevant DSO cooperate with citizen energy communities to facilitate electricity transfers within citizen energy communities.
Art. 17.4	Demand response through aggregation Approving the calculation method of the financial compensation to other market participants or to the market participants' balance responsible parties, if those market participants or balance responsible parties are directly affected by demand response activation.
Art. 23.1	Data management
Art. 23.4	The designated competent authorities shall specify the rules on the access to data of the final customer by eligible parties.



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

	The designated competent authorities, shall authorise and certify or, where applicable, supervise the parties responsible for the data management, in order to ensure that they comply with the requirements of this Directive.
Art. 31.10	Tasks of distribution system operators Allowing DSO to perform activities other than those provided for in this Directive and in Regulation (EU) 2019/943, where such activities are necessary for the DSO to fulfil their obligations, provided that the regulatory authority has assessed the necessity of such a derogation.
Art. 32.2	Incentives for the use of flexibility in distribution networks DSOs subject to approval by the NRA, or the NRA itself, shall, in a transparent and participatory process that includes all relevant system users and TSOs, establish the specifications for the flexibility services procured and, where appropriate, standardised market products for such services at least at national level.
Art. 32.3	The development of a distribution system shall be based on a transparent network development plan that the distribution system operator shall publish at least every two years and shall submit to the NRA.
Art. 33.4	Integration of electromobility into the electricity network MS or their designated NRA shall perform, at regular intervals or at least every five years, a public consultation in order to reassess the potential interest of other parties in owning, developing, operating or managing recharging points for electric vehicles
Art. 35.3	Unbundling of distribution system operators Where the DSO is part of a vertically integrated undertaking, monitoring of the activities of the distribution system operator so that it cannot take advantage of its vertical integration to distort competition.
Art. 36.2 Art. 36.3	Ownership of energy storage facilities by distribution system operators The NRAs shall perform, at regular intervals or at least every five years, a public consultation on the existing energy storage facilities in order to assess the potential availability and interest in investing in such facilities. Where the public consultation, as assessed by the NRA, indicates that third parties are able to own, develop, operate or manage such facilities in a cost-effective manner, the NRA shall ensure that the distribution system operators' activities in this regard are phased out within 18 months.
Art. 40.8	Tasks of transmission system operators Allow TSOs to perform activities other than those provided for in this Directive and in Regulation (EU) 2019/943 where such activities are necessary for the TSO to fulfil their obligations.
Art. 51.1 en 51.6	Network development and powers to make investment decisions

9/69



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

	Receive from the TSO the ten-year NEP, based on existing and forecast supply and demand, and monitor
Art. 52.2	Designation and certification of transmission system operators
Art. 54.2	Ownership of energy storage facilities by transmission system operators Allow TSO to own, develop, manage, or operate energy storage facilities, where they are fully integrated network components
Art. 55.1	Right of access to accounts Have right of access to the accounts of electricity undertakings as set out in Article 56.
Art. 59.1	Duties and powers of the regulatory authorities The NRA shall have the following duties: a) up to and including z) MS shall ensure that NRAs are granted the powers enabling them to carry out the duties referred to in this Article in an efficient and expeditious manner. For this purpose, the NRA shall have at least the following powers: a) up to and including e).
Art. 59.4	The NRA located in the MS in which the ENTSO for Electricity or the EU DSO entity has its seat shall have the power to impose effective, proportionate and dissuasive penalties on those entities where they do not comply with their obligations or any relevant legally binding decisions of the NRA/ACER, or to propose that a competent court impose such penalties.
Art. 59.5	In addition to the duties conferred upon it under paragraphs 1 and 3 of this Article, when an independent system operator has been designated under Article 44, the regulatory authority shall: a) up to and including f).
Art. 59.6	In addition to the duties and powers conferred on it under paragraphs 1 and 3 of this Article, when a transmission system operator has been designated in accordance with Section 3 of Chapter VI, the regulatory authority shall be granted at least the following duties and powers: a) up to and including h).
Art. 59.7	The NRA except where ACER is competent to fix and approve the terms and conditions or methodologies for the implementation of network codes and guidelines because of their coordinated nature, shall be responsible for fixing or approving sufficiently in advance of their entry into force at least the national methodologies used to calculate or establish the terms and conditions for: a) up to and including c).
Art. 60.1	Decisions and complaints NRAs shall have the authority to require TSOs and DSOs, if necessary, to modify the terms and conditions, including tariffs or methodologies, to ensure that they are proportionate and applied in a non-discriminatory manner. In the event of delay in the fixing of transmission and distribution tariffs, NRAs shall have the power to fix or approve provisional transmission and distribution tariffs or methodologies and to decide on the appropriate compensatory measures if the final transmission and distribution tariffs or methodologies deviate from those provisional tariffs or methodologies

10/69



1.1.2. Competences regarding consumer protection

Art. 11.2	Entitlement to a dynamic electricity price contract NRAs shall monitor the market developments and assess the risks that the new products and services may entail and deal with abusive practices.
Art. 11.4	For at least a ten-year period after dynamic electricity price contracts become available, MS or their NRAs shall monitor, and shall publish an annual report on the main developments of such contracts, including market offers and the impact on consumers' bills, and specifically the level of price volatility."
Art. 12.3	Right to switch and rules on switching-related fees Monitoring of the permissibility of contract termination fees shall be monitored by the regulatory authority, or by another competent national authority.
Art. 14.3	Comparison tools MS shall appoint a competent authority to be responsible for issuing trust marks for comparison tools that meet the requirements set out in para 1, and for ensuring that comparison tools bearing a trust mark continue to meet the requirements set out in para 1. That authority shall be independent of any market participants and comparison tool operators.
Art. 19.1	Smart metering systems Strongly recommending that electricity undertakings and other market participants optimise the use of electricity, inter alia, by providing energy management services, developing innovative pricing formulas, and introducing smart metering systems that are interoperable, in particular with consumer energy management systems and with smart grids, in accordance with the applicable Union data protection rules.
Art. 19.4	Regularly monitor such deployment in their territories to track the delivery of benefits to consumers.
Art. 21.2	Entitlement to a smart meter (a) ensure that the offer to the final customer requesting the installation of a smart meter explicitly states and clearly describes: - (i) the functions and interoperability that can be supported by the smart meter and the services that are feasible as well as the benefits that can be realistically attained by having that smart meter at that moment in time; - (ii) any associated costs to be borne by the final customer;



	(b) ensure that it is installed within a reasonable time, no later than four months after the customer's request; (c) regularly, and at least every two years, review and make publicly available the associated costs, and trace the evolution of those costs as a result of technology developments and potential metering system upgrades.
Art. 26.1	Right to out-of-court dispute settlement MS shall ensure that final customers have access to simple, fair, transparent, independent, effective, and efficient out-of-court mechanisms for the settlement of disputes concerning rights and obligations established under this Directive, through an independent mechanism such as an energy ombudsman or a consumer body, or through an NRA.
Annex I	MINIMUM REQUIREMENTS FOR BILLING AND BILLING INFORMATION The NRA or another competent national authority shall take the necessary steps to ensure that the information provided by suppliers to final customers pursuant to this point is reliable and is provided at a national level in a clearly comparable manner.

1.2. Renewable Energy Directive (EU 2023/2413)

Art. 15.2.a	Administrative procedures, regulations and codes Under the supervision of a competent authority, MS shall promote the testing of innovative renewable energy technology for producing, sharing and storing of renewable energy through pilot projects in a real-world environment, for a limited period, in accordance with the applicable Union law and accompanied by appropriate safeguards to ensure the secure operation of the energy system and avoid disproportionate impact on the functioning of the internal market
Art. 15.3	MS shall ensure that their NRA at national, regional and local level include provisions for the integration and deployment of renewable energy, including for renewables self-consumption and renewable energy communities, and for the use of unavoidable waste heat and cold when planning, including early spatial planning, designing, building and renovating urban infrastructure, industrial, commercial or residential areas and energy and transport infrastructure, including electricity, district heating and cooling, natural gas and alternative fuel networks.
Art. 15c.1	By 21 February 2026, MS shall ensure that NRAs adopt one or more plans designating, as a sub-set of the areas referred to in Article 15b(1), renewables acceleration areas for one or more types of renewable energy sources. MS may exclude biomass combustion and hydropower plants. In those plans, competent authorities shall:



Art. 15c.5 Art. 15e.3	a) designate sufficiently homogeneous land, inland water, and sea areas where the deployment of a specific type or specific types of renewable energy sources is not expected to have a significant environmental impact, in view of the particularities of the selected area, while: (b) establish appropriate rules for the renewables acceleration areas on effective mitigation measures to be adopted for the installation of renewable energy plants and co-located energy storage, as well as assets necessary for the connection of such plants and storage to the grid, in order to avoid the adverse environmental impact that may arise or, where that is not possible, to significantly reduce it, where appropriate ensuring that appropriate mitigation measures are applied in a proportionate and timely manner to ensure compliance with the obligations laid down in (...). The competent authorities shall apply the permit-granting procedure and deadlines referred to in Article 16a to individual projects in renewables acceleration areas. Where a MS exempts grid and storage projects pursuant to paragraph 2 of this Article from the assessments referred to in that paragraph, the competent authorities of that Member State shall carry out a screening process of projects that are located in dedicated infrastructure areas.
Art. 18.2	Information and training MS shall ensure that information on the net benefits, cost and energy efficiency of equipment and systems for the use of heating, cooling and electricity from renewable sources is made available either by the supplier of the equipment or system or by the competent authorities.
Art. 21.3 (b)	Renewables self-consumers MS may apply non-discriminatory and proportionate charges and fees to renewables self-consumers, in relation to their self-generated renewable electricity remaining within their premises in one or more of the following cases: (b) from 1 December 2026, if the overall share of self-consumption installations exceeds 8 % of the total installed electricity capacity of a Member State, and if it is demonstrated, by means of a cost-benefit analysis performed by the NRA of that Member State, which is conducted by way of an open, transparent and participatory process, that the provision laid down in point (a)(ii) of paragraph 2 either results in a significant disproportionate burden on the long-term financial sustainability of the electric system, or creates an incentive exceeding what is objectively needed to achieve cost-effective deployment of renewable energy, and that such burden or incentive cannot be minimised by taking other reasonable actions.
Art. 22.4 (d)	Renewable energy communities MS shall provide an enabling framework to promote and facilitate the development of renewable energy communities. That framework shall ensure, inter alia, that:



	d) renewable energy communities are subject to fair, proportionate and transparent procedures, including registration and licensing procedures, and cost-reflective network charges, as well as relevant charges, levies and taxes, ensuring that they contribute, in an adequate, fair and balanced way, to the overall cost sharing of the system in line with a transparent cost-benefit analysis of distributed energy sources developed by the national competent authorities.
Art. 24.2	District heating and cooling Member States shall lay down the necessary measures and conditions to allow customers of district heating or cooling systems which are not efficient district heating and cooling systems, or which are not such a system by 31 December 2025 on the basis of a plan approved by the competent authority, to disconnect by terminating or modifying their contract in order to produce heating or cooling from renewable sources themselves.
Art. 24.4 (b)	MS shall lay down the necessary measures to ensure that district heating and cooling systems contribute to the increase referred to in Article 23(1) of this Directive by implementing at least one of the two following options: (b)-(i)
Art. 24.9	Member States shall ensure that the rights of consumers and the rules for operating district heating and cooling systems in accordance with this Article are clearly defined and enforced by the competent authority.
Art. 30.9	Verification of compliance with the sustainability and greenhouse gas emissions saving criteria Competent authorities of the Member States shall supervise the operation of certification bodies that are conducting independent auditing under a voluntary scheme. Certification bodies shall submit, upon the request of competent authorities, all relevant information necessary to supervise the operation, including the exact date, time, and location of audits. Where Member States find issues of non-conformity, they shall inform the voluntary scheme without delay.

1.3. Energy Efficiency Directive (EU 2023/1791)

Art. 3.4	Energy efficiency first principle Monitor the application of the energy efficiency first principle, including, where appropriate, sector integration and cross-sectoral impacts, where policy, planning and investment decisions are subject to approval and monitoring requirements.
Art. 3.6	Take actions to mitigate significant negative direct or indirect impacts of energy efficiency measures on energy poor, low-income households or vulnerable groups when designing and implementing energy efficiency measures.
Art. 5.6	Public sector leading on energy efficiency



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

	Take actions to mitigate significant negative direct or indirect impacts of energy efficiency measures on energy poor, low-income households or vulnerable groups when designing and implementing energy efficiency measures.
Art. 9.2	Energy efficiency obligation schemes Where Member States decide to fulfil their obligations to achieve the amount of savings required under Article 8(1) by way of an energy efficiency obligation scheme, they may appoint an implementing public authority to administer the scheme.
Art. 11.2 b)	Energy management systems and energy audits Member States shall ensure that enterprises with an average annual consumption higher than 10 TJ of energy over the previous three years, taking all energy carriers together, which do not implement an energy management system are subject to an energy audit. Such energy audits shall be either: implemented and supervised by independent authorities under national legislation.
Art. 11.5 b)	MS shall promote the availability to all final customers of high-quality energy audits which are cost-effective and are: (...) (b) implemented and supervised by independent authorities under national legislation
Art. 21.8	Basic contractual rights for heating, cooling, and domestic hot water Competent authorities shall ensure that the consumer protection measures laid down in this Directive are enforced. The competent authorities shall act independently from any market interests.
Art. 22.8	Information and awareness raising MS shall ensure that final customers, final users, people affected by energy poverty, vulnerable customers and, where applicable, people living in social housing have access to simple, fair, transparent, independent, effective and efficient out-of-court mechanisms for the settlement of disputes concerning rights and obligations provided for in this Directive, through an independent mechanism such as an energy ombudsperson or a consumer body, or through a NRA.
Art. 25.3	Heating and cooling assessment and planning MS shall carry out a cost-benefit analysis covering their territory on the basis of climate conditions, economic feasibility and technical suitability. Local heating and cooling plans shall be assessed by a competent authority and, if necessary, followed by appropriate implementation measures.
Art. 25.6	
Art. 26.5	Heating and cooling supply

15/69



	Competent authorities shall approve the plan of operators of all existing district heating and cooling systems with a total heat and cold output exceeding 5 MW and which do not meet the criteria set out in paragraph 1, points (b) to (e), to ensure more efficient consumption of primary energy, to reduce distribution losses and to increase the share of renewable energy in heating and cooling supply (as from 1 January 2025, and every five years thereafter)
Art. 27.1	Energy transformation, transmission, and distribution
Art. 27.2	Apply the energy efficiency first principle in carrying out the tasks regarding their decisions on the operation of the gas and electricity infrastructure, including their decisions on network tariffs. - Verify that methodologies used by transmission system operators and distribution system operators assess alternatives in the cost-benefit analysis and take into account the wider benefits of energy efficiency solutions, demand-side flexibility and investment into assets that contribute to climate change mitigation; - Verify the implementation of the energy efficiency first principle by the transmission system operators or distribution system operators when approving, verifying, or monitoring their projects and network development plans pursuant to Article 22 of Directive 2009/73/EC and to Article 32(3) and Article 51 of Directive (EU) 2019/944; - Provide methodologies and guidance on how to assess alternatives in the cost-benefit analysis in close cooperation with the transmission system operators and distribution system operators, which can share key technical expertise. Ensure that TSOs and DSOs report the measures and expected energy savings through the reduction of network losses
Art. 27.3	Include a specific section on the progress achieved in energy efficiency improvements regarding the operation of the gas and electricity infrastructure in the annual report. In those reports, an assessment of the overall efficiency in the operation of the gas and electricity infrastructure shall be provided, the measures carried out by transmission and distribution system operators and, where applicable, recommendations for energy efficiency improvements, including cost-efficient alternatives that reduce peak loads and overall electricity use.
Art. 27.4	Ensure the removal of those incentives in transmission and distribution tariffs that are detrimental to the energy efficiency of the generation, transmission, distribution and supply of electricity and gas.
Art. 27.7	Where appropriate, require the transmission system operators and distribution system operators to encourage high-efficiency cogeneration to be located close to areas of heat demand by reducing the connection and use-of-system charges.
Art. 27.9	

1.4. Regulation on wholesale energy market integrity and transparency (REMIT) (EU 1227/2011)

Art. 3.4.b	Prohibition of insider trading Notifications on transactions entered into in order to cover unplanned outages.
Art. 4.2	Obligation to publish inside information Take note of notifications of non-disclosed inside information.
Art. 7.2 Art. 7.3	Market monitoring Cooperate with ACER and at regional level for carrying out monitoring of markets + Provide advice to ACER in case of recommendation to EC on information to be monitored.
Art. 8.5	Data collection Take note of information related to the capacity and use of facilities.
Art. 9	Registration of market participants Manage the registration of market participants and transmit the information in their national registers to ACER.
Art. 13.1 Art. 13.2	Implementation of prohibitions against market abuse Implement the prohibitions on insider trading and market manipulation (art. 3 en 5) and enforce the obligation to publish inside information. Exercise investigatory and enforcement powers.
Art. 15	Obligations of persons professionally arranging transactions Take note of reports of suspected breaches.
Art. 16.1 Art. 16.2 Art. 16.3.a	Cooperation at Union and national level Work with ACER and other regulators on REMIT tasks National regulatory authorities, competent financial authorities and the national competition authority in a Member State may establish appropriate forms of cooperation in order to ensure effective and efficient investigation and enforcement and to contribute to a coherent and consistent approach to investigation, judicial proceedings and to the enforcement of this Regulation and relevant financial and competition law Request ACER to take action on suspected breaches in other member states Inform suspected breaches to ACER Inform suspected financial breaches to the financial authority and ACER



	Inform suspected breaches of competition law to the competition authority, European Commission and ACER Take part in and assist the cross-border investigatory group set up by ACER.
Art. 17.4	Professional secrecy Consent to use confidential information other than as originally intended
Art. 18	Penalties Disclose that measures or sanctions have been imposed against breaches

1.5. Regulation on guidelines for trans-European energy infrastructure (EU 2022/869)

Art. 9.1	Transparency and public participation The NRA shall, where relevant, cooperate and find synergies with the authorities of neighbouring countries with a view to exchanging good practices and facilitating the permit granting process, in particular for the development of the manual of procedures. The NRA of the neighbouring MS concerned shall indicate, in the notification process where appropriate, whether they, or any other authority concerned, wishes to participate in the relevant public consultation procedures.
Art. 10.3	Duration and implementation of the permit granting process The NRA shall ensure that the permit granting process is accelerated in line with this Chapter for each category of projects of common interest. To that end, the national competent authorities shall adapt their requirements for the start of the permit granting process and for the acceptance of the submitted application file, to make them fit for projects that due to their nature, dimension or lack of requirement for environmental assessment under national law, may require less authorisations and approvals for reaching the ready-to-build phase.
Art. 10.4	The NRA shall take into consideration in the permit granting process any valid studies conducted and permits or authorisations issued for a given project on the Union list before the project entered the permit granting process in accordance with this Article and shall not require duplicate studies and permits or authorisations.



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

Art. 14.2	Offshore grid planning By 24 January 2024, and as part of each ten-year network development plan thereafter, the ENTSO for Electricity, with the involvement of the relevant TSOs, the national regulatory authorities, the Member States and the Commission, and in line with the non-binding agreement referred to in paragraph 1 of this Article, shall develop and publish, as a separate report which is part of the Union-wide ten-year network development plan, high-level strategic integrated offshore network development plans for each sea-basin, in line with the priority offshore grid corridors referred to in Annex I, taking into account environmental protection and other uses of the sea.
Art. 15.1	Offshore grid for renewable energy cross-border cost sharing By 24 June 2024, COM shall, with the involvement of the MS, relevant TSOs, ACER and NRAs, develop guidance for a specific cost-benefit and cost-sharing for the deployment of the sea-basin integrated offshore network development plans referred to in Article 14(2) in accordance with the non-binding agreements referred to in Article 14(1).
Art. 15.2	By 24 June 2025, the ENTSO-E, with the involvement of the relevant TSOs, ACER, NRAs and COM shall present the results of the application of the cost-benefit and cost-sharing to the priority offshore grid corridors.
Art. 16.4	Enabling investments with a cross-border impact The relevant national regulatory authorities shall, upon receipt, transmit to the Agency, without delay, a copy of each investment request, for information purposes. The relevant national regulatory authorities and the Agency shall preserve the confidentiality of commercially sensitive information.
Art. 17.2	Regulatory incentives In the case of a decision to grant the incentives referred to in paragraph 1 of this Article, national regulatory authorities shall consider the results of the cost-benefit analysis consistent with the methodology drawn up pursuant to Article 11 and in particular the regional or Union-wide positive externalities generated by the project. The national regulatory authorities shall further analyse the specific risks incurred by the project promoters, the risk mitigation measures taken and the reasons for the risk profile in view of the net positive impact provided by the project, when compared to a lower-risk alternative.
Art. 17.4	By 24 January 2023, each national NRA shall submit to ACER its methodology and the criteria used to evaluate investments in energy infrastructure projects and the higher risks incurred by those projects, updated in view of latest legislative, policy, technological and market developments.
Art. 17.6	



	By 24 September 2023, each NRA shall publish its methodology and the criteria used to evaluate investments in energy infrastructure projects and the higher risks incurred by them.
--	---

1.6. Regulation on risk-preparedness in the electricity sector (EU 2019/941)

Art. 4	Assessment of risks to security of electricity supply Each competent authority shall ensure that all relevant risks relating to security of electricity supply are assessed in accordance with the rules laid down in this Regulation and in Chapter IV of Regulation (EU) 2019/943. To that end, it shall cooperate with TSOs, DSOs, NRAs, the ENTSO for Electricity, regional coordination centres and other relevant stakeholders, as required.
Art. 6.1	Identification of regional electricity crisis scenarios Cooperate with ENTSOE in the identification of the most relevant electricity crisis scenarios for each region.
Art. 7.1	Identification of national electricity crisis scenarios The competent authority shall identify the most relevant national electricity crisis scenarios.
Art. 10.1	Establishment of risk-preparedness plans The competent authority establishes and adopts a risk preparedness plan (after a consultation) (plan shall be updated every 4 years). Submit the draft plans, before adopting their risk-preparedness plans, for consultation, to the competent authorities of the relevant Member States in the region and, where they are not in the same region, to the competent authorities of directly connected Member States, as well as to the ECG.
Art. 10.4	The competent authorities and the Commission shall publish the risk-preparedness plans on their websites, while ensuring confidentiality of sensitive information, in particular information on measures relating to the prevention or mitigation of consequences of malicious attacks.
Art. 12.3	Content of risk-preparedness plans as regards regional and bilateral measures



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

	Periodically test the effectiveness of the procedures developed in risk-preparedness plans for preventing electricity crises, including the mechanisms referred to in point (b) of paragraph 1, and carry out biennial simulations of electricity crises, in particular testing those mechanisms.
Art. 14.1	Early warning and declaration of an electricity crisis Where a seasonal adequacy assessment or other qualified source provides concrete, serious and reliable information that an electricity crisis may occur in a Member State, the competent authority of that MS shall, without undue delay, issue an early warning to COM, the competent authorities of the MS within the same region and, where they are not in the same region, the competent authorities of the directly connected MS.
Art. 16.2	Compliance with market rules The competent authority shall inform relevant stakeholders in its Member State of the application of any non-market-based measures.
Art. 17.1 Art. 17.4	Ex post evaluation The relevant competent authority produces an ex-post evaluation report The competent authority concerned shall present the results of the ex-post evaluation at a meeting of the ECG. Those results shall be reflected in the updated risk-preparedness plan.

1.7. Regulation on the internal market for electricity (EU 2019/943)

Art. 6.4 Art. 6.8	Balancing market The settlement of balancing energy for standard balancing products and specific balancing products shall be based on marginal pricing (pay-as-cleared) unless all regulatory authorities approve an alternative pricing method on the basis of a joint proposal by all transmission system operators following an analysis demonstrating that that alternative pricing method is more efficient. The procurement of balancing capacity shall be performed by the transmission system operator and may be facilitated at a regional level. Reservation of cross-border capacity to that end may be limited. The procurement of balancing capacity shall be
--------------------------	---



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

Art. 6.9	market-based and organised in such a way as to be non-discriminatory between market participants in the prequalification process in accordance with Article 40(4) of Directive (EU) 2019/944 whether market participants participate individually or through aggregation.
Art. 6.12	The procurement of upward balancing capacity and downward balancing capacity shall be carried out separately, unless the regulatory authority approves a derogation from this principle on the basis that this would result in higher economic efficiency as demonstrated by an evaluation performed by the transmission system operator. C
Art. 6.14	By 1 January 2028, NRAs shall report to COM and ACER on the share of the total capacity covered by contracts with a duration or a procurement period of longer than one day. TSOs may, where standard balancing products are not sufficient to ensure operational security or where some balancing resources cannot participate in the balancing market through standard balancing products, propose, and the regulatory authorities may approve, derogations from paragraphs 2 and 4 for specific balancing products which are activated locally without exchanging them with other transmission system operators.
Art. 10.4	Technical bidding limits Identify policy or other measures applied in their territory which could serve to restrict wholesale price formation.
Art. 10.5	Where the NRA has identified a policy or measure which could serve to restrict wholesale price formation it shall take all appropriate actions to eliminate or, if not possible, to mitigate the impact of that policy or measure on bidding behaviour.
Art. 11.1 – 11.2	Value of lost load Determine and update the estimate of the value of lost load at least every five years
Art. 13.4	Redispatching Receive an annual report from the relevant transmission system operators and distribution system operators; Submit the report to ACER and shall publish a summary of the data referred to in points (a), (b) and (c) of the first subparagraph together with recommendations for improvement where necessary.
Art. 14.5	Bidding zone review Receive a proposal from the relevant transmission system operators for the methodology and assumptions to be used in the bidding zone review and for the different configurations of bidding zones to be considered for approval; Take a unanimous decision on the proposal within 3 months of submission of the proposal
Art. 15.1	Action plans

22/69



Art. 15.4	Develop an action plan with a Member State with identified structural congestion Receive the assessment report from the relevant transmission system operators; Approve the transmission system operator contribution to the reports
Art. 16.3	General principles of capacity allocation and congestion management Receive report from regional coordination centres on capacity reductions or deviations from coordinated actions Be notified by the transmission system operator when the latter refuses any secondary trade (transaction) • Grant a derogation from paragraph 8, upon request by transmission system operators of a capacity calculation region, on foreseeable grounds where necessary for maintaining operational security. • Consult regulatory authorities of other member states forming part of the affected capacity calculation regions before granting a derogation Analyse to what extent flows resulting from transactions internal to bidding zones contribute to the congestion between two bidding zones observed
Art. 16.7	
Art. 16.9	
Art. 16.13	
Art. 17.2	Allocation of cross-zonal capacity across timeframes Approve the structure for the allocation of cross-zonal capacity across timeframes, including day-ahead, intraday and balancing
Art. 18.10	Charges for access to networks, use of networks and reinforcement Regulatory authorities shall duly take the best practice report into consideration when fixing or approving transmission tariffs and distribution tariffs or their methodologies in accordance with Article 59 of Directive (EU) 2019/944.
Art. 19.5	Congestion income By 1 March each year, the regulatory authorities shall inform ACER and shall publish a report setting out: (a) the amount of revenue collected for the 12-month period ending on 31 December of the previous year; (b) how that revenue was used pursuant to paragraph 2, including the specific projects the income has been used for, and the amount placed on a separate account line; (c) the amount that was used when calculating network tariffs; and (d) verification that the amount referred to in point (c) complies with this Regulation and the methodology developed pursuant to paragraphs 3 and 4.
Art. 25.2	Reliability standard

Art. 25.4	The reliability standard shall be set by the Member State or by a competent authority designated by the Member State, following a proposal by the regulatory authority. Approve the parameters determining the amount of capacity procured in the capacity mechanism, when applying capacity mechanisms
-----------	---

1.8. Regulation on the deployment of alternative fuels infrastructure (EU 2023/1804)

Art. 5.6	Recharging infrastructure MS shall ensure that their authorities regularly monitor the recharging infrastructure market, and in particular, that they monitor the compliance of operators of recharging points and mobility service providers with paragraphs 3 and 5. Member States shall also seek to ensure that their authorities regularly monitor possibly unfair commercial practices affecting consumers.
----------	--

1.9. Council Regulation on an emergency intervention to address high energy prices (EU 2022/1854)

Art. 4.2	Reduction of gross electricity consumption during peak hours Work with transmission system operators on the gross electricity consumption forecasted
Art. 9.2	Distribution of surplus congestion income revenues resulting from allocation of cross-zonal capacity Approve the use of the surplus congestion income revenues
Art. 19.1	Monitoring and enforcement The competent authority of each Member State shall monitor the implementation of the measures referred to in Articles 3 to 7, 10, 12 and 13 on its territory



1.10. Council Regulation laying down a framework to accelerate the deployment of RE (EU 2022/2577)

Art. 6	Acceleration of the permit-granting process of renewable energy projects and for related grid infrastructure which is necessary to integrate renewables into the system The competent authority shall ensure that, on the basis of existing data, appropriate and proportionate mitigation measures are applied in order to ensure compliance with Article 12(1) of Directive 92/43/EEC and Article 5 of Directive 2009/147/EC. Where those measures are not available, the competent authority shall ensure that the operator pays a monetary compensation for species protection programmes in order to secure or improve the conservation status of the species affected.
--------	---

1.11. Regulation establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Art. 3.2	General tasks At ACER's request, the regulatory authorities, the ENTSO for Electricity, the ENTSO for Gas, the regional coordination centres, the EU DSO entity, the transmission system operators and the nominated electricity market operators shall provide to ACER the information necessary for the purpose of carrying out ACER's tasks under this Regulation, unless ACER has already requested and received such information.
Art. 4.6	Tasks of ACER as regards the cooperation of transmission system operators and distribution system operators The relevant regulatory authorities shall coordinate in order to jointly identify whether there is non-compliance of the EU-DSO entity, the ENTSO for Electricity or regional coordination centres with their obligations under Union law and shall take appropriate action. At the request of one or more regulatory authorities or at its own initiative, ACER shall issue a reasoned opinion as well as a recommendation to the ENTSO for Electricity, the EU DSO entity, or the regional coordination centres with regard to compliance with their obligations.
Art. 4.7	The regulatory authorities concerned shall unanimously take coordinated decisions establishing whether there is non-compliance with the relevant obligations and, where applicable, determining the measures to be taken by the ENTSO for Electricity, the EU DSO entity, or the regional coordination centre to remedy that non-compliance.
Art. 5.3	Tasks of ACER as regards the development and implementation of network codes and guidelines



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

	Where one of the following legal acts provides for the development of proposals for terms and conditions or methodologies for the implementation of network codes and guidelines which require the approval of all the regulatory authorities of the region concerned, those regulatory authorities shall agree unanimously on the common terms and conditions or methodologies to be approved by each of those regulatory authorities: (a) a legislative act of the Union adopted under the ordinary legislative procedure; (b) network codes and guidelines that were adopted before 4 July 2019 and subsequent revisions of those network codes and guidelines; or (c) network codes and guidelines adopted as implementing acts pursuant to Article 5 of Regulation (EU) No 182/2011.
Art. 6.11	Tasks of ACER as regards the regulatory authorities When preparing its decision pursuant to paragraph 10, ACER shall consult the regulatory authorities and transmission system operators concerned and shall be informed of the proposals and observations of all the TSOs concerned.
Art. 7.1	Tasks of ACER as regards regional coordination centres ACER, in close cooperation with the regulatory authorities and the ENTSO for Electricity, shall monitor and analyse the performance of regional coordination centres, taking into account the reports (...).
Art. 15.1	Monitoring and reporting on the electricity and natural gas sectors ACER, in close cooperation with the Commission, the Member States and the relevant national authorities, including the regulatory authorities, and without prejudice to the competences of competition authorities, shall monitor the wholesale and retail markets in electricity and natural gas

1.12. Network codes and guidelines

1.12.1. NC RfG (EU 2016/631)

Art. 4(1)(a) (III) and 4(1)(b) Art. 4(2)(b)	Application to existing power-generating modules Decide, in the context of a substantial modernisation of an existing power-generating module, if the existing connection agreement needs to be revised or a new connection agreement is required and which requirements of this Regulation shall
---	---



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

	apply. Determine whether the power-generating module is to be considered an existing power-generating module or a new power-generating module. Decide on the extension of the application of this Regulation to existing power-generating modules.
Art. 5(3)	Determination of significance Approve proposals for maximum capacity thresholds for types B, C and D power-generating modules unless the Member State is competent.
Art. 7(1) Art. 7(2) Art. 7(5) Art. 7(8)	Regulatory aspects Approve the requirements of general application to be established by relevant system operators or TSOs, unless otherwise provided by the member state (in this case, the King). Approve site specific requirements to be established by relevant system operators or TSOs. Be requested to issue a decision on the proposal for requirements of general application, or for the methodology used to calculate or establish these requirements, within six months. Act as dispute settlement authority, receive a complaint against a relevant system operator or TSO in relation to that relevant system operator's or TSO's obligations
Art. 9(1)	Recovery of costs Assess the costs borne by system operators subject to network tariff regulation and stemming from the obligations
Art. 36(4)	Final operational notification for type D power-generating modules Take a decision in the event of the following question: <i>"If the relevant system operator and the power-generating facility owner do not resolve the incompatibility within a reasonable time frame, but in any case not later than six months after the notification of the rejection of the request for a derogation."</i>
Art. 37(7)	Limited operational notification for type D power-generating modules Take a decision in the event of the following question: <i>"If the relevant system operator does not grant an extension of the period of validity of the LON in accordance with paragraph 5 or if it refuses to allow the operation of the power-generating module once the LON is no longer valid in accordance with paragraph 6."</i>
Art. 59(3)	Monitoring Request the DSOs and TSOs to provide the information under paragraph 2.

27/69

Art. 60(1)	Power to grant derogations Grant power-generating facility owners or prospective owners, relevant system operators or relevant TSOs derogations from one or more provisions of this Regulation for new and existing power-generating modules
Art. 61(1) Art. 61(2) Art. 61(3)	General provisions - Specify, after consulting relevant system operators and power-generating facility owners and other stakeholders, the criteria for granting derogations; - Publish those criteria on its website and notify them to COM + Review and amend the criteria for granting derogations Decide that power-generating modules for which a request for a derogation has been filed do not need to comply with the requirements of this Regulation from which a derogation has been sought from the day of filing the request until the regulatory authority's decision is issued.
Art. 62(9) Art. 62(10) Art. 62(11)	Request for a derogation by a power-generating facility owner Issue a reasoned decision concerning a request for a derogation; Notify its decision to the relevant power-generating facility owner, or prospective owner, the relevant system operator, and the relevant TSO. Revoke a decision granting a derogation if the circumstances and underlying reasons no longer apply or upon a reasoned recommendation by the Agency
Art. 63(8) Art. 63(9) Art. 63(10) Art. 63(11)	Request for a derogation by a relevant system operator or relevant TSO Issue a reasoned decision concerning a request for a derogation. Notify its decision to the relevant system operator requesting the derogation, the relevant TSO, and the Agency. Lay down further requirements concerning the preparation of requests for derogation by relevant system operators. Revoke a decision granting a derogation if the circumstances and underlying reasons no longer apply or upon a reasoned recommendation of the Commission or reasoned recommendation by the Agency
Art. 64(1)	Register of derogations from the requirements of this Regulation Maintain a register of all derogations they have granted or refused and provide the Agency with an updated and consolidated register at least once every six months, a copy of which shall be given to ENTSO for Electricity.



Art. 65(1)	Monitoring of derogations Cooperate with the Agency in monitoring the procedure of granting derogations
Art. 71(1) Art. 71(3)	Amendment of contracts and general terms and conditions Ensure that all relevant clauses in contracts and general terms and conditions relating to the grid connection of new power-generating modules are brought into compliance with the requirements of this Regulation. Ensure that national agreements between system operators and owners of new or existing power-generating facilities subject to this Regulation and relating to grid connection requirements for power-generating facilities, in particular in national network codes, reflect the requirements set out in this Regulation.

1.12.2. NC DCC (EU 2016/1388)

Art. 4(1)(a)(III) Art. 4(1)(b) Art. 4(2)(b) Art. 4(3) Art. 4(4) Art. 4(5)	Application to existing transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems and existing demand units used to provide demand response services Decide if the existing connection agreement needs to be revised or a new connection agreement is required and which requirements of this Regulation shall apply, unless the Member State is competent (in this case, the King) Decide to make an existing transmission-connected demand facility, an existing transmission-connected distribution facility, an existing distribution system, or an existing demand unit subject to all or some of the requirements of this Regulation, following a proposal from the relevant TSO, unless the Member State is competent (in this case, the King) In specified circumstances, determine whether the transmission-connected demand facility, the transmission-connected distribution facility, the distribution system, or the demand unit is to be considered existing or new. Decide to extend the application of this Regulation to existing transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems, or existing demand units used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services to a relevant system operator or relevant TSO, unless the Member State is competent (in this case, the King) Approve the quantitative cost-benefit analysis, unless the Member State is competent (in this case, the King)
--	---



	Decide on the extension of the applicability of this Regulation to existing transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems, or existing demand units, unless the Member State is competent (in this case the King)
Art. 6(1)	Regulatory aspects Approve and publish the requirements of general application to be established by relevant system operators or TSOs under this Regulation, unless otherwise provided by the Member State. Approve site specific requirements to be established by relevant system operators or TSOs under this Regulation. Issue a decision if no agreement is reached on the proposed general application requirements between the relevant system operator, relevant TSO, demand facility owner, power generating facility owner, DSO and/or CDSO. Act as dispute settlement authority, receive a complaint against a relevant system operator or TSO in relation to that relevant system operator's or TSO's obligations
Art. 6(2)	
Art. 6(5)	
Art. 6(8)	
Art. 8(1)	Recovery of costs Assess the costs borne by system operators subject to network tariff regulation and stemming from the obligations
Art. 9(2)	Public consultation Approve the proposal, the report, the cost-benefit analysis, or the requirements for demand units of relevant system operators or relevant TSOs, unless the Member State is competent (in this case, the King)
Art. 25	Final operational notification Take a decision in the event of the following question: " <i>If the relevant TSO and the transmission-connected demand facility owner or transmission-connected distribution system operator do not resolve the incompatibility within a reasonable time frame.</i> "
Art. 26(7)	Limited operational notification Take a decision in the event of the following question: " <i>If the relevant TSO does not grant an extension of the period of validity of the LON in accordance with paragraph 5 or if it refuses to allow the operation of the transmission-connected demand facility,</i>



	<i>the transmission-connected distribution facility, or the transmission-connected distribution system once the LON is no longer valid in accordance with paragraph 6"</i>
Art. 48	Identification of costs and benefits of application of requirements to existing transmission connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems and existing demand units Take cognisance of the report explaining the outcome of the consultation and the proposal on the applicability of the requirement under consideration to existing transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems and existing demand units
Art. 50(1)	Power to grant derogations Grant demand facility owners or prospective owners, and DSOs/CDSOs or prospective operators, relevant system operators or relevant TSOs derogations from one or more provisions of this Regulation for new and existing transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities, distribution systems and demand units
Art. 51(1) Art. 51(2) Art. 51(3)	General provisions Specify, after consulting relevant system operators, demand facility owners, DSOs, CDSOs, and other stakeholders whom it deems affected by this Regulation, the criteria for granting derogations. Review and amend the criteria for granting derogations at most once every year. Decide that transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities, distribution systems and demand units for which a request for a derogation has been filed do not need to comply with the requirements of this Regulation from which a derogation has been sought from the day of filing the request until the regulatory authority's decision is issued.
Art. 52(8) Art. 52(9) Art. 52(10)	Request for a derogation by a demand facility owner, a distribution system operator, or a closed distribution system operator Issue a reasoned decision concerning a request for a derogation. Notify its decision to the relevant demand facility owner or prospective owner, the DSO/CDSO or prospective operator, the relevant system operator, and the relevant TSO. Revoke a decision granting a derogation if the circumstances and underlying reasons no longer apply or upon a reasoned recommendation of COM or reasoned recommendation by the Agency.



Art. 53(8) Art. 53(9) Art. 53(10)	Request for a derogation by a relevant system operator or relevant TSO Issue a reasoned decision concerning a request for a derogation. Notify its decision to the relevant system operator requesting the derogation, the relevant TSO, and the Agency. Lay down further requirements concerning the preparation of requests for a derogation by relevant system operators. Revoke a decision granting a derogation if the circumstances and underlying reasons no longer apply or upon a reasoned recommendation of the Commission or reasoned recommendation by the Agency.
Art. 54(1)	Register of derogations from the requirements of this Regulation Maintain a register of all derogations they have granted or refused and provide the Agency with an updated and consolidated register at least once every six months
Art. 55(1)	Monitoring of derogations Cooperate with the Agency in monitoring the procedure of granting derogations
Art. 57(3)	Monitoring Request DSOs and TSOs to submit information
Art. 58(1) Art. 58(3)	Amendment of contracts and general terms and conditions Ensure that all relevant clauses in contracts and general terms and conditions relating to the grid connection of new transmission-connected demand facilities, new transmission-connected distribution facilities, new distribution systems and new demand units are brought into compliance with the requirements of this Regulation. Ensure that agreements between system operators and owners of new or existing demand facilities or operators of new or existing distribution systems subject to this Regulation and relating to grid connection requirements for transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities, distribution systems and demand units used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services to relevant system operators and relevant TSOs, in particular in national network codes, reflect the requirements set out in this Regulation.



1.12.3. NC HVDC (EU 2016/1447)

Art. 4(1)(a)(III)	Application to existing HVDC systems and DC-connected power park modules Decide if the existing connection agreement needs to be revised or a new connection agreement is required and which requirements of this Regulation shall apply
Art. 4(1)(b)	Decide to make an existing HVDC system or existing DC-connected power park module subject to all or some of the requirements of this Regulation, following a proposal from the relevant TSO
Art. 4(2)(b)	In specified circumstances, determine whether the HVDC system or DC-connected power park module is to be considered an existing or new HVDC system or DC-connected power park module.
Art. 4(3)	Decide to extend the application of this Regulation to existing HVDC systems and/or DC-connected power park modules.
Art. 4(4)	Approve the quantitative cost-benefit analysis
Art. 4(5)	Decide on the extension of the applicability of this Regulation to existing HVDC systems or DC-connected power park modules
Art. 5(1)	Regulatory aspects Approve and publish the requirements of general application to be established by relevant system operators or TSOs under this Regulation
Art. 5(2)	Approve site specific requirements to be established by relevant system operators or TSOs under this Regulation
Art. 5(5)	Where this Regulation requires the relevant system operator, relevant TSO, HVDC system owner, DC-connected power park module owner and/or the distribution system operator to seek agreement, issue a decision if no agreement has been found
Art. 5(8)	Act as dispute settlement authority, receive a complaint against a relevant system operator or TSO in relation to that relevant system operator's or TSO's obligations
Art. 7(1)	Recovery of costs Assess the costs borne by system operators subject to network tariff regulation and stemming from the obligations

Art. 13(3)	Active power controllability, control range and ramping rate Take cognisance of the triggering and blocking criteria specified by the relevant TSO
Art. 57(4)	ION for HVDC systems Take cognisance of the ION validity period.
Art. 58(4)	FON for HVDC systems Take a decision in the event of the following question: <i>"If the relevant system operator and the HVDC system owner do not resolve the incompatibility within a reasonable timeframe, but in any case not later than six months after the notification of the rejection of the request for a derogation."</i>
Art. 59(7)	Limited operational notification for HVDC systems/derogations Take a decision in the event of the following question: <i>"If the relevant system operator does not grant an extension of the period of validity of the LON in accordance with paragraph 5 or if it refuses to allow the operation of the HVDC system once the LON is no longer valid in accordance with paragraph 6."</i>
Art. 62(4)	ION for DC-connected power park modules Take cognisance of the ION validity period.
Art. 65	Identification of costs and benefits of application of requirements to existing HVDC systems or DC-connected power park modules Take cognisance of the report prepared by the relevant TSO explaining the outcome of the consultation and making a proposal on the applicability of the requirement under consideration to existing HVDC systems or DC-connected power park modules.
Art. 76(3)	Monitoring Request DSOs to provide TSOs with information unless the information is already obtained by regulatory authorities, the Agency or ENTSO-E in relation to their respective implementation monitoring tasks



Art. 77(1)	Power to grant derogations Grant HVDC system owners or DC-connected power park module owners, or their prospective owner, relevant system operators or relevant TSOs derogations from one or more provisions of this Regulation for new and existing HVDC system and/or DC-connected power park modules
Art. 78(1)	General provisions - Specify and publish, after consulting relevant system operators, HVDC system owners and DC-connected power park module owners and other stakeholders whom it deems affected by this Regulation, the criteria for granting derogations; - Notify the criteria to the European Commission
Art. 78(2)	Review and amend the criteria for granting derogations at most once every year, if it deems that it is necessary.
Art. 78(3)	Decide that HVDC systems or DC-connected power park modules for which a request for a derogation has been filed do not need to comply with the requirements of this Regulation from which a derogation has been sought from the day of filing the request until the regulatory authority's decision is issued.
Art. 79(9)	Request for derogations by an HVDC system owner or DC-connected power park module owner Issue a reasoned decision concerning a request for a derogation
Art. 79(10)	Notify its decision to the HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, the relevant system operator, and the relevant TSO.
Art. 79(11)	Revoke a decision granting a derogation if the circumstances and underlying reasons no longer apply or upon a reasoned recommendation of the Commission or reasoned recommendation by the Agency
Art. 80(8)	Request for a derogation by a relevant system operator or relevant TSO Issue a reasoned decision concerning a request for a derogation
Art. 80(9)	Notify its decision to the relevant system operator requesting the derogation, the relevant TSO, and the Agency

Art. 80(10) Art. 80(11)	Lay down further requirements concerning the preparation of requests for a derogation by relevant system operators Revoke a decision granting a derogation if the circumstances and underlying reasons no longer apply or upon a reasoned recommendation of the Commission or reasoned recommendation by the Agency
Art. 82(1)	Register of derogations from the requirements of this Regulation Maintain a register of all derogations they have granted or refused and provide the Agency with an updated and consolidated register at least once every six months, a copy of which shall be given to ENTSO for Electricity.
Art. 83(1)	Monitoring of derogations Cooperate with the Agency in monitoring the procedure of granting derogations
Art. 84(1) Art. 84(3)	Amendment of contracts and general terms and conditions Ensure that all relevant clauses in contracts and general terms and conditions relating to the grid connection of new HVDC systems or new DC-connected power park modules are brought into compliance with the requirements of this Regulation. Ensure that national agreements between system operators and owners of new or existing HVDC systems and DC-connected power park modules subject to this Regulation and relating to grid connection requirements for HVDC systems and DC-connected power park modules, in particular in national network codes, reflect the requirements set out in this Regulation.

1.12.4. NC ER (EU 2017/2196)

Art. 4(1) Art. 4(2)	Regulatory aspects Regulatory authorities or other competent authorities of the Member State concerned shall be responsible for approving the terms and conditions or actions referred to in paragraph 2.
------------------------	---



	Each TSO shall submit the following proposals to the relevant regulatory authority in accordance with Article 37 of Directive 2009/72/EC for approval: (a) the terms and conditions to act as defence service providers on a contractual basis in accordance with paragraph 4; (b) the terms and conditions to act as restoration service providers on a contractual basis in accordance with paragraph 4; (c) the list of SGUs responsible for implementing on their installations the measures that result from mandatory requirements set out in Regulations (EU) 2016/631, (EU) 2016/1388 and (EU) 2016/1447 and/or from national legislation and the list of the measures to be implemented by these SGUs, identified by the TSOs under Art. 11(4)(c) and 23(4)(c); (d) the list of high priority significant grid users referred to in Articles 11(4)(d) and 23(4)(d) or the principles applied to define those and the terms and conditions for disconnecting and re-energising the high priority grid users, unless defined by the national legislation of Member States; (e) the rules for suspension and restoration of market activities in accordance with Article 36(1); (f) specific rules for imbalance settlement and settlement of balancing energy in case of suspension of market activities, in accordance with Article 39(1); (g) the test plan in accordance with Article 43(2).
Art. 4(3)	Where a Member State has so provided, the proposals referred to in points (a) to (d) and (g) of paragraph 2 may be submitted for approval to an entity other than the regulatory authority.
Art. 4(6)	Where a TSO is required or permitted under this Regulation to specify, establish or agree on requirements, terms and conditions or methodologies that are not subject to approval in accordance with paragraph 2, Member States may require prior approval by the regulatory authority, the entity designated by the Member State or other competent authorities of the Member States of these requirements, terms and conditions or methodologies.
Art. 4(8)	Any party can complain against a relevant system operator or TSO in relation to that relevant system operator's or TSO's obligations or decisions under this Regulation and may refer the complaint to the regulatory authority which, acting as dispute settlement authority, shall issue a decision within two months after receipt of the complaint. That period may be extended by a further two months where additional information is sought by the regulatory authority. That extended period may be further

	extended with the agreement of the complainant. The regulatory authority's decision shall be binding unless and until overruled on appeal.
Art. 8(1)	Recovery of costs Assess the costs borne by system operators subject to network tariff regulation and stemming from the obligations laid down in this Regulation
Art. 11(1)	Design of the system defence plan By 18 December 2018, each TSO shall design a system defence plan in consultation with relevant DSOs, SGUs, national regulatory authorities, or entities referred to in Article 4(3), neighbouring TSOs and the other TSOs in its synchronous area.
Art. 23(1)	Design of the restoration plan By 18 December 2018, each TSO shall design a restoration plan in consultation with relevant DSOs, SGUs, national regulatory authorities or entities referred to in Article 4(3), neighbouring TSOs and the other TSOs in that synchronous area.

1.12.5. NC Cybersecurity

Art. 7.1	Public consultation Being consulted by the ENTSO for Electricity in cooperation with the EU DSO entity on the draft proposals for methodologies listed in Article 5(4)(a), (b), (d) and (f). T
Art. 8.1	Recovery of costs Assess the costs borne by TSOs and DSOs subject to network tariff regulation and stemming from the obligations laid down in this Regulation
Art. 11.2	Benchmarking



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

	The NRAs shall carry out a benchmarking to assess whether current investments in cybersecurity to mitigate risks having an impact on cross-border electricity flows provide the desired results and what are the efficiency gains for the development of the electricity systems; and whether such investments are efficient and integrated into the overall procurement of assets and services
Art. 13.1	Cooperation between CS-NCAs, NRAs and CSIRTs of a Member State CS-NCAs and NRAs shall cooperate with each other in carrying out their tasks defined in this Regulation. CS-NCAs and NRAs shall exchange all necessary information and data to carry out their tasks without prejudice to the confidentiality requirements pursuant to Article 9.
Art. 23.1	Derogations from the minimum and advanced cybersecurity controls The NRAs and the CS-NCAs may jointly provide derogations for any entity listed in Article 2 (1) seated in their Member State from the minimum and advanced cybersecurity controls in one of the following cases: (a) in exceptional circumstances, when the entity can demonstrate that the costs of implementing the appropriate cybersecurity controls significantly exceed the benefit; and (b) when the entity can provide a risk treatment plan that mitigates the cybersecurity risks using alternative controls to a level that is acceptable according to the risk acceptance criteria pursuant to Article 33(3)(b).
Art. 32.1	National verification schemes The CS-NCA and the NRA may establish a national scheme to verify that critical-impact entities have implemented the national legislative framework that is included in the ECSMM. The national verification scheme may be based on inspection by the CS-NCA and / or the NRA, or on peer reviews by critical-impact entities in the same Member State supervised by the CS-NCA and / or the NRA.
Art. 33.8	Cybersecurity risk management at entity-level The CS-NCA and NRA may inspect the asset inventory during on-site inspections pursuant Article 25.
Art. 42.2	Crisis management plans and business continuity Each NRA shall develop a national cybersecurity crisis management plan for the electricity sector taking into account the Union-level cybersecurity crisis management plan and taking into account the national risk preparedness plan established according to Article 10 of Regulation (EU) 2019/941. The NRA shall coordinate with the critical impact and high impact entities, the CS-NCA and RP-NCA in its Member State.

39/69



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

1.12.6. Guideline CACM (EU 2015/1222)

Art. 5.1	NEMOs designation in case of a national legal monopoly for trading services The competent national authority shall fix or approve the NEMO fees for trading in the day-ahead and intraday markets, sufficiently in advance of their entry into force, or specify the methodologies used to calculate them.
Art. 9(1)	Adoption of terms and conditions or methodologies Be informed by the TSOs and all NEMOs about the progress of developing their terms and conditions or methodologies Receive from the TSOs or NEMOs the relevant drafts of the proposals for the terms and conditions or methodologies with clarification of why these were not submitted Approve the terms and conditions or methodologies used to calculate or set out the single day-ahead and intraday coupling developed by TSOs and NEMOs Approve the terms and conditions or methodologies referred to in Art. 9(6)(a) to (m) Approve the terms and conditions or methodologies referred to in Art. 9(7)(a) to (h). Approve the terms and conditions or methodologies referred to in Art. 9(8)(a) to (f). Where the approval of the terms and conditions or methodologies requires a decision by more than one regulatory authority, the competent regulatory authorities shall consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach an agreement. - Request an amendment to approve the terms and conditions or methodologies submitted; - Decide on the amended terms and conditions or methodologies
Art. 9(4)	
Art. 9(5)	
Art. 9(6)	
Art. 9(7)	
Art. 9(8)	
Art. 9(10)	
Art. 9(12)	
Art. 63.4	Complementary regional auctions The competent regulatory authorities may approve the proposal for complementary regional intraday auctions if the following conditions are met: (a) regional auctions shall not have an adverse impact on the liquidity of the single intraday coupling; (b) all cross-zonal capacity shall be allocated through the capacity management module;



	(c) the regional auction shall not introduce any undue discrimination between market participants from adjacent regions; (d) the timetables for regional auctions shall be consistent with single intraday coupling to enable market participants to trade as close as possible to real-time; (e) regulatory authorities shall have consulted the market participants in the Member States concerned.
Art. 65.3	Removal of explicit allocation The competent regulatory authorities of the Member States of each of the bidding zone borders concerned shall jointly approve the introduced non-standard products and the removal of explicit allocation

1.12.7. Guideline FCA (EU 2016/1719)

Art. 4(1)	Adoption of terms and conditions or methodologies - Approve terms and conditions or methodologies developed by TSOs; - Be informed about the progress of the development of the terms and conditions or methodologies
Art. 4(4)	If TSOs fail to submit a proposal for terms and conditions or methodologies, they shall provide the relevant drafts of the terms and conditions or methodologies and explain what has prevented an agreement.
Art. 4(5)	Approve terms and conditions or methodologies developed by TSOs;
Art. 4(6)	Approve the following terms and conditions or methodologies: (a) the generation and load data provision methodology pursuant to Article 17; (b) the common grid model methodology pursuant to Article 18; (c) the requirements for the single allocation platform pursuant to Article 49; (d) the harmonised allocation rules pursuant to Article 51; (e) the congestion income distribution methodology pursuant to Article 57;



Art. 4(7)	(f) the methodology for sharing costs of establishing, developing, and operating the single allocation platform pursuant to Article 59; (g) the methodology for sharing costs incurred to ensure firmness and remuneration of long-term transmission rights pursuant to Article 61. Approve the following terms and conditions or methodologies: (a) the capacity calculation methodology pursuant to Article 10; (b) the methodology for splitting cross-zonal capacity pursuant to Article 16; (c) the regional design of long-term transmission rights pursuant to Article 31; (d) the establishment of fallback procedures in accordance with Article 42; (e) the regional requirements of the harmonised allocation rules pursuant to Article 52, including the regional compensation rules pursuant to Article 55. Where the approval of the terms and conditions or methodologies requires a decision by more than one regulatory authority, consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach an agreement.
Art. 4(9)	
Art. 4(11)	
Art. 58(1) and 58(2)	General provisions on cost recovery • Assess costs incurred by TSOs arising from obligations in this Regulation; • Determine other appropriate mechanisms to recover costs in a timely manner

1.12.8. Guideline EBGL (EU 2017/2195)

Art. 4(1) Art. 4(7)	Terms and conditions or methodologies of TSOs Approve terms and conditions or methodologies developed by TSOs; Where TSOs fail to submit a proposal for terms and conditions or methodologies, they shall provide the relevant drafts of the terms and conditions or methodologies and explain why an agreement has not been reached
	Approval of terms and conditions or methodologies of TSOs



Art. 5(1)	Approve the terms and conditions or methodologies
Art. 5(2)	Adopt the following terms and conditions or methodologies: (a) the frameworks for the establishment of the European platforms pursuant to Articles 20(1), 21(1) and 22(1); (b) the modifications of the frameworks for the establishment of the European platforms pursuant to Articles 20(5) and 21(5); (c) the standard products for balancing capacity pursuant to Article 25(2); (d) the classification methodology for the activation purposes of balancing energy bids pursuant to Article 29(3); (e) the assessment on the possible increase of the minimum volume of balancing energy bids that shall be forwarded to the European platforms pursuant to Article 29(11); (f) the methodologies for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process pursuant to Article 30(1) and (5); (g) the harmonisation of the methodology for the allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity or sharing of reserves pursuant to Article 38(3); (h) the methodology for a co-optimised allocation process of cross-zonal capacity pursuant to Article 40(1); (i) the TSO-TSO settlement rules for the intended exchange of energy pursuant to Article 50(1); (j) the harmonisation of the main features of imbalance settlement pursuant to Article 52(2);
Art. 5(3)	Approve the following terms and conditions or methodologies: (a) – (o)
Art. 5(4)	Approve the following terms and conditions or methodologies: (a) the exemption to publish information on offered prices of balancing energy or balancing capacity bids due to market abuse concerns pursuant to Article 12(4); (b) – (i)
Art. 5(6)	Where the approval of the terms and conditions or methodologies requires a decision by more than one regulatory authority, consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach an agreement.
Art. 5(8)	



	Act as dispute settlement authority, receive a complaint against a relevant system operator or TSO in relation to that relevant system operator's or TSO's obligations
Art. 6(1)	Amendments to terms and conditions or methodologies of TSOs Approve the proposal for amended terms and conditions or methodologies

1.12.9. Guideline SO (EU 2017/1485)

Art. 5(1)	Terms and conditions or methodologies of TSOs Approve terms and conditions or methodologies developed by TSOs;
Art. 5(9)	Where TSOs fail to submit a proposal for terms and conditions or methodologies, they shall provide the relevant drafts of the terms and conditions or methodologies and explain why an agreement has not been reached.
Art. 6(1)	Approval of terms and conditions or methodologies of TSOs Approve terms and conditions or methodologies developed by TSOs;
Art. 6(2)	Approve the following terms and conditions or methodologies: (a) key organizational requirements, roles, and responsibilities in relation to data exchange related to operational security in accordance with Article 40(6); (b) methodology for building the common grid models in accordance with Article 67(1) and Article 70; (c) methodology for coordinating operational security analysis in accordance with Article 75.
Art. 6(3)	Approve the following terms and conditions or methodologies:
Art. 6(4)	(a) methodology for each synchronous area for the definition of minimum inertia in accordance with Article 39(3)(b); (b)- (g)
Art. 6(5)	



Art. 6(7)	Approve the following terms and conditions or methodologies: (a)-(i) Where an individual relevant system operator or TSO is required or permitted under this Regulation to specify or agree on requirements that are not subject to paragraph 4, Member States may require prior approval by the competent regulatory authority of these requirements. Where the approval of the terms and conditions or methodologies requires a decision by more than one regulatory authority, consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach an agreement. Act as dispute settlement authority, receive a complaint against a relevant system operator or TSO in relation to that relevant system operator's or TSO's obligations.
Art. 6(10)	
Art. 7(1)	Amendments to the terms and conditions or methodologies of TSOs Approve the proposal for amended terms and conditions or methodologies
Art. 9(1)	Recovery of costs Assess the costs borne by system operators subject to network tariff regulation and stemming from the obligations laid down in this Regulation

2. Natural gas

2.1. Directive concerning common rules for the internal market in natural gas (nr. 2009/73)

Art. 3.12	Public service obligations and customer protection The Commission shall establish, in consultation with relevant stakeholders, including Member States, the national regulatory authorities, consumer organisations and natural gas undertakings, a clear and concise energy consumer checklist of practical information relating to energy consumer rights. Member States shall ensure that gas suppliers or distribution system operators, in cooperation with the regulatory authority, take the necessary steps to provide their consumers with a copy of the energy consumer checklist and ensure that it is made publicly available.
-----------	--



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

Art. 7.2	Promotion of regional cooperation The Agency shall cooperate with national regulatory authorities and transmission system operators to ensure the compatibility of regulatory frameworks between the regions with the aim of creating a competitive internal market in natural gas. Where the Agency considers that binding rules on such cooperation are required, it shall make appropriate recommendations.
Art. 8	Technical rules The regulatory authorities where Member States have so provided or Member States shall ensure that technical safety criteria are defined and that technical rules establishing the minimum technical design and operational requirements for the connection to the system of LNG facilities, storage facilities, other transmission or distribution systems, and direct lines, are developed and made public.
Art. 11.8	Certification in relation to third countries The national regulatory authority shall, within a period of two months after the expiry of the period referred to in paragraph 6, adopt its final decision on the certification. In adopting its final decision the national regulatory authority shall take utmost account of the Commission's opinion.
Art. 13.4	Tasks of transmission, storage and/or LNG system operators The regulatory authorities where Member States have so provided or Member States may require transmission system operators to comply with minimum standards for the maintenance and development of the transmission system, including interconnection capacity.
Art. 19.2	Independence of the staff and the management of the transmission system operator The identity of, and the conditions governing the term, the duration and the termination of office of, the persons nominated by the Supervisory Body for appointment or renewal as persons responsible for the executive management and/or as members of the administrative bodies of the transmission system operator, and the reasons for any proposed decision terminating such term of office, shall be notified to the regulatory authority. Those conditions and the decisions referred to in paragraph 1 shall become binding only if the regulatory authority has raised no objections within three weeks of notification. The regulatory authority may object to the decisions referred to in paragraph 1 where: (a) doubts arise as to the professional independence of a nominated person responsible for the management and/or member of the administrative bodies; (b) or in the case of premature termination of a term of office, doubts exist regarding the justification of such premature termination
Art. 21.1	Compliance programme and compliance officer Approve the compliance programme set out by the transmission system operators
Art. 22.1	Network development and powers to make investment decisions

46/69



	Every year, transmission system operators shall submit to the regulatory authority a ten-year network development plan based on existing and forecast supply and demand after having consulted all the relevant stakeholders.
Art. 23.1	Decision-making powers regarding the connection of storage facilities, LNG regasification facilities and industrial customers to the transmission system The transmission system operator shall establish and publish transparent and efficient procedures and tariffs for non-discriminatory connection of storage facilities, LNG regasification facilities and industrial customers to the transmission system. Those procedures shall be subject to approval by the regulatory authority
Art. 30.1	Right of access to accounts Have right of access to the accounts of natural gas undertakings
Art. 33.1	Access to storage The regulatory authorities where Member States have so provided or Member States shall define and publish criteria according to which the access regime applicable to storage facilities and linepack may be determined. They shall make public or oblige storage and transmission system operators to make public, which storage facilities, or which parts of those storage facilities, and which linepack is offered under the different procedures referred to in paragraphs 3 and 4.
Art. 38.2	Direct lines The Member States or any competent authority they designate shall lay down the criteria for the grant of authorisations for the construction or operation of such lines in their territory.
Art. 41.8 Art. 41.9	Duties and powers of the regulatory authority In fixing or approving the tariffs or methodologies and the balancing services, the regulatory authorities shall ensure that transmission and distribution system operators are granted appropriate incentive, over both the short and long term, to increase efficiencies, foster market integration and security of supply and support the related research activities. The regulatory authorities shall monitor congestion management of national gas transmission networks including interconnectors, and the implementation of congestion management rules. To that end, transmission system operators or market operators shall submit their congestion management rules, including capacity allocation, to the national regulatory authorities.
Art. 42.6	Regulatory regime for cross-border issues



	Regulatory authorities, or where appropriate other competent authorities, may consult and cooperate with the relevant authorities of third countries in relation to the operation of gas infrastructure to and from third countries with a view to ensuring, as regards the infrastructure concerned, that this Directive is applied consistently in the territory and territorial sea of a Member State.
Art. 48.2	Derogations in relation to take-or-pay commitments The Member State, or the designated competent authority, shall notify the Commission without delay of its decision to grant a derogation, together with all the relevant information with respect to the derogation.

2.2.Regulation on conditions for access to the natural gas transmission networks (nr. 715/2009)

Art. 3.1	Certification of transmission system operators Receive the opinion of the Commission within two months of the day of receipt of such notification concerning the certification of transmission system operators
Art. 3.2	Within two months of receiving an opinion of the Commission, the national regulatory authority shall adopt its final decision regarding the certification of the transmission system operator, taking the utmost account of that opinion. The regulatory authority's decision and the Commission's opinion shall be published together
	Consultations
Art. 10.1	Being consulted during the preparing of the network codes, the draft Communitywide network development plan, and the annual work programme
	Costs
Art. 11	Approve the costs related with the activities of the ENTSO for Gas referred to in Articles 4 to 12, only if they are reasonable and proportionate
	Tariffs for access to networks
Art. 13.1	Approve tariffs for access to networks, or the methodologies used to calculate them
	Trading of capacity rights
Art. 22	Being notified of the harmonised transport, LNG facility and storage contracts and procedures



2.3.Regulation on wholesale energy market integrity and transparency (REMIT) (No 1227/2011)

Art. 3(4)b	Prohibition of insider trading Take note of notifications to cover unplanned outages
Art. 4(2)	Obligation to publish inside information Take note of notifications of non-disclosed inside information
Art. 7(2)	Market monitoring Cooperate with ACER and at regional level for carrying out monitoring of markets Provide advice to ACER in case of recommendation to EC on information to be monitored
Art. 7(3)	
Art. 8(5)	Data collection Take note of information related to the capacity and use of facilities
Art. 9	Registration of market participants Manage the registration of market participants
Art. 12(1)	Operational reliability Protect information received and prevent misuse thereof
Art. 13(1)	Implementation of prohibitions against market abuse Implement the prohibitions on insider trading and market manipulation Exercise investigatory and enforcement powers
Art. 13(2)	
Art. 15	Obligations of persons professionally arranging transactions Take note of reports of suspected breaches
Art. 16(1)	Cooperation at Union and national level Work with ACER and other regulators on REMIT tasks Request ACER to take action on suspected breaches in other member states Inform suspected breaches to ACER Inform suspected financial breaches to the financial authority and ACER
Art. 16(2)	



	Inform suspected breaches of competition law to the competition authority, European Commission and ACER Take part in and assist the cross-border investigatory group set up by ACER
Art. 17(4)	Professional secrecy Consent to use confidential information other than as originally intended
Art. 18	Penalties Notify that measures or sanctions have been imposed against breaches

2.4.Regulation concerning measures to safeguard the security of gas supply (EU 2017/1938)

Art. 3.1	Responsibility for the security of gas supply The security of gas supply shall be the shared responsibility of natural gas undertakings, Member States, in particular through their competent authorities, and the Commission, within their respective areas of activity and competence.
Art. 5.1 Art. 5.8	Infrastructure standard Each Member State or, where a Member State so provides, its competent authority shall ensure that the necessary measures are taken so that in the event of a disruption of the single largest gas infrastructure, the technical capacity of the remaining infrastructure, determined in accordance with the N – 1 formula as set out in point 2 of Annex II, is able, without prejudice to paragraph 2 of this Article, to satisfy total gas demand of the calculated area during a day of exceptionally high gas demand occurring with a statistical probability of once in 20 years. The competent authority shall ensure that any new transmission infrastructure contributes to the security of gas supply through the development of a well-connected network, including, where appropriate, by means of a sufficient number of cross-border entry and exit points relative to market demand and the risks identified.
Art. 6.1	Gas supply standard



	The competent authority shall require the natural gas undertakings that it identifies, to take measures to ensure the gas supply to the protected customers of the Member State in each of the following cases: (a) extreme temperatures during a 7-day peak period occurring with a statistical probability of once in 20 years; (b) any period of 30 days of exceptionally high gas demand, occurring with a statistical probability of once in 20 years; (c) for a period of 30 days in the case of disruption of the single largest gas infrastructure under average winter conditions.
Art. 7.2	Risk assessment The competent authorities within each risk group listed in Annex I shall make a common assessment at risk group level ('common risk assessment') of all relevant risk factors such as natural disasters, technological, commercial, social, political and other risks, which could lead to the materialisation of the major transnational risk to the security of gas supply for which the risk group was created. The competent authorities shall take into account the results of the simulation referred to in paragraph 1 of this Article for the preparation of the risk assessments, preventive action plans and emergency plans.
Art. 8.2	Establishment of preventive action plans and emergency plans Establish following plans: - preventive action plan containing the measures needed to remove or mitigate the risks identified, including the effects of energy efficiency and demand-side measures in the common and national risk assessments and in accordance with Article 9; - an emergency plan containing the measures to be taken to remove or mitigate the impact of a disruption of gas supply in accordance with Article 10.
Art. 9.7	Content of preventive action plans Performing an impact assessment covering at least the following: (a) the potential impact on the development of the national gas market and competition at national level; (b) the potential impact on the internal gas market; (c) the potential impact on the security of gas supply of neighbouring Member States, in particular for those measures that could reduce the liquidity in regional markets or restrict flows to neighbouring Member States; (d) the costs and benefits, assessed against alternative market-based-measures; (e) an assessment of necessity and proportionality in comparison with possible market-based measures; (f) an appreciation whether the measure ensures equal possibilities for all market participants;

	(g) a phase-out strategy, the expected duration of the envisaged measure and an appropriate review calendar.
Art. 11.2	Declaration of a crisis When the competent authority declares one of the crisis levels referred to in paragraph 1, it shall immediately inform the Commission as well as the competent authorities of the Member States with which the Member State of that competent authority is directly connected and provide them with all the necessary information, in particular with information on the action it intends to take. In the event of an emergency which may result in a call for assistance from the Union and its Member States, the competent authority of the Member State concerned shall without delay notify the Commission's Emergency Response Coordination Centre (ERCC).

2.5.Regulation on the internal markets for renewable gas and natural gas and for hydrogen

Art. 4.2a	Separation of regulatory asset bases - Approval of intertemporal cost allocation and its underlying methodology; - ACER shall issue recommendations on the methodologies for setting the inter-temporal cost allocation
Art. 6.3	Third party access services concerning hydrogen network operators Regulatory authorities shall have the right to impose shorter maximum durations if necessary to ensure market functioning, to safeguard competition and to ensure future cross-border integration. When adopting a decision on the imposition of a shorter maximum duration, the regulatory authorities shall take into account, inter alia, commitment from users to secure network financing, negative implications on planning and refinancing possibilities.
Art. 6.7	Regulatory authorities shall consult regulatory authorities of directly connected Member States and relevant stakeholders before taking a decision on the methodology for setting hydrogen network access tariffs for the entry and exit points at cross-border interconnection points between them, including for any virtual interconnection points. Regulatory authorities shall also submit the envisaged tariff methodology to ACER. By derogation from Article 15, the regulatory authorities may decide to charge no network access tariffs or, when capacity is allocated via auctions, to set the reserve prices to zero.



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

	When deciding on the methodology for setting network access tariffs at an interconnection point between Member States, the regulatory authorities concerned shall apply the tariff principles set out in paragraphs 1, 2, 2b and 2c of Article 15 and take into account the outcome of the consultation, in particular with the regulatory authorities of directly connected Member States, and the impact of the chosen network access tariffs on cross-border trade and market functioning in the directly connected Member States. The regulatory authorities of directly connected Member States may request ACER to provide a factual opinion on the methodology for setting the network access tariffs or reserve prices for such interconnection point, in accordance with Article 6(5) of Regulation (EU) 2019/942.
Art. 7.1 (c)	Third-party access services concerning natural gas storage, hydrogen terminals and LNG facilities and hydrogen storage facilities Monitoring of the publication of relevant information in particular data on the use and availability of services, in a time-frame compatible with reasonable commercial needs of users of LNG or storage facilities, hydrogen terminals or hydrogen storage facilities.
Art. 8	Market assessment for renewable gas and low-carbon gas by LNG and storage system operators Being informed by LNG and storage system operators on the outcome of the market demand assessment
Art. 11	Trading of capacity rights Being notified of the harmonised contracts and procedures
Art. 13.1	Certification of transmission system operators and hydrogen transmission network operators Receiving the opinion of the Commission on the certification of a transmission system operator or a hydrogen transmission network operator
Art. 13.2	Certification of transmission system operator and hydrogen transmission network operators
Art. 13a.1	Certification of storage system operators
Art. 15.1	Tariffs for access to networks - Approval of tariffs for access to networks or the methodologies used to calculate them (applied by the transmission system operators) - Approval of cost-allocation mechanisms and rate setting methodology

53/69



Art. 15.2a	Until 31 December 2025: The national regulatory authority may apply a discount of up to 100 % to capacity-based transmission and distribution tariffs at entry points from, and exit points to, underground natural gas storage facilities and at entry points from LNG facilities, unless and to the extent that such a storage facility which is connected to more than one transmission or distribution network is used to compete with an interconnection point. From 31 December 2025: The national regulatory authority may apply a discount of up to 100% referred to in the first subparagraph for the purposes of increasing security of supply. The national regulatory authority shall re-examine that tariff discount and its contribution to security of supply every regulatory period within the periodic consultation carried out according to the network code.
Art. 15.2b	Regulatory authorities may merge adjacent entry-exit systems with a view to enable a full or partial regional integration where tariffs can be abolished at the interconnection points between the concerning entry-exit systems. Following the public consultation by the regulatory authorities or the transmission system operators, the regulatory authorities may approve a common tariff and an effective compensation mechanism between transmission system operators for the redistribution of costs on account of the abolished interconnection points.
Art. 16.5(b) Art. 16.5(c)	Tariff discounts for renewable gas and low-carbon gas Monitoring and assessing the impact of the discount on tariff stability. Regulatory authorities shall decide jointly on an appropriate inter transmission system operator compensation mechanism within 2 years.
Art. 17.1	Revenues of transmission system operators Ensuring transparency on the methodologies, parameters and values used to determine allowed or target revenues of transmission system operators
Art. 17.2	Providing ACER with all the data necessary for the comparison between Union transmission system operators concerning the costs of the transmission system operator
Art. 17.3	Assessing the long-term evolution of transmission tariffs based on the expected changes in their allowed or target revenues and in natural gas demand in the relevant regulatory period and where available, until 2050.
Art. 18.2	Firm capacity for renewable gas and low-carbon gas to the transmission system



	The regulatory authority shall be responsible for reviewing and approving the transmission system operators' conditions for conditional capacity and shall ensure that any limitations in firm capacity or operational limitations are introduced on the basis of transparent and non-discriminatory procedures and do not create undue barriers to market entry
Art. 19.2	Cross-border coordination of gas quality in the natural gas system
Art. 19.3	Being informed by the transmission system operators where a restriction to cross-border flows due to gas quality differences cannot be avoided by the concerned transmission system operators in their standard operations
Art. 19.6a	Jointly agree with the concerned regulatory authorities within 6 months whether to recognize the restriction
	Review the decision to maintain the recognised restriction every four years
Art. 27	Costs Approve the costs related to the activities of the ENTSO for GAS, only if they are reasonable and appropriate
Art. 30.6	Transparency requirements concerning transmission system operators Ensuring that all information concerning supply and demand is made public.
Art. 33.2	Firm capacity for renewable gas and low-carbon gas to the distribution system Ensuring that any limitations in firm capacity or operational limitations are introduced on the basis of transparent and non-discriminatory procedures and do not create undue barriers to market entry.
Art. 36	European entity for distribution system operators Approving, only reasonable and proportionate, costs related to the activities of the EU DSO entity
Art. 39.2	Cross-border coordination on hydrogen quality Being informed without delay by the concerned hydrogen transmission network operators where a restriction to cross-border flows due to differences in hydrogen quality cannot be avoided
Art. 39.3	The concerned regulatory authorities shall jointly agree within six months whether to recognise the restriction
Art. 39.4	Request the concerned hydrogen transmission network operators to perform, within 12 months.
Art. 44	Costs Approving, only reasonable and appropriate, costs related to the activities of the ENNOH

Art. 45.1	Consultation Being involved by the consultation of the ENNOH
Art. 48.6	Transparency requirements concerning hydrogen Ensuring that all information concerning supply and demand is made public
Art. 52.2a	Adoption of network codes and guidelines Regulatory authorities may apply to the Commission for a derogation from the application of the network codes and guidelines at entry points from and exit points to third countries pursuant to paragraph 2, point (d).
Art. 55.2	Amendments to network codes Regulatory authorities may propose draft amendments to network codes to ACER
Art. 58.1	Provision of information and confidentiality Regulatory authorities shall, on request, provide the Commission with the information necessary for the purposes of enforcing this Regulation, including the guidelines and the network codes adopted under this Regulation.

2.6.Methane Regulation for the energy sector (nr. 2021/0423)

Art. 3.1	Costs of regulated operators: When fixing or approving tariffs or the methodologies to be used by transmission system operators, distribution system operators, liquefied natural gas terminal operators or other regulated companies including where applicable underground gas storage operators, regulatory authorities shall take into account the costs incurred and investments made to comply with the obligations under this Regulation, insofar as they correspond to those of an efficient and structurally comparable regulated operator and are transparent.
Art. 3.2	The relevant regulatory authorities and the regulated operators shall provide ACER with all the data necessary for that comparison of unit investment costs linked to measurement, quantification, monitoring, reporting, verification, and abatement of methane emissions, including from leaks, venting, and flaring, for comparable projects.
Art. 5.3	Tasks of competent authorities
Art. 5.4	The competent authorities shall cooperate with each other and with the Commission and may cooperate with authorities of third countries, in order to ensure compliance with this Regulation



	Where reports are to be made public in accordance with this Regulation, the competent authorities shall make them publicly available and free of charge, on a designated website and in freely accessible, downloadable, and machine-readable format. Where information is kept confidential in accordance with Article 4 of Directive 2003/4/EC or where necessary under Union law on the protection of personal data, the competent authorities shall indicate the type of information that has been withheld and the reason therefor.
Art. 6.2	Inspections Where an inspection has identified a serious breach of the requirements of this Regulation, the competent authorities shall issue a notice of remedial actions to be undertaken by the operator, mine operator or importer, with clear deadlines for those actions, as part of the report referred to in paragraph 5. Alternatively, the competent authorities may decide to instruct the operator, mine operator or importer to submit to their approval a set of remedial actions to address the breaches identified within one month from the conclusion of the inspection.
Art. 6.3	Competent authorities may decide on the scope and frequency of routine inspections, based on an appraisal of the risks associated with each site, such as environmental risk, including assessment of cumulative impacts of all methane emissions as a pollutant, human safety and public health risks, as well as any identified breaches of this Regulation.
Art. 6.4	Without prejudice to routine inspections, the competent authorities shall carry out non-routine inspections: (a-b), compliance by importers with this Regulation.
Art. 6.5	Following each inspection, the competent authorities shall prepare a report describing the legal basis for the inspection, the procedural steps followed, the relevant findings and recommendations for further actions by the operator, mine operator or importer, including the deadlines for their implementation.
Art. 7.1	Complaints lodged with the competent authorities Any natural or legal person, may lodge a written complaint with the competent authorities on a possible breach of the requirements of this Regulation by operators, mine operators or importers.
Art. 10.1	Use and sharing of information The competent authorities and the Commission shall consider the information made available to the public by the International Methane Emissions Observatory (IMEO) and other relevant internationally available information
Art. 12.1	Monitoring and reporting Receiving a report from the operators containing the quantification of source-level methane emissions estimated using at least generic emission factors for all sources.



Art. 12.2 Art. 12.3 Art. 12.11	Receiving a report from the operators and undertakings established in the Union containing quantification of source-level methane emissions Receiving a report from the operators and undertakings established in the Union containing quantification of source-level methane emissions, complemented by measurements of site-level methane emissions, thereby allowing assessment of and comparison with the source-level estimates aggregated by site The competent authorities shall make the reports set out in this Article available to the public and the Commission, within three months from submission by operators and in accordance with Article 5(4).
Art. 14.1	Leak detection and repair: Receiving a leak detection and repair programme from the operators which shall detail the contents of the surveys and activities, including specific timelines.
Art. 15.4	Limits to venting and flaring Operators shall notify and provide evidence to the competent authorities of the necessity to opt for venting instead of flaring.
Art. 16.1 Art. 16.2	Reporting of venting and flaring events Operators shall notify and provide evidence to the competent authorities of the necessity to opt for venting instead of flaring (under a) and b)). Operators shall submit to the competent authorities annual reports of all venting and flaring referred to in paragraph 1 and in Article 15
Art. 18.1a	Inactive wells, temporarily plugged wells and permanently plugged and abandoned wells Approving the plan for completing the inventory and the quantification of methane emissions or the demonstration that there are no methane emissions
Art. 20.1	Monitoring and reporting Mine operators shall report to the competent authorities methane releases per ventilation shaft per year in kt of methane, using equipment and methodologies resulting in a measurement accuracy with a tolerance of 0.5 kt/year of methane or of 5% of the reported amount whichever value is lower.



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

Art. 27a.3	MRV Protect the commercial secrecy of data obtained, in accordance with Union law.	equivalence
Art. 30.2b	Penalties Competent authorities shall cooperate closely to ensure that the exercise of their powers, and the fines that they impose, and any other measures that they take, are effective and consistently designed and applied in the Union.	

2.7. Council Regulation enhancing solidarity through better coordination of gas purchases, reliable price benchmarks and exchanges of gas across borders (EU 2022/2576)

Art. 13.1	Transparency platforms for LNG facilities and gas storage facilities Regulatory authorities may request those operators to make public any additional information relevant for system users.	
Art. 14.7	More effective use of transmission capacities Being informed by the transmission system operator concerning the analyse of the potential effects at every interconnection point it operates. By derogation from paragraphs 1 to 6 of this Article, and regardless of whether those interconnection points are congested or not, national regulatory authorities may decide to introduce one of the mechanisms at all interconnection points stated in a) – c).	
Art. 16.1	Role of competent authorities Competent authorities shall supervise the implementation of the intra-day volatility management mechanisms. Competent authorities shall ensure that divergences in the implementation of the intra-day volatility management mechanisms by trading venues established in their Member States are duly justified by the specificities of the trading venues or energy-related commodity derivative concerned.	
Art. 16.2		
Art. 16.3	Competent authorities shall ensure that trading venues implement appropriate preliminary mechanisms ensuring that excessive volatility in energy-related commodity derivatives markets is mitigated until the set-up of the intra-day volatility management mechanism as referred to in Article 15(1).	



	Competent authorities shall report to ESMA on the implementation of the intra-day volatility management mechanism by trading venues they supervise within three weeks from the date referred to in Article 15(1) and at least on a quarterly basis.
--	---

2.8. Council Regulation on coordinated demand-reduction measures for gas (nr. 2023/706)

Art. 7.2	Coordination of demand-reduction measures The competent authority of each Member State shall update its national emergency plan established pursuant to Article 8 of Regulation (EU) 2017/1938 by 31 October 2022 at the latest, to reflect voluntary demand-reduction measures.
Art. 8.1	Monitoring and enforcement The competent authority of each Member State shall monitor the implementation of the demand-reduction measures on its territory. Member States shall report on their gas consumption (in terajoules, TJ) to the Commission at least every two months and not later than by the 15th day of the following month. If a Union alert is declared in accordance with Article 4(1), the reporting shall be submitted on a monthly basis.

2.9. Network codes

2.9.1. NC BAL (EU 312/2014)

Art. 8(4)	Balancing services Approve a transparent and non-discriminatory procedure other than a public tender
-----------	--



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

Art. 9(3)	Merit order Approve trade within an adjacent balancing zone, and having the gas transported to and from this balancing zone, as an alternative to trading title products and/or locational products in its own balancing zone(s).
Art. 11(1)	Incentives With the view to foster the liquidity of the short-term wholesale gas market, incentivise the transmission system operator to undertake balancing actions efficiently or to maximise the undertaking of balancing actions through the trade in short term standardised products.
Art. 11(2)	Approve an incentive mechanism submitted by the transmission system operator that shall be consistent with the general principles set out in this Regulation.
Art. 11(4)(e)	Regularly review the incentive mechanism (in close cooperation with the transmission system operator), to evaluate where and to what extent changes thereto may be needed.
Art. 16(1)	Specific provisions at interconnection points Where daily and hourly nominations and re-nominations co-exist at an interconnection point, consult the stakeholders for the purpose of identifying whether harmonised nominations and re-nominations should be submitted at both sides of this interconnection point.
Art. 16(2)	Approve any proposed changes
Art. 17(4)	Rejection of nominations and re-nominations or amendment of the requested gas quantity at interconnection points Be informed that the gas quantity requested under a nomination and re-nomination has been amended (in exceptional events, and emergency situations when there is an evident danger to system security and stability).
Art. 18(1)	Nomination and re-nomination procedure at points other than interconnection points Determine, after consultation of the transmission system operator, at which points other than interconnection points nominations and re-nominations are required.



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

Art. 20(1)	Daily imbalance charge calculation methodology Approve the daily imbalance charge calculation methodology to be applied in the transmission system operator's balancing zone
Art. 22(5)	Applicable price Approve the price of locational products taken into account for the purpose of determining the marginal sell price, the marginal buy price and the weighted average price
Art. 26(1) Art. 26(4) Art. 26(6)	Requirements for within day obligations Receive a proposal from the transmission system operator or take a decision on its own initiative regarding a within day obligation or an amendment thereof Be consulted by the transmission system operator on any within day obligation it intends to introduce Receive the recommendation document for the approval of the proposal in accordance with the procedure set out in Article 27
Art. 27(1) and 27(2)	National regulatory authority decision making • Take and publish a motivated decision within six months following the receipt of the complete recommendation document; • Before taking the motivated decision, consult with the national regulatory authorities of adjacent Member States and take account of their opinions.
Art. 30(2)	Balancing neutrality cash flows Set or approve and publish the methodology for the calculation of the neutrality charges for balancing, including their apportionment amongst network users and credit risk management rules.
Art. 33(4) Art. 33(5)	General provisions Decide on one information model per balancing zone. Conduct a prior market consultation for balancing zones where the information model variant 2 is sought to be applied after the entry into force of this Regulation.



Art. 34(4)	Intraday metered inputs and off-takes Approve the definition of the time of the second update provision.
Art. 38(3)	Cost benefit analysis Decide on any relevant changes of information provision on the basis of the consultation results.
Art. 39(4) . Art. 39(5)	Information obligations of distribution system operator(s) and forecasting party(-ies) towards the transmission system operator Ask the transmission system operator, the distribution system operator, and the forecasting party, to propose an incentive mechanism regarding the provision of an accurate forecast for a network user's non-daily metered off-takes which shall meet the criteria set out for the transmission system operator in Article 11(4). Designate the forecasting party in a balancing zone after prior consultation with the transmission system operators and distribution system operators concerned.
Art. 43(1)	General provisions Approve the terms and conditions of a linepack flexibility service if transmission system operators provide a linepack flexibility service to network users.
Art. 45(3)	Interim measures: general provisions Approve the interim measures
Art. 46(3) Art. 46(4)	Interim measures: annual report Approve the transmission system operator's report on the interim measures Take and publish a motivated decision within six months following the receipt of the complete report.
Art. 51(7)	Release of surplus transmission system operator's flexibility

	Set targets for the proportion by which the long-term contracts should be reduced in order to increase the liquidity of the short-term wholesale gas market.
--	--

2.9.2. NC INT (EU 2015/703)

Art. 4(3)	Information obligation Take note of interconnection agreements concluded and any amendments thereof
Art. 5(2)	Interconnection agreement template Provide an opinion on the compliance of the template with national law to the Agency
Art. 15(2) Art. 15(2)(e) Art. 15(3)	Managing cross-border trade restrictions due to gas quality differences Recognise a restriction to cross-border trade due to gas quality differences by relevant transmission system operators Receive and approve a joint proposal for removing the recognised restriction, including the timeframe for implementation, based on the cost benefit analysis and results of the public consultation Before adopting a decision, consult the national regulatory authorities of the concerned Member States. In adopting its decision, each national regulatory authority shall take account of the adjacent national regulatory authorities' opinion with a view to have a coordinated decision based on mutual agreement.

2.9.3. NC CAM (EU 2017/459)

Art. 2(6)	Scope In order to prevent foreclosure of downstream supply markets, decide to take proportionate measures to limit up-front bidding for capacity by any single network user at interconnection points within a Member State.
Art. 6(3)	Capacity calculation and maximisation Consult network users on the applied calculation method and joint approach.
	Allocation methodology



Art. 8(9)	Approve exact proportion of capacity to be set aside at each interconnection point
Art. 20(1)	Alignment of main terms and conditions for bundled capacity products Approve the terms and conditions in the transport contract(s) of the transmission system operators for bundled capacity products.
Art. 21(1)	Bundling in case of existing transport contracts Receive a report from network users and transmission system operators of all bundling arrangements reached by all parties to existing transport contracts.
Art. 21(3)	Receive an annual report on the use of the free-of-charge capacity conversion service
Art. 22(1)	Economic test Carry out the economic test for each offer level of an incremental capacity project after binding commitments of network users for contracting capacity have been obtained by the involved transmission system operators
Art. 23(1)	The f-factor Set the level of the f-factor for a given offer level
Art. 24(4)	Combination into single economic test Approve mechanisms for a redistribution of revenues from incremental capacity.
Art. 25(1)	Publication requirements relating to the economic test Approve the following information for each offer level: (a) –(c)
Art. 26(11)	Market demand assessment Approve fees for activities resulting from the submission of non-binding demand indications
Art. 26(14)	Publish respective points of contact for incremental capacity projects initiated at the publication of the market demand assessment report and update this information on a regular basis throughout the project.
Art. 27(4)	Design phase Work closely with transmission system operators in the process of designing coordinated offer levels



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

Art. 28(1) Art. 28(2)	Approve the project proposal of the involved transmission system operators for an incremental capacity project Publish coordinated decisions on the project proposal in one or more official languages of the Member State and to the extent possible in English.
Art. 30(1) Art. 30(2)	Principles for alternative allocation mechanisms Exceptionally extend the time horizon by up to 5 additional years if the economic test could not be passed based on the 15 years' bookings Approve the use of an alternative capacity allocation.
Art. 33(2)	Minimum interruption lead times Approve agreement between transmission system operators where two transmission system operators wish to shorten the lead time for interruptions
Art. 38(4)	Implementation monitoring Support the Agency in its report on the conditionalities stipulated in contracts for standard capacity products for firm capacity, having regard to their effect on efficient network use and the integration of the Union gas markets.

2.9.4. NC TAR (EU 2017/460)

Art. 5(1)	Cost allocation assessments Perform the following assessments and publish them as part of the final consultation: (a)–(b)
Art. 5(6)	Provide justification where the results of the capacity, or respectively commodity cost allocation comparison indexes exceed 10 percent
Art. 6(1)	Reference price methodology application Set or approve the reference price methodology
Art. 10(5) Art. 10(8)(b)	Rules for entry-exit systems within a Member State where more than one transmission system operator is active



	Conduct a consultation on the principles of an effective inter-transmission system operator compensation mechanism and its consequences on the tariff levels Publish the information on the entry-exit split for the entry-exit system
Art. 16(4)	Calculation of reserve prices for standard capacity products for interruptible capacity As an alternative to applying ex-ante discounts, decide to apply an ex-post discount, whereby network users are compensated after the actual interruptions incurred.
Art. 19(5)	Regulatory account Decide to use the auction premium for reducing physical congestion or, where the transmission system operator functions only under a non-price cap regime, to decrease the transmission tariffs for the next tariff period(s)
Art. 21(3) Art. 21(4)	Pricing of bundled capacity Approve the agreement between the respective transmission system operators Submit the agreement between the respective transmission system operators, for information
Art. 26(1) Art. 26(3) Art. 26(5)	Periodic consultation Carry out one or more consultations- Publish the consultation document, the consultation responses received and their summary. Receive the template for the consultation document.
Art. 27(1) Art. 27(3) Art. 27(4)	Periodic national regulatory authority decision-making Forward the consultation documents to the Agency. Receive the conclusion of the Agency's analysis in English Take and publish a motivated decision on all items; • Send to the Agency and the Commission its decision.
Art. 28(1) Art. 28(2)	Consultation on discounts, multipliers, and seasonal factors Conduct a consultation with the national regulatory authorities of all directly connected Member States and the relevant stakeholders on the following: (a)-(c) Take and publish a motivated decision on the aspects referred to in paragraph 1(a), (b) and (c).
Art. 29	Information to be published before the annual yearly capacity auction

67/69

	Publish the information under (a) and (b).
Art. 30(1)	Information to be published before the tariff period Publish the information under (a), (b) and (c) before the tariff period
Art. 33(4)	Tariff principles for incremental capacity Approve range of the level for the mandatory minimum premium, depending on the expected allocated capacity
Art. 34(2)	Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of transmission system operators Submit to the Agency all necessary information related to the methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of transmission system operators.
Art. 35(3)	Existing contracts Receive from transmission system operator the contracts or the information on capacity bookings, if any, for information
Art. 37(1) Art. 37(4) Art. 37(5)	Power to grant derogations Grant a derogation from the application of one or more articles of this regulation where the application of those Articles to such entity would have one or several of the negative consequences under (a), (b), (c) and (d) Notify their decisions granting such derogations to the Agency and the Commission. Revoke a derogation if the circumstances or underlying reasons, or both, no longer apply or upon a reasoned recommendation of the Agency or the Commission to revoke a derogation due to a lack of justification.



About CEER

The Council of European Energy Regulators (CEER) is the voice of Europe's national energy regulators. CEER's members and observers comprise 39 national energy regulatory authorities (NRAs) from across Europe.

CEER is legally established as a not-for-profit association under Belgian law, with a small Secretariat based in Brussels to assist the organisation.

CEER supports its NRA members/observers in their responsibilities, sharing experience and developing regulatory capacity and best practices. It does so by facilitating expert working group meetings, hosting workshops and events, supporting the development and publication of regulatory papers, and through an in-house Training Academy. Through CEER, European NRAs cooperate and develop common position papers, advice, and forward-thinking recommendations to improve the electricity and gas markets for the benefit of consumers and businesses.

In terms of policy, CEER actively promotes an investment friendly, harmonised regulatory environment and the consistent application of existing EU legislation. A key objective of CEER is to facilitate the creation of a single, competitive, efficient, and sustainable Internal Energy Market in Europe that works in the consumer interest.

Specifically, CEER deals with a range of energy regulatory issues including wholesale and retail markets; consumer issues; distribution networks; smart grids; flexibility; sustainability; and international cooperation.

CEER wishes to thank in particular the following regulatory experts for their work in preparing this report.

More information is available at www.ceer.eu.

— CREG —

Commission de Régulation
de l'Électricité et du Gaz

Note de politique générale

(Z)2861

23 octobre 2024

Note de politique générale pour l'année 2025

Etablie en application de l'article 25, § 5, alinéa 3 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Non confidentiel

CREG – rue de l'Industrie 26-38, 1040 Bruxelles, Belgique
T +32 2 289 76 11 - www.creg.be

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	3
1. Méthodologie	4
2. Orientations stratégiques : durabilité, résilience, innovation et abordabilité	5
3. Livrables mis en exergue	6
3.1. Protection des consommateurs	6
3.2. Tarifs sociaux	6
3.3. Précarité énergétique	7
3.4. Network code on Cybersecurity (NCCS)	8
3.5. REMIT II	9
3.6. Financement des infrastructures et méthodologie tarifaire	9
3.7. Energie éolienne offshore	10
3.8. Hydrogène	11
3.9. Flexibilité et transfert d'énergie	12
3.10. Intégration de marché	12
3.11. Mécanisme de rémunération de la capacité (CRM)	14
3.12. Energie nucléaire	15
3.13. Monitoring	16
4. Interaction avec le monde extérieur	17
4.1. Collaboration au niveau européen	17
4.2. Collaboration avec les pouvoirs publics et autres instances belges	18
5. La CREG, une institution agile en phase avec les Objectifs de Développement Durable (ODD) ...	18
5.1. Organisation interne	18
5.1.1. La CREG en tant que centre de connaissances	18
5.1.2. Directive SRI2	19
5.2. Développement durable	20
5.3. Communication	21
ANNEXE 1 : Aperçu des livrables 2025	23
ANNEXE 2 : Liste des références juridiques et des abréviations	56
ANNEXE 3 : Aperçu des compétences des NRA dans la réglementation européenne	61

INTRODUCTION

Dans un contexte énergétique européen et international en constante évolution, marqué par des transitions vers des sources d'énergie plus durables, sur un fond d'avenir géopolitique incertain, il est essentiel pour la CREG de se préparer aux défis qui se profilent à l'horizon 2025.

La présente note de politique générale s'inscrit dans notre engagement à anticiper ces défis, en alignant nos actions sur notre plan stratégique à long terme, qui vise le développement d'un secteur énergétique à la fois durable, résilient, innovant et abordable, tout en plaçant les intérêts des consommateurs au cœur de notre action régulatoire.

Dans cette perspective, l'agenda de travail 2025 de la CREG continuera à faire prévaloir les thématiques liées notamment à la protection des consommateurs, aux tarifs sociaux, à la précarité énergétique, au développement de l'énergie offshore, de l'hydrogène, de la flexibilité et du transfert d'énergie, de l'intégration des marchés, au bon fonctionnement du CRM, au nucléaire, au financement des infrastructures, à la méthodologie tarifaire et au monitoring des marchés de l'énergie, tous segments d'activité confondus.

Afin de relever ces défis de manière efficace, les collaborations et coopérations étroites avec l'ensemble des acteurs du marché, à tous les échelons (régional, national et européen), constitueront également un élément clé de notre pratique régulatoire. Ces interactions permanentes avec les gestionnaires de réseaux, les fournisseurs, les autorités publiques et les consommateurs notamment, sont essentielles pour promouvoir une fine connaissance des tendances émergentes ainsi qu'un cadre régulatoire robuste et prévisible, capable de s'adapter aux réalités plurielles du terrain, encourager l'innovation, entendue au sens large, et s'assurer que les intérêts des consommateurs sont non seulement protégés mais également promus.

Face à la complexité des évolutions sectorielles, il s'avère également crucial que l'autorité de régulation nationale puisse consolider son agilité afin de pouvoir répondre rapidement aux changements imprévus des marchés, qu'ils soient dus à des évolutions technologiques, des fluctuations des prix de l'énergie, des crises géopolitiques ou d'autres facteurs exogènes (pandémie, variations extrêmes des températures,...). Cette capacité d'adaptation est essentielle pour maintenir le bon fonctionnement des marchés et la confiance publique dans ces derniers.

La mise à disposition du régulateur de ressources suffisantes reste à cet égard décisif. Ces ressources constituent en effet la base qui permet au régulateur de préserver et de renforcer son efficacité et flexibilité opérationnelle, et de répondre, de manière optimale, au renforcement continu de ses compétences légales, aux nouveaux défis du secteur mais aussi aux diverses demandes potentielles émanant des autorités publiques, et ce tout en continuant à veiller à l'intérêt général et celui des consommateurs belges, toutes tailles confondues.

La présente note de politique générale, qui accompagne le budget 2025 de la CREG, détaille l'ensemble de ces considérations.

La présente note de politique générale a été approuvée par le comité de direction de la CREG le 23 octobre 2024.

1. MÉTHODOLOGIE

Conformément à la loi électricité, la CREG établit chaque année une note de politique générale. Comme la CREG travaille sur une multitude de sujets (dont beaucoup sont récurrents), l'examen détaillé de chaque activité individuellement serait trop long.

C'est pourquoi, en partie à la demande de la Commission Energie, Environnement et Climat du Parlement fédéral, la présente note se concentre sur les nouveaux thèmes et les priorités spécifiques de la CREG en 2025.

Pour un aperçu complet et général de toutes les activités sur lesquelles la CREG travaillera au cours de l'année 2025, tant à court qu'à moyen terme, nous vous renvoyons à l'annexe 1 de la présente note de politique générale. Pour chaque objectif, la prestation à livrer est clairement définie, ainsi qu'un délai indicatif de mise en œuvre.

Dans tous les cas, la réalisation de chacune de ces activités ou « livrables » repose sur la synergie entre les compétences de chaque direction de la CREG. Elle implique souvent une charge de travail préparatoire non négligeable et difficilement quantifiable (par ex. : procédure de consultation des acteurs de marché, traitement de la confidentialité, traductions...). Par conséquent, l'aperçu des livrables ne donne souvent qu'une brève image de la charge de travail sous-jacente réelle de la CREG. D'autres activités constituent un travail à plus long terme et peuvent être échelonnées dans le temps. Il est donc possible que certaines des activités définies pour 2025 se retrouvent dans les notes de politique générale des années suivantes, tout comme certaines étaient déjà incluses dans des notes de politique générale antérieures.

La CREG continuera à contribuer en 2025 à l'élaboration des programmes de travail de l'« *Agency for the Cooperation of Energy Regulators* » (ACER) et du « *Council of European Energy Regulators* » (CEER) et à la réalisation des livrables qui y sont mentionnés. Le contenu exact et précis de ces programmes de travail n'étant pas encore défini au moment de la rédaction de la présente note de politique générale, les contributions à ces livrables attendues de la part de la CREG ne peuvent être reprises ici dans leur intégralité.

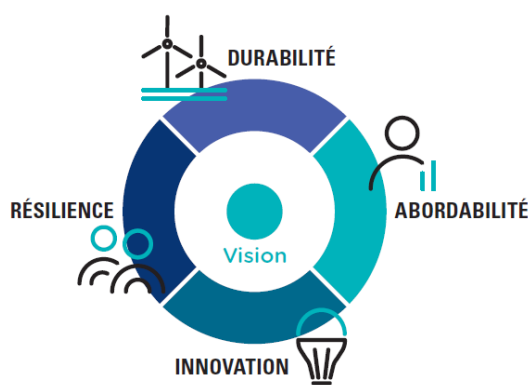
En 2025, la CREG travaillera à l'ensemble des objectifs de la note de politique générale. Néanmoins, il importe de tenir compte d'éléments externes tels que l'évolution progressive de la législation, le temps nécessaire pour la concertation avec les acteurs concernés ou encore la période dont le marché a besoin pour réagir ou s'adapter au nouveau cadre légal. Il est donc possible qu'en cours d'année, des adaptations doivent être apportées aux activités et aux livrables prédéfinis, en raison de l'actualité ou d'évolutions spécifiques dans le secteur.

En outre, la note de politique générale met en œuvre le plan stratégique 2024-2029 de la CREG. Le plan stratégique, comme expliqué brièvement ci-dessous, a identifié quatre grands piliers stratégiques autour desquels sont fixées les priorités de la politique en 2025.

2. ORIENTATIONS STRATÉGIQUES : DURABILITÉ, RÉSILIENCE, INNOVATION ET ABORDABILITÉ

Les orientations stratégiques de la CREG, figurant dans son plan stratégique 2024-2029, ont été élaborées en tenant compte des défis et des opportunités de la transition énergétique.

La vision à long terme de la CREG repose sur quatre piliers :



1. **Durabilité** : La CREG s'engage à promouvoir un cadre d'investissement propice au développement de la production d'électricité et de gaz verts, en conformité avec les choix des autorités publiques compétentes en la matière, particulièrement en ce qui concerne les trajectoires envisagées et le degré de neutralité technologique du parc de production d'électricité.
2. **Résilience** : La résilience des marchés de l'énergie, l'approvisionnement en énergie et la sécurité du réseau sont des aspects essentiels étroitement liés, particulièrement dans le cadre de la transition énergétique, avec l'intégration accrue des sources d'énergie renouvelables et décentralisées. La CREG s'assurera, dans le respect de ses compétences, de renforcer ces trois leviers dans le cadre d'une approche intégrée afin de faciliter le processus de transition.
3. **Innovation** : L'innovation, entendue au sens large (nouvelles technologies, nouveaux modèles de marché, nouveaux processus, nouveaux vecteurs énergétiques, etc.), et la transition énergétique sont des moteurs essentiels de la modernisation du secteur de l'énergie. La CREG y prendra place, en s'inscrivant dans cette dynamique et en facilitant le développement d'un cadre réglementaire favorable à l'innovation, tout en garantissant la sécurité, la fiabilité, l'équité et l'efficacité du système énergétique.
4. **Accessibilité financière** : La vision de la transition énergétique promue par les autorités européennes dépasse la simple modification des sources d'énergie dans le mixte énergétique des États membres. Elle englobe également le développement d'un système énergétique inclusif et rentable, assurant à chacun l'accès à une énergie durable, sûre et abordable. L'énergie reste en effet un bien de première nécessité dont l'accès reste vital pour répondre aux besoins primordiaux des citoyens et de la société en général. Il incombe ainsi à la CREG de veiller à ce qu'aucun consommateur ne soit laissé pour compte ou exclu dans ce processus de transition.

Les objectifs et activités spécifiques de la CREG pour l'année 2025 s'articulent donc autour de ces piliers, qui se recoupent, se complètent et se renforcent mutuellement.

3. LIVRABLES MIS EN EXERGUE

3.1. PROTECTION DES CONSOMMATEURS

On observe que les fournisseurs ajoutent de plus en plus de composantes et de coefficients de prix supplémentaires à leurs formules de prix¹, ce qui accroît la complexité des facteurs énergétiques pour les consommateurs. Afin de protéger les petits consommateurs, la CREG plaidera donc en faveur de mesures visant à garantir des prix de l'énergie compréhensibles, comparables et abordables en 2025.

Un cadre réglementaire devrait donc être mis en place pour obliger les fournisseurs à fonder leurs formules de prix commerciales sur des données transparentes, objectives, mais aussi accessibles au public. La réintroduction (temporaire) d'un mécanisme de filet de sécurité (comme durant la période 2013-2017) peut être une option ici, mais elle devra être actualisée à la fois sur la forme et sur le fond.

En outre, l'introduction d'un contrat type² devrait faciliter la comparabilité entre les fournisseurs des produits et des prix pour les consommateurs. Les fournisseurs ayant plus de 200 000 clients seraient tenus de proposer un contrat type, les autres auraient la possibilité de le faire. La CREG vérifiera si les contrats types proposés répondent à toutes les conditions de base.

En 2025, la CREG continuera également à travailler au renforcement de l'accord de consommateurs³, dont la dernière modification remonte à 2018. Elle souhaite ainsi :

- étendre la protection aux petits consommateurs professionnels et aux PME ;
- garantir aux consommateurs un accès plus fluide et plus facile aux fiches tarifaires et aux données du contrat ;
- veiller à ce que les fournisseurs mettent à disposition leur gamme complète de produits actifs de manière transparente ;
- rendre obligatoire la signature de l'accord de consommateurs et étendre son champ d'application à tous les fournisseurs, achats groupés et intermédiaires actifs.

3.2. TARIFS SOCIAUX

Amélioration du système actuel des tarifs sociaux fédéraux

Les tarifs sociaux électricité, gaz naturel et chaleur constituent une protection efficace pour les ménages vulnérables qui en bénéficient, particulièrement en temps de crise comme l'a témoigné la crise énergétique de 2021/2022. Néanmoins, certains ménages appartenant aux déciles de revenus les plus bas n'y ont pas droit, étant donné que les catégories d'octroi sont basées sur certains statuts, et non sur le niveau de revenus. La CREG estime que des mesures d'amélioration sont possibles pour

¹ Par exemple : coefficients de multiplication multiples, coûts supplémentaires du partage d'énergie, surcharge kVA pour les propriétaires de panneaux solaires, etc.

² Un contrat type est un contrat d'énergie standardisé qui respecte un certain nombre de conditions de base concernant les mentions obligatoires sur la facture (notamment l'énergie fournie (gaz naturel et/ou électricité sans services complémentaires), le type (fixe, variable, dynamique) et la durée du contrat, le prix de l'abonnement en €/an et le prix de l'énergie pure en c€/kWh), mais couvre également d'autres paramètres tels que la fourniture du service de base et les conditions de l'abonnement.

³ L'accord « [Le consommateur dans le marché libéralisé de l'électricité et du gaz](#) » vise à protéger les consommateurs contre d'éventuelles pratiques abusives ou informations trompeuses dans leurs relations avec les fournisseurs.

mieux cibler les bénéficiaires potentiels du tarif social (voir aussi les recommandations de la Fondation Roi Baudouin⁴), tout en veillant à la maîtrise du coût du système.

À cet effet, en 2025, la CREG continuera de recommander le développement d'une base de données fédérale qui associe les ayants-droits du tarif social à des catégories de revenus. Une fois ce prérequis réalisé, il serait possible et opportun d'intégrer un critère de revenus dans les conditions d'octroi du tarif social, qui soit calqué sur les plafonds de revenus fixés par l'INAMI pour les bénéficiaires de l'intervention majorée.

Prime tarif social

Depuis le 1^{er} juillet 2024, conformément à la loi du 15 mai 2024, les clients protégés raccordés à une chaudière collective dans un immeuble privé et qui, pour des raisons techniques, ne peuvent pas bénéficier du tarif social sur leur facture, ont droit à une prime tarif social trimestrielle.

La CREG salue l'adoption de cette mesure, qu'elle avait recommandée dans un avis de 2022⁵ et qui était également mise en avant dans les recommandations de la Fondation Roi Baudouin.

Dès octobre 2024, la CREG calculera le montant des primes tarif social électricité, gaz naturel et chaleur sur une base trimestrielle. Elle est par ailleurs chargée d'un monitoring permanent des moyens nécessaires à l'octroi de ces primes. Pour le 1^{er} mars 2025, elle rendra son premier rapport annuel de monitoring des moyens nécessaires à l'application de cette mesure.

3.3. PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE

D'après le Baromètre de la précarité énergétique 2024, 21,8 % des ménages belges étaient touchés par la précarité énergétique en 2022, marquant une augmentation de 6,9 % par rapport à 2021. Les prix de l'énergie, le vecteur énergétique utilisé pour le chauffage et le type de logement (efficacité énergétique du logement), ont été des facteurs déterminants de ce phénomène.

En outre, la crise énergétique a exposé un nouveau public au risque de précarité énergétique, à savoir la classe moyenne. Dans un contexte géopolitique toujours incertain, couplé à une transition énergétique qui se doit d'être inclusive, conformément au Pacte Vert de l'Union européenne, la lutte contre la précarité énergétique s'avère indispensable pour garantir le droit d'accès à une énergie abordable pour toutes et tous. Elle s'inscrit en outre pleinement dans la nécessaire protection des consommateurs - y compris les plus vulnérables - prônée par les textes législatifs européens et, plus globalement, dans le cadre des objectifs de développement durable auxquels la Belgique s'est engagée.

Enfin, au-delà de l'aspect des prix de l'énergie, la transition énergétique présente également des défis en ce qui concerne l'accès des consommateurs vulnérables à l'électrification pour des raisons d'efficacité énergétique (systèmes de chauffage, panneaux solaires,...) et aux autres solutions innovantes du futur (participation au partage d'énergie, ...).

⁴ https://media.kbs-frb.be/fr/media/10884/PUB_3910_TarifSocialEnergie_FR_2023.

⁵ Avis (A)2394 du 12 mai 2022 sur les possibilités de mise en œuvre d'un système de prime dans les cas d'application du tarif social complexes (rétroactivité) ou impraticables (chaudières collectives en dehors d'un logement social) (<https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Advices/A2394FR.pdf>).

À cet effet, en 2025, la CREG continuera de plaider pour que le groupe de travail interfédéral sur les indicateurs de précarité énergétique⁶, soit relancé de façon structurelle vu la nature multidimensionnelle du phénomène de précarité énergétique et soit renforcé dans son mandat.

3.4. NETWORK CODE ON CYBERSECURITY (NCCS)

Le *Network Code on Cybersecurity* (NCCS), qui est entré en vigueur le 31 mars 2024, vise à établir une norme européenne pour la cybersécurité des flux transfrontaliers d'électricité. Le NCCS contient des règles relatives à l'évaluation du cyberrisque, aux obligations minimales communes, aux exigences de certification, au monitoring, à l'établissement de rapports et à la gestion de crise.

Chaque État membre doit désigner d'ici le 13 décembre 2024 une « autorité compétente » pour effectuer le travail assigné par ce règlement. Dans l'attente d'une nomination formelle par le législateur belge, c'est la CREG qui doit se charger de cette tâche.

En sa qualité provisoire d'« autorité compétente », la CREG a déjà fourni en 2024 à ENTSO-E et aux GRD de l'UE une liste de la législation belge relative aux aspects de cybersécurité des flux transfrontaliers d'électricité. Au moment de la rédaction de la présente note de politique générale, la Direction générale Energie (ci-après : la DG Energie) n'a pas encore été désignée comme « autorité compétente », ce qui signifie que la CREG devra encore assumer en 2025 les tâches prévues par ce règlement. Concrètement, elle peut être invitée à intervenir au cours du premier semestre 2025 dans les procédures de consultation concernant, d'une part, l'élaboration d'une méthode pour un système de classification des cyberattaques et, d'autre part, la rédaction de lignes directrices pour l'échange d'informations. En outre, une liste provisoire des entités ayant un « impact très important » ou « critique » en Belgique devra également être dressée.

En outre, la CREG se verra également confier de nouvelles tâches en tant que régulateur fédéral dans le cadre du NCCS. Elle devra évaluer les coûts supportés par Elia et découlant des obligations prévues par le Code de réseau, y compris les coûts supportés par ENTSO-E et déterminer les coûts raisonnables, efficaces et proportionnés qui seront récupérés au moyen des tarifs de réseau.

Enfin, la CREG devra, au plus tard le 13 juin 2026, effectuer une évaluation comparative des contrôles de cybersécurité afin de déterminer si les investissements actuels dans la cybersécurité :

- atténuent les risques ayant un impact sur les flux transfrontaliers d'électricité ;
- donnent les résultats souhaités et génèrent des gains d'efficacité pour le développement des systèmes électriques ;
- sont efficaces et intégrés dans l'ensemble des marchés publics d'actifs et de services.

L'analyse comparative devra tenir compte des coûts de mise en œuvre des contrôles et de l'efficacité de la fonction assurée par les processus, produits, services, systèmes et solutions utilisés pour mettre en œuvre ces contrôles. Cette analyse commencera dès 2025.

La CREG participe à la *Task Force Cybersecurity* d'ACER qui contribue notamment au développement des nombreux livrables (rapports, lignes directrices, opinions, indicateurs, etc.) qui doivent être produits par ACER dans le cadre du NCCS.

⁶ Instauré fin 2020 à l'initiative conjointe du SPF Economie et de la CREG.

3.5. REMIT II

Avec la révision du règlement REMIT (ci-après : REMIT II) concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, les missions de la CREG seront élargies. En effet, le champ d'application du règlement est élargi suite à l'adaptation des définitions de manipulation de marché et des informations privilégiées, à la couverture de nouveaux marchés (GNL, balancing,...), à l'intégration de nouveaux systèmes technologiques,...

REMIT II est entré en vigueur le 7 mai 2024 et en mai 2025, la réglementation sera encore complétée par des arrêtés d'exécution et un acte délégué (*delegated act*). Une partie de REMIT II nécessite une transposition dans l'ordre juridique belge, notamment l'article sur les sanctions.

La CREG jouera un rôle de facilitateur dans la bonne transposition en droit belge de REMIT II. De nombreuses réunions avec l'ACER ont lieu sur l'application de REMIT II pour la déclaration des données, concernant les détails des actes délégués et d'autres points d'interprétation de la législation. En outre, la CREG informera de manière transparente et didactique les acteurs de marché de REMIT II et ses implications (organisation d'un premier workshop au premier trimestre de 2025, publication des mises à jour sur le site Internet de la CREG, réponses aux questions des acteurs de marché...).

Concrètement, au niveau des enregistrements des acteurs de marché, de nombreuses mises à jour sont à prévoir suite à l'obligation de notification des acteurs de marché lors de l'utilisation du trading algorithmique et lors d'un accès électronique direct à un marché organisé. De plus, les acteurs de marché de pays tiers devront également s'enregistrer auprès du régulateur national où se situe leur représentant dans l'Union européenne. A cela s'ajoutent les mises à jour régulières des données des acteurs de marché en cas de changement dans leur entreprise ainsi que l'enregistrement de nouveaux acteurs de marché suite à l'élargissement du périmètre des marchés couverts. Pour chaque changement, une intervention de la CREG est sollicitée.

Au niveau de la gestion des cas, la CREG s'attend à devoir analyser davantage de cas de manipulation de marché ou de délits d'initiés. Afin d'appréhender cette augmentation de travail, la CREG investira dans un outil de visualisation des données pour faciliter le travail. Pour la sanction des infractions, la CREG doit adapter sa méthodologie en matière de pénalités aux critères et aux montants figurant dans REMIT II.

Par ailleurs, la CREG poursuivra et intensifiera ses contacts avec la FSMA et l'ABC mais également avec les régulateurs des pays voisins afin d'établir, si besoin en est, des synergies, en particulier sur le trading algorithmique et les outils employés pour la gestion des cas.

Enfin, la CREG continuera à mettre à jour la sécurité IT spécifique à REMIT afin de diminuer les risques de piratage, notamment par la réalisation d'évaluations des risques périodiques.

3.6. FINANCEMENT DES INFRASTRUCTURES ET MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE

En 2025, la CREG mènera différentes études et réflexions préparatoires aux discussions sur la méthodologie tarifaire 2028-2031 qui interviendront début 2026, tant avec Elia Transmission Belgium qu'avec Fluxys Belgium. Vu la transition énergétique et les investissements conséquents attendus dans le réseau d'électricité ainsi que, dans une moindre mesure, dans le réseau d'hydrogène, la CREG portera dans ce cadre une attention particulière au financement de ces investissements.

En effet, la CREG voit les coûts des différents investissements d'infrastructures des GRT augmenter fortement et n'a que très peu à dire sur l'ensemble du processus d'investissements. Or, ce sont ces coûts qui se retrouvent dans les tarifs du GRT.

Face à ce constat, la CREG a pris l'initiative, en mai 2024, dans le cadre de la présidence belge du Conseil de l'Union européenne, de partager ses préoccupations avec quinze autres experts belges et européens, confrontés aux mêmes problèmes de financement des infrastructures des réseaux, le tout, sous règles de Chatham House. Cet « hackathon » a abouti à un « *white paper* » intitulé « *No transition without transmission* » qui a été soumis à consultation publique⁷. Sur la base des résultats de la consultation et des pistes de réflexions déjà identifiées, la CREG continue à développer ses analyses, au niveau belge et à les partager au niveau européen. Des études sont en effet menées par la CREG. Concrètement, par exemple, la CREG réalisera une étude sur la gouvernance des GRT. Elle proposera également des présentations et des échanges à d'autres régulateurs européens confrontés aux mêmes problèmes. Dans ce cadre, la CREG veillera également à développer une approche intégrée des différents plans d'investissements entre vecteurs énergétiques, dans le souci de veiller au développement d'un système énergétique belge au moindre coût possible pour le consommateur.

3.7. ENERGIE ÉOLIENNE OFFSHORE

Comme chaque année, la CREG effectuera ses tâches récurrentes dans le cadre de la régulation des parcs éoliens offshore situés dans la zone économique exclusive belge. Elle traitera notamment de l'attribution et du contrôle des certificats verts, des garanties d'origine, des activités de monitoring, de la fixation du prix minimum pour les parcs éoliens couverts par le régime LCOE et du décompte (provisoire) pour les parcs couverts par le régime d'avances.

Le rapport d'audit de la Cour des comptes sur la construction, le raccordement et l'exploitation des parcs éoliens offshore⁸ a formulé un certain nombre de recommandations. La CREG inclura les aspects suivants à cet égard et pour l'année 2025 :

- Monitoring précis de l'évolution des recettes et des dépenses des parcs éoliens en mer afin de mieux déterminer si certains surprofits sont structurels ou temporaires. Ce monitoring donnera lieu à une étude annuelle analysant les résultats pour chaque parc offshore.
- En collaboration avec la DG Energie, suivi des résultats des appels d'offres pour l'énergie éolienne offshore à l'étranger et transposition de ces informations aux conditions belges.
- Réalisation d'une étude pour déterminer combien d'éoliennes sont à l'arrêt et pourquoi et voir si ces coûts peuvent être répartis plus équitablement entre les titulaires des concessions offshore et les utilisateurs finals/les autorités.

Dans ce cadre, la Cour des comptes a également constaté que la CREG n'a pas suffisamment de personnel pour remplir pleinement ses missions essentielles de conseil, d'une part, et de suivi et de contrôle, d'autre part. La CREG tient compte de ce commentaire dans l'évaluation de ses besoins en personnel.

L'appel d'offres pour la première parcelle de la zone Princesse Elisabeth sera attribué en 2025. En tant que membre de la *Taskforce Offshore*, la CREG apportera son soutien à cet égard, dans le cadre de ses compétences. La *taskforce* est composée de représentants du ministre de l'Energie et du ministre de la Mer du Nord, de la DG Energie du SPF Economie, du service milieu marin du SPF Santé publique, de l'UGMM, d'Elia et de la CREG.

⁷ <https://www.creg.be/fr/consultations> (date de publication: 28 juin 2024).

⁸ <https://www.ccrek.be/fr/publication/parcs-eoliens-offshore>

La CREG suivra de près les coûts d'investissement de l'infrastructure de raccordement et d'interconnexion. Elle participera également activement aux discussions sur le *cost sharing* et les *bidding zones* au niveau européen.

3.8. HYDROGÈNE

La loi hydrogène définit les droits et les obligations du gestionnaire du réseau de transport d'hydrogène. Elle définit également les tâches et compétences de la CREG en tant qu'autorité de régulation indépendante. En avril 2024, Fluxys hydrogen SA a été désigné gestionnaire du réseau de transport d'hydrogène (ci-après « HNO »). Sur la base de la loi hydrogène et en concertation avec la CREG, Fluxys hydrogen SA a proposé un planning des documents réglementaires à rédiger d'ici 2027. Pour la CREG, les actions majeures pour l'année 2025 sont :

- l'adoption par la CREG du code de conduite relatif à l'accès au réseau de transport d'hydrogène ;
- l'établissement de la méthodologie tarifaire pour la détermination des tarifs applicables au réseau de transport d'hydrogène après avoir consulté le marché ;
- le suivi de l'élaboration par Fluxys hydrogen SA d'un premier modèle d'équilibrage ;
- le suivi des besoins d'investissement et des investissements proposés par Fluxys hydrogen SA (processus récurrent) et lancement du processus lié à la réalisation du premier plan de développement du réseau par Fluxys hydrogen SA conformément aux dispositions légales.

En plus de ces quatre sujets précis, la CREG tient à continuer à contribuer au développement du marché de l'hydrogène en Belgique et en Europe. La CREG mettra un point d'honneur à partager son expertise, particulièrement dans :

- le processus de transposition du paquet européen gaz & hydrogène publié en juillet 2024, avec une attention particulière sur la régulation liée aux terminaux d'importation qui ne sont actuellement pas couverts dans la loi belge ;
- le financement des infrastructures de transport et l'élaboration éventuel d'un mécanisme pour combler le *funding gap* ; et
- le développement des infrastructures de transport (transfrontalières) pour l'hydrogène grâce à une participation active au processus européen de sélection des « *Projects of Common Interest* » (PCI) et à la réalisation des PCI existants, y compris les possibilités de cofinancement européen.

Au niveau européen, la CREG est un membre actif des groupes de travail de l'ACER et du CEER qui ont trait à l'hydrogène. La CREG continuera à échanger son expérience avec les régulateurs voisins. La CREG prêter une attention particulière aux mécanismes d'allocation intertemporelle des coûts qui voient petit-à-petit le jour au sein de différents Etats membres. Elle partagera son expérience quant à la méthodologie de valorisation des actifs réaffectés à inclure dans la RAB et contribuera aux réflexions sur l'interprétation de certaines définitions (ex. terminal d'importation d'hydrogène) dans le but de contribuer à une transposition harmonisée du paquet gaz & hydrogène au niveau des Etats membres.

De manière générale, et sur la base d'échanges avec de nombreux acteurs de la chaîne de valeur de l'hydrogène en Belgique, la CREG tâchera de contribuer à favoriser la collaboration entre les différents acteurs et à œuvrer pour la mise en place d'un cadre réglementaire simple, flexible et harmonisé. La CREG envisage de lancer une étude technico-économique (externe) afin d'estimer le potentiel des électrolyseurs en Belgique, notamment pour la production d'hydrogène vert.

3.9. FLEXIBILITÉ ET TRANSFERT D'ÉNERGIE

La promotion de la flexibilité sur le marché de l'électricité est essentielle pour garantir la stabilité et la fiabilité du réseau électrique. Il s'agit de l'un des principaux défis associés à une transition énergétique réussie, en raison de la poursuite de l'intégration des sources d'énergie renouvelables, qui se traduit par une production d'électricité de plus en plus intermittente et volatile.

L'intégration de sources flexibles du côté de la demande et de l'offre est au centre de plusieurs dossiers relatifs aux réserves d'équilibrage. La CREG analyse et approuve les propositions d'Elia relatives à l'organisation de ces marchés et aux responsabilités de ses participants. En outre, le concept plus large de flexibilité est également mis en exergue dans le nouveau règlement EMD, notamment en assignant aux régulateurs la tâche spécifique de faire rapport sur le besoin de flexibilité à (moyen ou) long terme.

La coordination des services de flexibilité à différents niveaux de tension et dans différentes zones de réglage nécessite une étroite collaboration entre la CREG et les régulateurs régionaux d'une part, et entre la CREG et les régulateurs d'autres Etats membres d'autre part. La CREG suivra donc de près le développement de ces services et marchés dans les forums de concertation dédiés à cet effet.

En particulier, pour inciter les consommateurs, à tous les niveaux de tension, de valoriser leur flexibilité explicite sur les différents marchés, il convient de leur offrir un maximum d'opportunités. La mise en place d'un cadre légal pour organiser le transfert d'énergie⁹ offre l'opportunité aux clients finaux de valoriser leur flexibilité par eux-mêmes ou via l'intermédiaire de leur choix. Ceci a permis l'émergence d'un nouvel acteur de marché, celui de fournisseur de service de flexibilité (FSP). Le transfert d'énergie est en place depuis 2017, mais n'est pas encore d'application pour les clients de la basse tension et pour le marché de l'aFRR¹⁰. La CREG poursuivra ses efforts afin de rendre le transfert d'énergie opérationnel pour la mi-2026 en vue d'une application au marché aFRR et quel que soit le niveau de tension.

En outre, un code de réseau relatif à la *demand response* est en cours d'élaboration au niveau européen. Il prévoit la soumission par les gestionnaires de réseaux d'une proposition conjointe de termes et conditions à l'approbation de l'autorité nationale compétente. La CREG participera à l'élaboration de ces termes et conditions, bien qu'à leur approbation en concertation avec d'éventuels autres autorités de régulation.

3.10. INTÉGRATION DE MARCHÉ

Marché de l'électricité

Le renforcement du couplage des marchés et la poursuite de l'intégration des marchés nationaux de l'énergie dans un marché européen unique constituent l'une des principales conditions préalables à la réussite de la transition énergétique. En tant que régulateur national, la CREG est chargée de surveiller le fonctionnement du marché en Belgique, mais compte tenu du contexte régional et européen de plus en plus prépondérant, une grande partie de son activité se déroule dans des forums de concertation régionaux et européens.

⁹ Le *Transfer of Energy* ou transfert d'énergie est un concept développé par Elia pour permettre la valorisation de la flexibilité (de la demande) en explicitant les rôles et les relations entre l'utilisateur du réseau, le BRP (*Balancing Responsible Party*) et le FSP (*Flexibility Service Provider*).

¹⁰ L'aFRR ou processus de restauration de la fréquence automatique est un produit de repli qui permet à Elia de rétablir, tant à la hausse qu'à la baisse, la fréquence du réseau à 50 Hz de manière continue.

La CREG défend les intérêts des consommateurs belges et le fonctionnement du marché belge dans les forums de concertation européens et régionaux, en particulier les *working groups*, *task forces* et *work streams* de l'ACER et du CEER, et participe aux processus décisionnels au sein du *Board of Regulators* (BoR) de l'ACER et de la *General Assembly* (GA) du CEER.

La CREG participe activement à ces groupes de travail et *task forces*, afin de faciliter les développements et la mise en œuvre de la législation (européenne) et des conditions et méthodologies qui en découlent, pour mettre en place les différents processus de couplage de marchés.

Les principaux dossiers traités dans le cadre de ces groupes de travail et *task forces* pertinents sont les projets européens de couplage des marchés (les méthodologies pour le calcul de la capacité journalière, infrajournalière et d'équilibrage, le couplage de marchés fondé sur les flux à différentes échéances, la conformité aux exigences minimales de capacité, l'accès aux plates-formes d'équilibrage, etc.).

Au niveau national, régional et européen, la CREG veille à ce que les mécanismes de couplage des marchés soient adéquats et solides dans le cadre des expériences vécues lors de la récente crise énergétique, mais aussi dans la perspective de la transition énergétique.

Dans le cadre des mécanismes (de couplage) de marchés, une attention particulière sera accordée à l'aspect flexibilité, afin que ces mécanismes ne constituent pas un obstacle à cette flexibilité et à sa participation aux plateformes de marché. La poursuite de l'intégration et du couplage des marchés de l'énergie est aussi, bien sûr, un moyen efficace en soi pour accroître la stabilité du réseau et l'efficacité du marché et pour promouvoir davantage la production d'énergie renouvelable.

De cette manière, les activités de la CREG dans les forums de concertation régionaux et européens, promouvant l'intégration et le couplage des marchés de l'énergie, peuvent être liées à l'objectif stratégique de faciliter le fonctionnement du marché et d'augmenter la flexibilité du système énergétique afin de garantir une exploitation efficace des réseaux à la lumière de l'intégration croissante des sources d'énergie renouvelables.

En outre, la CREG participe à d'autres plateformes de concertation régionales et nationales, telles que la *North Seas Energy Cooperation*¹¹ ou le Forbeg¹² et ses groupes de travail, ou transversalement avec d'autres régulateurs (sectoriels) belges, afin de traiter des questions d'intérêt commun et de promouvoir les intérêts des consommateurs d'énergie belges.

Marché du gaz naturel

Le marché belge du gaz naturel est devenu un marché mature, fortement interconnecté avec les marchés voisins. La fluidité des échanges transfrontaliers de gaz naturel se traduit depuis des années par une convergence des prix du gaz naturel sur les plateformes d'échange. La Belgique est un important point d'importation de gaz naturel pour le nord-ouest de l'Europe. Son importance s'est encore accrue avec le déplacement des flux de gaz naturel de l'est vers l'ouest pour approvisionner l'Europe et l'augmentation de l'offre de GNL pour remplacer le gaz russe acheminé par gazoduc. De ce fait, la Belgique apporte une contribution importante à la sécurité d'approvisionnement de ses pays

¹¹ La *North Seas Energy Cooperation* est un partenariat politique entre les États membres de l'Union européenne et la Norvège visant à promouvoir un réseau offshore intégré pour les sources d'énergie renouvelables et des interconnexions transfrontalières. Les autorités de régulation des pays participants y sont également représentées.

¹² Le Forbeg est un organe de concertation informel composé de représentants de la CREG, de la VREG, de Brugel et de la CWaPE.

voisins. En outre, la CREG assurera le suivi de la récente sanction européenne sur le transbordement de GNL vers des pays non européens.

La CREG continue de veiller au bon fonctionnement du marché et à la disponibilité de la capacité de transport pour permettre de nouveaux flux transfrontaliers de gaz naturel. Cela vaut tant pour les possibilités d'importation de gaz naturel à Zeebruges (voir par exemple le terminal GNL) que pour les possibilités d'exportation, en particulier vers l'Allemagne et les Pays-Bas.

Bien que les projets transfrontaliers de gaz naturel ne puissent plus compter sur le soutien de l'Europe, la CREG reste très vigilante quant à la disponibilité d'une capacité de transport suffisante pour garantir le bon déroulement des échanges de gaz entre les pays. Les possibilités de réutilisation des gazoducs pour le transport d'hydrogène/CO₂ sont suivies de près par la CREG afin de continuer à préserver le bon fonctionnement du marché du gaz naturel. La CREG est un partenaire actif tant en Belgique qu'au niveau européen (via les groupes de travail au sein du CEER, de l'ACER et de la Commission européenne) pour préserver la disponibilité des flux de gaz naturel et de l'infrastructure au profit des échanges transfrontaliers.

Marché de l'hydrogène

La loi sur l'hydrogène a attribué des compétences et des missions à la CREG dans le cadre du transport d'hydrogène par canalisations. Depuis, Fluxys hydrogen SA a été désignée HNO, mais tant le réseau de transport que le marché doivent encore être développés.

Sous l'impulsion notamment de la Commission européenne, des projets d'infrastructure sont en cours pour relier les pôles industriels belges à la demande potentielle d'hydrogène et les raccorder à l'infrastructure d'hydrogène prévue à l'étranger. Le premier projet pour la Belgique se concentre actuellement sur la construction d'une connexion par pipeline entre l'industrie de Gand et l'industrie d'Anvers, et puis sur la liaison avec les Pays-Bas à Zelzate et Zandvliet. Ce projet pourrait être réalisé par étapes d'ici à 2030 et constitue une réalisation importante pour la création d'un marché de l'hydrogène. Dans ce cadre, la CREG a soutenu Fluxys hydrogen SA dans sa demande de subsides européens. La CREG suit de près tous les projets visant à permettre le négoce de l'hydrogène, y compris au niveau transfrontalier.

Cependant, le lancement d'un marché de l'hydrogène comporte son lot d'incertitudes. Ces incertitudes compliquent à la fois l'élaboration d'un cadre réglementaire et la prise de décision, et requièrent une approche prudente et flexible afin de pouvoir procéder à des adaptations en temps utile si nécessaire. Les règles applicables aux marchés de l'électricité et du gaz naturel ne peuvent pas par définition être appliquées au marché de l'hydrogène, du moins au début. La CREG est un partenaire actif au niveau belge et européen en vue de développer un marché de l'hydrogène tant en termes de molécules d'hydrogène que de capacité de transport. Dans ce contexte, la CREG participe activement à la sélection des infrastructures transfrontalières d'hydrogène d'intérêt européen (PCI).

3.11. MÉCANISME DE RÉMUNÉRATION DE LA CAPACITÉ (CRM)

Le Mécanisme de Rémunération de Capacité (CRM) a été introduit en vue de contribuer à maintenir le niveau de sécurité d'approvisionnement requis pour la Belgique après la mise à l'arrêt de la plupart des centrales nucléaires. À l'exception des unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 dont l'exploitation a été prolongée de 10 ans, les trois dernières centrales en activité, Doel 1, Doel 2 et Tihange 1, seront mises à l'arrêt en 2025, respectivement le 15 février 2025, 1^{er} décembre 2025 et le 1^{er} octobre 2025.

Pour pallier ces arrêts, la première période de fourniture du CRM débutera le 1^{er} novembre 2025.

Le CRM vise à compenser les détenteurs de capacité électrique pour la partie de leurs investissements et de leurs coûts pertinents qui ne sont pas compensés par leurs revenus, autrement connue sous l'appellation « manque à gagner ». Cette compensation devrait permettre que les capacités actuelles et futures soient disponibles sur le marché afin d'éviter tout problème de sécurité d'approvisionnement.

En 2025, la mise en œuvre du CRM va se poursuivre. Ce qui signifie qu'en plus des tâches réalisées depuis 2021, de nouvelles tâches devront être accomplies. Il s'agira de la première année pendant laquelle une enchère deux ans avant le début de la période de fourniture de capacité sera organisée. Cela signifie que des tâches additionnelles de détermination des valeurs intermédiaires et d'un scénario de référence, de décisions relatives aux demandes de dérogation à l'IPC et aux demandes de classement dans des catégories de capacités, de validation des résultats des préqualification et des enchères devront être réalisées.

Il s'agira également de l'année pendant laquelle la première période de fourniture de capacité va débiter. Ceci impliquera la réalisation de nouvelles tâches relatives au contrôle de la correcte application des règles de fonctionnement relatives au contrôle de la disponibilité, et de l'application d'éventuelles pénalités d'indisponibilité.

Le marché secondaire pourrait également enregistrer ses premières transactions pour lesquelles des tâches de contrôle doivent être réalisées par la CREG.

3.12. ENERGIE NUCLÉAIRE

Dans le cadre de la prolongation de la durée de vie de certaines centrales nucléaires en Belgique, la CREG effectue depuis longtemps un certain nombre de missions annuelles récurrentes. Par exemple, elle est responsable de la rédaction du rapport annuel sur le contrôle des recettes et des coûts de la centrale Tihange 1 pour vérifier la marge. Ce rapport est établi conformément à la loi sur la sortie du nucléaire et à la Convention Tihange 1 entre l'Etat et Electrabel/EDF Belgium et doit être remis au premier ministre et au ministre de l'Energie.

La CREG donne également son avis sur la marge bénéficiaire des centrales soumises à la contribution de répartition. Pour 2025, il s'agit des revenus et des coûts pour l'année 2024 des centrales Doel 4 et Tihange 3.

Suite à la décision du gouvernement belge de prolonger de 10 ans la durée de vie de Doel 4 et Tihange 3, la CREG se verra attribuer un ensemble de nouvelles compétences et tâches légales qui auront un impact significatif sur le volume de travail.

Si les accords entre l'Etat belge et Electrabel sur le *Long Term Operation* (LTO) sont approuvés par la Commission européenne, la CREG devra, entre autres, rendre des avis à BE-WATT. Ce service administratif doté d'une autonomie comptable a été créé à la mi-2024 au sein du SPF Économie, PME, Classes moyennes et Énergie pour défendre les intérêts de l'Etat belge. Les avis préalables que la CREG devra rendre porteront, entre autres, sur les décisions de BE-WATT en ce qui concerne :

- les coûts et les budgets d'exploitation et d'entretien des unités LTO et concernant les coûts et les budgets d'étude et d'investissement pour les unités LTO et d'autres travaux ;
- les modèles et paramètres financiers qui sont déterminants pour le mécanisme de soutien des unités LTO ;

- le prix de référence du marché, l'organisation du marché et la stratégie d'offre et de déséquilibre en rapport avec les unités LTO ;
- le suivi et la gestion des risques liés à l'exécution des tâches visées dans la loi BE-WATT en vue de minimiser les risques et les coûts financiers pour l'État.

Outre les avis précités, la CREG poursuivra également l'analyse des informations reçues dans le cadre du reporting des coûts des centrales électriques soumises à la contribution de répartition et traitera ces données de manière structurée.

Grâce à ces nouvelles tâches, la CREG pourra également, conformément aux dispositions légales en la matière, se concerter avec d'autres autorités nucléaires fédérales tels que la Commission des provisions nucléaires, l'AFCN, l'ONDRAF et Hedera et, le cas échéant, échanger des informations.

3.13. MONITORING

Face aux défis de la transition énergétique et à la complexité croissante du système énergétique, la CREG continuera à se concentrer sur le contrôle permanent du fonctionnement des marchés afin de favoriser leur fonctionnement durable et efficace, de promouvoir l'intérêt général et de garantir, dans la mesure du possible, une énergie abordable pour tous les consommateurs.

Cette mission de contrôle porte entre autres sur :

- la formation des prix de gros et des prix facturés aux différentes catégories de consommateurs ; et
- le fonctionnement des bourses de l'électricité et du gaz – y compris la production et les importations/exportations, l'accès aux marchés de l'électricité et du gaz et le développement de ceux-ci.

Bien que la CREG ne dispose que d'une compétence de décision limitée, elle continuera à utiliser les connaissances acquises grâce à ce monitoring pour informer les autorités, les acteurs du marché et les consommateurs en vue d'accroître la transparence et la participation au marché.

Compte tenu de l'intégration du marché belge de l'électricité et du gaz dans les marchés régionaux européens, la surveillance des prix exercée par la CREG portera également sur les composantes fondamentales supranationales qui influencent ces marchés.

Enfin, la numérisation croissante du secteur de l'énergie pose également des défis en termes de fiabilité et de résilience du système, de responsabilité en cas de défaillance, d'accès aux informations pertinentes, de transparence, de surveillance du marché et de protection des données sensibles.

Dans le prolongement de ce qui précède, la CREG continuera à se concentrer spécifiquement sur la mise à jour et l'amélioration de ses bases de données en 2025. Afin de réduire au minimum la dépendance à l'égard des parties externes, la CREG souhaite conserver et développer ces connaissances en interne.

4. INTERACTION AVEC LE MONDE EXTÉRIEUR

4.1. COLLABORATION AU NIVEAU EUROPÉEN

Depuis l'entrée en vigueur du premier paquet énergie européen, la CREG, en tant que régulateur fédéral belge, fait partie des pionniers en matière de coopération européenne. La CREG a donc été un membre fondateur du CEER en 2000. Avec huit autres NRA, la CREG avait pris ses responsabilités vu la nécessité non seulement d'approuver, mais aussi de soutenir activement, par le biais de la coopération, le projet d'unification du marché européen de l'énergie.

Le premier paquet énergie européen (ainsi que les paquets législatifs ultérieurs) a nécessité une coopération pour mettre en œuvre de manière cohérente le nouveau cadre réglementaire européen et sa transposition dans une nouvelle législation nationale.

Jusqu'à la création de l'ACER, la coopération susmentionnée s'est déroulée exclusivement au sein du partenariat qu'était et qui est le CEER. Dans le cadre du troisième paquet énergie, un certain nombre de tâches techniques et de compétences relatives à l'unification du marché européen de l'énergie ont été attribuées à l'ACER. Cela n'enlève rien au fait que le CEER avait et a toujours un rôle à jouer en termes de formation du personnel des régulateurs par le biais de son centre de formation, de partage des connaissances et d'expérience, de définition conjointe des positions et de contribution basée sur l'expérience à la Commission européenne, de défense des intérêts des consommateurs, de point de contact pour la Commission européenne dans le cadre du soutien aux régulateurs de l'énergie, ...

La CREG a toujours assumé sa responsabilité et a souvent joué un rôle de pionnier dans le projet énergétique européen. Ainsi, le président de la CREG assume le rôle de vice-président du CEER et est membre à ce titre du *Board* du CEER. Outre les groupes de travail réguliers auxquels participent les collaborateurs de la CREG issus des différentes directions, le *Board* est spécifiquement responsable d'un certain nombre de comités qui dépendent directement de lui. La présidence joue donc un rôle actif dans chacun de ces comités :

- La *European Policy Unit* (EPU) suit de près les initiatives législatives de la Commission européenne. Ce comité veille, d'une part, à ce que les positions des régulateurs européens de l'énergie soient portées à la connaissance des décideurs politiques et, d'autre part, à ce que les régulateurs européens soient bien informés des nouvelles initiatives législatives à venir dans le domaine de l'énergie.
- Le *Regulatory, Benchmark and Legal Committee* (RBL) mène des études comparatives sur l'indépendance et la structure des régulateurs, mais traite également de questions juridiques ad hoc en rapport avec le travail des régulateurs. La coprésidence de ce comité est assurée par le président de la CREG.
- L'*International Relations Group* (IRG) entretient des contacts avec des délégations internationales et des régulateurs de l'énergie en dehors de l'Union européenne. La CREG met à disposition ses connaissances et son savoir-faire à cette fin, sur demande.

Le comité chargé de la communication fera également l'objet d'une attention particulière, d'une part dans l'intérêt du CEER, et d'autre part pour maintenir un bon flux d'informations entre le CEER et la CREG.

La CREG reste également très impliquée dans les activités de formation organisées par le CEER. D'une part, elle tirera parti de ces possibilités de formation pour former son propre personnel, et, d'autre part, elle continuera à jouer un rôle actif dans la rédaction des programmes de formation et interviendra en qualité de formateur dans différents programmes de formation.

Enfin, elle participe également à la réalisation du programme de travail annuel et à la préparation et à l'exécution du budget du CEER.

4.2. COLLABORATION AVEC LES POUVOIRS PUBLICS ET AUTRES INSTANCES BELGES

Compte tenu de ses compétences, de ses prérogatives et de son indépendance, la CREG renforcera, dans l'intérêt général, les collaborations existantes tant au niveau régional que national.

Au niveau régional, elle coopérera avec les parlements et gouvernements régionaux sur les questions relatives à ses compétences et continuera à jouer un rôle actif au sein du Forbeg.

Dans le cadre de ses missions légales auprès des autorités fédérales, elle exercera son rôle consultatif par le biais d'avis, de propositions, d'études, etc., participera à des groupes de travail sur les matières relevant de sa compétence et prendra part aux sessions (ou auditions) de la commission de la Chambre des représentants auxquelles elle sera invitée.

En outre, en 2025, la CREG prévoit de maintenir et de développer ses contacts avec d'autres autorités fédérales en vue d'échanger des expériences et des connaissances dans le domaine de l'énergie.

5. LA CREG, UNE INSTITUTION AGILE EN PHASE AVEC LES OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT DURABLE (ODD)

5.1. ORGANISATION INTERNE

5.1.1. La CREG en tant que centre de connaissances

La CREG est un centre de connaissances et sa politique RH se concentre donc sur la mise en place des ressources et des structures nécessaires pour acquérir, maintenir et élargir de manière durable ces connaissances.

Dans ce cadre, l'offre d'une formation de qualité prenant en compte les enjeux de la transition énergétique sur le terrain est essentielle. En plus du programme de formation actuel, une série de formations sera donc développée afin de familiariser le personnel de la CREG avec les défis concrets du marché.

Des efforts seront également déployés pour développer diverses initiatives visant à promouvoir le partage des connaissances en interne et en externe.

En outre, la CREG renforcera sa politique de diversité et d'inclusion afin d'intégrer un riche éventail de points de vue et d'expertise dans l'accomplissement de ses tâches.

Enfin, en 2025, la CREG prendra les initiatives nécessaires pour renforcer ses équipes et recruter du personnel supplémentaire. En effet, la CREG constate que la transition énergétique et l'introduction d'un grand nombre de nouvelles législations (européennes) impliquent non seulement que les

organismes qu'elle contrôle doivent recruter massivement du personnel supplémentaire, mais aussi que les tâches de contrôle confiées au régulateur augmentent et s'aiguisent de manière significative.

Au niveau européen, les nouvelles tâches et compétences que les régulateurs nationaux doivent assumer sont contenues, entre autres, dans les paquets « *Fit for 55* », « EMD » et « *Hydrogen and low-carbon gas market* », mais aussi dans de nombreuses initiatives législatives ayant vu le jour suite à la dernière crise énergétique (voir également annexe 3). En outre, l'ACER, et par extension les régulateurs nationaux, se verront attribuer davantage de compétences, de tâches et de responsabilités à la lumière de la législation susmentionnée. Ces récentes nouvelles réglementations définissant le domaine de travail de la CREG, cette dernière assurera également le suivi de leur mise en œuvre en 2025.

Par conséquent, la CREG a besoin d'effectifs et de ressources supplémentaires pour accomplir ses tâches existantes et supplémentaires de manière qualitative.

5.1.2. Directive SRI2

Depuis le 16 janvier 2023, la directive SRI2 s'applique. Cette réglementation vise à créer un haut niveau de cybersécurité qui soit commun dans l'Union européenne.

Les « entités essentielles » définies dans la directive doivent, d'une part, prendre une série de mesures techniques, opérationnelles et organisationnelles pour gérer les risques, prévenir les incidents et en atténuer les conséquences et, d'autre part, signaler les incidents importants à l'autorité nationale compétente (pour la Belgique, le Centre for Cybersecurity Belgium (CCB)) et aux destinataires des services.

La CREG étant considérée comme une « entité essentielle », elle devra atteindre le niveau de sécurité « essentiel » du cadre de cybersécurité (Cyfun) au plus tard le 18 avril 2027. Cela signifie que l'organisation devra être en mesure de répondre au risque de cyberattaques sophistiquées menées par des acteurs disposant de compétences et de ressources étendues. Afin d'obtenir la certification Cyfun y associée, la CREG examinera dès 2025 les actions ou mesures supplémentaires éventuellement nécessaires pour atteindre les niveaux de sécurité « basic » et « important » qui concernent respectivement l'application des mesures standard de sécurité de l'information et l'atténuation des risques de cyber-attaques ciblées par des acteurs disposant de compétences et de ressources communes. En outre, la CREG prendra les mesures nécessaires pour s'inscrire sur *Safeonweb@Work*.

Comme les obligations découlant de la directive SRI2 ne concernent pas uniquement le service ICT de la CREG mais l'ensemble de l'organisation, tous les collaborateurs de la CREG sont également informés et tenus régulièrement en alerte concernant les cyber-menaces, le phishing... sur la base d'exercices et de formations en ligne. Par ailleurs, un monitoring interne continuera d'être assuré, ce qui permettra d'intervenir plus rapidement en cas de trafic suspect sur le réseau de la CREG.

La CREG s'engage aussi à poursuivre/augmenter la numérisation et l'automatisation des processus business. Différents processus pourront ainsi être exécutés de manière plus performante et plus rapide.

5.1.3. Numérisation

La CREG s'engage à poursuivre la numérisation et l'automatisation des processus en configurant les outils et les flux de travail nécessaires et en les mettant en production. Elle veillera également à une meilleure intégration des différentes applications afin que la collaboration soit encore plus fluide.

La production et la mise à jour des rapports se feront avec PowerBI. Cela se fera principalement au niveau de la *Datawarehouse* qui a été développée spécifiquement à cette fin. Une formation interne

sera organisée pour le personnel de la CREG, au cours de laquelle la structure de la *Datawarehouse* et le fonctionnement de PowerBI seront expliqués.

Un « Database administrator » sera recruté pour, entre autres, gérer la *Datawarehouse* et maintenir à jour les applications qui ont été développées sur mesure par un partenaire externe. Sur la base d'analyses internes, cette personne sera chargée d'apporter des modifications aux applications et aux bases de données associées.

Afin d'accroître l'efficacité des opérations quotidiennes et de faciliter le travail du personnel, une réflexion sera menée pour savoir si et comment l'intelligence artificielle (IA) pourrait apporter une valeur ajoutée à la CREG. Cela permettra d'identifier les risques et les pièges potentiels afin d'élaborer des lignes directrices pour une utilisation appropriée et sûre des outils d'IA courants.

5.2. DÉVELOPPEMENT DURABLE

Les autorités, y compris la CREG, ayant un rôle crucial à jouer dans l'atteinte des objectifs de développement durable (ODD), un groupe de travail interne 'Développement Durable' a été créé au sein de la CREG afin de déterminer la manière par laquelle la CREG entend contribuer à la réalisation des ODD et de veiller à la bonne mise en œuvre des actions envisagées à cette fin.

Les ODD suivants ont été identifiés comme étant les plus pertinents pour la CREG :



Trois objectifs stratégiques de durabilité ont été définis :

- rôle de facilitateur dans le soutien à la transition énergétique durable, tant au niveau national qu'europpéen ;
- transition vers la décarbonisation : contribuer aux efforts vers la neutralité climatique (« *Net Zero* » ou défi de la décarbonisation) ;
- la CREG en tant qu'acteur clé de la protection des consommateurs d'énergie et de l'autonomisation des consommateurs.

Pour l'année 2025, la CREG entend assurer un déploiement et un suivi des actions concrètes menées dans le cadre de sa politique opérationnelle (RH et logistique) et stratégique afin de contribuer à atteindre les ODD mentionnés ci-dessus.

Afin de contribuer plus activement à la réalisation de la transition énergétique à un coût abordable pour le consommateur, tout en étant attentif aux ODD/ESG (*Environmental, Social & Governance*), le

groupe de travail développement durable de la CREG poursuivra la mise en œuvre du plan d'action 2024-2025 qui s'articule autour de trois grands axes.

Le premier axe concerne la sensibilisation du personnel de la CREG aux causes et effets du dérèglement climatique et aux enjeux de la transition énergétique.

Le deuxième axe concerne le développement d'une bonne compréhension et maîtrise du cadre ESG (*Corporate Sustainability Reporting Directive* (CSRD)). Cela devrait permettre à la CREG de déterminer davantage sa politique en matière d'ESG, d'évaluer l'opportunité de réaliser une analyse de double matérialité, et surtout d'acquérir les connaissances nécessaires pour un contrôle efficace des entreprises soumises au contrôle de la CREG.

Le dernier axe concerne l'élaboration du plan de durabilité de la CREG décliné au niveau interne et au niveau externe.

5.3. COMMUNICATION

En 2024, la CREG a adopté une stratégie de communication qui fournira un cadre dans les prochaines années pour communiquer de manière efficace et efficiente.

Communication interne

La société évoluant de plus en plus rapidement, les organisations doivent être plus agiles que jamais. Une communication interne forte a un rôle essentiel à jouer dans ce cadre car elle génère un plus grand engagement, qui à son tour conduit à une plus grande proactivité, assurant la vitalité, l'efficacité et l'adaptabilité de l'institution.

Jusqu'à présent, la CREG a surtout mis l'accent sur « l'information » et souhaite renforcer cet objectif de communication. Cette approche de la communication sera élargie pour inclure d'autres objectifs tels que « rassembler-collaborer », « inspirer » et « impliquer-engager ».

Pour cette raison, la CREG entend non seulement utiliser les canaux de communication les plus appropriés, mais aussi optimiser et numériser les processus de travail et les plateformes de collaboration pour partager rapidement et efficacement des informations, se concerter, prendre des décisions et apporter rapidement des adaptations.

Communication externe

La CREG souhaite accorder plus d'attention à une approche plus proactive en matière de communication externe :

- partager ses connaissances en tant qu'expert en mettant à disposition des informations accessibles et objectives (centre de connaissances) ;
- contribuer, en tant que facilitateur du marché, à un fonctionnement du marché stable, abordable et résilient ;
- améliorer son profil en tant qu'employeur attractif dans la « guerre des talents » sur le marché spécialisé de l'énergie.

Des efforts seront également déployés pour renforcer et tirer le plus grand profit des réseaux de communication, tant à l'intérieur qu'à l'extérieur des frontières nationales :

- Une attention particulière sera accordée au nouveau groupe de communication du CEER. Ce groupe permet d'échanger des idées, de partager des stratégies réussies et de discuter des

nouvelles tendances en matière de communication qui peuvent être utilisées au service des consommateurs d'énergie et pour atteindre les parties prenantes concernées.

- La CREG a rejoint le *NRA's Press Officers Network*, ce qui rend la collaboration avec l'ACER plus structurée, également en termes de communication.
- En 2025, la CREG aura 25 ans d'existence en tant que régulateur fédéral de l'énergie. Pour marquer cet anniversaire, elle organisera un événement auquel les parties prenantes, tant européennes que nationales, seront invitées. La CREG souhaite également adapter son identité visuelle à cette occasion.

Afin de mettre pleinement en œuvre la nouvelle stratégie de communication de la CREG de manière qualitative et de relever les nouveaux défis technologiques et numériques, la CREG souhaite mobiliser suffisamment d'effectifs et de ressources à cet effet.

///

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

Digitally signed by
CREG on behalf of
Ilse Tant
Date: 28/10/2024
11:05:06

Ilse TANT
Directrice

Digitally signed by
CREG on behalf of
Laurent Jacquet
Date: 28/10/2024
11:04:30

Laurent JACQUET
Directeur

Digitally signed by
CREG on behalf of
Sigrid Jourdain
Date: 28/10/2024
11:04:53

Sigrid JOURDAIN
Directrice

Digitally signed by
CREG on behalf of
Koen Locquet
Date: 28/10/2024
11:04:37

Koen LOCQUET
Président du comité de direction

ANNEXE 1 : Aperçu des livrables 2025

EXERCER UNE SURVEILLANCE DES PRIX

Titre du livrable	Description du livrable	Echéance
Application de la version actualisée de la méthodologie visant à la comparaison des prix de détail d'électricité et de gaz naturel en Belgique (et dans les trois régions) et dans les pays voisins	Dans le cadre de ses missions générales de monitoring, la CREG tient à jour des bases de données sur les prix de l'électricité et du gaz naturel en Belgique, dans les trois régions (Flandre, Bruxelles et Wallonie) et dans les pays voisins (Allemagne, France, Pays-Bas et Grande-Bretagne) pour des clients résidentiels. En 2023, la méthodologie a été à nouveau mise à jour en coopération avec VaasaETT ; cette nouvelle méthodologie a été mise en œuvre dans les bases de données à partir de janvier 2024.	2025
Graphiques sur la structure du prix total de l'énergie dans les trois régions belges ainsi que sur l'évolution du prix de l'énergie et du prix total en Belgique et dans les pays voisins	Ces graphiques sont issus de la base de données des prix internationaux.	Mensuelle
Tableau de bord de l'évolution des marchés de gros et de détail de l'électricité et du gaz en Belgique	Le tableau de bord reprend d'une part les prix de référence du marché de gros de l'électricité et les prix de gros du marché du gaz et d'autre part les prix pour le marché résidentiel pour les clients résidentiels (classiques et protégés) pour les différentes régions en Belgique et ceux des pays voisins.	Mensuelle
Rapport mensuel/trimestriel sur l'évolution des prix des produits individuels sur le marché de détail par rapport aux prix de gros	Le rapport inclut le monitoring des prix <i>commodity</i> pour les ménages et les petits professionnels. Il montre les évolutions des prix fixes et de tous les éléments constitutifs des formules d'indexation pour les produits variables.	Mensuelle/ Trimestrielle
Mise à jour du CREG Scan	Le CREG Scan est un outil de comparaison pour les ménages et les petits professionnels qui permet de comparer le contrat en cours avec l'offre du marché du mois en cours. L'aperçu de tous les produits d'électricité et de gaz naturel existants est mis à jour mensuellement.	Mensuelle
Infographies pour les particuliers et les PME	Ces infographies mensuelles destinées aux clients résidentiels et professionnels fournissent par région des données sur les prix, le nombre de produits dormants et actifs, les fournisseurs actifs et une estimation du potentiel d'économies.	Mensuelle

Rapport dans le cadre de la mission de vérification conformément à la loi sur la sortie du nucléaire et à la Convention Tihange 1	Le rapport comprend la vérification des revenus et des coûts de Tihange 1 (après l'opération LTO) dans le cadre de la détermination de la marge pour Tihange 1 et l'éventuelle contribution (70% de la marge) à verser à l'État. Ce rapport sera envoyé au premier ministre et au ministre de l'Energie. Si des observations sont formulées, le ministre peut décider qu'une correction sera apportée aux montants à payer.	Q2
Mission de vérification de l'engagement pris par l'Etat belge à la suite de la prolongation de la durée d'exploitation des centrales nucléaires Tihange 1, Doel 1 et Doel 2 (sur demande du ministre de l'Energie)	Ce rapport d'audit est réalisé à la demande du ministre de l'Energie dans le cadre de la prolongation des centrales de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2 afin de vérifier si Electrabel a vendu une production suffisante d'électricité sur les marchés publics.	<i>Ad hoc</i>
Avis relatif à la marge de profitabilité de la production industrielle d'électricité par fission de combustibles par les centrales soumises à la contribution de répartition (Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3)	Dans cet avis, la marge bénéficiaire des centrales G2 est calculée conformément aux dispositions de la loi sur la contribution de répartition. Cet avis est transmis au ministre de l'Energie, à la DG Energie ainsi qu'à Electrabel et Luminus.	Q2
Contrôle des coûts déclarés dans le cadre de la détermination des coûts fixes et variables pour les centrales soumises à la contribution de répartition dans le cadre de la détermination des coûts pour la période suivante	Ce contrôle consiste à examiner les informations fournies par les exploitants pour préparer la détermination des coûts fixes et variables de la période suivante.	2025
Avis dans le cadre de la prolongation des centrales nucléaires (LTO) (accord Electrabel et Etat belge)	Ces avis conformes concernent des décisions de BE-WATT sur : - les coûts et budgets d'exploitation et d'entretien des unités LTO et les coûts et budgets d'étude et d'investissement pour les unités LTO et d'autres travaux ; - les modèles et paramètres financiers qui sont déterminantes pour le mécanisme de soutien des unités LTO. En outre, des avis peuvent également être demandés par BE-WATT sur des décisions relevant de leurs tâches (cf. les décisions relatives au prix de référence du marché, à l'organisation du marché et à la stratégie d'offre et de déséquilibre en rapport avec les unités LTO et les décisions en application de l'article 3, §2, 5° de la loi BE-WATT).	Q1-Q2 et <i>ad hoc</i>
Concertation avec toutes les autorités nucléaires fédérales	En vertu de la loi BE-WATT, des informations peuvent être échangées avec	<i>Ad hoc</i>

	les différentes autorités nucléaires fédérales (AFCN, Commission des provisions nucléaires, ONDRAF et Hedera).	
Etude relative aux prix pratiqués sur le marché belge du gaz naturel en 2024	Cette étude a pour objectif d'analyser la formation des prix, le niveau de prix, la décomposition du prix et les marges brutes dans les différents segments (importation, revente, fourniture aux clients résidentiels, industriels et aux centrales électriques) sur le marché belge du gaz naturel.	Q3
Rapport relatif à la relation entre les coûts et les prix sur le marché belge du gaz naturel en 2024	Ce rapport sera réalisé dans le cas où les marges brutes de vente de l'étude précitée sont estimées déraisonnables.	<i>Ad hoc</i> (en cas d'abus)
Rapport de suivi des principales évolutions sur le marché des contrats d'électricité à tarification dynamique, y compris les offres sur le marché et leur impact sur les factures des consommateurs	Les fournisseurs qui ont plus de 200.000 clients doivent, conformément à la loi électricité, proposer des contrats d'électricité à tarification dynamique à chaque client final qui le demande et qui est équipé d'un compteur approprié. La CREG est chargée de suivre l'évolution des contrats basés sur une tarification dynamique et leur impact sur les consommateurs et établit un rapport annuel à ce sujet.	Q1
Octroi d'un label de confiance des comparateurs de prix de l'électricité et contrôle du respect des critères du label	La loi électricité charge la CREG de délivrer un label de confiance aux outils de comparaison des offres des fournisseurs d'électricité. Les modalités, ainsi que la procédure d'octroi, de renouvellement, de suspension, de révision et de retrait du label sont déterminées dans un arrêté royal. En 2025, la CREG contrôlera le respect des critères du label des comparateurs de prix déjà labélisés et examinera les éventuelles nouvelles demandes de labélisation.	2025
Suivi de l'accord du consommateur	La CREG continuera de suivre de près l'évolution de l'accord de consommateurs et partagera les points d'amélioration possibles, qui seront identifiés sur la base de contacts avec les consommateurs, les comparateurs de prix, les fournisseurs et d'autres parties prenantes.	2025

EXERCER UNE SURVEILLANCE DU FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS ET DE DÉTAIL

Titre du livrable	Description du livrable	Echéance
Note relative aux évolutions marquantes sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2024	Cette note annuelle décrit succinctement les principales évolutions des marchés belges de l'électricité et du gaz au cours de l'année écoulée. Cette note a pour but de donner un premier aperçu des statistiques clés sur la	Q1

	base des données des entreprises régulées (Elia, Fluxys, etc.).	
Étude sur la fourniture en gaz naturel des grands clients industriels en Belgique en 2024	Cette étude analyse la fourniture de gaz naturel aux clients industriels raccordés directement au réseau de Fluxys Belgium, ce qui représente environ 25% de la consommation belge de gaz naturel. Elle analyse notamment la durée des contrats, le type d'indexation et la concurrence sur ce marché.	Q2 ou Q3
Étude sur la fourniture en électricité des grands clients industriels	Cette étude annuelle a pour objectif d'augmenter la transparence en matière de fourniture d'électricité aux grands clients industriels. Elle contient une analyse des contrats de fourniture d'électricité et du comportement de prélèvement de clients industriels.	Q4
Collecte et traitement des données des portefeuilles de produits des fournisseurs actifs sur les marchés de l'énergie pour les résidentiels, les indépendants et les PME (parts de marché)	La CREG réalisera un aperçu de la composition des portefeuilles de produits des différents fournisseurs présents sur le marché belge de l'électricité et du gaz naturel pour les ménages, répartis dans les trois régions. Les parts de marché des fournisseurs et les prix de leurs produits d'énergie fournissent une idée de la composition réelle du marché de l'énergie sur la base du nombre de contrats avec une estimation du potentiel d'économies.	2025
Information périodique portant sur les résultats des analyses du marché de gros	La CREG assurera un suivi permanent du fonctionnement et des résultats de la formation des prix sur les marchés de gros de l'électricité (marché à long terme, marché journalier, marché intrajournalier et marché d'équilibrage).	2025
Réalisation d'analyses relatives aux événements marquants sur les marchés de gros de l'énergie en Belgique	En fonction des résultats du suivi permanent du fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz, des études <i>ad hoc</i> peuvent être rédigées. Ces analyses se concentrent sur des éléments spécifiques du fonctionnement du marché, qui sont analysés de manière plus approfondie que dans les études de synthèse annuelles.	<i>Ad hoc</i>
Enquête sur les transactions suspectes rapportées dans le cadre du règlement REMIT et réalisation de notes informatives pour les acteurs de marché	Si des comportements suspects sur le marché des prix de gros sont détectés exerçant une influence sur le prix ou le fonctionnement du marché, la CREG peut faire une note sur le sujet. Des évolutions de prix sur le marché qui entraînent de nombreuses questions d'acteurs de marché peuvent aussi faire l'objet de notes informatives.	<i>Ad hoc</i>

Se conformer à REMIT II	La CREG veillera à la bonne transposition de REMIT et se conformera aux règles révisées de REMIT. Il s'agit notamment des éléments suivants : suivi des enregistrement des acteurs du marché utilisant les nouvelles technologies (ex: trading algorithmique), adaptation de la procédure de sanction, gestion des cas REMIT, utilisation d'un outil pour la visualisation des données pour traiter les cas et assistance des acteurs de marché sur les nouvelles règles.	2025
-------------------------	---	------

PROTÉGER LES INTÉRÊTS DE TOUS LES CONSOMMATEURS BELGES

Titre du livrable	Description du livrable	Echéance
Note relative aux évolutions marquantes sur les marchés belges de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2024	Dans cette note, la CREG analyse les évolutions les plus marquantes de l'année écoulée sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en Belgique.	Q1
Analyse semestrielle de l'évolution des prix de l'électricité et du gaz naturel au niveau de la facture totale d'un ménage et d'une PME pour la Belgique par rapport aux pays voisins	Les bases de données de prix internationaux constituent la base de cette analyse.	Q2-Q4
Etude des différentes composantes du coût de la facture d'électricité et de gaz naturel comprenant une comparaison avec les pays voisins (en collaboration avec les régulateurs régionaux bruxellois et flamand)	Dans le cadre de la norme énergétique, au plus tard le 15 mai de chaque année, la CREG publiera une étude des différentes composantes du coût de la facture d'électricité et de gaz naturel comprenant au moins une comparaison avec les pays voisins. La CREG mènera cette tâche, si possible, en coopération avec les régulateurs régionaux de l'énergie.	Q2
Etude sur la norme pompe à chaleur	Dans le cadre de la norme pompe à chaleur, au plus tard le 15 mai de chaque année, la CREG publiera une analyse sur le rapport entre le coût du chauffage à l'aide d'une pompe à chaleur et d'autres technologies plus durables et le coût du chauffage à l'aide de combustibles fossiles (gaz naturel, mazout de chauffage, propane en vrac et charbon) dans le cadre de l'étude sur la norme énergétique.	Q2
Avis sur la norme énergétique et la norme pompe à chaleur	Au plus tard le 1 ^{er} juillet de la même année, et après avoir obtenu l'avis du Conseil consultatif du gaz et de l'électricité et du Conseil central de l'économie, la CREG rend au ministre de l'Energie un avis accompagné de recommandations de mesures à prendre	Q2

	afin de sauvegarder et de promouvoir la rentabilité des technologies plus durables, y compris les pompes à chaleur. Ces recommandations portent sur les composantes du coût de la facture énergétique, notamment celles qui relèvent de la compétence fédérale en matière d'énergie.	
Estimation des besoins des fonds Clients protégés électricité et gaz naturel	Au plus tard le 1 ^{er} décembre, la CREG transmet au ministre de l'Energie des montants nécessaires pour le financement des fonds Clients protégés électricité et gaz naturel 2025.	Q4
Contrôle et approbation des créances « tarifs sociaux » électricité, gaz naturel et chaleur (pour la clientèle protégée « classique » et la clientèle protégée « BIM »)	Contrôle annuel des créances « tarifs sociaux » introduites par les fournisseurs d'électricité, gaz naturel et/ou chaleur pour le 31 mars : vérification, par échantillonnage, des calculs détaillés du montant de la créance (différence entre tarif social et prix de référence), du statut des clients (vérification avec le SPF Economie), des factures au tarif social et, pour les créances « BIM », de la déduction des avances perçues par les fournisseurs. Ce processus s'étend du 31 mars au 30 septembre de chaque année. Concernant la clientèle protégée « BIM », les dernières créances sont attendues pour le 31 mars 2025.	Q2-Q3
Contrôle des tarifs clients droppés électricité et gaz naturel calculés par les GRD sur la base des données fournies par la CREG pour chaque trimestre	Chaque trimestre, la CREG contrôle le calcul des tarifs clients droppés effectué par chaque GRD. La CREG informe les GRD des tarifs commerciaux à prix variable les plus vendus dont ils doivent tenir compte dans leur calcul. Les GRD doivent ensuite renseigner leurs prix d'achat de l'électricité et du gaz naturel, ainsi que les parts de marché des fournisseurs actifs dans leur zone.	Trimestrielle
Calcul et publication des tarifs sociaux pour l'électricité, le gaz naturel et la chaleur pour chaque trimestre et rédaction d'une note à ce sujet	Chaque trimestre, la CREG calcule les tarifs sociaux électricité et gaz naturel, ainsi que le tarif social chaleur. Elle publie ensuite ces tarifs sur son site web, et procède à la publication de ces derniers au Moniteur belge. Par souci de transparence, la CREG publie également une note trimestrielle qui détaille le calcul de ces tarifs.	Trimestrielle
Calcul et publication des composantes énergie de référence pour l'électricité, le gaz naturel et la chaleur pour chaque mois et rédaction d'une note	Depuis le 2 ^e trimestre 2023, la CREG est tenue de calculer et publier les composantes énergie de référence sur une base mensuelle.	Mensuelle (calcul et publication)

trimestrielle reprenant le coût induit par l'ancienne et la nouvelle méthode de calcul	En parallèle, la CREG publie chaque trimestre une note qui détaille le calcul de ces composantes, et dresse une comparaison du coût engendré par l'application de l'ancienne méthode de calcul (en vigueur entre Q2 2021 et Q1 2023) par rapport à la nouvelle méthode (en vigueur à partir du Q2 2023).	Trimestrielle (note)
Rapport de monitoring de l'extension de l'application des tarifs sociaux électricité et gaz naturel aux bénéficiaires de l'intervention majorée	Depuis l'instauration de la mesure temporaire d'extension du tarif social aux BIM, la CREG est tenue de publier un rapport annuel de monitoring des moyens nécessaires à cette extension. Cet élargissement a pris fin le 1 ^{er} juillet 2023, et les dernières créances BIM seront traitées en 2025. Par conséquent, la CREG publiera son dernier rapport de monitoring de l'extension BIM fin 2025.	Q4
Calcul trimestriel des montants des primes tarif social électricité, gaz naturel et chaleur entrées en vigueur le 1 ^{er} juillet 2024	Les primes tarif social électricité, gaz et chaleur sont des primes forfaitaires trimestrielles, instaurées par la loi du 15 mai 2024. La CREG est chargée d'en calculer les montants sur la base de l'arrêté royal du 11 juillet 2024 dans les 15 jours suivant la fin de chaque trimestre.	Trimestrielle
Rapport annuel de monitoring des moyens nécessaires à l'octroi des primes tarif social électricité, gaz naturel et chaleur	La CREG est chargée de mener un monitoring permanent des moyens nécessaires à l'octroi des primes tarif social électricité, gaz naturel et chaleur, et de soumettre un rapport annuel aux ministres de l'Économie, de l'Énergie et du Budget pour au plus tard le 1 ^{er} mars de chaque année.	Q1
Régularisation, avec les gestionnaires des réseaux de distribution, des soldes 2024 de la cotisation fédérale électricité 2021	Régularisation, avec les GRD, de leur trop perçu/trop peu perçu durant l'année 2024, de la cotisation fédérale portant sur des quantités livrées au plus tard le 31 décembre 2021.	2025 (à la clôture des comptes des GRD)
Suivi et poursuite des travaux du groupe de travail « Précarité énergétique », en collaboration avec le SPF Economie, sur la base des orientations définies par les ministres compétents	La CREG suivra et poursuivra les travaux du groupe de travail « Précarité énergétique », instauré fin 2020 à son initiative et en collaboration avec le SPF Economie.	Ad hoc

PROMOUVOIR LA COOPÉRATION AVEC LES POUVOIRS PUBLICS ET AUTRES INSTANCES EN BELGIQUE

Titre du livrable	Description du livrable	Echéance
Envoi des statistiques de plaintes de la CREG au SME	Chaque année, la CREG transmet ses statistiques de plaintes de l'année écoulée	Q1

	au service fédéral de médiation de l'énergie qui a une obligation annuelle de rapportage auprès de la Commission européenne.	
Rapport annuel d'activités et rapport comparatif des objectifs et des réalisations de la CREG	Chaque année avant le 1 ^{er} mai, la CREG transmet à la Chambre des représentants son rapport annuel d'activités de l'année écoulée et le rapport comparatif entre les objectifs formulés dans la note de politique générale et leur réalisation effective.	Q2
Réalisation et communication du Rapport national de la Belgique	La CREG doit transmettre chaque année un rapport annuel sur ses activités et l'exécution de ses missions à la Commission européenne et à l'ACER, y compris sur les mesures prises et les résultats obtenus pour chacune des tâches qui lui incombent. Les régulateurs régionaux transmettent également leurs contributions pour les parties qui les concernent.	Q3
Publication du rapport conjoint (de la part de Forbeg) sur l'évolution des marchés du gaz et de l'électricité en Belgique	Comme convenu au sein du Forbeg, chaque année (avant le 15 juillet), le groupe de travail « Échange d'informations » expose les parts de marché agrégées des fournisseurs de gaz et d'électricité pour l'ensemble de la Belgique.	Q3
Elaboration et communication de la note de politique générale pour l'année 2026 à la Chambre des représentants	Avant le 30 octobre 2025, la CREG doit soumettre à l'approbation de la Chambre des représentants la note de politique générale 2026 accompagnant le projet de budget 2026.	Q4
Elaboration et présentation du projet de budget pour l'année 2026 à la Chambre des représentants	La CREG établira son projet de budget pour l'année 2026 en vue du passage en audition devant la Commission de l'Énergie, de l'Environnement et du Climat du Parlement fédéral.	Q4
Apporter une contribution aux questionnaires et publications dépendant des différentes initiatives de l'ACER et du CEER	Chaque année, la CREG apporte sa contribution aux questionnaires envoyés par le CEER et l'ACER. Il s'agit de questions sur un amalgame de sujets qui sont soit récurrents par nature, pour un suivi général, soit très spécifiques dans le but ultime de publier un rapport ou une étude.	2025
Participation à des réunions entre la CREG, la FSMA, la BNB, l'IBPT, l'ABC et l'APD sur des thèmes transversaux aux régulateurs	Dans l'exercice de ses missions légales de surveillance et de contrôle, la CREG continuera à collaborer activement avec, entre autres, la FSMA, la BNB, l'IBPT, l'ABC et l'APD. La concertation intersectorielle des régulateurs se poursuivra également en 2025.	2025
Organisation de réunion(s) de concertation avec l'ABC (au moins une fois par an)	La CREG organisera la réunion annuelle avec l'ABC à des fins de concertation et	2025

	d'échange d'informations générales, comme le prévoit la loi.	
Planning et organisation du groupe de travail « Échange d'informations » du Forbeg	En 2025 également, la CREG présidera le groupe de travail « Echange d'informations » du Forbeg et sera donc responsable de sa coordination et de son organisation.	2025
Planning et organisation du groupe de travail « SPOC Europe » du Forbeg	En 2025 également, la CREG présidera le groupe de travail « SPOC Europe » du Forbeg et sera donc responsable de sa coordination et de son organisation. Ce groupe de travail officialise la collaboration formelle entre les régulateurs de l'énergie en Belgique en ce qui concerne les questions européennes.	2025
Planning et organisation du groupe de travail « Systèmes de distribution » du Forbeg	La CREG assurera l'organisation, la coordination et le suivi du groupe de travail « Systèmes de distribution » du Forbeg, et ce en étroite collaboration avec les régulateurs régionaux. Ce groupe de travail traitera des développements et des évolutions potentielles dans le domaine de la distribution de l'énergie, de leurs conséquences sur le cadre réglementaire, ainsi que de sujets liés aux activités des gestionnaires de réseau de distribution, à savoir : la qualité de l'approvisionnement de l'électricité et du gaz naturel, la cybersécurité, les réseaux intelligents, les tarifs de distribution et la flexibilité.	2025
Propositions et avis dans le cadre des dossiers d'autorisations de fourniture d'électricité et de gaz naturel	Toute demande d'autorisation de fourniture d'électricité et de gaz naturel est introduite par le demandeur auprès de la CREG qui instruit le dossier et soumet une proposition (électricité) ou un avis (gaz) au ministre de l'Energie.	2025
Avis sur les demandes d'autorisation de production et de stockage d'électricité	L'établissement et l'exploitation de nouvelles installations de production d'électricité > 25 MW, ainsi que les nouvelles grandes installations de stockage d'énergie, la révision, le renouvellement, la renonciation, le transfert et toute autre modification d'une autorisation individuelle sont soumis à l'octroi préalable d'une autorisation individuelle délivrée par le ministre de l'Energie après avis de la CREG.	2025
Avis sur les projets d'arrêtés royaux relatifs aux conditions d'octroi des autorisations de fourniture d'électricité et de gaz naturel	Après plusieurs réunions et échanges d'informations avec la DG Energie en vue de mettre en conformité les arrêtés royaux de fourniture actuels, qui datent respectivement de 2001 et 2003, avec la	2025

	législation belge et européenne en vigueur, de clarifier certaines dispositions pour tenir compte de l'expérience de terrain et d'une plus grande harmonisation des textes, la CREG s'attend à devoir rendre un avis sur deux projets d'arrêté royal modificatifs.	
Collaboration avec des universités et écoles supérieures	La CREG poursuivra sa collaboration avec les universités et les hautes écoles, notamment en organisant ou en participant à des colloques sur l'énergie, en participant (sur demande) à des activités scientifiques, etc.	2025
Organiser le « Prix CREG » pour deux travaux de fin d'étude en lien avec le secteur de l'énergie	La CREG décernera également son prix CREG en 2025. La CREG attribuera ce prix récompensant le meilleur et le plus innovant des mémoires de master sur le secteur de l'énergie à deux étudiants de dernière année de master. L'un des étudiants est issu d'une haute école ou d'une université de la Communauté flamande, l'autre de la Fédération Wallonie-Bruxelles.	2025

COLLABORER AVEC LES INSTANCES AU NIVEAU EUROPÉEN ET INTERNATIONAL

Titre du livrable	Description du livrable	Echéance
Participation aux activités de RegulaE.fr	Ce réseau a entre autres pour mission de promouvoir le partage d'informations et de bonnes pratiques en matière de régulation de l'énergie, faciliter la coopération technique entre régulateurs, assurer la coordination avec les programmes de formation internationaux et encourager la collaboration entre ses membres. La CREG poursuivra en 2025 sa participation aux activités de ce réseau.	2025
Soutien au CEER et à l'ACER, dans leur fonctionnement et dans la représentation de ces organisations	Outre le soutien sporadique à l'organisation de réunions ou d'ateliers dans les locaux de la CREG, la CREG représentera le CEER lors d'événements externes en tant que vice-présidente.	2025
Assurer la vice-présidence du CEER	Le président de la CREG, en tant que vice-président, est membre du <i>Board of Regulators</i> , qui est responsable de la gestion journalière de l'organisation.	2025
Assurer la présidence du CEER <i>Regulatory benchmark and legal Committee</i> (RBL) et la co-présidence de l'ACER <i>Legal Expert Network</i> (LEN)	Le président de la CREG préside le comité RBL au sein du CEER. Le RBL est en charge des analyses juridiques, du benchmarking européen et du monitoring des régulateurs au sein du CEER. En outre, le président de la CREG est également coprésident du LEN de l'ACER.	2025

Assurer la vice-présidence du <i>Gas Working Group</i> (GWG) du CEER et de l'ACER	La CREG assurera la vice-présidence du GWG, et ce tant au sein du CEER que de l'ACER.	2025
Assurer la présidence de la <i>Balancing Task Force</i> de l'ACER	La CREG présidera la <i>Task Force Balancing</i> au sein de l'ACER, qui est chargée de la mise en œuvre et du monitoring du code de réseau équilibrage.	2025
Assurer la vice-présidence de la <i>Liquefied Natural Gas Workstream</i>	Conformément au programme de travail du CEER <i>Gas Working Group</i> , la LNG <i>Workstream</i> , dont la CREG assure la co-présidence, travaillera sur les aspects GNL liés à l'implémentation du <i>Gas Decarbonization Package</i> .	2025
Participation au réseau OCDE des régulateurs économiques (NER)	La CREG est membre du NER au sein de l'OCDE, qui suit la position des régulateurs économiques dans les différents secteurs des services publics tels que les télécoms, l'énergie, l'eau et les chemins de fer. Le NER traite de l'impact des nouveaux développements dans la société, tels que la numérisation, sur le travail d'un régulateur.	2025
Fournir la contribution belge aux rapports de surveillance portant sur le fonctionnement des marchés de gros et de détail de l'électricité et du gaz naturel	La CREG fournit annuellement des indicateurs agrégés au niveau belge pour le monitoring européen des marchés du gaz et de l'électricité, tant pour les marchés de gros que pour les marchés de détail.	2025
Organisation, participation et gestion des différentes activités de formation organisées par le CEER	La CREG contribuera à l'organisation de sessions de formation à l'académie de formation du CEER. Elle le fera en qualité de directeur de cours, d'organisateur, d'enseignant ou de participant.	2025
Réponse aux consultations et requêtes de participation émanant d'institutions européennes	Par analogie avec les questionnaires du CEER et de l'ACER, la CREG répondra aux questionnaires ou enquêtes lancés par une institution européenne au cours de l'année. Il s'agit principalement de questions posées par un consultant pour le compte de la Commission européenne dans le cadre d'une étude ou d'une publication. Une contribution est également fournie pour les évaluations d'impact qui constituent la base de futures réglementations.	2025
Contribution et participation au suivi des questions prioritaires au sein de la <i>European Policy Unit</i> (EPU) du CEER	La CREG est membre de l'EPU au sein du CEER. Elle suit l'évolution de la nouvelle législation au sein des institutions européennes et leur rend des avis de fond.	2025
Participation aux réunions de l' <i>Electricity Coordination Group</i> et du <i>Gas Coordination Group</i>	Les <i>Coordination Groups</i> pour le gaz et l'électricité sont des forums d'échange d'informations et de coordination des politiques de sécurité d'approvisionnement au sein de l'Union européenne. Ces groupes	2025

	répondent à l'obligation de collaborer au-delà des frontières pour disposer de l'énergie là où elle est le plus nécessaire, en cas de crise. Les groupes sont présidés par la Commission européenne. Les États membres et les régulateurs de l'énergie en sont des membres permanents.	
Participation active aux forums relatifs au gaz, à l'électricité, aux consommateurs et aux infrastructures	Quatre forums réglementaires ont lieu chaque année, auxquels la CREG participe. Ces forums permettent de faire le point sur la situation au niveau européen.	2025
Suivi et participation à des groupes de discussion avec les autorités compétentes et les autres autorités de régulation afin d'étudier les conséquences du Brexit sur le plan de la régulation	Depuis le retrait du Royaume-Uni de l'Union européenne, la relation avec l'OFGEM et le Royaume-Uni mérite une mention particulière. L'élaboration de l'accord commercial avec le Royaume-Uni est entre les mains de la Commission européenne, mais son suivi se fait au niveau national. Compte tenu des interconnexions avec le Royaume-Uni, cette question est un point d'attention pour la CREG.	2025
Le cas échéant, identification des abus de marché sur la base de la surveillance des activités de <i>trading</i> des produits énergétiques de gros	Lors du monitoring du fonctionnement du marché, la CREG peut identifier des comportements qui peuvent dans certains cas déboucher sur des craintes d'abus de marché.	2025
Participation à la <i>Task Force Infrastructure</i> de l'ACER	La CREG participera à la <i>Task Force Infrastructure</i> , qui mènera, entre autres, les activités suivantes en 2025 : opinions sur le TYNDP, rapport sur le mécanisme ITC, rapport de monitoring sur les PCI et rapport sur les méthodologies tarifaires pour le transport et la distribution de l'électricité.	2025
Participation à la <i>Task Force Cybersecurity</i> de l'ACER	La CREG participera à la <i>Task Force Cybersecurity</i> qui contribue au développement des nombreux livrables (rapports, lignes directrices, opinions, indicateurs, etc) qui doivent être produits par l'ACER dans le cadre du code de réseau cybersécurité (NCCS).	2025
Participation à la <i>Task Force Adequacy & CRM</i> de l'ACER	La CREG participera à la <i>Task Force Adequacy & CRM</i> en préparant une présentation d'éléments de design propre à la Belgique aux sujets traités et liés à l'adéquation (<i>European Resource Adequacy Assessment (ERAA)</i>) et au design des CRM.	2025
Participation à la CACM <i>Task Force</i> de l'ACER et garantir la mise en œuvre de la ligne directrice CACM via les conditions ou méthodologies approuvées	La CREG participera à la CACM <i>Task Force</i> qui traite de la mise en œuvre des conditions et des méthodologies du règlement CACM entre les régulateurs.	2025

Participation à la <i>FCA Task Force</i> de l'ACER et garantir la mise en œuvre de la ligne directrice FCA via les conditions ou méthodologies approuvées	La CREG participera à la <i>FCA Task Force</i> qui traite de la mise en œuvre des conditions et des méthodologies du règlement FCA entre les régulateurs.	2025
Contribuer, dans le cadre de la révision de la ligne directrice CACM, à une recommandation avec des propositions de modifications motivées	La CREG contribuera aux discussions sur l'éventuelle révision du règlement CACM, à l'initiative de la Commission européenne.	Q1-Q4
Contribuer, dans le cadre de la révision de la ligne directrice FCA, à une recommandation avec des propositions de modifications motivées	La CREG contribuera aux discussions sur l'éventuelle révision du règlement FCA, à l'initiative de la Commission européenne.	Q1-Q4
Participation à la <i>System Operations Task Force</i> de l'ACER et garantir la mise en œuvre de la ligne directrice SO via les conditions ou méthodologies approuvées	La CREG participera à la <i>SO Task Force</i> qui traite de la mise en œuvre des conditions et des méthodologies dans le cadre du règlement SO entre les régulateurs.	2025
Participation à la <i>Balancing Task Force</i> de l'ACER et garantir la mise en œuvre de la ligne directrice EB via les conditions ou méthodologies approuvées	La CREG participera à la <i>Balancing Task Force</i> qui traite de la mise en œuvre des conditions et des méthodologies dans le cadre du règlement <i>Balancing</i> entre les régulateurs.	2025
Participation à la <i>Future Policy & Governance Task Force / Work Stream</i> de l'ACER et du CEER	La CREG participera à la <i>Future Policy & Governance Task Force / Work Stream</i> qui traite d'un certain nombre de dossiers liés à la (future) politique énergétique en Europe et au cadre réglementaire.	2025
Garantir la mise en œuvre du code réseau E&R via les conditions ou méthodologies approuvées	La CREG veillera à l'application du code de réseau E&R en Belgique et mènera les activités nécessaires à cet effet.	Q1-Q4
Contribuer à la mise en œuvre des codes réseau (NC) RfG, HVDC et DCC	La CREG contribuera à la <i>SOGC Task Force</i> et aux forums de concertation régionaux dans lesquels la mise en œuvre des conditions et méthodologies, découlant des règlements RfG, HVDC et DCC, fait l'objet d'un suivi.	Q1-Q4
Contribuer aux livrables du <i>North Seas Energy Cooperation</i> (NSEC) de la Commission européenne, à la demande de la DG Energie	La CREG contribuera, le cas échéant, aux livrables de la NSEC.	Q1-Q4
Assurer le suivi des règlements et directives que la Commission européenne développera dans le futur en matière d'énergie, en particulier s'agissant de la mise à jour du marché du gaz et de l'électricité	Il s'agit d'un large suivi de la nouvelle législation en Europe, qui définit le domaine de travail de la CREG. Étant donné que la nouvelle législation, telle que le paquet <i>Energy Market Design</i> et le paquet sur l'hydrogène et le gaz neutre en carbone, n'a été publiée qu'en 2024, l'année 2025 sera principalement consacrée à la mise en œuvre de cette législation.	2025

Participer au <i>Hydrogen Interconnections in Western Europe</i> (HI West) <i>Regional Group</i> de la Commission européenne	La CREG participe au groupe de travail régional HI West piloté par la Commission européenne. Ce groupe de travail évalue tous les deux ans les projets transfrontaliers dans le domaine de l'hydrogène qui souhaitent obtenir le statut de PCI et figurer ainsi sur la liste des projets prioritaires européens.	2025
Suivre les initiatives ciblant la construction de nouvelles installations ayant un impact sur l'offre en matière de capacité de transport	La CREG surveille dans quelle mesure Elia effectue des travaux de renforcement et d'entretien sur le réseau de transport et dans quelle mesure ces travaux ont un impact positif ou (temporairement) négatif sur la capacité de transport (transfrontalière).	2025
Suivre le projet et la mise en œuvre du modèle de marché pour l'utilisation des interconnexions avec les pays voisins	La CREG participe activement aux forums de concertation européens et régionaux qui définissent le développement et la mise en œuvre des différents mécanismes de couplage des marchés.	2025
Contrôler le respect de l'obligation de mettre à disposition des acteurs du marché une capacité d'interconnexion minimale de 70 %	La CREG statue annuellement sur les éventuelles demandes d'approbation d'Elia visant à autoriser des dérogations temporaires à la règle des 70% (capacité d'interconnexion minimale). La CREG publie également chaque année un rapport évaluant le niveau de respect de cette règle et des dérogations éventuelles.	2025

GARANTIR UN FONCTIONNEMENT ADÉQUAT ET EFFICACE DES RÉSEAUX ET DE LEUR GESTIONNAIRE DANS L'INTÉRÊT DE LEURS UTILISATEURS

Titre du livrable	Description du livrable	Echéance
Avis conforme dans les 30 jours calendrier à dater de la notification de la nomination des administrateurs indépendants des gestionnaires de réseau de transport Elia et Fluxys et contrôle du respect de leurs obligations	La CREG est tenue de rendre un avis conforme sur l'indépendance des administrateurs indépendants des GRT. En outre, la CREG est responsable du contrôle du respect des obligations applicables aux administrateurs indépendants durant toute la durée de leur mandat. Ceci implique que lorsque les administrateurs indépendants acquièrent de nouveaux mandats durant leur mandat au sein du GRT, la CREG rend un avis (lettre) analysant la conformité de ces mandats avec les règles en matière d'indépendance et d' <i>unbundling</i> .	2025
Lettres – avis relatifs aux administrateurs non indépendants des	La CREG est responsable du contrôle du respect des obligations en matière d' <i>unbundling</i> applicables aux gestionnaires	2025

gestionnaires de réseau de transport Elia et Fluxys	de réseau de transport. Lors de la nomination ou de l'acquisition de nouveaux mandats par les administrateurs non indépendants, la CREG transmet son analyse par lettre au GRT.	
Lettres – avis relatifs aux membres du collège de gestion journalière (Elia)	La CREG est tenue de contrôler le respect des obligations légales applicables aux membres du collège de gestion journalière. Lors de la nomination ou de l'acquisition de nouveaux mandats par les membres du collège de gestion journalière, la CREG transmet son analyse.	2025
Poursuite du travail sur la qualité des données de transparence publiées par Elia et du suivi des incitants de qualités de données et de publications des données fournies au marché	La CREG travaillera sur l'amélioration des données en continuant à appliquer l'incitant <i>data quality</i> et en suivant l'implémentation de l'incitant sur la disponibilité des données au marché (<i>data provision improvement</i>) qui fait suite à un questionnaire adressé en 2024 par Elia aux acteurs de marché sur la satisfaction des outils mis à leur disposition.	2025
Avis sur les demandes d'attribution de la qualité de gestionnaire d'un réseau industriel fermé (électricité)	La CREG exercera sa compétence d'avis si elle reçoit (de la DG Energie) des demandes d'attribution (par le ministre de l'énergie) de la qualité de gestionnaire de réseau industriel fermé pour la partie exploitée à une tension nominale supérieure à 70kV.	<i>Ad hoc</i>
Décisions relatives aux propositions de refus d'accès et d'octroi d'un raccordement avec accès flexible au réseau de transport	La CREG exercera sa compétence décisionnelle si elle reçoit des propositions du gestionnaire du réseau de transport d'électricité de refuser l'accès (fixe) et d'octroyer l'accès flexible, suite à la réalisation d'une étude d'orientation ou d'une étude détaillée demandée par un (candidat) utilisateur du réseau de transport.	<i>Ad hoc</i>
Décisions relatives au contrat types de raccordement (électricité)	La CREG exercera sa compétence décisionnelle si elle reçoit des propositions du gestionnaire du réseau de transport d'électricité visant à modifier le contrat-type de raccordement.	<i>Ad hoc</i>
Décisions relatives au contrat types d'accès (électricité)	La CREG exercera sa compétence décisionnelle si elle reçoit des propositions du gestionnaire du réseau de transport d'électricité visant à modifier le contrat-type d'accès.	<i>Ad hoc</i>
Décisions relatives au contrat type des responsables d'équilibre (électricité)	La CREG exercera sa compétence décisionnelle si elle reçoit des propositions du gestionnaire du réseau de transport d'électricité visant à modifier le contrat-type de responsable d'équilibre.	<i>Ad hoc</i>
Décisions relatives au contrat type des services d'équilibrage (électricité) et aux règles d'équilibrage	La CREG exercera sa compétence décisionnelle si elle reçoit des propositions du gestionnaire du réseau de transport	<i>Ad hoc</i>

	d'électricité visant à modifier les contrats-types pour les services d'équilibrage (FCR, aFRR, mFRR) et de modifier les règles d'équilibrage.	
Décisions relatives au contrat type et aux procédures d'appel d'offres des services de puissance réactive (électricité)	La CREG exercera sa compétence décisionnelle si elle reçoit des propositions du gestionnaire du réseau de transport d'électricité visant à modifier le contrat-type et les procédures d'adjudication pour les services de puissance réactive. Suite à l'incitant pour Elia en 2023 sur l'évaluation et les recommandations pour l'optimisation de la conception des services de puissance réactive, Elia travaille sur une proposition de modification du contrat-type et des procédures d'adjudication pour les services de puissance réactive, pour laquelle une décision de la CREG est attendue en 2025.	Q1
Décisions relatives au contrat type et aux procédures d'appel d'offres des services de reconstitution (électricité)	La CREG exercera sa compétence décisionnelle si elle reçoit des propositions du gestionnaire du réseau de transport d'électricité visant à modifier le contrat-type et les procédures d'adjudication pour les services de reconstitution.	<i>Ad hoc</i>
Décisions relatives au contrat type de responsable de la programmation, au contrat type de responsable de la planification des indisponibilités et au (règles de coordination et de gestion des congestions)	La CREG exercera sa compétence décisionnelle si elle reçoit des propositions du gestionnaire du réseau de transport d'électricité visant à modifier le contrat-type de responsable de la programmation, le contrat-type de responsable de la planification des indisponibilités et les règles de coordination et de gestion des congestions.	<i>Ad hoc</i>
Décisions relatives à la collaboration avec les gestionnaires de réseau public de distribution, ainsi que l'accord visé à l'article 40, paragraphe 7 de la ligne directrice européenne SOGL (électricité)	La CREG exercera sa compétence décisionnelle si elle reçoit des propositions du gestionnaire du réseau de transport d'électricité visant à modifier l'accord de coopération.	<i>Ad hoc</i>
Préparation de l'avis sur le Plan de développement fédéral pour la période 2028-2038	Le projet de plan de développement fédéral pour le transport de l'électricité pour la période 2028-2038 sera soumis par Elia à l'avis de la CREG courant 2026. Toutefois, la CREG sera amenée déjà en 2025 à se concerter avec Elia et les autres stakeholders sur la méthodologie et les hypothèses du projet de plan.	Q3-Q4
Surveillance et décisions relatives à la mise en œuvre des mécanismes régionaux de calcul coordonné des	La CREG, en collaboration avec les autres régulateurs de la région calcul de la capacité Core, suivra le développement et la mise en œuvre des méthodologies régionales de	<i>Ad hoc</i>

capacités en <i>day-ahead</i> et <i>intraday</i> (électricité)	calcul de la capacité (notamment le <i>Core day-ahead flowbased market coupling</i>).	
Décisions relatives à la mise en œuvre coordonnée (au niveau européen ou régional) des règlements CACM, FCA, EB et SO	Les règlements CACM, FCA, EB et SO prévoient l'approbation d'un nombre important de conditions et de méthodologies. Cette décision nationale est prise suite à l'introduction d'une demande d'approbation par Elia ou un ou plusieurs NEMO, et fait suite à une approbation conjointe par les autorités de régulation au niveau européen ou régional.	<i>Ad hoc</i>
Mise en œuvre de la transposition de l'article 27 de la Directive relative à l'efficacité énergétique et son application sur les tarifs de transport et les incitants	La CREG suivra la transposition de l'article 27 de la Directive relative à l'efficacité énergétique. Cet article vise à promouvoir l'efficacité énergétique dans la transformation, le transport et la distribution de l'énergie. Dans ce contexte, la CREG aura un rôle crucial dans la promotion de l'efficacité énergétique dans le secteur de l'énergie et devra appliquer le principe de primauté de l'efficacité énergétique dans ses décisions.	2025

DÉVELOPPER ET CONTRÔLER LA BONNE APPLICATION DES CODES DE RESEAU

Titre du livrable	Description du livrable	Echéance
Participation active à la mise à jour des données pour la Belgique et des recommandations de l'ACER dans son rapport sur les méthodes de tarification du transport et de la distribution de l'électricité en Europe	L'ACER publie, au moins tous les deux ans, un rapport sur les meilleures pratiques en matière de méthodologies tarifaires pour le transport et la distribution de l'électricité en Europe, visant à améliorer la transparence et la comparabilité des tarifs. Ce rapport examine les méthodes utilisées dans les États membres de l'UE et en Norvège. Pour la prochaine édition prévue pour fin 2024/début 2025, la CREG, en collaboration avec les régulateurs régionaux, mettra à jour les données pour la Belgique et participera à la mise à jour des recommandations.	2025
Nombreuses décisions de la CREG, le cas échéant, prises en coordination avec les autres régulateurs européens et régionaux (<i>Core</i>) concernant les codes de réseau CACM, FCA, <i>Balancing</i> , <i>Grid Connection</i> et <i>System Operations</i> et le règlement 2019/943	La CREG participe activement aux forums de concertation européens et régionaux dans lesquels le développement et la mise en œuvre des différentes conditions et méthodologies découlant des règlements CACM, FCA, EB et SO sont suivis.	2025 (selon le timing défini par les codes de réseau)
Suivi de la mise en œuvre du NC CAM, NC BAL, NC INT et CMP via la publication annuelle de rapports au sein du WG de l'ACER. Contribution	La CREG participe activement aux forums de concertation européens et régionaux dans lesquels le développement et la mise en œuvre des différentes conditions et	2025

active de la CREG à l'établissement de ces rapports	méthodologies découlant des règlements CAM, BAL, INT et CMP sont suivis.	
Décision relative aux adaptations des conditions principales de Fluxys Belgium (transport et stockage), Fluxys LNG, Balansys et Interconnector	La CREG exercera sa compétence de décision si elle reçoit une demande d'adaptation de Fluxys Belgium et de Fluxys LNG.	2025
Avis relatif à une modification du règlement technique (électricité)	La CREG exercera sa compétence d'avis si elle est saisie de demandes de modification du règlement technique.	<i>Ad hoc</i>
Décision relative à la modification du code de bonne conduite (électricité)	La CREG exercera sa compétence décisionnelle si elle estime nécessaire de modifier le code de bonne conduite électricité de sa propre initiative ou lorsqu'elle reçoit une proposition de modification du code de bonne conduite électricité de la part du gestionnaire du réseau de transport. Une modification des procédures et conditions de raccordement (notamment en ce qui concerne les études de raccordement, la réservation de capacité et le raccordement avec accès flexible) est prévue au plus tard au premier trimestre 2025.	Q1 + <i>Ad hoc</i>
Décision relative à la modification du code de bonne conduite (gaz)	La CREG exercera sa compétence décisionnelle si elle estime nécessaire de modifier le code de bonne conduite gaz de sa propre initiative ou lorsqu'elle reçoit une proposition de modification du code de bonne conduite gaz de la part du gestionnaire du réseau de transport.	<i>Ad hoc</i>
Analyse comparative des contrôles de cybersécurité dans le cadre du Code de réseau cybersécurité (NCCS)	La CREG doit effectuer au plus tard le 13 juin 2026 une analyse comparative des contrôles de cybersécurité afin de déterminer si les investissements actuels dans la cybersécurité : a) atténuent les risques ayant un impact sur les flux transfrontaliers d'électricité ; b) donnent les résultats souhaités et gèrent des gains d'efficacité pour le développement des systèmes électriques ; c) sont efficaces et intégrés dans l'ensemble des marchés public d'actifs et de services. Cette analyse commencera dès 2025.	2025

FIXER LES TARIFS DE RÉSEAU (EX ANTE ET EX POST)

Titre du livrable	Description du livrable	Echéance
Fixer une nouvelle valeur pour le petit ajustement et/ou tarif de rééquilibrage de Balansys	La CREG approuvera, sur proposition de l'entreprise commune, les tarifs d'équilibrage.	Q1
Contrôle du rapport tarifaire relatif à 2024 d'Elia (ex post)	La CREG contrôlera que le rapport tarifaire du gestionnaire du réseau de transport d'électricité respecte les dispositions de la méthodologie tarifaire. La CREG déterminera les soldes de l'exercice 2024 et l'évolution des comptes de régularisation.	Q2
Suivi et analyse des projets menés en 2025 par Elia dans le cadre des incitants à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 (incitant discrétionnaire) de la méthodologie tarifaire	La CREG suivra l'avancement des projets et contrôlera le respect des calendriers de remise des différents livrables attendus pour chacun des projets qui relève de l'incitant.	Q1-Q4
Suivi et analyse des projets menés en 2025 par Elia dans le cadre de l'incitant pour l'innovation visé à l'article 26,§2, de la méthodologie tarifaire	La CREG suivra l'avancement des projets et contrôlera le respect des calendriers de remise des différents livrables attendus pour chacun des projets qui relève de l'incitant.	Q1-Q4
Décision relative à la détermination des objectifs à atteindre en 2026 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système visé à l'article 27 (incitant discrétionnaire) de la méthodologie tarifaire	La CREG prendra une décision sur les projets qui devront être menés par Elia en 2026 dans le cadre de l'incitant à la promotion de l'équilibre du système. Cette décision sera précédée de réunions de concertation avec Elia et les stakeholders ainsi que par une consultation publique.	Q2
Décision relative au plan d'innovation pour 2026 et détermination des objectifs à atteindre dans le cadre de l'incitant à l'innovation visé à l'article 26,§2 de la méthodologie tarifaire	La CREG prendra une décision sur les projets qui seront menés par Elia en 2026 dans le cadre de l'incitant à l'innovation. Cette décision sera précédée de réunions de concertation avec Elia et les stakeholders ainsi que par une consultation publique.	Q2-Q3
Contrôle des rapports tarifaires relatifs à 2024 y compris la décision sur les soldes de Fluxys Belgium	La CREG contrôlera que le rapport tarifaire du gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel et du gestionnaire d'installation de stockage de gaz naturel respecte les dispositions de la méthodologie tarifaire. La CREG déterminera les soldes de l'exercice 2024 et l'évolution des comptes de régularisation.	Q2
Contrôle du rapport tarifaire relatif à 2024 y compris la décision sur les soldes de Fluxys LNG	La CREG contrôlera que le rapport tarifaire du gestionnaire d'installation de GNL respecte les dispositions de la méthodologie tarifaire. La CREG déterminera les soldes de l'exercice	Q2

	2024 et l'évolution des comptes de régularisation.	
Contrôle du rapport tarifaire relatif à 2024 y compris la décision sur les soldes d'Interconnector	La CREG contrôlera que le rapport tarifaire du gestionnaire d'une interconnexion respecte les dispositions de la méthodologie tarifaire. La CREG déterminera les soldes de l'exercice 2024 et l'évolution des comptes de régularisation.	Q2
Elaboration de la prochaine méthodologie tarifaire (électricité)	En 2025, la concertation entre Elia et la CREG débutera en vue de l'élaboration de la méthodologie tarifaire pour la période 2028-2031.	Q4
Elaboration de la prochaine méthodologie tarifaire (gaz)	En 2025, la concertation entre la CREG d'une part, et Fluxys Belgium et Fluxys LNG d'autre part, débutera en vue de l'élaboration de la méthodologie tarifaire pour la période 2028-2031. Les acteurs de marché seront également consultés dès Q4 2025.	Q4
Décision relative à une proposition tarifaire actualisée, le cas échéant suite à l'entrée en vigueur du nouveau Règlement gaz européen	La CREG exercera sa compétence décisionnelle si elle estime nécessaire de modifier la proposition tarifaire gaz de sa propre initiative ou lorsqu'elle reçoit une proposition de modification de la part du gestionnaire du réseau de transport.	Q4
Augmenter la transparence par rapport à la méthodologie tarifaire (gaz naturel) suite à l'entrée en vigueur du nouveau Règlement gaz européen	La CREG demandera à Fluxys Belgium de publier une annexe sur la méthodologie, les paramètres et les valeurs permettant de calculer le revenu total autorisé.	Q4
Augmenter la transparence par rapport aux tarifs (gaz naturel) suite à l'entrée en vigueur du nouveau Règlement gaz européen	La CREG évaluera l'évolution à long terme des tarifs du réseau de transport de gaz naturel, si possible jusqu'en 2050.	Q4
Demande de dérogation concernant Interconnector Ltd.	La CREG peut demander à la Commission européenne de déclarer que les codes de réseau européens à Zeebruges ne soient plus applicables à Interconnector Ltd.	Q2
Décision relative à la proposition d'Elia sur les valeurs des tarifs des obligations de service public (OSP) et surcharges pour l'année 2026	La CREG exercera son pouvoir de décision si elle reçoit une proposition du gestionnaire de réseau de transport de modifications des valeurs des tarifs des obligations de service public (OSP) et surcharges pour l'année 2026.	Ad hoc

DÉVELOPPER ET ENCADRER LES MARCHÉS DES SERVICES AUXILIAIRES (ÉLECTRICITÉ)

Titre du livrable	Description du livrable	Echéance
Rapport <i>ex post</i> à l'ACER sur l'utilisation des revenus des congestions de l'année 2024 du gestionnaire du réseau	Sur la base des rapports d'Elia sur l'utilisation effective des rentes de congestions pour les objectifs prioritaires définis par l'ACER, la CREG remettra un rapport à l'ACER pour le 1 ^{er} mars 2025. Les rapports d'Elia sont réalisés	Q1

	en application de la Guidance de la CREG du 24 juin 2021.	
Décision sur la proposition d'Elia sur l'utilisation des revenus de congestion en 2026	En application du règlement 2019/943, la CREG veillera au respect des objectifs prioritaires et de la méthodologie, définis par ACER pour l'utilisation des rentes de congestion. La proposition d'Elia est soumise en application de la Guidance de la CREG du 24 juin 2021.	Q1
Rapport d'évaluation des services de puissance réactive, et le cas échéant, décision sur une dérogation à l'application des principes concernant la fourniture des services fondée sur le marché	La CREG établira et publiera un rapport d'évaluation sur la fourniture de services de puissance réactive. Si, sur la base de ce rapport d'évaluation, la CREG constate qu'une fourniture de services de puissance réactive basée sur le marché n'est pas conforme aux conditions de fourniture de services auxiliaires, elle prendra une décision pour accorder une dérogation à ces principes.	Q1-Q2
Le cas échéant, rapport sur les offres pour le service de <i>black-start</i> à partir de 2027	Dans le cadre de la procédure d'appel d'offres lancée par Elia à la mi-2024, la CREG évaluera en 2025 le caractère manifestement déraisonnable ou non du prix des offres pour la fourniture du service (à partir de 2027). Le cas échéant, la CREG rédigera, conformément aux dispositions applicables, des décisions imposant une obligation de service public à un fournisseur de services de <i>black-start</i> .	Q2
Rapport d'évaluation des services de reconstitution (<i>black-start</i>), et le cas échéant, décision sur une dérogation à l'application des principes concernant la fourniture des services fondée sur le marché	La CREG établira et publiera un rapport d'évaluation sur la fourniture de services de reconstitution (<i>black-start</i>) et, si elle conclut, sur la base de ce rapport d'évaluation, qu'une fourniture de services de reconstitution basée sur le marché n'est pas conforme aux conditions pour la fourniture de services auxiliaires, la CREG prendra une décision pour accorder une dérogation à ces principes.	Q1-Q2
Décision concernant la demande d'approbation de la méthode d'évaluation et de la détermination de la puissance de réserve FCR, aFRR et mFRR ou son équivalent à la suite des nouveaux Codes de réseaux européens	La CREG évalue la méthode de détermination des réserves qu'Elia doit constituer en vertu de l'article 32(1) de l'EB GL. La méthode doit répondre aux dispositions de l'article 157 de l'EB GL.	<i>Ad hoc</i> (dépend de la date d'introduction par Elia)
Décision concernant la capacité d'équilibrage à réserver auprès des fournisseurs de services d'équilibrage	La CREG évalue la méthode de détermination de la capacité d'équilibrage qu'Elia doit acheter en vertu de l'article 32(1)(a) de l'EB GL, conformément à l'article 213 du code de bonne conduite de la CREG.	<i>Ad hoc</i> (dépend de la date d'introduction par Elia)

Décisions concernant les règles de fonctionnement du marché d'équilibrage, y compris celles relatives aux modalités et conditions pour la fourniture des services d'équilibrage	La CREG évalue les méthodologies et les conditions de participation du BSP aux différents marchés de l'énergie d'équilibrage, conformément à l'article 18 de l'EB GL.	<i>Ad hoc</i> ¹³
Décision concernant les règles d'équilibrage	Conformément à l'article 212 du code de bonne conduite de la CREG et sur proposition d'Elia, la CREG évalue la liste des moyens dont dispose le gestionnaire du réseau de transport et les modalités détaillées selon lesquelles il les utilise, leur impact potentiel sur le prix de déséquilibre, les modalités de publication des informations pertinentes et les modalités de suivi du fonctionnement du marché de l'équilibrage et en fait rapport à la CREG.	<i>Ad hoc</i>
Décision concernant les modalités et conditions applicables aux responsables d'équilibre	La CREG évalue les méthodologies et les conditions des BRP, conformément à l'article 18 de l'EB GL.	<i>Ad hoc</i> ¹⁴

RÉGULATION DU MARCHÉ DE L'HYDROGÈNE

Titre du livrable	Description du livrable	Echéance
Proposition relative à l'octroi d'une autorisation de transport d'hydrogène pour l'extension de réseaux d'hydrogène existants	La CREG peut proposer l'octroi d'une autorisation de transport d'hydrogène pour l'extension de réseaux de transport d'hydrogène existants.	<i>Ad hoc</i>
Avis sur l'arrêté royal relatif à la procédure d'octroi d'une autorisation de transport d'hydrogène pour l'extension de réseaux d'hydrogène existants	La CREG émet un avis, dans un délai de 40 jours calendrier à la demande de la DG Energie, sur les critères et la procédure simplifiée pour l'octroi d'une autorisation de transport d'hydrogène au gestionnaire du réseau de transport d'hydrogène en cas de reprise de l'exploitation ou de la propriété de canalisations pour lesquelles il existe déjà une autorisation de transport valide.	<i>Ad hoc</i>
Avis sur le plan de développement du réseau	La CREG rendra un avis sur le plan de développement du réseau de transport d'hydrogène du gestionnaire du réseau de transport d'hydrogène, élaboré en collaboration avec la DG Energie et le Bureau fédéral du Plan.	<i>Ad hoc</i>
Établissement d'un modèle de marché	La CREG établira, en collaboration avec Fluxys hydrogen SA, un modèle de marché flexible et évolutif afin de tenir compte de l'état actuel et futur du marché de l'hydrogène.	2025

¹³ Probablement plusieurs décisions sur l'année dont les dates dépendent des dates d'introduction des propositions par Elia.

¹⁴ Probablement une décision suite à la connexion aux plateformes européennes MARI et PICASSO en 2024.

Etablissement d'un code de bonne conduite sur l'accès et les contrats types	La CREG adoptera un code de bonne conduite relatif à l'accès au réseau sur base d'un projet fourni par le gestionnaire du réseau de transport.	2025
Etablissement de la méthodologie tarifaire	La CREG établira la méthodologie tarifaire pour la détermination des tarifs applicables au réseau de transport d'hydrogène après avoir consulté le marché.	2025
Approbation des tarifs	La CREG vérifiera si la proposition tarifaire est conforme à la méthodologie tarifaire et conduit à des tarifs qui reflètent les coûts, qui sont objectifs, proportionnés, transparents, non discriminatoires, et assurent au gestionnaire du réseau de transport d'hydrogène une rémunération raisonnable.	2025
Avis sur les normes de qualité	La CREG émet un avis, dans un délai de 40 jours calendrier à la demande de la DG Energie, sur les normes de qualité relatives à l'hydrogène.	<i>Ad hoc</i>
Avis sur les raccordements et les améliorations	La CREG émet un avis, dans un délai de 40 jours calendrier à la demande de la DG Energie, sur les raccordements et améliorations au réseau de transport d'hydrogène.	<i>Ad hoc</i>
Avis sur la demande de subside pour le développement d'un réseau de transport d'hydrogène	La CREG donnera son avis, dans un délai de 40 jours calendrier, au ministre de l'Energie qui peut octroyer des subsides au gestionnaire de réseau de transport d'hydrogène, à sa demande, pour le développement du réseau de transport d'hydrogène.	<i>Ad hoc</i>
Détermination moment et transfert du réseau d'hydrogène existant	Dans le cas où le propriétaire d'un réseau de transport d'hydrogène existant et le gestionnaire du réseau de transport ne se mettent pas d'accord sur le moment et les conditions de transfert de l'infrastructure, la CREG détermine dans un délai raisonnable, après concertation avec la DG Energie, le moment et les conditions du transfert.	<i>Ad hoc</i>
Suivi des investissements dans les réseaux d'hydrogène existants	La CREG est compétente pour évaluer et contrôler les investissements à opérer dans ce réseau géré par le HNO, Fluxys hydrogen SA.	<i>Ad hoc</i>
Décision sur la répartition transfrontalière des coûts	Après avoir consulté les gestionnaires de réseau de transport d'hydrogène, la CREG et les autorités de régulation concernées prennent une décision commune sur la répartition des coûts d'investissement à supporter par chaque gestionnaire de réseau de transport d'hydrogène pour le projet.	<i>Ad hoc</i>

Établissement d'une méthodologie de calcul de la rémunération équitable	Pour le calcul de cette rémunération équitable, la CREG établira une méthodologie qui détermine les recettes admissibles, nécessaires pour assurer la sécurité et la qualité du réseau, et qui définit le seuil de rentabilité des actifs réglementés.	<i>Ad hoc</i>
---	--	---------------

ENCOURAGER UN RENFORCEMENT MAXIMAL DE LA FLEXIBILITÉ SUR LE MARCHÉ BELGE

Titre du livrable	Description du livrable	Echéance
Le cas échéant, décision relative à une demande d'approbation des règles de transfert d'énergie en vue de sa mise en œuvre sur le marché de l'aFRR	Pour permettre la mise en œuvre du transfert d'énergie sur le marché de l'aFRR, Elia doit soumettre à la CREG une proposition d'adaptation des règles organisant le transfert d'énergie après avoir consulté les acteurs du marché. La CREG fixe les règles après concertation avec les régulateurs régionaux.	<i>Ad hoc</i>
Décision relative à l'approbation de modifications des <i>Terms & Conditions</i> BRP	L'élargissement du champ d'application du transfert d'énergie à l'aFRR implique des modifications des <i>Terms & Conditions</i> BRP (en termes de <i>data exchange</i>) qui doivent être proposées par Elia et approuvées par la CREG. Le plan d'évaluation des paramètres additionnels appliqués au prix de déséquilibre sera finalisé par Elia et soumis à la CREG et aux stakeholders fin 2025. Les résultats de ce plan nécessiteront éventuellement une adaptation des <i>Terms & Conditions</i> BRP.	<i>Ad hoc</i>
Le cas échéant, décisions relatives aux demandes d'application de la formule de détermination du prix de transfert par défaut	Si la négociation commerciale entre deux des acteurs du marché en vue de conclure un accord sur les modalités du transfert d'énergie n'aboutissent pas, la CREG prend une décision relative à l'application de la formule de détermination du prix de transfert par défaut.	<i>Ad hoc</i>
Le cas échéant, décision relative aux modalités de la compensation financière via une correction de la mesure de la consommation	Dans le cadre du transfert d'énergie, la CREG va analyser la possibilité d'introduire un nouveau mode de compensation financière via une correction de la mesure de la consommation et, le cas échéant, fixera les règles à suivre après consultation des acteurs du marché.	<i>Ad hoc</i>
Le cas échéant, analyse de mécanismes de transfert d'énergie autres que ceux existants et des initiatives européennes	La CREG analysera les résultats de l'étude menée par Synergrid et suivra également les initiatives prises au niveau européen en vue de la promotion de la flexibilité.	<i>Ad hoc</i>

SUIVRE LES ÉVOLUTIONS EN MATIÈRE DE SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ET DE SÉCURITÉ OPÉRATIONNELLE

Titre du livrable	Description du livrable	Echéance
Décision relative aux règles de fonctionnement du CRM	La CREG établit annuellement les règles de fonctionnement du CRM après examen de la proposition soumise par le gestionnaire du réseau.	Q2
Le cas échéant, décision relative à la modification du contrat type de capacité	La CREG prend une décision relative à la proposition de contrat de capacité soumise par le gestionnaire du réseau.	Q2
Proposition de paramètres déterminant les quantités de capacité à acheter	La CREG établit annuellement une proposition de paramètres établissant la courbe de demande pour chaque enchère sur la base d'un rapport du gestionnaire du réseau.	Q1
Avis sur les paramètres des courbes de demande	La CREG remet annuellement un avis relatif aux autres paramètres d'enchère repris dans le rapport du gestionnaire du réseau (facteurs de réduction, prix maximum intermédiaire, prix de référence et prix d'exercice).	Q1
Le cas échéant, conclusion d'accords avec les NRA voisins en vue de faciliter l'exercice de ses compétences pour ce qui concerne la participation des capacités étrangères indirectes au CRM	La CREG peut signer des accords avec les NRA des pays européens limitrophes notamment pour établir les dispositions administratives adéquates pour permettre l'exécution des paiements d'indisponibilités.	Q1
Concertation avec Elia relative aux hypothèses et scénarios de base, ainsi que la méthodologie utilisée pour l'analyse bisannuelle relative aux besoins du système électrique belge en matière d'adéquation et de flexibilité du pays sur un horizon de dix ans	Tous les deux ans, Elia et la CREG se concertent au sujet des hypothèses de base, des scénarios et des évolutions méthodologiques à utiliser pour la réalisation de l'étude d'adéquation et de flexibilité.	Q4
Rapport sur les besoins de flexibilité	L'autorité de régulation adopte un rapport sur les besoins de flexibilité estimés pour une période couvrant au moins les 5 à 10 prochaines années au niveau national, eu égard à la nécessité, de manière efficace au regard des coûts, d'assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement et de décarboner le système électrique, en tenant compte de l'intégration de sources d'énergie renouvelables intermittentes et des différents secteurs, ainsi que de la nature interconnectée du marché de l'électricité, y compris les objectifs d'interconnexion et la disponibilité potentielle de la flexibilité transfrontière.	2025

Décision relative à la révision des conditions de forme d'une demande de dérogation au prix maximum intermédiaire	Il incombe à la CREG de publier sur son site internet pour le 31 mars de l'année des mises aux enchères, les conditions de forme que doivent respecter les dossiers de demande de dérogation au prix maximum intermédiaire.	Q1
Décisions relatives aux demandes de dérogation au prix maximum intermédiaire	La CREG analyse le bien-fondé des demandes de dérogation et, prend une décision.	Q2-Q3
Décision sur les procédures de contrôle de la disponibilité et les tests de disponibilité	Elia soumet à l'approbation de la CREG la procédure de sélection des moments AMT au cours desquels le contrôle de disponibilité a lieu ainsi que la procédure de sélection du moment de réalisation d'un test de disponibilité et la procédure de sélection des CMU soumises à ce test.	Q2
Vérification du calcul des capacités transfrontalières réalisé par Elia	La CREG vérifie que la méthode de calcul de la capacité d'entrée maximale pour la participation transfrontalière est conforme à la méthode visée à la directive 2019/943.	2025
Proposition des données et hypothèses constituant le scénario de référence pour chaque enchère (Y-4, Y-2 et Y-1)	La CREG rédige annuellement, pour chaque enchère se déroulant l'année suivante, une proposition reprenant l'ensemble des données et hypothèses constituant la proposition de scénario de référence.	Q2
Proposition des valeurs intermédiaires (CONE, facteur X, WACC) en collaboration avec Elia pour les enchères Y-4, Y-2 et Y-1	La CREG établit, en collaboration avec le gestionnaire du réseau, une proposition de valeurs intermédiaires qu'elle soumet à la consultation publique avant de la transmettre au ministre de l'Energie, qui, sur base de cette proposition, fixe les valeurs au plus tard le 15 septembre.	Q2
Examen des dossiers d'investissement et décision de classement des capacités (nouvelles et existantes) dans les catégories de capacités	La CREG analyse les dossiers d'investissement introduites par les détenteurs de capacité en vue du classement d'une capacité dans une catégorie de capacité donnant droit à un contrat de capacité de maximum 3, 8 ou 15 périodes de fourniture, le cas échéant, adresse des demandes d'informations complémentaires et prend une décision de classement dans une catégorie de capacité pour le 15 septembre.	Q2-Q3
Contrôle <i>ex post</i> des dossiers d'investissement et décision éventuelle de reclassement des capacités (nouvelles et existantes) dans une catégorie de capacité inférieure	La CREG procède à un contrôle <i>ex post</i> du dossier de clôture des investissements et, le cas échéant, prend une décision de reclassement dans une catégorie de capacité inférieure.	Q2-Q3
Contrôle des procédures de pré-enchère, de préqualification et	La CREG est chargée de contrôler le bon déroulement de la pré-enchère, de la	Q2-Q3-Q4

d'enchère avec ajout en 2025 d'une enchère Y-2 en plus des enchères Y-4 et Y-1	procédure de préqualification, des enchères ainsi que des transactions sur le marché secondaire. Si des irrégularités sont commises dans le cadre de ces procédures, elle peut soit en imposer de les recommencer, ou, pour le marché secondaire, d'annuler une transaction.	
Contrôle des procédures de pré-fourniture et contrôle de disponibilité	Dans le cadre de sa mission générale de contrôle du bon fonctionnement du CRM, la CREG examine les résultats des contrôles de pré-fourniture et des contrôles de disponibilité.	Q2-Q4
Décision relative à l'estimation du coût des OSP réserve stratégique et CRM	La CREG prend annuellement une décision relative à l'estimation le coût mensuel de ces obligations de service publique pour Elia sur la base d'un rapport soumis par le gestionnaire du réseau.	Q4
Décision relative au coût réel des OSP réserve stratégique et CRM	La CREG prend annuellement une décision relative au coûts réels de ces obligations de service publique pour Elia sur la base d'un rapport soumis par le gestionnaire du réseau et prend une décision relative aux soldes à régulariser entre Elia et l'Etat fédéral.	Q2
Rapport d'évaluation du fonctionnement du CRM	La CREG est chargée de publier tous les deux ans, un rapport d'évaluation du fonctionnement du CRM après avoir recueilli le point de vue des acteurs du marché, du gestionnaire du réseau et de la DG Energie.	Q4
Adaptations du cadre légal	La CREG participe régulièrement à l'amélioration de la loi et des arrêtés royaux au sein du comité de suivi.	<i>Ad hoc</i>
Participation aux réunions du comité de suivi et aux réunions du WG <i>adequacy</i>	La CREG participe régulièrement aux différentes réunions du comité de suivi ainsi qu'aux réunions du WG <i>adequacy</i> et prend activement part aux discussions qui sont tenues au sein de ces réunions.	<i>Ad hoc</i>
Suivre les mises hors service définitives ou temporaires des installations de production d'électricité	La CREG prendra acte des éventuelles mises à l'arrêt (temporaires ou définitives) des installations de production d'électricité et intégrera cette information dans l'évaluation des différents aspects liés à la sécurité d'approvisionnement.	2025
Suivre les évolutions au niveau européen relatives au mécanisme de rémunération de capacité (DG COMP – aides d'Etat, décisions relatives aux mécanismes de capacité à l'étranger) ainsi que la gestion de situations de crise conjointe entre pays adjacents (DG ENER)	La CREG suivra les éventuels développements au niveau européen concernant la mise en œuvre nationale des mécanismes de rémunération de la capacité dans les organes de concertation appropriés.	2025

Collaborer avec l'autorité compétente à l'élaboration de l'évaluation des risques pour la sécurité de l'approvisionnement électrique	La CREG collabore avec la DG Energie pour la mise en œuvre du règlement 2019/941 sur la préparation aux risques en Belgique. Ces activités aboutissent à une mise à jour du plan de préparation aux risques électriques de la Belgique.	2025
Le cas échéant, remettre une réponse à la consultation prévue par la loi par l'autorité compétente pour l'identification des scénarii nationaux de crise électrique	La CREG collabore avec la DG Energie pour déterminer des scénarios de crise électrique pour l'évaluation des risques.	2025
Le cas échéant, remettre une réponse à la consultation prévue par la loi par l'autorité compétente pour la rédaction du plan de préparation aux risques (il s'agit d'un exercice qui est répété au moins tous les quatre ans)	La CREG collabore avec la DG Energie pour mettre à jour le plan de préparation aux risques électriques.	2025
En cas de crise électrique, se concerter avec l'autorité compétente pour la rédaction du rapport d'évaluation <i>ex post</i>	En cas de situation de crise dans le système électrique belge ou européen, la CREG collaborera avec les autorités compétentes pour l'élaboration d'un rapport d'évaluation <i>ex post</i> .	<i>Ad hoc</i>
Se concerter avec la DG Énergie dans le cadre de son rapport annuel (en collaboration avec le Bureau fédéral du Plan) sur le suivi de la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de gaz naturel	La CREG collaborera avec la DG Energie et le Bureau fédéral du Plan pour contribuer à l'étude prospective sur la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel.	2025
Collaborer avec la DG Énergie dans le cadre de toutes les analyses/tous les plans visés au règlement (UE) n° 2017/1938	La CREG collaborera avec la DG Energie en ce qui concerne la mise en œuvre de toutes les exigences, l'élaboration des analyses et des plans prévus par le règlement (UE) 2017/1938.	2025
Collaborer avec la DG Énergie à la rédaction de l'évaluation des risques liés à la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel	La CREG collaborera avec la DG Energie à l'évaluation quadriennale des risques pour la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel.	2025
Collaborer avec la DG Énergie à la rédaction du plan d'action préventif et du plan d'urgence (gaz naturel)	A la demande de la DG Energie, la CREG fournira une aide pour la révision éventuelle du plan d'action préventive et du plan d'urgence pour le gaz naturel. Cet exercice est répété au moins tous les quatre ans. A cette fin, la CREG compilera les données nécessaires et effectuera des analyses.	<i>Ad hoc</i>
Tant pour le gaz que l'électricité, alimenter ses bases de données qui permettent de suivre le marché belge	Collecte de données et ajout de celles-ci à la <i>datawarehouse</i> de la CREG.	2025
Développer un service DSR en collaboration avec Fluxys Belgium	La CREG, en collaboration avec Fluxys, contribuera à la mise en œuvre d'un modèle de participation de la demande aux marchés du gaz.	2025

L'ÉNERGIE OFFSHORE

Titre du livrable	Description du livrable	Echéance
Calcul du prix d'achat minimum des certificats verts et le contrôle de la production nette d'énergie éolienne offshore	Chaque mois, la CREG octroie les certificats verts pour le mois de production précédent. À cette fin, elle vérifie les volumes de production des parcs éoliens offshore et calcule le prix minimum pour les parcs éoliens couverts par le régime LCOE.	Mensuelle
Mise en œuvre du système d'avances et de décomptes pour l'aide octroyée aux parcs Mermaid, Seastar et Northwester 2	Le système des acomptes et des décomptes (intermédiaires) s'applique aux parcs offshore Northwester 2, Mermaid et Seastar. Chaque mois, la CREG calcule l'acompte de chaque parc pour le mois suivant ainsi que le prix minimum réel et le décompte intermédiaire du mois de production précédent.	Mensuelle
Calcul de l'obligation de paiement des parcs offshore à Elia en cas de prix minimum négatifs	Chaque mois, la CREG émet les certificats verts pour le mois de production précédent. À cette fin, elle contrôle les volumes de production et calcule le prix minimum par parc offshore, pour ceux qui relèvent du système <i>2-sided Contract-for-difference</i> . Si le prix minimum est négatif, elle calcule l'obligation de paiement par parc.	Mensuelle
Évaluation du coût de l'obligation de service public pour le financement de l'achat de certificats verts fédéraux	La CREG détermine annuellement l'estimation du coût de l'obligation de service public pour le financement de l'achat des certificats verts fédéraux pour l'année suivante.	Une fois/an (deadline 1 ^{er} novembre)
Détermination du solde des coûts de l'obligation de service public pour le financement de l'achat de certificats verts fédéraux	La CREG détermine annuellement le solde du coût de l'obligation de service public pour le financement de l'achat de certificats verts fédéraux pour l'année écoulée.	Une fois/an (deadline 1 ^{er} juin)
Monitoring annuel de la rentabilité des parcs offshore	Conformément à la recommandation 33 du rapport d'audit de la Cour des comptes sur la construction, le raccordement et l'exploitation des parcs éoliens en mer, la CREG réalisera une étude annuelle analysant les résultats pour chaque parc offshore.	2025
Étude relative au réglage des parcs offshore	Conformément à la recommandation 38 du rapport d'audit de la Cour des comptes sur la construction, le raccordement et l'exploitation des parcs éoliens en mer, la CREG réalisera une étude visant à déterminer combien d'éoliennes sont mises à l'arrêt et pourquoi et à identifier si ces coûts peuvent être répartis plus équitablement entre les titulaires de concession de parcs éoliens offshore et les utilisateurs finaux/les autorités.	2025

Avis relatifs à d'éventuelles modifications ou d'éventuels transferts de concessions domaniales	A la demande de la DG Energie, la CREG formule un avis en cas de modifications ou de transferts de concessions domaniales.	<i>Ad hoc</i>
Enregistrement des titulaires de garanties d'origine	Les producteurs de la zone offshore belge peuvent demander un enregistrement en vue d'obtenir des garanties d'origine pour leur production renouvelable. A cet effet, la CREG met à disposition un formulaire de demande. En cas d'évaluation positive, un compte sera ouvert via la plateforme informatique G-REX.	<i>Ad hoc</i> (dans les 3 mois suivant la demande)
Octroi et transfert des garanties d'origine	Les titulaires de comptes enregistrés ont accès à G-REX. Sur cette plate-forme, ils peuvent demander l'octroi de garanties d'origine. Après contrôle des volumes injectés, la CREG place les garanties sur leur compte. Les titulaires de comptes peuvent ensuite transférer indépendamment les garanties vers d'autres domaines. Pour rendre cela possible, la CREG a conclu un contrat avec Grexel Systems.	<i>Ad hoc</i> (dans le mois suivant la demande)
Participation à l' <i>Association of Issuing Bodies</i>	Les garanties d'origine délivrées ne peuvent pas être utilisées localement et ne sont donc utiles qu'à condition que les titulaires des comptes puissent les céder à d'autres domaines. Pour que cela reste possible, la CREG maintiendra son affiliation à l'AIB. Cela nécessite une contribution active sous la forme d'une participation aux assemblées générales et aux groupes de travail, d'audits et de tests, de statistiques, etc.	<i>Ad hoc</i>

MISSION DANS LE CADRE DE LA LOI INTRODUISANT UN PLAFOND SUR LES RECETTES ISSUES DU MARCHÉ DES PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ

Titre du livrable	Description du livrable	Echéance
Suivi des dossiers contentieux liés au plafonnement des recettes issues du marché des producteurs d'électricité	A la demande des SPF Economie et Finances, la CREG transmet son analyse des arguments avancés par les débiteurs dans le cadre de leur recours contre leur prélèvement dû et assiste les SPF si un juge demande l'établissement d'un nouveau prélèvement dû.	2025
Maintien en activité de la plateforme informatique	La CREG assure tout au long de l'année le maintien de sa plateforme informatique du plafonnement des recettes issues du marché pour être en capacité de répondre aux SPF Economie et Finances dans le cadre de recours.	2025

ORGANISATION INTERNE

Titre du livrable	Description du livrable	Echéance
Monitoring du réseau CREG et de l'infrastructure ICT	Afin de garantir la continuité et la sécurité de son infrastructure informatique, la CREG continuera à surveiller le réseau informatique et l'infrastructure de <i>backup</i> .	2025
Règlement NIS2	La CREG prendra les mesures appropriées pour se conformer au règlement NIS2, catégorie <i>Essentials</i> . Des <i>security policies</i> seront mises à jour et/ou établies si nécessaire.	2025
Numérisation et automatisation	La CREG s'engage à poursuivre/augmenter la numérisation et l'automatisation des processus. La CREG veillera également à une meilleure intégration des différentes applications afin que la collaboration soit encore plus fluide.	2025
Outil d'analyse/Application pour l'analyse des données REMIT	La CREG examinera s'il est nécessaire de disposer d'une application spécifique pour l'analyse des données REMIT. Cela peut impliquer le développement d'une nouvelle application, l'utilisation d'outils existants ou l'achat d'une application standard (par l'intermédiaire de l'ACER ou non).	2025
Etablissement de lignes directrices sur l'intelligence artificielle (IA)	La CREG rédigera des lignes directrices sur l'utilisation appropriée des outils d'IA courants, en identifiant les risques et les pièges potentiels. Avec ces lignes directrices, la CREG souhaite concrétiser le principe selon lequel la sensibilisation à l'IA doit être suffisante pour pouvoir aborder l'IA (généraliste) de manière réfléchie et responsable.	2025
Suivi et évaluation des trajets RH en cours	Les trajets de développement du personnel en termes de connaissances et de compétences continueront d'être suivis de près et la procédure sera adaptée aux attentes du personnel et aux besoins pratiques des activités de la CREG. Des propositions concrètes de formations seront développées et proposées en fonction des besoins exprimés.	2025
Travailler sur la culture d'entreprise	La CREG travaillera en 2025 sur sa culture d'entreprise en veillant à y intégrer une vraie ouverture vers la Diversité et l'Inclusion.	2025
Suivi de la politique voitures de société et du Budget Mobilité	La politique en matière de mobilité sera adaptée en fonction des changements de législation. Seules les voitures à zéro émission de CO ₂ sont par exemple autorisées depuis le 1 ^{er} septembre 2024. Par ailleurs, la	2025

	CREG analysera les possibilités pour étendre les choix prévus dans le 2ème pilier de son Budget Mobilité.	
Modification du règlement d'ordre intérieur	Le règlement d'ordre intérieur du comité de direction de la CREG, établi en 2015 et modifié en 2017, sera revu par la CREG si cela s'avère nécessaire.	<i>Ad hoc</i>

DÉVELOPPEMENT DURABLE

Titre du livrable	Description du livrable	Echéance
Elaborer davantage et mettre en œuvre un <i>Greening Action Plan</i> sur le plan du fonctionnement opérationnel interne	Ce plan, dont une première version a été élaborée en 2024, vise à réduire l'empreinte carbone de la CREG.	2025
Sensibiliser les collaborateurs sur les aspects de durabilité et de transition énergétique	La CREG organisera différentes rencontres ou formations avec des intervenants ainsi que des visites de terrain afin que ses collaborateurs puissent intégrer la nécessité de la transition énergétique durable à un prix abordable. Il sera également important d'échanger avec différents acteurs de leur prise en compte de la question de durabilité et de transition énergétique.	2025
Développement d'une bonne compréhension et maîtrise du cadre ESG (<i>Environmental, Social & Governance</i>)	La CREG déterminera sa politique en matière d'ESG, évaluera l'opportunité de réaliser une analyse de double matérialité, et acquerra les connaissances nécessaires pour un contrôle efficace des entreprises soumises au contrôle de la CREG.	2025
L'élaboration du plan de durabilité de la CREG	La CREG élaborera un plan de développement durable aux niveaux interne et externe.	2025

COMMUNICATION

Titre du livrable	Description du livrable	Echéance
Atteindre les publics cibles internes et externes par les bons canaux et avec les bonnes ressources, et ce, par le biais de différents types de médias	La CREG souhaite utiliser trois types de médias pour atteindre le résultat souhaité : - <i>Paid</i> (payé) : campagnes de sensibilisation telles que le CREG Scan sur Facebook, « capsules vidéo » pédagogiques, infographies sur les chiffres clés, ... - <i>Owned</i> (géré) : optimiser et publier régulièrement via le site web, l'intranet, les réseaux sociaux et les <i>newsletters</i>, organiser des contacts avec la presse/séminaires/formations pour les	2025

	acteurs sur le terrain sur les questions énergétiques, .. - <i>Earned</i> (gagné) : informer et répondre correctement et en temps voulu aux questions des journalistes des médias nationaux et internationaux. Le renforcement de la présence de la CREG via son compte professionnel sur les réseaux sociaux pour toucher un public plus large fait l'objet d'une attention particulière.	
Etablissement d'un plan annuel « communication proactive »	Evoluer vers une communication plus proactive en élaborant un plan annuel avec des actions proactives et des moments de communication autour de thèmes clés et en sélectionnant les groupes cibles choisis et les canaux.	2025
Organisation d'une campagne médiatique sur le CREG Scan	En 2024, la CREG a lancé une nouvelle campagne sur les réseaux sociaux pour le CREG Scan. Pour continuer à orienter les consommateurs vers le CREG Scan, il convient que cette campagne soit répétée deux fois par an (printemps/automne), en continuant de s'appuyer sur les connaissances et le savoir-faire déjà existants et en les adaptant aux techniques actuelles.	2025
25 ans de la CREG	A l'occasion de son 25 ^e anniversaire, la CREG souhaite organiser, par analogie avec la présidence belge de l'UE en 2024, un événement où elle invitera des responsables politiques, des acteurs de l'énergie et des consommateurs à se pencher sur les expériences, les défis et les perspectives. Pour cette occasion festive, elle souhaite adapter (temporairement) son identité visuelle.	2025
Communication interne	La CREG souhaite se concentrer sur le renforcement de sa communication interne en informant encore mieux, tout en intégrant d'autres objectifs tels que « associer-collaborer », « inspirer » et « impliquer-engager ». Pour ce faire, la CREG prendra plusieurs initiatives pour favoriser les échanges et le rapprochement entre les différentes directions.	2025

ANNEXE 2 : Liste des références juridiques et des abréviations

I. Références légales

a. Réglementation européenne

Règlement 2019/941 sur la préparation aux risques	Règlement (EU) 2019/941 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité et abrogeant la directive 2005/89/CE
Règlement 2019/943	Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte)
Règlement EMD	Règlement (UE) 2024/1747 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 modifiant les règlements (UE) 2019/942 et (UE) 2019/943 en ce qui concerne l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union
Règlement hydrogène	Règlement (UE) 2024/1789 du Parlement européen et du Conseil sur les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène, modifiant les règlements (UE) n° 1227/2011, (UE) 2017/1938, (UE) 2019/942 et (UE) 2022/869 et la décision (UE) 2017/684 et abrogeant le règlement (CE) n° 715/2009 (refonte)
Règlement 2017/1938	Règlement (UE) n° 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010.
REMIT	Règlement (UE) 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie
REMIT II	Règlement (UE) 2024/1106 du Parlement européen et du Conseil du 11 avril 2024 modifiant les règlements (UE) n° 1227/2011 et (UE) 2019/942 en ce qui concerne l'amélioration de la protection de l'Union contre les manipulations de marché sur le marché de gros de l'énergie
Règlement RfG	Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité
Règlement DCC	Règlement (EU) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation
Règlement HVDC	Règlement (UE) 2016/1447 de la Commission du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu
Règlement ER	Règlement (UE) 2017/2196 de la Commission du 24 novembre 2017 établissant un code de réseau sur l'état d'urgence et la reconstitution du réseau électrique
Règlement CACM	Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion
Règlement FCA	Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité à terme

Règlement EB	Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique
Règlement SO	Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité
Règlement CAM	Règlement (UE) 2017/459 de la Commission du 16 mars 2017 établissant un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz et abrogeant le règlement (UE) n° 984/2013
Règlement BAL	Règlement (UE) 312/2014 de la Commission du 26 mars 2014 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz
Règlement INT	Règlement (UE) 2015/703 de la Commission du 30 avril 2015 établissant un code de réseau sur les règles en matière d'interopérabilité et d'échange de données
Directive sur l'efficacité énergétique (EED)	Directive (UE) 2023/1791 du Parlement européen et du Conseil du 13 septembre 2023 relative à l'efficacité énergétique et modifiant le règlement (UE) 2023/955
Directive SRI 2	Directive (UE) 2022/2555 du Parlement européen et du Conseil du 14 décembre 2022 concernant des mesures destinées à assurer un niveau élevé commun de cybersécurité dans l'ensemble de l'Union, modifiant le règlement (UE) n° 910/2014 et la directive (UE) 2018/1972, et abrogeant la directive (UE) 2016/1148
CSRD	Directive (UE) 2022/2464 du Parlement européen et du Conseil du 14 décembre 2022 modifiant le règlement (UE) n° 537/2014 et les directives 2004/109/CE, 2006/43/CE et 2013/34/UE en ce qui concerne la publication d'informations en matière de durabilité par les entreprises

b. Réglementation belge

Loi électricité	Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité
Loi gaz	Loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations
Loi sur la sortie du nucléaire	Loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité.
Loi sur la contribution de répartition	Loi du 11 avril 2003 sur la contribution de répartition
Loi BE-WATT	Loi du 26 avril 2024 portant sur la création, l'organisation et le fonctionnement du service administratif à comptabilité autonome, dénommé BE-WATT et diverses dispositions relatives à l'échange des informations
Loi hydrogène	Loi du 11 juillet 2023 relative au transport d'hydrogène par canalisations et relative à la production d'hydrogène dans les espaces marins sous la juridiction de la Belgique
Loi du 15 mai 2024	Loi du 15 mai 2024 portant l'introduction d'une prime tarif social
Arrêté royal du 11 juillet 2024	Arrêté royal du 11 juillet 2024 fixant les modes de calcul, les règles et les modalités relatives à la demande et à l'octroi des primes tarif social

II. Abréviations

ABC	Autorité belge de la concurrence
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AFCN	Agence fédérale de contrôle nucléaire
aFFR	Automatic Frequency Restoration Reserves
AIB	Association of Issuing Bodies
AMT	Availability Monitoring Trigger
APD	Autorité de protection des données
BIM	Bénéficiaires de l'intervention majorée
BNB	Banque nationale de Belgique
BoR	Board of Regulators
BRP	Balancing Responsible Party
BRUGEL	Régulateur bruxellois pour les marchés du gaz et de l'électricité
BSP	Balancing Service Provider
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management
CCB	Centre pour la cybersécurité Belgique
CCGE	Conseil consultatif Gaz et Electricité
CEER	Council of European Energy Regulators
CMP	Congestion Management Procedures
CMU	Capacity Market Unit
CONE	Cost of New Entry
Core	CWE & CEE
CREG	Commission de régulation de l'électricité et du gaz
CRM	Capacity remuneration mechanism
CSRD	Corporate Sustainability Reporting Directive
CWaPE	Commission wallonne pour l'Energie
DCC	Demand Connection Code
DG COMP	Directorate-General for Competition (Commission européenne)
DG ENER	Directorate-General for Energy (Commission européenne)
DG Energie	Direction générale Energie
DSR	Demand Side Response
EB (GL)	Electricity Balancing (Guideline)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EPU	European Policy Unit
E&R	Emergency and Restoration
EMD	Electricity Market Design
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
ESG	Environmental, Social & Governance
FCA	Forward Capacity Allocation
FCR	Frequency Containment Reserve
Forbeg	Forum des régulateurs belges de l'électricité et du gaz
FRR	Frequency Restoration Reserves

FSMA	Financial Services and Markets Authority
FSP	Flexibility Service Provider
GA	General Assembly
GNL	Liquefied Natural Gas
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
GWG	Gas Working Group
HI West	Hydrogen Interconnections Western Europe
HNO	Hydrogen Network Operator
HR	Human Resources
HVDC	High Voltage Direct Current
IBPT	Institut belge des services postaux et des télécommunications
ICT	Information and Communication Technology
IRG	International Relations Group
ITC	Inter-TSO compensation
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LEN	Legal Expert Network
LTO	Long Term Operation / Exploitation à long terme
MARI	Manually Activated Reserves Initiative
mFFR	Manual Frequency Restoration Reserves
NC	Network Code
NC BAL	Network Code Balancing
NC CAM	Network code Capacity Allocation Method
NCCS	Network Code Cybersecurity
NC ER	Network Code Emergency and Restoration
NC HVDC	Network Code on requirements for grid connection of High Voltage Direct Current-connected power park modules
NC INT	Network code Interoperability
NC RfG	Network Code on Requirements for grid connection of Generators
NEMO	Nominated Electricity Market Operators
NER	Network of Economic Regulators
NRA	National Regulatory Authority
NSEC	North Seas Energy Cooperation
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
ODD	Objectif de développement durable
OFGEM	Office of Gas & Electricity Markets (Royaume-Uni)
ONDRAF	Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies
OSD	Objectif stratégique de durabilité
OSP	Obligation de service public
PCI	Project of Common Interest
PICASSO	Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation
RAB	Regulatory Asset Base
RBL	Regulatory Benchmark and Legal Committee

RegulaE.Fr	Réseau francophone des régulateurs de l'énergie
REMIT	Regulation (EU) no.1227/2011 of the European Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale Energy Market Integrity and Transparency
RfG	Requirement for Generators
SME	Service fédéral de médiation de l'énergie
SO (GL)	System Operation (Guideline)
SPF	Service public fédéral
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UE	Union européenne
UGMM	Unité de gestion du modèle mathématique de la mer du Nord
VREG	Vlaamse Regulator van de Elektriciteits- en Gasmarkt
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WG	Working group

ANNEXE 3 : Aperçu des compétences des NRA dans la réglementation européenne

Ce rapport du CEER d'avril 2024 couvre toute la nouvelle législation européenne depuis 2016 et inclut donc les crises Covid et énergétique. Il est divisé en deux chapitres - électricité et gaz.



NRAs competences in the EU-legal acts

Regulatory Benchmarking and Legal Working Group

11.04.2024

Council of European Energy Regulators ASBL
Cours Saint-Michel 30a, Box F – 1040 Brussels, Belgium
Arrondissement judiciaire de Bruxelles – RPM 0861.035.445



Information page

Abstract

This document (C24-RBL-01-05) addresses the expanded roles of energy regulators in response to the COVID-19 pandemic and energy crisis. It aims to document and explain these enhanced competences, which go beyond traditional NRA roles.

It provides a structured reference for navigating regulatory changes in light of the recently adopted European legislation. Illustrative charts included in the document help depict the evolution of energy regulators' powers over recent years. The ultimate aim is to make complex information more accessible and provide a nuanced understanding of energy regulators' roles based on European legislation.

If you have any queries relating to this paper, please contact:
CEER Secretariat
Tel. +32 (0)2 788 73 30
Email: brussels@ceer.eu

Table of contents

EXECUTIVE SUMMARY	5
1 INTRODUCTION	6
2 CHAPTERS	8
1. Electricity	8
1.1. Directive on common rules for the internal market for electricity (EU 2019/944)	8
1.2. Renewable Energy Directive (EU 2023/2413)	12
1.3. Energy Efficiency Directive (EU 2023/1791)	14
1.4. Regulation on wholesale energy market integrity and transparency (REMIT) (EU 1227/2011)	17
1.5. Regulation on guidelines for trans-European energy infrastructure (EU 2022/869)	18
1.6. Regulation on risk-preparedness in the electricity sector (EU 2019/941)	20
1.7. Regulation on the internal market for electricity (EU 2019/943)	21
1.8. Regulation on the deployment of alternative fuels infrastructure (EU 2023/1804)	24
1.9. Council Regulation on an emergency intervention to address high energy prices (EU 2022/1854)	24
1.10. Council Regulation laying down a framework to accelerate the deployment of RE (EU 2022/2577)	25
1.11. Regulation establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators	25
1.12. Network codes and guidelines	26
1.12.1. NC RfG (EU 2016/631)	26
1.12.2. NC DCC (EU 2016/1388)	29
1.12.3. NC HVDC (EU 2016/1447)	33
1.12.4. NC ER (EU 2017/2196)	36
1.12.5. NC Cybersecurity	38
1.12.6. Guideline CACM (EU 2015/1222)	40
1.12.7. Guideline FCA (EU 2016/1719)	41
1.12.8. Guideline EBGL (EU 2017/2195)	42
1.12.9. Guideline SO (EU 2017/1485)	44
2. Natural gas	45
2.1. Directive concerning common rules for the internal market in natural gas (nr. 2009/73)	45
2.2. Regulation on conditions for access to the natural gas transmission networks (nr. 715/2009)	48



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

2.3.	Regulation on wholesale energy market integrity and transparency (REMIT) (No 1227/2011).....	49
2.4.	Regulation concerning measures to safeguard the security of gas supply (EU 2017/1938)	50
2.5.	Regulation on the internal markets for renewable gas and natural gas and for hydrogen	52
2.6.	Methane Regulation for the energy sector (nr. 2021/0423)	56
2.7.	Council Regulation enhancing solidarity through better coordination of gas purchases, reliable price benchmarks and exchanges of gas across borders (EU 2022/2576)	59
2.8.	Council Regulation on coordinated demand-reduction measures for gas (nr. 2023/706)	60
2.9.	Network codes	60
2.9.1.	NC BAL (EU 312/2014).....	60
2.9.2.	NC INT (EU 2015/703).....	64
2.9.3.	NC CAM (EU 2017/459).....	64
2.9.4.	NC TAR (EU 2017/460)	66
ABOUT CEER		69



Executive Summary

Background

This paper addresses the expanded roles of energy regulators in response to the COVID-19 pandemic and energy crisis. It aims to document and explain these enhanced competences, which go beyond their **traditional roles**. This document should be continuously updated.

Objectives and contents of the document

The initiative includes creating an overview of NRAs' competences and provides a structured reference for navigating regulatory changes. Additionally, the project emphasizes the use of illustrative charts to visually depict the evolution of energy regulators' powers over recent years. The goal is to make complex information more accessible and provide a nuanced understanding of energy regulators' roles based on European legislation.

1 Introduction

In the wake of the unprecedented challenges posed by the COVID-19 pandemic and the subsequent energy crisis, energy regulators have found themselves at the forefront of navigating a rapidly evolving landscape.

Energy regulators have undergone a huge expansion of competences, assuming additional duties and responsibilities to address the various European crises. This paper aims to provide an overview of the NRAs' competences since 2019 (Clean Energy Package) and strives to formalise the enhanced roles shouldered by energy regulators. It documents the evolving competences, sectors, and activities that regulators now wield, which transcends their primary or traditional roles. This also reflects the evolving demands of the energy sector.

The document lists and categorizes the diverse competences acquired by energy regulators, with the goal of providing a detailed and structured reference point for navigating the regulatory landscape and should be regularly updated.

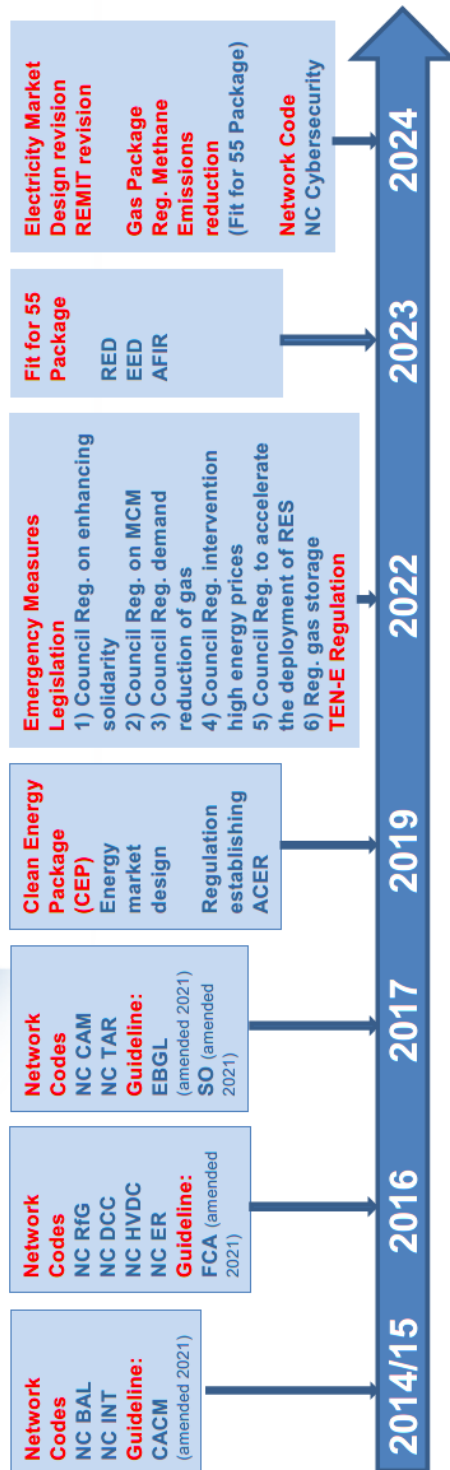
The main outcome of this exercise shows that NRAs have been constantly attributed new competences and duties for more than 10 years.

There were almost every 2 years new EU legislation adopted. EU Electricity and Gas Directives and Regulations have been reviewed, such as the Wholesale Markets Regulation and new legislation came from these EU laws in the form of Network codes and guidelines. New legislative acts attribute competences to NRAs e.g. Energy Efficiency Directive and The Alternative Fuel Regulation and new topics have been moved to NRAs' field of competences e.g. inframarginal cap, energy efficiency, and Electric vehicle provisions. On top of that the European Agency "ACER" have been attributed new competences and/or joint competences with NRAs.

Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts



EU Legislation and its consequences on NRAs/ACER competences



New legislation

4 Directives + 14 Regulations + 5 Network Codes on Electricity + 4 Network Codes on Gas + 4 Guidelines on Electricity

New NRAs competences

- Additional tasks in monitoring
- Security of Supply, Storage
- Customer Empowerment
- Energy efficiency
- Electric Vehicles
- H2
- Methane
- Hedging, Inframarginal cap

ACER new competences

- PPA, CfD, Flexibility, REMIT
- Customer issues (Hedging + Prices = Inframarg. cap)
- Methane



2 Chapters

1. Electricity

1.1. Directive on common rules for the internal market for electricity (EU 2019/944)

1.1.1. General competences

Art. 6.2	Third-party access MS or the NRA of those Member States, shall ensure that those criteria are consistently applied and that the system user who has been refused access can make use of a dispute settlement procedure. The NRA shall also ensure, where appropriate and when refusal of access takes place, that the TSO/DSO provides relevant information on measures that would be necessary to reinforce the network.
Art. 8.3	Authorisation procedure for new capacity Regulatory authorities or other competent national authorities, including planning authorities, shall review those guidelines and may recommend amendments thereto.
Art. 16.1 (d)	Citizen energy communities MS shall provide an enabling regulatory framework for citizen energy communities ensuring that: subject to fair compensation as assessed by the NRA, relevant DSO cooperate with citizen energy communities to facilitate electricity transfers within citizen energy communities.
Art. 17.4	Demand response through aggregation Approving the calculation method of the financial compensation to other market participants or to the market participants' balance responsible parties, if those market participants or balance responsible parties are directly affected by demand response activation.
Art. 23.1 Art. 23.4	Data management The designated competent authorities shall specify the rules on the access to data of the final customer by eligible parties.



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

	The designated competent authorities, shall authorise and certify or, where applicable, supervise the parties responsible for the data management, in order to ensure that they comply with the requirements of this Directive.
Art. 31.10	Tasks of distribution system operators Allowing DSO to perform activities other than those provided for in this Directive and in Regulation (EU) 2019/943, where such activities are necessary for the DSO to fulfil their obligations, provided that the regulatory authority has assessed the necessity of such a derogation.
Art. 32.2	Incentives for the use of flexibility in distribution networks DSOs subject to approval by the NRA, or the NRA itself, shall, in a transparent and participatory process that includes all relevant system users and TSOs, establish the specifications for the flexibility services procured and, where appropriate, standardised market products for such services at least at national level.
Art. 32.3	The development of a distribution system shall be based on a transparent network development plan that the distribution system operator shall publish at least every two years and shall submit to the NRA.
Art. 33.4	Integration of electromobility into the electricity network MS or their designated NRA shall perform, at regular intervals or at least every five years, a public consultation in order to reassess the potential interest of other parties in owning, developing, operating or managing recharging points for electric vehicles
Art. 35.3	Unbundling of distribution system operators Where the DSO is part of a vertically integrated undertaking, monitoring of the activities of the distribution system operator so that it cannot take advantage of its vertical integration to distort competition.
Art. 36.2 Art. 36.3	Ownership of energy storage facilities by distribution system operators The NRAs shall perform, at regular intervals or at least every five years, a public consultation on the existing energy storage facilities in order to assess the potential availability and interest in investing in such facilities. Where the public consultation, as assessed by the NRA, indicates that third parties are able to own, develop, operate or manage such facilities in a cost-effective manner, the NRA shall ensure that the distribution system operators' activities in this regard are phased out within 18 months.
Art. 40.8	Tasks of transmission system operators Allow TSOs to perform activities other than those provided for in this Directive and in Regulation (EU) 2019/943 where such activities are necessary for the TSO to fulfil their obligations.
Art. 51.1 en 51.6	Network development and powers to make investment decisions

9/69



	Receive from the TSO the ten-year NEP, based on existing and forecast supply and demand, and monitor
Art. 52.2	Designation and certification of transmission system operators
Art. 54.2	Ownership of energy storage facilities by transmission system operators Allow TSO to own, develop, manage, or operate energy storage facilities, where they are fully integrated network components
Art. 55.1	Right of access to accounts Have right of access to the accounts of electricity undertakings as set out in Article 56.
Art. 59.1	Duties and powers of the regulatory authorities The NRA shall have the following duties: a) up to and including z) MS shall ensure that NRAs are granted the powers enabling them to carry out the duties referred to in this Article in an efficient and expeditious manner. For this purpose, the NRA shall have at least the following powers: a) up to and including e).
Art. 59.4	The NRA located in the MS in which the ENTSO for Electricity or the EU DSO entity has its seat shall have the power to impose effective, proportionate and dissuasive penalties on those entities where they do not comply with their obligations or any relevant legally binding decisions of the NRA/ACER, or to propose that a competent court impose such penalties.
Art. 59.5	In addition to the duties conferred upon it under paragraphs 1 and 3 of this Article, when an independent system operator has been designated under Article 44, the regulatory authority shall: a) up to and including f).
Art. 59.6	In addition to the duties and powers conferred on it under paragraphs 1 and 3 of this Article, when a transmission system operator has been designated in accordance with Section 3 of Chapter VI, the regulatory authority shall be granted at least the following duties and powers: a) up to and including h).
Art. 59.7	The NRA except where ACER is competent to fix and approve the terms and conditions or methodologies for the implementation of network codes and guidelines because of their coordinated nature, shall be responsible for fixing or approving sufficiently in advance of their entry into force at least the national methodologies used to calculate or establish the terms and conditions for: a) up to and including c).
Art. 60.1	Decisions and complaints NRAs shall have the authority to require TSOs and DSOs, if necessary, to modify the terms and conditions, including tariffs or methodologies, to ensure that they are proportionate and applied in a non-discriminatory manner. In the event of delay in the fixing of transmission and distribution tariffs, NRAs shall have the power to fix or approve provisional transmission and distribution tariffs or methodologies and to decide on the appropriate compensatory measures if the final transmission and distribution tariffs or methodologies deviate from those provisional tariffs or methodologies

1.1.2. Competences regarding consumer protection

Art. 11.2	Entitlement to a dynamic electricity price contract NRAs shall monitor the market developments and assess the risks that the new products and services may entail and deal with abusive practices.
Art. 11.4	For at least a ten-year period after dynamic electricity price contracts become available, MS or their NRAs shall monitor, and shall publish an annual report on the main developments of such contracts, including market offers and the impact on consumers' bills, and specifically the level of price volatility."
Art. 12.3	Right to switch and rules on switching-related fees Monitoring of the permissibility of contract termination fees shall be monitored by the regulatory authority, or by another competent national authority.
Art. 14.3	Comparison tools MS shall appoint a competent authority to be responsible for issuing trust marks for comparison tools that meet the requirements set out in para 1, and for ensuring that comparison tools bearing a trust mark continue to meet the requirements set out in para 1. That authority shall be independent of any market participants and comparison tool operators.
Art. 19.1	Smart metering systems Strongly recommending that electricity undertakings and other market participants optimise the use of electricity, inter alia, by providing energy management services, developing innovative pricing formulas, and introducing smart metering systems that are interoperable, in particular with consumer energy management systems and with smart grids, in accordance with the applicable Union data protection rules.
Art. 19.4	Regularly monitor such deployment in their territories to track the delivery of benefits to consumers.
Art. 21.2	Entitlement to a smart meter (a) ensure that the offer to the final customer requesting the installation of a smart meter explicitly states and clearly describes: - (i) the functions and interoperability that can be supported by the smart meter and the services that are feasible as well as the benefits that can be realistically attained by having that smart meter at that moment in time; - (ii) any associated costs to be borne by the final customer;



	(b) ensure that it is installed within a reasonable time, no later than four months after the customer's request; (c) regularly, and at least every two years, review and make publicly available the associated costs, and trace the evolution of those costs as a result of technology developments and potential metering system upgrades.
Art. 26.1	Right to out-of-court dispute settlement MS shall ensure that final customers have access to simple, fair, transparent, independent, effective, and efficient out-of-court mechanisms for the settlement of disputes concerning rights and obligations established under this Directive, through an independent mechanism such as an energy ombudsman or a consumer body, or through an NRA.
Annex I	MINIMUM REQUIREMENTS FOR BILLING AND BILLING INFORMATION The NRA or another competent national authority shall take the necessary steps to ensure that the information provided by suppliers to final customers pursuant to this point is reliable and is provided at a national level in a clearly comparable manner.

1.2. Renewable Energy Directive (EU 2023/2413)

Art. 15.2.a	Administrative procedures, regulations and codes Under the supervision of a competent authority, MS shall promote the testing of innovative renewable energy technology for producing, sharing and storing of renewable energy through pilot projects in a real-world environment, for a limited period, in accordance with the applicable Union law and accompanied by appropriate safeguards to ensure the secure operation of the energy system and avoid disproportionate impact on the functioning of the internal market
Art. 15.3	MS shall ensure that their NRA at national, regional and local level include provisions for the integration and deployment of renewable energy, including for renewables self-consumption and renewable energy communities, and for the use of unavoidable waste heat and cold when planning, including early spatial planning, designing, building and renovating urban infrastructure, industrial, commercial or residential areas and energy and transport infrastructure, including electricity, district heating and cooling, natural gas and alternative fuel networks.
Art. 15c.1	By 21 February 2026, MS shall ensure that NRAs adopt one or more plans designating, as a sub-set of the areas referred to in Article 15b(1), renewables acceleration areas for one or more types of renewable energy sources. MS may exclude biomass combustion and hydropower plants. In those plans, competent authorities shall:



Art. 15c.5 Art. 15e.3	a) designate sufficiently homogeneous land, inland water, and sea areas where the deployment of a specific type or specific types of renewable energy sources is not expected to have a significant environmental impact, in view of the particularities of the selected area, while: (b) establish appropriate rules for the renewables acceleration areas on effective mitigation measures to be adopted for the installation of renewable energy plants and co-located energy storage, as well as assets necessary for the connection of such plants and storage to the grid, in order to avoid the adverse environmental impact that may arise or, where that is not possible, to significantly reduce it, where appropriate ensuring that appropriate mitigation measures are applied in a proportionate and timely manner to ensure compliance with the obligations laid down in (...). The competent authorities shall apply the permit-granting procedure and deadlines referred to in Article 16a to individual projects in renewables acceleration areas. Where a MS exempts grid and storage projects pursuant to paragraph 2 of this Article from the assessments referred to in that paragraph, the competent authorities of that Member State shall carry out a screening process of projects that are located in dedicated infrastructure areas.
Art. 18.2	Information and training MS shall ensure that information on the net benefits, cost and energy efficiency of equipment and systems for the use of heating, cooling and electricity from renewable sources is made available either by the supplier of the equipment or system or by the competent authorities.
Art. 21.3 (b)	Renewables self-consumers MS may apply non-discriminatory and proportionate charges and fees to renewables self-consumers, in relation to their self-generated renewable electricity remaining within their premises in one or more of the following cases: (b) from 1 December 2026, if the overall share of self-consumption installations exceeds 8 % of the total installed electricity capacity of a Member State, and if it is demonstrated, by means of a cost-benefit analysis performed by the NRA of that Member State, which is conducted by way of an open, transparent and participatory process, that the provision laid down in point (a)(ii) of paragraph 2 either results in a significant disproportionate burden on the long-term financial sustainability of the electric system, or creates an incentive exceeding what is objectively needed to achieve cost-effective deployment of renewable energy, and that such burden or incentive cannot be minimised by taking other reasonable actions.
Art. 22.4 (d)	Renewable energy communities MS shall provide an enabling framework to promote and facilitate the development of renewable energy communities. That framework shall ensure, inter alia, that:



	d) renewable energy communities are subject to fair, proportionate and transparent procedures, including registration and licensing procedures, and cost-reflective network charges, as well as relevant charges, levies and taxes, ensuring that they contribute, in an adequate, fair and balanced way, to the overall cost sharing of the system in line with a transparent cost-benefit analysis of distributed energy sources developed by the national competent authorities.
Art. 24.2	District heating and cooling Member States shall lay down the necessary measures and conditions to allow customers of district heating or cooling systems which are not efficient district heating and cooling systems, or which are not such a system by 31 December 2025 on the basis of a plan approved by the competent authority, to disconnect by terminating or modifying their contract in order to produce heating or cooling from renewable sources themselves.
Art. 24.4 (b)	MS shall lay down the necessary measures to ensure that district heating and cooling systems contribute to the increase referred to in Article 23(1) of this Directive by implementing at least one of the two following options: (b)-(i)
Art. 24.9	Member States shall ensure that the rights of consumers and the rules for operating district heating and cooling systems in accordance with this Article are clearly defined and enforced by the competent authority.
Art. 30.9	Verification of compliance with the sustainability and greenhouse gas emissions saving criteria Competent authorities of the Member States shall supervise the operation of certification bodies that are conducting independent auditing under a voluntary scheme. Certification bodies shall submit, upon the request of competent authorities, all relevant information necessary to supervise the operation, including the exact date, time, and location of audits. Where Member States find issues of non-conformity, they shall inform the voluntary scheme without delay.

1.3.Energy Efficiency Directive (EU 2023/1791)

Art. 3.4	Energy efficiency first principle Monitor the application of the energy efficiency first principle, including, where appropriate, sector integration and cross-sectoral impacts, where policy, planning and investment decisions are subject to approval and monitoring requirements.
Art. 3.6	Take actions to mitigate significant negative direct or indirect impacts of energy efficiency measures on energy poor, low-income households or vulnerable groups when designing and implementing energy efficiency measures.
Art. 5.6	Public sector leading on energy efficiency



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

	Take actions to mitigate significant negative direct or indirect impacts of energy efficiency measures on energy poor, low-income households or vulnerable groups when designing and implementing energy efficiency measures.
Art. 9.2	Energy efficiency obligation schemes Where Member States decide to fulfil their obligations to achieve the amount of savings required under Article 8(1) by way of an energy efficiency obligation scheme, they may appoint an implementing public authority to administer the scheme.
Art. 11.2 b)	Energy management systems and energy audits Member States shall ensure that enterprises with an average annual consumption higher than 10 TJ of energy over the previous three years, taking all energy carriers together, which do not implement an energy management system are subject to an energy audit. Such energy audits shall be either: implemented and supervised by independent authorities under national legislation.
Art. 11.5 b)	MS shall promote the availability to all final customers of high-quality energy audits which are cost-effective and are: (...) (b) implemented and supervised by independent authorities under national legislation
Art. 21.8	Basic contractual rights for heating, cooling, and domestic hot water Competent authorities shall ensure that the consumer protection measures laid down in this Directive are enforced. The competent authorities shall act independently from any market interests.
Art. 22.8	Information and awareness raising MS shall ensure that final customers, final users, people affected by energy poverty, vulnerable customers and, where applicable, people living in social housing have access to simple, fair, transparent, independent, effective and efficient out-of-court mechanisms for the settlement of disputes concerning rights and obligations provided for in this Directive, through an independent mechanism such as an energy ombudsperson or a consumer body, or through a NRA.
Art. 25.3	Heating and cooling assessment and planning
Art. 25.6	MS shall carry out a cost-benefit analysis covering their territory on the basis of climate conditions, economic feasibility and technical suitability. Local heating and cooling plans shall be assessed by a competent authority and, if necessary, followed by appropriate implementation measures.
Art. 26.5	Heating and cooling supply

15/69



	Competent authorities shall approve the plan of operators of all existing district heating and cooling systems with a total heat and cold output exceeding 5 MW and which do not meet the criteria set out in paragraph 1, points (b) to (e), to ensure more efficient consumption of primary energy, to reduce distribution losses and to increase the share of renewable energy in heating and cooling supply (as from 1 January 2025, and every five years thereafter)
Art. 27.1 Art. 27.2	Energy transformation, transmission, and distribution Apply the energy efficiency first principle in carrying out the tasks regarding their decisions on the operation of the gas and electricity infrastructure, including their decisions on network tariffs. - Verify that methodologies used by transmission system operators and distribution system operators assess alternatives in the cost-benefit analysis and take into account the wider benefits of energy efficiency solutions, demand-side flexibility and investment into assets that contribute to climate change mitigation; - Verify the implementation of the energy efficiency first principle by the transmission system operators or distribution system operators when approving, verifying, or monitoring their projects and network development plans pursuant to Article 22 of Directive 2009/73/EC and to Article 32(3) and Article 51 of Directive (EU) 2019/944; - Provide methodologies and guidance on how to assess alternatives in the cost-benefit analysis in close cooperation with the transmission system operators and distribution system operators, which can share key technical expertise.
Art. 27.3	Ensure that TSOs and DSOs report the measures and expected energy savings through the reduction of network losses
Art. 27.4	Include a specific section on the progress achieved in energy efficiency improvements regarding the operation of the gas and electricity infrastructure in the annual report. In those reports, an assessment of the overall efficiency in the operation of the gas and electricity infrastructure shall be provided, the measures carried out by transmission and distribution system operators and, where applicable, recommendations for energy efficiency improvements, including cost-efficient alternatives that reduce peak loads and overall electricity use.
Art. 27.7	Ensure the removal of those incentives in transmission and distribution tariffs that are detrimental to the energy efficiency of the generation, transmission, distribution and supply of electricity and gas.
Art. 27.9	Where appropriate, require the transmission system operators and distribution system operators to encourage high-efficiency cogeneration to be located close to areas of heat demand by reducing the connection and use-of-system charges.



1.4.Regulation on wholesale energy market integrity and transparency (REMIT) (EU 1227/2011)

Art. 3.4.b	Prohibition of insider trading Notifications on transactions entered into in order to cover unplanned outages.
Art. 4.2	Obligation to publish inside information Take note of notifications of non-disclosed inside information.
Art. 7.2 Art. 7.3	Market monitoring Cooperate with ACER and at regional level for carrying out monitoring of markets + Provide advice to ACER in case of recommendation to EC on information to be monitored.
Art. 8.5	Data collection Take note of information related to the capacity and use of facilities.
Art. 9	Registration of market participants Manage the registration of market participants and transmit the information in their national registers to ACER.
Art. 13.1 Art. 13.2	Implementation of prohibitions against market abuse Implement the prohibitions on insider trading and market manipulation (art. 3 en 5) and enforce the obligation to publish inside information. Exercise investigatory and enforcement powers.
Art. 15	Obligations of persons professionally arranging transactions Take note of reports of suspected breaches.
Art. 16.1 Art. 16.2 Art. 16.3.a	Cooperation at Union and national level Work with ACER and other regulators on REMIT tasks National regulatory authorities, competent financial authorities and the national competition authority in a Member State may establish appropriate forms of cooperation in order to ensure effective and efficient investigation and enforcement and to contribute to a coherent and consistent approach to investigation, judicial proceedings and to the enforcement of this Regulation and relevant financial and competition law Request ACER to take action on suspected breaches in other member states Inform suspected breaches to ACER Inform suspected financial breaches to the financial authority and ACER



	Inform suspected breaches of competition law to the competition authority, European Commission and ACER Take part in and assist the cross-border investigatory group set up by ACER.
Art. 17.4	Professional secrecy Consent to use confidential information other than as originally intended
Art. 18	Penalties Disclose that measures or sanctions have been imposed against breaches

1.5. Regulation on guidelines for trans-European energy infrastructure (EU 2022/869)

Art. 9.1	Transparency and public participation The NRA shall, where relevant, cooperate and find synergies with the authorities of neighbouring countries with a view to exchanging good practices and facilitating the permit granting process, in particular for the development of the manual of procedures. The NRA of the neighbouring MS concerned shall indicate, in the notification process where appropriate, whether they, or any other authority concerned, wishes to participate in the relevant public consultation procedures.
Art. 10.3	Duration and implementation of the permit granting process The NRA shall ensure that the permit granting process is accelerated in line with this Chapter for each category of projects of common interest. To that end, the national competent authorities shall adapt their requirements for the start of the permit granting process and for the acceptance of the submitted application file, to make them fit for projects that due to their nature, dimension or lack of requirement for environmental assessment under national law, may require less authorisations and approvals for reaching the ready-to-build phase.
Art. 10.4	The NRA shall take into consideration in the permit granting process any valid studies conducted and permits or authorisations issued for a given project on the Union list before the project entered the permit granting process in accordance with this Article and shall not require duplicate studies and permits or authorisations.



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

Art. 14.2	Offshore grid planning By 24 January 2024, and as part of each ten-year network development plan thereafter, the ENTSO for Electricity, with the involvement of the relevant TSOs, the national regulatory authorities, the Member States and the Commission, and in line with the non-binding agreement referred to in paragraph 1 of this Article, shall develop and publish, as a separate report which is part of the Union-wide ten-year network development plan, high-level strategic integrated offshore network development plans for each sea-basin, in line with the priority offshore grid corridors referred to in Annex I, taking into account environmental protection and other uses of the sea.
Art. 15.1	Offshore grid for renewable energy cross-border cost sharing By 24 June 2024, COM shall, with the involvement of the MS, relevant TSOs, ACER and NRAs, develop guidance for a specific cost-benefit and cost-sharing for the deployment of the sea-basin integrated offshore network development plans referred to in Article 14(2) in accordance with the non-binding agreements referred to in Article 14(1).
Art. 15.2	By 24 June 2025, the ENTSO-E, with the involvement of the relevant TSOs, ACER, NRAs and COM shall present the results of the application of the cost-benefit and cost-sharing to the priority offshore grid corridors.
Art. 16.4	Enabling investments with a cross-border impact The relevant national regulatory authorities shall, upon receipt, transmit to the Agency, without delay, a copy of each investment request, for information purposes. The relevant national regulatory authorities and the Agency shall preserve the confidentiality of commercially sensitive information.
Art. 17.2	Regulatory incentives In the case of a decision to grant the incentives referred to in paragraph 1 of this Article, national regulatory authorities shall consider the results of the cost-benefit analysis consistent with the methodology drawn up pursuant to Article 11 and in particular the regional or Union-wide positive externalities generated by the project. The national regulatory authorities shall further analyse the specific risks incurred by the project promoters, the risk mitigation measures taken and the reasons for the risk profile in view of the net positive impact provided by the project, when compared to a lower-risk alternative.
Art. 17.4 Art. 17.6	By 24 January 2023, each national NRA shall submit to ACER its methodology and the criteria used to evaluate investments in energy infrastructure projects and the higher risks incurred by those projects, updated in view of latest legislative, policy, technological and market developments.



	By 24 September 2023, each NRA shall publish its methodology and the criteria used to evaluate investments in energy infrastructure projects and the higher risks incurred by them.
--	---

1.6. Regulation on risk-preparedness in the electricity sector (EU 2019/941)

Art. 4	Assessment of risks to security of electricity supply Each competent authority shall ensure that all relevant risks relating to security of electricity supply are assessed in accordance with the rules laid down in this Regulation and in Chapter IV of Regulation (EU) 2019/943. To that end, it shall cooperate with TSOs, DSOs, NRAs, the ENTSO for Electricity, regional coordination centres and other relevant stakeholders, as required.
Art. 6.1	Identification of regional electricity crisis scenarios Cooperate with ENTSOE in the identification of the most relevant electricity crisis scenarios for each region.
Art. 7.1	Identification of national electricity crisis scenarios The competent authority shall identify the most relevant national electricity crisis scenarios.
Art. 10.1	Establishment of risk-preparedness plans The competent authority establishes and adopts a risk preparedness plan (after a consultation) (plan shall be updated every 4 years). Submit the draft plans, before adopting their risk-preparedness plans, for consultation, to the competent authorities of the relevant Member States in the region and, where they are not in the same region, to the competent authorities of directly connected Member States, as well as to the ECG.
Art. 10.4	The competent authorities and the Commission shall publish the risk-preparedness plans on their websites, while ensuring confidentiality of sensitive information, in particular information on measures relating to the prevention or mitigation of consequences of malicious attacks.
Art. 12.3	Content of risk-preparedness plans as regards regional and bilateral measures



	Periodically test the effectiveness of the procedures developed in risk-preparedness plans for preventing electricity crises, including the mechanisms referred to in point (b) of paragraph 1, and carry out biennial simulations of electricity crises, in particular testing those mechanisms.
Art. 14.1	Early warning and declaration of an electricity crisis Where a seasonal adequacy assessment or other qualified source provides concrete, serious and reliable information that an electricity crisis may occur in a Member State, the competent authority of that MS shall, without undue delay, issue an early warning to COM, the competent authorities of the MS within the same region and, where they are not in the same region, the competent authorities of the directly connected MS.
Art. 16.2	Compliance with market rules The competent authority shall inform relevant stakeholders in its Member State of the application of any non-market-based measures.
Art. 17.1 Art. 17.4	Ex post evaluation The relevant competent authority produces an ex-post evaluation report The competent authority concerned shall present the results of the ex-post evaluation at a meeting of the ECG. Those results shall be reflected in the updated risk-preparedness plan.

1.7.Regulation on the internal market for electricity (EU 2019/943)

Art. 6.4	Balancing market The settlement of balancing energy for standard balancing products and specific balancing products shall be based on marginal pricing (pay-as-cleared) unless all regulatory authorities approve an alternative pricing method on the basis of a joint proposal by all transmission system operators following an analysis demonstrating that that alternative pricing method is more efficient.
Art. 6.8	The procurement of balancing capacity shall be performed by the transmission system operator and may be facilitated at a regional level. Reservation of cross-border capacity to that end may be limited. The procurement of balancing capacity shall be

Art. 6.9	market-based and organised in such a way as to be non-discriminatory between market participants in the prequalification process in accordance with Article 40(4) of Directive (EU) 2019/944 whether market participants participate individually or through aggregation. The procurement of upward balancing capacity and downward balancing capacity shall be carried out separately, unless the regulatory authority approves a derogation from this principle on the basis that this would result in higher economic efficiency as demonstrated by an evaluation performed by the transmission system operator. C By 1 January 2028, NRAs shall report to COM and ACER on the share of the total capacity covered by contracts with a duration or a procurement period of longer than one day. TSOs may, where standard balancing products are not sufficient to ensure operational security or where some balancing resources cannot participate in the balancing market through standard balancing products, propose; and the regulatory authorities may approve, derogations from paragraphs 2 and 4 for specific balancing products which are activated locally without exchanging them with other transmission system operators.
Art. 10.4	Technical bidding limits Identify policy or other measures applied in their territory which could serve to restrict wholesale price formation.
Art. 10.5	Where the NRA has identified a policy or measure which could serve to restrict wholesale price formation it shall take all appropriate actions to eliminate or, if not possible, to mitigate the impact of that policy or measure on bidding behaviour.
Art. 11.1 – 11.2	Value of lost load Determine and update the estimate of the value of lost load at least every five years
Art. 13.4	Redispatching Receive an annual report from the relevant transmission system operators and distribution system operators; Submit the report to ACER and shall publish a summary of the data referred to in points (a), (b) and (c) of the first subparagraph together with recommendations for improvement where necessary.
Art. 14.5	Bidding zone review Receive a proposal from the relevant transmission system operators for the methodology and assumptions to be used in the bidding zone review and for the different configurations of bidding zones to be considered for approval; Take a unanimous decision on the proposal within 3 months of submission of the proposal
Art. 15.1	Action plans



Art. 15.4	Develop an action plan with a Member State with identified structural congestion Receive the assessment report from the relevant transmission system operators; Approve the transmission system operator contribution to the reports
Art. 16.3 Art. 16.7 Art. 16.9 Art. 16.13	General principles of capacity allocation and congestion management Receive report from regional coordination centres on capacity reductions or deviations from coordinated actions Be notified by the transmission system operator when the latter refuses any secondary trade (transaction) • Grant a derogation from paragraph 8, upon request by transmission system operators of a capacity calculation region, on foreseeable grounds where necessary for maintaining operational security. • Consult regulatory authorities of other member states forming part of the affected capacity calculation regions before granting a derogation Analyse to what extent flows resulting from transactions internal to bidding zones contribute to the congestion between two bidding zones observed
Art. 17.2	Allocation of cross-zonal capacity across timeframes Approve the structure for the allocation of cross-zonal capacity across timeframes, including day-ahead, intraday and balancing
Art. 18.10	Charges for access to networks, use of networks and reinforcement Regulatory authorities shall duly take the best practice report into consideration when fixing or approving transmission tariffs and distribution tariffs or their methodologies in accordance with Article 59 of Directive (EU) 2019/944.
Art. 19.5	Congestion income By 1 March each year, the regulatory authorities shall inform ACER and shall publish a report setting out: (a) the amount of revenue collected for the 12-month period ending on 31 December of the previous year; (b) how that revenue was used pursuant to paragraph 2, including the specific projects the income has been used for, and the amount placed on a separate account line; (c) the amount that was used when calculating network tariffs; and (d) verification that the amount referred to in point (c) complies with this Regulation and the methodology developed pursuant to paragraphs 3 and 4.
Art. 25.2	Reliability standard



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

Art. 25.4	The reliability standard shall be set by the Member State or by a competent authority designated by the Member State, following a proposal by the regulatory authority. Approve the parameters determining the amount of capacity procured in the capacity mechanism, when applying capacity mechanisms
-----------	---

1.8. Regulation on the deployment of alternative fuels infrastructure (EU 2023/1804)

Art. 5.6	Recharging infrastructure MS shall ensure that their authorities regularly monitor the recharging infrastructure market, and in particular, that they monitor the compliance of operators of recharging points and mobility service providers with paragraphs 3 and 5. Member States shall also seek to ensure that their authorities regularly monitor possibly unfair commercial practices affecting consumers.
----------	--

1.9. Council Regulation on an emergency intervention to address high energy prices (EU 2022/1854)

Art. 4.2	Reduction of gross electricity consumption during peak hours Work with transmission system operators on the gross electricity consumption forecasted
Art. 9.2	Distribution of surplus congestion income revenues resulting from allocation of cross-zonal capacity Approve the use of the surplus congestion income revenues
Art. 19.1	Monitoring and enforcement The competent authority of each Member State shall monitor the implementation of the measures referred to in Articles 3 to 7, 10, 12 and 13 on its territory



1.10. Council Regulation laying down a framework to accelerate the deployment of RE (EU 2022/2577)

Art. 6	Acceleration of the permit-granting process of renewable energy projects and for related grid infrastructure which is necessary to integrate renewables into the system The competent authority shall ensure that, on the basis of existing data, appropriate and proportionate mitigation measures are applied in order to ensure compliance with Article 12(1) of Directive 92/43/EEC and Article 5 of Directive 2009/147/EC. Where those measures are not available, the competent authority shall ensure that the operator pays a monetary compensation for species protection programmes in order to secure or improve the conservation status of the species affected.
--------	---

1.11. Regulation establishing a European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Art. 3.2	General tasks At ACER's request, the regulatory authorities, the ENTSO for Electricity, the ENTSO for Gas, the regional coordination centres, the EU DSO entity, the transmission system operators and the nominated electricity market operators shall provide to ACER the information necessary for the purpose of carrying out ACER's tasks under this Regulation, unless ACER has already requested and received such information.
Art. 4.6	Tasks of ACER as regards the cooperation of transmission system operators and distribution system operators The relevant regulatory authorities shall coordinate in order to jointly identify whether there is non-compliance of the EU-DSO entity, the ENTSO for Electricity or regional coordination centres with their obligations under Union law and shall take appropriate action. At the request of one or more regulatory authorities or at its own initiative, ACER shall issue a reasoned opinion as well as a recommendation to the ENTSO for Electricity, the EU DSO entity, or the regional coordination centres with regard to compliance with their obligations.
Art. 4.7	The regulatory authorities concerned shall unanimously take coordinated decisions establishing whether there is non-compliance with the relevant obligations and, where applicable, determining the measures to be taken by the ENTSO for Electricity, the EU DSO entity, or the regional coordination centre to remedy that non-compliance.
Art. 5.3	Tasks of ACER as regards the development and implementation of network codes and guidelines



	Where one of the following legal acts provides for the development of proposals for terms and conditions or methodologies for the implementation of network codes and guidelines which require the approval of all the regulatory authorities of the region concerned, those regulatory authorities shall agree unanimously on the common terms and conditions or methodologies to be approved by each of those regulatory authorities: (a) a legislative act of the Union adopted under the ordinary legislative procedure; (b) network codes and guidelines that were adopted before 4 July 2019 and subsequent revisions of those network codes and guidelines; or (c) network codes and guidelines adopted as implementing acts pursuant to Article 5 of Regulation (EU) No 182/2011.
Art. 6.11	Tasks of ACER as regards the regulatory authorities When preparing its decision pursuant to paragraph 10, ACER shall consult the regulatory authorities and transmission system operators concerned and shall be informed of the proposals and observations of all the TSOs concerned.
Art. 7.1	Tasks of ACER as regards regional coordination centres ACER, in close cooperation with the regulatory authorities and the ENTSO for Electricity, shall monitor and analyse the performance of regional coordination centres, taking into account the reports (...).
Art. 15.1	Monitoring and reporting on the electricity and natural gas sectors ACER, in close cooperation with the Commission, the Member States and the relevant national authorities, including the regulatory authorities, and without prejudice to the competences of competition authorities, shall monitor the wholesale and retail markets in electricity and natural gas

1.12. Network codes and guidelines

1.12.1. NC RfG (EU 2016/631)

Art. 4(1)(a) (III) and 4(1)(b) Art. 4(2)(b)	Application to existing power-generating modules Decide, in the context of a substantial modernisation of an existing power-generating module, if the existing connection agreement needs to be revised or a new connection agreement is required and which requirements of this Regulation shall
--	---



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

	apply. Determine whether the power-generating module is to be considered an existing power-generating module or a new power-generating module. Decide on the extension of the application of this Regulation to existing power-generating modules.
Art. 5(3)	Determination of significance Approve proposals for maximum capacity thresholds for types B, C and D power-generating modules unless the Member State is competent.
Art. 7(1) Art. 7(2) Art. 7(5) Art. 7(8)	Regulatory aspects Approve the requirements of general application to be established by relevant system operators or TSOs, unless otherwise provided by the member state (in this case, the King). Approve site specific requirements to be established by relevant system operators or TSOs. Be requested to issue a decision on the proposal for requirements of general application, or for the methodology used to calculate or establish these requirements, within six months. Act as dispute settlement authority, receive a complaint against a relevant system operator or TSO in relation to that relevant system operator's or TSO's obligations
Art. 9(1)	Recovery of costs Assess the costs borne by system operators subject to network tariff regulation and stemming from the obligations
Art. 36(4)	Final operational notification for type D power-generating modules Take a decision in the event of the following question: <i>"If the relevant system operator and the power-generating facility owner do not resolve the incompatibility within a reasonable time frame, but in any case not later than six months after the notification of the rejection of the request for a derogation."</i>
Art. 37(7)	Limited operational notification for type D power-generating modules Take a decision in the event of the following question: <i>"If the relevant system operator does not grant an extension of the period of validity of the LON in accordance with paragraph 5 or if it refuses to allow the operation of the power-generating module once the LON is no longer valid in accordance with paragraph 6."</i>
Art. 59(3)	Monitoring Request the DSOs and TSOs to provide the information under paragraph 2.

27/69



Art. 60(1)	Power to grant derogations Grant power-generating facility owners or prospective owners, relevant system operators or relevant TSOs derogations from one or more provisions of this Regulation for new and existing power-generating modules
Art. 61(1) Art. 61(2) Art. 61(3)	General provisions - Specify, after consulting relevant system operators and power-generating facility owners and other stakeholders, the criteria for granting derogations; - Publish those criteria on its website and notify them to COM + Review and amend the criteria for granting derogations Decide that power-generating modules for which a request for a derogation has been filed do not need to comply with the requirements of this Regulation from which a derogation has been sought from the day of filing the request until the regulatory authority's decision is issued.
Art. 62(9) Art. 62(10) Art. 62(11)	Request for a derogation by a power-generating facility owner Issue a reasoned decision concerning a request for a derogation; Notify its decision to the relevant power-generating facility owner, or prospective owner, the relevant system operator, and the relevant TSO. Revoke a decision granting a derogation if the circumstances and underlying reasons no longer apply or upon a reasoned recommendation by the Agency
Art. 63(8) Art. 63(9) Art. 63(10) Art. 63(11)	Request for a derogation by a relevant system operator or relevant TSO Issue a reasoned decision concerning a request for a derogation. Notify its decision to the relevant system operator requesting the derogation, the relevant TSO, and the Agency. Lay down further requirements concerning the preparation of requests for derogation by relevant system operators. Revoke a decision granting a derogation if the circumstances and underlying reasons no longer apply or upon a reasoned recommendation of the Commission or reasoned recommendation by the Agency
Art. 64(1)	Register of derogations from the requirements of this Regulation Maintain a register of all derogations they have granted or refused and provide the Agency with an updated and consolidated register at least once every six months, a copy of which shall be given to ENTSO for Electricity.



Art. 65(1)	Monitoring of derogations Cooperate with the Agency in monitoring the procedure of granting derogations
Art. 71(1) Art. 71(3)	Amendment of contracts and general terms and conditions Ensure that all relevant clauses in contracts and general terms and conditions relating to the grid connection of new power-generating modules are brought into compliance with the requirements of this Regulation. Ensure that national agreements between system operators and owners of new or existing power-generating facilities subject to this Regulation and relating to grid connection requirements for power-generating facilities, in particular in national network codes, reflect the requirements set out in this Regulation.

1.12.2. NC DCC (EU 2016/1388)

Art. 4(1)(a)(III) Art. 4(1)(b) Art. 4(2)(b) Art. 4(3) Art. 4(4) Art. 4(5)	Application to existing transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems and existing demand units used to provide demand response services Decide if the existing connection agreement needs to be revised or a new connection agreement is required and which requirements of this Regulation shall apply, unless the Member State is competent (in this case, the King) Decide to make an existing transmission-connected demand facility, an existing transmission-connected distribution facility, an existing distribution system, or an existing demand unit subject to all or some of the requirements of this Regulation, following a proposal from the relevant TSO, unless the Member State is competent (in this case, the King) In specified circumstances, determine whether the transmission-connected demand facility, the transmission-connected distribution facility, the distribution system, or the demand unit is to be considered existing or new. Decide to extend the application of this Regulation to existing transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems, or existing demand units used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services to a relevant system operator or relevant TSO, unless the Member State is competent (in this case, the King) Approve the quantitative cost-benefit analysis, unless the Member State is competent (in this case, the King)
--	---



	Decide on the extension of the applicability of this Regulation to existing transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems, or existing demand units, unless the Member State is competent (in this case the King)
Art. 6(1)	Regulatory aspects
Art. 6(2)	Approve and publish the requirements of general application to be established by relevant system operators or TSOs under this Regulation, unless otherwise provided by the Member State.
Art. 6(5)	Approve site specific requirements to be established by relevant system operators or TSOs under this Regulation.
Art. 6(8)	Issue a decision if no agreement is reached on the proposed general application requirements between the relevant system operator, relevant TSO, demand facility owner, power generating facility owner, DSO and/or CDSO.
	Act as dispute settlement authority, receive a complaint against a relevant system operator or TSO in relation to that relevant system operator's or TSO's obligations
Art. 8(1)	Recovery of costs
	Assess the costs borne by system operators subject to network tariff regulation and stemming from the obligations
Art. 9(2)	Public consultation
	Approve the proposal, the report, the cost-benefit analysis, or the requirements for demand units of relevant system operators or relevant TSOs, unless the Member State is competent (in this case, the King)
Art. 25	Final operational notification
	Take a decision in the event of the following question: " <i>If the relevant TSO and the transmission-connected demand facility owner or transmission-connected distribution system operator do not resolve the incompatibility within a reasonable time frame.</i> "
Art. 26(7)	Limited operational notification
	Take a decision in the event of the following question: " <i>If the relevant TSO does not grant an extension of the period of validity of the LON in accordance with paragraph 5 or if it refuses to allow the operation of the transmission-connected demand facility,</i>



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

	<i>the transmission-connected distribution facility, or the transmission-connected distribution system once the LON is no longer valid in accordance with paragraph 6"</i>
Art. 48	Identification of costs and benefits of application of requirements to existing transmission connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems and existing demand units Take cognisance of the report explaining the outcome of the consultation and the proposal on the applicability of the requirement under consideration to existing transmission-connected demand facilities, existing transmission-connected distribution facilities, existing distribution systems and existing demand units
Art. 50(1)	Power to grant derogations Grant demand facility owners or prospective owners, and DSOs/CDSOs or prospective operators, relevant system operators or relevant TSOs derogations from one or more provisions of this Regulation for new and existing transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities, distribution systems and demand units
Art. 51(1) Art. 51(2) Art. 51(3)	General provisions Specify, after consulting relevant system operators, demand facility owners, DSOs, CDSOs, and other stakeholders whom it deems affected by this Regulation, the criteria for granting derogations. Review and amend the criteria for granting derogations at most once every year. Decide that transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities, distribution systems and demand units for which a request for a derogation has been filed do not need to comply with the requirements of this Regulation from which a derogation has been sought from the day of filing the request until the regulatory authority's decision is issued.
Art. 52(8) Art. 52(9) Art. 52(10)	Request for a derogation by a demand facility owner, a distribution system operator, or a closed distribution system operator Issue a reasoned decision concerning a request for a derogation. Notify its decision to the relevant demand facility owner or prospective owner, the DSO/CDSO or prospective operator, the relevant system operator, and the relevant TSO. Revoke a decision granting a derogation if the circumstances and underlying reasons no longer apply or upon a reasoned recommendation of COM or reasoned recommendation by the Agency.



Art. 53(8) Art. 53(9) Art. 53(10)	Request for a derogation by a relevant system operator or relevant TSO Issue a reasoned decision concerning a request for a derogation. Notify its decision to the relevant system operator requesting the derogation, the relevant TSO, and the Agency. Lay down further requirements concerning the preparation of requests for a derogation by relevant system operators. Revoke a decision granting a derogation if the circumstances and underlying reasons no longer apply or upon a reasoned recommendation of the Commission or reasoned recommendation by the Agency.
Art. 54(1)	Register of derogations from the requirements of this Regulation Maintain a register of all derogations they have granted or refused and provide the Agency with an updated and consolidated register at least once every six months
Art. 55(1)	Monitoring of derogations Cooperate with the Agency in monitoring the procedure of granting derogations
Art. 57(3)	Monitoring Request DSOs and TSOs to submit information
Art. 58(1) Art. 58(3)	Amendment of contracts and general terms and conditions Ensure that all relevant clauses in contracts and general terms and conditions relating to the grid connection of new transmission-connected demand facilities, new transmission-connected distribution facilities, new distribution systems and new demand units are brought into compliance with the requirements of this Regulation. Ensure that agreements between system operators and owners of new or existing demand facilities or operators of new or existing distribution systems subject to this Regulation and relating to grid connection requirements for transmission-connected demand facilities, transmission-connected distribution facilities, distribution systems and demand units used by a demand facility or a closed distribution system to provide demand response services to relevant system operators and relevant TSOs, in particular in national network codes, reflect the requirements set out in this Regulation.



1.12.3. NC HVDC (EU 2016/1447)

Art. 4(1)(a)(III)	Application to existing HVDC systems and DC-connected power park modules Decide if the existing connection agreement needs to be revised or a new connection agreement is required and which requirements of this Regulation shall apply
Art. 4(1)(b)	Decide to make an existing HVDC system or existing DC-connected power park module subject to all or some of the requirements of this Regulation, following a proposal from the relevant TSO
Art. 4(2)(b)	In specified circumstances, determine whether the HVDC system or DC-connected power park module is to be considered an existing or new HVDC system or DC-connected power park module.
Art. 4(3)	Decide to extend the application of this Regulation to existing HVDC systems and/or DC-connected power park modules.
Art. 4(4)	Approve the quantitative cost-benefit analysis
Art. 4(5)	Decide on the extension of the applicability of this Regulation to existing HVDC systems or DC-connected power park modules
Art. 5(1)	Regulatory aspects Approve and publish the requirements of general application to be established by relevant system operators or TSOs under this Regulation
Art. 5(2)	Approve site specific requirements to be established by relevant system operators or TSOs under this Regulation
Art. 5(5)	Where this Regulation requires the relevant system operator, relevant TSO, HVDC system owner, DC-connected power park module owner and/or the distribution system operator to seek agreement, issue a decision if no agreement has been found
Art. 5(8)	Act as dispute settlement authority, receive a complaint against a relevant system operator or TSO in relation to that relevant system operator's or TSO's obligations
Art. 7(1)	Recovery of costs Assess the costs borne by system operators subject to network tariff regulation and stemming from the obligations



Art. 13(3)	Active power controllability, control range and ramping rate Take cognisance of the triggering and blocking criteria specified by the relevant TSO
Art. 57(4)	ION for HVDC systems Take cognisance of the ION validity period.
Art. 58(4)	FON for HVDC systems Take a decision in the event of the following question: <i>"If the relevant system operator and the HVDC system owner do not resolve the incompatibility within a reasonable timeframe, but in any case not later than six months after the notification of the rejection of the request for a derogation."</i>
Art. 59(7)	Limited operational notification for HVDC systems/derogations Take a decision in the event of the following question: <i>"If the relevant system operator does not grant an extension of the period of validity of the LON in accordance with paragraph 5 or if it refuses to allow the operation of the HVDC system once the LON is no longer valid in accordance with paragraph 6."</i>
Art. 62(4)	ION for DC-connected power park modules Take cognisance of the ION validity period.
Art. 65	Identification of costs and benefits of application of requirements to existing HVDC systems or DC-connected power park modules Take cognisance of the report prepared by the relevant TSO explaining the outcome of the consultation and making a proposal on the applicability of the requirement under consideration to existing HVDC systems or DC-connected power park modules.
Art. 76(3)	Monitoring Request DSOs to provide TSOs with information unless the information is already obtained by regulatory authorities, the Agency or ENTSO-E in relation to their respective implementation monitoring tasks



Art. 77(1)	Power to grant derogations Grant HVDC system owners or DC-connected power park module owners, or their prospective owner, relevant system operators or relevant TSOs derogations from one or more provisions of this Regulation for new and existing HVDC system and/or DC-connected power park modules
Art. 78(1)	General provisions - Specify and publish, after consulting relevant system operators, HVDC system owners and DC-connected power park module owners and other stakeholders whom it deems affected by this Regulation, the criteria for granting derogations; - Notify the criteria to the European Commission
Art. 78(2)	Review and amend the criteria for granting derogations at most once every year, if it deems that it is necessary.
Art. 78(3)	Decide that HVDC systems or DC-connected power park modules for which a request for a derogation has been filed do not need to comply with the requirements of this Regulation from which a derogation has been sought from the day of filing the request until the regulatory authority's decision is issued.
Art. 79(9)	Request for derogations by an HVDC system owner or DC-connected power park module owner Issue a reasoned decision concerning a request for a derogation
Art. 79(10)	Notify its decision to the HVDC system owner or DC-connected power park module owner, or their prospective owner, the relevant system operator, and the relevant TSO.
Art. 79(11)	Revoke a decision granting a derogation if the circumstances and underlying reasons no longer apply or upon a reasoned recommendation of the Commission or reasoned recommendation by the Agency
Art. 80(8)	Request for a derogation by a relevant system operator or relevant TSO Issue a reasoned decision concerning a request for a derogation
Art. 80(9)	Notify its decision to the relevant system operator requesting the derogation, the relevant TSO, and the Agency



Art. 80(10) Art. 80(11)	Lay down further requirements concerning the preparation of requests for a derogation by relevant system operators Revoke a decision granting a derogation if the circumstances and underlying reasons no longer apply or upon a reasoned recommendation of the Commission or reasoned recommendation by the Agency
Art. 82(1)	Register of derogations from the requirements of this Regulation Maintain a register of all derogations they have granted or refused and provide the Agency with an updated and consolidated register at least once every six months, a copy of which shall be given to ENTSO for Electricity.
Art. 83(1)	Monitoring of derogations Cooperate with the Agency in monitoring the procedure of granting derogations
Art. 84(1) Art. 84(3)	Amendment of contracts and general terms and conditions Ensure that all relevant clauses in contracts and general terms and conditions relating to the grid connection of new HVDC systems or new DC-connected power park modules are brought into compliance with the requirements of this Regulation. Ensure that national agreements between system operators and owners of new or existing HVDC systems and DC-connected power park modules subject to this Regulation and relating to grid connection requirements for HVDC systems and DC-connected power park modules, in particular in national network codes, reflect the requirements set out in this Regulation.

1.12.4. NC ER (EU 2017/2196)

Art. 4(1) Art. 4(2)	Regulatory aspects Regulatory authorities or other competent authorities of the Member State concerned shall be responsible for approving the terms and conditions or actions referred to in paragraph 2.
------------------------	---



	Each TSO shall submit the following proposals to the relevant regulatory authority in accordance with Article 37 of Directive 2009/72/EC for approval: (a) the terms and conditions to act as defence service providers on a contractual basis in accordance with paragraph 4; (b) the terms and conditions to act as restoration service providers on a contractual basis in accordance with paragraph 4; (c) the list of SGUs responsible for implementing on their installations the measures that result from mandatory requirements set out in Regulations (EU) 2016/631, (EU) 2016/1388 and (EU) 2016/1447 and/or from national legislation and the list of the measures to be implemented by these SGUs, identified by the TSOs under Art. 11(4)(c) and 23(4)(c); (d) the list of high priority significant grid users referred to in Articles 11(4)(d) and 23(4)(d) or the principles applied to define those and the terms and conditions for disconnecting and re-energising the high priority grid users, unless defined by the national legislation of Member States; (e) the rules for suspension and restoration of market activities in accordance with Article 36(1); (f) specific rules for imbalance settlement and settlement of balancing energy in case of suspension of market activities, in accordance with Article 39(1); (g) the test plan in accordance with Article 43(2).
Art. 4(3)	Where a Member State has so provided, the proposals referred to in points (a) to (d) and (g) of paragraph 2 may be submitted for approval to an entity other than the regulatory authority.
Art. 4(6)	Where a TSO is required or permitted under this Regulation to specify, establish or agree on requirements, terms and conditions or methodologies that are not subject to approval in accordance with paragraph 2, Member States may require prior approval by the regulatory authority, the entity designated by the Member State or other competent authorities of the Member States of these requirements, terms and conditions or methodologies.
Art. 4(8)	Any party can complain against a relevant system operator or TSO in relation to that relevant system operator's or TSO's obligations or decisions under this Regulation and may refer the complaint to the regulatory authority which, acting as dispute settlement authority, shall issue a decision within two months after receipt of the complaint. That period may be extended by a further two months where additional information is sought by the regulatory authority. That extended period may be further



	extended with the agreement of the complainant. The regulatory authority's decision shall be binding unless and until overruled on appeal.
Art. 8(1)	Recovery of costs Assess the costs borne by system operators subject to network tariff regulation and stemming from the obligations laid down in this Regulation
Art. 11(1)	Design of the system defence plan By 18 December 2018, each TSO shall design a system defence plan in consultation with relevant DSOs, SGUs, national regulatory authorities, or entities referred to in Article 4(3), neighbouring TSOs and the other TSOs in its synchronous area.
Art. 23(1)	Design of the restoration plan By 18 December 2018, each TSO shall design a restoration plan in consultation with relevant DSOs, SGUs, national regulatory authorities or entities referred to in Article 4(3), neighbouring TSOs and the other TSOs in that synchronous area.

1.12.5. NC Cybersecurity

Art. 7.1	Public consultation Being consulted by the ENTSO for Electricity in cooperation with the EU DSO entity on the draft proposals for methodologies listed in Article 5(4)(a), (b), (d) and (f). T
Art. 8.1	Recovery of costs Assess the costs borne by TSOs and DSOs subject to network tariff regulation and stemming from the obligations laid down in this Regulation
Art. 11.2	Benchmarking



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

	The NRAs shall carry out a benchmarking to assess whether current investments in cybersecurity to mitigate risks having an impact on cross-border electricity flows provide the desired results and what are the efficiency gains for the development of the electricity systems; and whether such investments are efficient and integrated into the overall procurement of assets and services
Art. 13.1	Cooperation between CS-NCAs, NRAs and CSIRTs of a Member State CS-NCAs and NRAs shall cooperate with each other in carrying out their tasks defined in this Regulation. CS-NCAs and NRAs shall exchange all necessary information and data to carry out their tasks without prejudice to the confidentiality requirements pursuant to Article 9.
Art. 23.1	Derogations from the minimum and advanced cybersecurity controls The NRAs and the CS-NCAs may jointly provide derogations for any entity listed in Article 2 (1) seated in their Member State from the minimum and advanced cybersecurity controls in one of the following cases: (a) in exceptional circumstances, when the entity can demonstrate that the costs of implementing the appropriate cybersecurity controls significantly exceed the benefit; and (b) when the entity can provide a risk treatment plan that mitigates the cybersecurity risks using alternative controls to a level that is acceptable according to the risk acceptance criteria pursuant to Article 33(3)(b).
Art. 32.1	National verification schemes The CS-NCA and the NRA may establish a national scheme to verify that critical-impact entities have implemented the national legislative framework that is included in the ECSMM. The national verification scheme may be based on inspection by the CS-NCA and / or the NRA, or on peer reviews by critical-impact entities in the same Member State supervised by the CS-NCA and / or the NRA.
Art. 33.8	Cybersecurity risk management at entity-level The CS-NCA and NRA may inspect the asset inventory during on-site inspections pursuant Article 25.
Art. 42.2	Crisis management plans and business continuity Each NRA shall develop a national cybersecurity crisis management plan for the electricity sector taking into account the Union-level cybersecurity crisis management plan and taking into account the national risk preparedness plan established according to Article 10 of Regulation (EU) 2019/941. The NRA shall coordinate with the critical impact and high impact entities, the CS-NCA and RP-NCA in its Member State.

39/69



1.12.6. Guideline CACM (EU 2015/1222)

Art. 5.1	NEMOs designation in case of a national legal monopoly for trading services The competent national authority shall fix or approve the NEMO fees for trading in the day-ahead and intraday markets, sufficiently in advance of their entry into force, or specify the methodologies used to calculate them.
Art. 9(1)	Adoption of terms and conditions or methodologies Be informed by the TSOs and all NEMOs about the progress of developing their terms and conditions or methodologies Receive from the TSOs or NEMOs the relevant drafts of the proposals for the terms and conditions or methodologies with clarification of why these were not submitted Approve the terms and conditions or methodologies used to calculate or set out the single day-ahead and intraday coupling developed by TSOs and NEMOs Approve the terms and conditions or methodologies referred to in Art. 9(6)(a) to (m) Approve the terms and conditions or methodologies referred to in Art. 9(7)(a) to (h). Approve the terms and conditions or methodologies referred to in Art. 9(8)(a) to (f). Where the approval of the terms and conditions or methodologies requires a decision by more than one regulatory authority, the competent regulatory authorities shall consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach an agreement. - Request an amendment to approve the terms and conditions or methodologies submitted; - Decide on the amended terms and conditions or methodologies
Art. 9(4)	
Art. 9(5)	
Art. 9(6)	
Art. 9(7)	
Art. 9(8)	
Art. 9(10)	
Art. 9(12)	
Art. 63.4	Complementary regional auctions The competent regulatory authorities may approve the proposal for complementary regional intraday auctions if the following conditions are met: (a) regional auctions shall not have an adverse impact on the liquidity of the single intraday coupling; (b) all cross-zonal capacity shall be allocated through the capacity management module;



	(c) the regional auction shall not introduce any undue discrimination between market participants from adjacent regions; (d) the timetables for regional auctions shall be consistent with single intraday coupling to enable market participants to trade as close as possible to real-time; (e) regulatory authorities shall have consulted the market participants in the Member States concerned.
Art. 65.3	Removal of explicit allocation The competent regulatory authorities of the Member States of each of the bidding zone borders concerned shall jointly approve the introduced non-standard products and the removal of explicit allocation

1.12.7. Guideline FCA (EU 2016/1719)

Art. 4(1)	Adoption of terms and conditions or methodologies - Approve terms and conditions or methodologies developed by TSOs; - Be informed about the progress of the development of the terms and conditions or methodologies
Art. 4(4)	If TSOs fail to submit a proposal for terms and conditions or methodologies, they shall provide the relevant drafts of the terms and conditions or methodologies and explain what has prevented an agreement.
Art. 4(5)	Approve terms and conditions or methodologies developed by TSOs;
Art. 4(6)	Approve the following terms and conditions or methodologies: (a) the generation and load data provision methodology pursuant to Article 17; (b) the common grid model methodology pursuant to Article 18; (c) the requirements for the single allocation platform pursuant to Article 49; (d) the harmonised allocation rules pursuant to Article 51; (e) the congestion income distribution methodology pursuant to Article 57;

Art. 5(1)	Approve the terms and conditions or methodologies
Art. 5(2)	Adopt the following terms and conditions or methodologies: (a) the frameworks for the establishment of the European platforms pursuant to Articles 20(1), 21(1) and 22(1); (b) the modifications of the frameworks for the establishment of the European platforms pursuant to Articles 20(5) and 21(5); (c) the standard products for balancing capacity pursuant to Article 25(2); (d) the classification methodology for the activation purposes of balancing energy bids pursuant to Article 29(3); (e) the assessment on the possible increase of the minimum volume of balancing energy bids that shall be forwarded to the European platforms pursuant to Article 29(11); (f) the methodologies for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process pursuant to Article 30(1) and (5); (g) the harmonisation of the methodology for the allocation process of cross-zonal capacity for the exchange of balancing capacity or sharing of reserves pursuant to Article 38(3); (h) the methodology for a co-optimised allocation process of cross-zonal capacity pursuant to Article 40(1); (i) the TSO-TSO settlement rules for the intended exchange of energy pursuant to Article 50(1); (j) the harmonisation of the main features of imbalance settlement pursuant to Article 52(2);
Art. 5(3)	Approve the following terms and conditions or methodologies: (a) – (o)
Art. 5(4)	Approve the following terms and conditions or methodologies: (a) the exemption to publish information on offered prices of balancing energy or balancing capacity bids due to market abuse concerns pursuant to Article 12(4); (b) – (i)
Art. 5(6)	Where the approval of the terms and conditions or methodologies requires a decision by more than one regulatory authority, consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach an agreement.
Art. 5(8)	



	Act as dispute settlement authority, receive a complaint against a relevant system operator or TSO in relation to that relevant system operator's or TSO's obligations
Art. 6(1)	Amendments to terms and conditions or methodologies of TSOs Approve the proposal for amended terms and conditions or methodologies

1.12.9. Guideline SO (EU 2017/1485)

Art. 5(1)	Terms and conditions or methodologies of TSOs Approve terms and conditions or methodologies developed by TSOs;
Art. 5(9)	Where TSOs fail to submit a proposal for terms and conditions or methodologies, they shall provide the relevant drafts of the terms and conditions or methodologies and explain why an agreement has not been reached.
Art. 6(1)	Approval of terms and conditions or methodologies of TSOs Approve terms and conditions or methodologies developed by TSOs;
Art. 6(2)	Approve the following terms and conditions or methodologies: (a) key organizational requirements, roles, and responsibilities in relation to data exchange related to operational security in accordance with Article 40(6); (b) methodology for building the common grid models in accordance with Article 67(1) and Article 70; (c) methodology for coordinating operational security analysis in accordance with Article 75.
Art. 6(3)	
Art. 6(4)	
Art. 6(5)	Approve the following terms and conditions or methodologies: (a) methodology for each synchronous area for the definition of minimum inertia in accordance with Article 39(3)(b); (b)- (g)



Art. 6(7)	Approve the following terms and conditions or methodologies: (a)-(i) Where an individual relevant system operator or TSO is required or permitted under this Regulation to specify or agree on requirements that are not subject to paragraph 4, Member States may require prior approval by the competent regulatory authority of these requirements. Where the approval of the terms and conditions or methodologies requires a decision by more than one regulatory authority, consult and closely cooperate and coordinate with each other in order to reach an agreement. Act as dispute settlement authority, receive a complaint against a relevant system operator or TSO in relation to that relevant system operator's or TSO's obligations.
Art. 6(10)	
Art. 7(1)	Amendments to the terms and conditions or methodologies of TSOs Approve the proposal for amended terms and conditions or methodologies
Art. 9(1)	Recovery of costs Assess the costs borne by system operators subject to network tariff regulation and stemming from the obligations laid down in this Regulation

2. Natural gas

2.1. Directive concerning common rules for the internal market in natural gas (nr. 2009/73)

Art. 3.12	Public service obligations and customer protection The Commission shall establish, in consultation with relevant stakeholders, including Member States, the national regulatory authorities, consumer organisations and natural gas undertakings, a clear and concise energy consumer checklist of practical information relating to energy consumer rights. Member States shall ensure that gas suppliers or distribution system operators, in cooperation with the regulatory authority, take the necessary steps to provide their consumers with a copy of the energy consumer checklist and ensure that it is made publicly available.
-----------	--



Art. 7.2	Promotion of regional cooperation The Agency shall cooperate with national regulatory authorities and transmission system operators to ensure the compatibility of regulatory frameworks between the regions with the aim of creating a competitive internal market in natural gas. Where the Agency considers that binding rules on such cooperation are required, it shall make appropriate recommendations.
Art. 8	Technical rules The regulatory authorities where Member States have so provided or Member States shall ensure that technical safety criteria are defined and that technical rules establishing the minimum technical design and operational requirements for the connection to the system of LNG facilities, storage facilities, other transmission or distribution systems, and direct lines, are developed and made public.
Art. 11.8	Certification in relation to third countries The national regulatory authority shall, within a period of two months after the expiry of the period referred to in paragraph 6, adopt its final decision on the certification. In adopting its final decision the national regulatory authority shall take utmost account of the Commission's opinion.
Art. 13.4	Tasks of transmission, storage and/or LNG system operators The regulatory authorities where Member States have so provided or Member States may require transmission system operators to comply with minimum standards for the maintenance and development of the transmission system, including interconnection capacity.
Art. 19.2	Independence of the staff and the management of the transmission system operator The identity of, and the conditions governing the term, the duration and the termination of office of, the persons nominated by the Supervisory Body for appointment or renewal as persons responsible for the executive management and/or as members of the administrative bodies of the transmission system operator, and the reasons for any proposed decision terminating such term of office, shall be notified to the regulatory authority. Those conditions and the decisions referred to in paragraph 1 shall become binding only if the regulatory authority has raised no objections within three weeks of notification. The regulatory authority may object to the decisions referred to in paragraph 1 where: (a) doubts arise as to the professional independence of a nominated person responsible for the management and/or member of the administrative bodies; (b) or in the case of premature termination of a term of office, doubts exist regarding the justification of such premature termination
Art. 21.1	Compliance programme and compliance officer Approve the compliance programme set out by the transmission system operators
Art. 22.1	Network development and powers to make investment decisions



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

	Every year, transmission system operators shall submit to the regulatory authority a ten-year network development plan based on existing and forecast supply and demand after having consulted all the relevant stakeholders.
Art. 23.1	Decision-making powers regarding the connection of storage facilities, LNG regasification facilities and industrial customers to the transmission system The transmission system operator shall establish and publish transparent and efficient procedures and tariffs for non-discriminatory connection of storage facilities, LNG regasification facilities and industrial customers to the transmission system. Those procedures shall be subject to approval by the regulatory authority
Art. 30.1	Right of access to accounts Have right of access to the accounts of natural gas undertakings
Art. 33.1	Access to storage The regulatory authorities where Member States have so provided or Member States shall define and publish criteria according to which the access regime applicable to storage facilities and linepack may be determined. They shall make public or oblige storage and transmission system operators to make public, which storage facilities, or which parts of those storage facilities, and which linepack is offered under the different procedures referred to in paragraphs 3 and 4.
Art. 38.2	Direct lines The Member States or any competent authority they designate shall lay down the criteria for the grant of authorisations for the construction or operation of such lines in their territory.
Art. 41.8 Art. 41.9	Duties and powers of the regulatory authority In fixing or approving the tariffs or methodologies and the balancing services, the regulatory authorities shall ensure that transmission and distribution system operators are granted appropriate incentive, over both the short and long term, to increase efficiencies, foster market integration and security of supply and support the related research activities. The regulatory authorities shall monitor congestion management of national gas transmission networks including interconnectors, and the implementation of congestion management rules. To that end, transmission system operators or market operators shall submit their congestion management rules, including capacity allocation, to the national regulatory authorities.
Art. 42.6	Regulatory regime for cross-border issues



	Regulatory authorities, or where appropriate other competent authorities, may consult and cooperate with the relevant authorities of third countries in relation to the operation of gas infrastructure to and from third countries with a view to ensuring, as regards the infrastructure concerned, that this Directive is applied consistently in the territory and territorial sea of a Member State.
Art. 48.2	Derogations in relation to take-or-pay commitments The Member State, or the designated competent authority, shall notify the Commission without delay of its decision to grant a derogation, together with all the relevant information with respect to the derogation.

2.2.Regulation on conditions for access to the natural gas transmission networks (nr. 715/2009)

Art. 3.1	Certification of transmission system operators Receive the opinion of the Commission within two months of the day of receipt of such notification concerning the certification of transmission system operators
Art. 3.2	Within two months of receiving an opinion of the Commission, the national regulatory authority shall adopt its final decision regarding the certification of the transmission system operator, taking the utmost account of that opinion. The regulatory authority's decision and the Commission's opinion shall be published together
	Consultations
Art. 10.1	Being consulted during the preparing of the network codes, the draft Communitywide network development plan, and the annual work programme
	Costs
Art. 11	Approve the costs related with the activities of the ENTSO for Gas referred to in Articles 4 to 12, only if they are reasonable and proportionate
	Tariffs for access to networks
Art. 13.1	Approve tariffs for access to networks, or the methodologies used to calculate them
	Trading of capacity rights
Art. 22	Being notified of the harmonised transport, LNG facility and storage contracts and procedures



2.3.Regulation on wholesale energy market integrity and transparency (REMIT) (No 1227/2011)

Art. 3(4)b	Prohibition of insider trading Take note of notifications to cover unplanned outages
Art. 4(2)	Obligation to publish inside information Take note of notifications of non-disclosed inside information
Art. 7(2)	Market monitoring Cooperate with ACER and at regional level for carrying out monitoring of markets
Art. 7(3)	Provide advice to ACER in case of recommendation to EC on information to be monitored
Art. 8(5)	Data collection Take note of information related to the capacity and use of facilities
Art. 9	Registration of market participants Manage the registration of market participants
Art. 12(1)	Operational reliability Protect information received and prevent misuse thereof
Art. 13(1)	Implementation of prohibitions against market abuse Implement the prohibitions on insider trading and market manipulation
Art. 13(2)	Exercise investigatory and enforcement powers
Art. 15	Obligations of persons professionally arranging transactions Take note of reports of suspected breaches
Art. 16(1)	Cooperation at Union and national level Work with ACER and other regulators on REMIT tasks
Art. 16(2)	Request ACER to take action on suspected breaches in other member states Inform suspected breaches to ACER Inform suspected financial breaches to the financial authority and ACER



	Inform suspected breaches of competition law to the competition authority, European Commission and ACER Take part in and assist the cross-border investigatory group set up by ACER
Art. 17(4)	Professional secrecy Consent to use confidential information other than as originally intended
Art. 18	Penalties Notify that measures or sanctions have been imposed against breaches

2.4.Regulation concerning measures to safeguard the security of gas supply (EU 2017/1938)

Art. 3.1	Responsibility for the security of gas supply The security of gas supply shall be the shared responsibility of natural gas undertakings, Member States, in particular through their competent authorities, and the Commission, within their respective areas of activity and competence.
Art. 5.1 Art. 5.8	Infrastructure standard Each Member State or, where a Member State so provides, its competent authority shall ensure that the necessary measures are taken so that in the event of a disruption of the single largest gas infrastructure, the technical capacity of the remaining infrastructure, determined in accordance with the N – 1 formula as set out in point 2 of Annex II, is able, without prejudice to paragraph 2 of this Article, to satisfy total gas demand of the calculated area during a day of exceptionally high gas demand occurring with a statistical probability of once in 20 years. The competent authority shall ensure that any new transmission infrastructure contributes to the security of gas supply through the development of a well-connected network, including, where appropriate, by means of a sufficient number of cross-border entry and exit points relative to market demand and the risks identified.
Art. 6.1	Gas supply standard



	The competent authority shall require the natural gas undertakings that it identifies, to take measures to ensure the gas supply to the protected customers of the Member State in each of the following cases: (a) extreme temperatures during a 7-day peak period occurring with a statistical probability of once in 20 years; (b) any period of 30 days of exceptionally high gas demand, occurring with a statistical probability of once in 20 years; (c) for a period of 30 days in the case of disruption of the single largest gas infrastructure under average winter conditions.
Art. 7.2	Risk assessment The competent authorities within each risk group listed in Annex I shall make a common assessment at risk group level ('common risk assessment') of all relevant risk factors such as natural disasters, technological, commercial, social, political and other risks, which could lead to the materialisation of the major transnational risk to the security of gas supply for which the risk group was created. The competent authorities shall take into account the results of the simulation referred to in paragraph 1 of this Article for the preparation of the risk assessments, preventive action plans and emergency plans.
Art. 8.2	Establishment of preventive action plans and emergency plans Establish following plans: - preventive action plan containing the measures needed to remove or mitigate the risks identified, including the effects of energy efficiency and demand-side measures in the common and national risk assessments and in accordance with Article 9; - an emergency plan containing the measures to be taken to remove or mitigate the impact of a disruption of gas supply in accordance with Article 10.
Art. 9.7	Content of preventive action plans Performing an impact assessment covering at least the following: (a) the potential impact on the development of the national gas market and competition at national level; (b) the potential impact on the internal gas market; (c) the potential impact on the security of gas supply of neighbouring Member States, in particular for those measures that could reduce the liquidity in regional markets or restrict flows to neighbouring Member States; (d) the costs and benefits, assessed against alternative market-based-measures; (e) an assessment of necessity and proportionality in comparison with possible market-based measures; (f) an appreciation whether the measure ensures equal possibilities for all market participants;



	(g) a phase-out strategy, the expected duration of the envisaged measure and an appropriate review calendar.
Art. 11.2	Declaration of a crisis When the competent authority declares one of the crisis levels referred to in paragraph 1, it shall immediately inform the Commission as well as the competent authorities of the Member States with which the Member State of that competent authority is directly connected and provide them with all the necessary information, in particular with information on the action it intends to take. In the event of an emergency which may result in a call for assistance from the Union and its Member States, the competent authority of the Member State concerned shall without delay notify the Commission's Emergency Response Coordination Centre (ERCC).

2.5.Regulation on the internal markets for renewable gas and natural gas and for hydrogen

Art. 4.2a	Separation of regulatory asset bases - Approval of intertemporal cost allocation and its underlying methodology; - ACER shall issue recommendations on the methodologies for setting the inter-temporal cost allocation
Art. 6.3	Third party access services concerning hydrogen network operators Regulatory authorities shall have the right to impose shorter maximum durations if necessary to ensure market functioning, to safeguard competition and to ensure future cross-border integration. When adopting a decision on the imposition of a shorter maximum duration, the regulatory authorities shall take into account, inter alia, commitment from users to secure network financing, negative implications on planning and refinancing possibilities. Regulatory authorities shall consult regulatory authorities of directly connected Member States and relevant stakeholders before taking a decision on the methodology for setting hydrogen network access tariffs for the entry and exit points at cross-border interconnection points between them, including for any virtual interconnection points. Regulatory authorities shall also submit the envisaged tariff methodology to ACER. By derogation from Article 15, the regulatory authorities may decide to charge no network access tariffs or, when capacity is allocated via auctions, to set the reserve prices to zero.
Art. 6.7	



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

	When deciding on the methodology for setting network access tariffs at an interconnection point between Member States, the regulatory authorities concerned shall apply the tariff principles set out in paragraphs 1, 2, 2b and 2c of Article 15 and take into account the outcome of the consultation, in particular with the regulatory authorities of directly connected Member States, and the impact of the chosen network access tariffs on cross-border trade and market functioning in the directly connected Member States. The regulatory authorities of directly connected Member States may request ACER to provide a factual opinion on the methodology for setting the network access tariffs or reserve prices for such interconnection point, in accordance with Article 6(5) of Regulation (EU) 2019/942.
Art. 7.1 (c)	Third-party access services concerning natural gas storage, hydrogen terminals and LNG facilities and hydrogen storage facilities Monitoring of the publication of relevant information in particular data on the use and availability of services, in a time-frame compatible with reasonable commercial needs of users of LNG or storage facilities, hydrogen terminals or hydrogen storage facilities.
Art. 8	Market assessment for renewable gas and low-carbon gas by LNG and storage system operators Being informed by LNG and storage system operators on the outcome of the market demand assessment
Art. 11	Trading of capacity rights Being notified of the harmonised contracts and procedures
Art. 13.1	Certification of transmission system operators and hydrogen transmission network operators Receiving the opinion of the Commission on the certification of a transmission system operator or a hydrogen transmission network operator
Art. 13.2	Certification of transmission system operator and hydrogen transmission network operators
Art. 13a.1	Certification of storage system operators
Art. 15.1	Tariffs for access to networks - Approval of tariffs for access to networks or the methodologies used to calculate them (applied by the transmission system operators) - Approval of cost-allocation mechanisms and rate setting methodology

53/69



Art. 15.2a	Until 31 December 2025: The national regulatory authority may apply a discount of up to 100 % to capacity-based transmission and distribution tariffs at entry points from, and exit points to, underground natural gas storage facilities and at entry points from LNG facilities, unless and to the extent that such a storage facility which is connected to more than one transmission or distribution network is used to compete with an interconnection point. From 31 December 2025: The national regulatory authority may apply a discount of up to 100% referred to in the first subparagraph for the purposes of increasing security of supply. The national regulatory authority shall re-examine that tariff discount and its contribution to security of supply every regulatory period within the periodic consultation carried out according to the network code.
Art. 15.2b	Regulatory authorities may merge adjacent entry-exit systems with a view to enable a full or partial regional integration where tariffs can be abolished at the interconnection points between the concerning entry-exit systems. Following the public consultation by the regulatory authorities or the transmission system operators, the regulatory authorities may approve a common tariff and an effective compensation mechanism between transmission system operators for the redistribution of costs on account of the abolished interconnection points .
Art. 16.5(b) Art. 16.5(c)	Tariff discounts for renewable gas and low-carbon gas Monitoring and assessing the impact of the discount on tariff stability . Regulatory authorities shall decide jointly on an appropriate inter transmission system operator compensation mechanism within 2 years.
Art. 17.1	Revenues of transmission system operators Ensuring transparency on the methodologies, parameters and values used to determine allowed or target revenues of transmission system operators
Art. 17.2	Providing ACER with all the data necessary for the comparison between Union transmission system operators concerning the costs of the transmission system operator
Art. 17.3	Assessing the long-term evolution of transmission tariffs based on the expected changes in their allowed or target revenues and in natural gas demand in the relevant regulatory period and where available, until 2050.
Art. 18.2	Firm capacity for renewable gas and low-carbon gas to the transmission system



	The regulatory authority shall be responsible for reviewing and approving the transmission system operators' conditions for conditional capacity and shall ensure that any limitations in firm capacity or operational limitations are introduced on the basis of transparent and non-discriminatory procedures and do not create undue barriers to market entry
Art. 19.2	Cross-border coordination of gas quality in the natural gas system
Art. 19.3	Being informed by the transmission system operators where a restriction to cross-border flows due to gas quality differences cannot be avoided by the concerned transmission system operators in their standard operations
Art. 19.6a	Jointly agree with the concerned regulatory authorities within 6 months whether to recognize the restriction
	Review the decision to maintain the recognised restriction every four years
Art. 27	Costs Approve the costs related to the activities of the ENTSO for GAS, only if they are reasonable and appropriate
Art. 30.6	Transparency requirements concerning transmission system operators Ensuring that all information concerning supply and demand is made public.
Art. 33.2	Firm capacity for renewable gas and low-carbon gas to the distribution system Ensuring that any limitations in firm capacity or operational limitations are introduced on the basis of transparent and non-discriminatory procedures and do not create undue barriers to market entry.
Art. 36	European entity for distribution system operators Approving, only reasonable and proportionate, costs related to the activities of the EU DSO entity
Art. 39.2	Cross-border coordination on hydrogen quality Being informed without delay by the concerned hydrogen transmission network operators where a restriction to cross-border flows due to differences in hydrogen quality cannot be avoided
Art. 39.3	The concerned regulatory authorities shall jointly agree within six months whether to recognise the restriction
Art. 39.4	Request the concerned hydrogen transmission network operators to perform, within 12 months.
Art. 44	Costs Approving, only reasonable and appropriate, costs related to the activities of the ENNOH



Art. 45.1	Consultation Being involved by the consultation of the ENNOH
Art. 48.6	Transparency requirements concerning hydrogen Ensuring that all information concerning supply and demand is made public
Art. 52.2a	Adoption of network codes and guidelines Regulatory authorities may apply to the Commission for a derogation from the application of the network codes and guidelines at entry points from and exit points to third countries pursuant to paragraph 2, point (d).
Art. 55.2	Amendments to network codes Regulatory authorities may propose draft amendments to network codes to ACER
Art. 58.1	Provision of information and confidentiality Regulatory authorities shall, on request, provide the Commission with the information necessary for the purposes of enforcing this Regulation, including the guidelines and the network codes adopted under this Regulation.

2.6.Methane Regulation for the energy sector (nr. 2021/0423)

Art. 3.1	Costs of regulated operators: When fixing or approving tariffs or the methodologies to be used by transmission system operators, distribution system operators, liquefied natural gas terminal operators or other regulated companies including where applicable underground gas storage operators, regulatory authorities shall take into account the costs incurred and investments made to comply with the obligations under this Regulation, insofar as they correspond to those of an efficient and structurally comparable regulated operator and are transparent.
Art. 3.2	The relevant regulatory authorities and the regulated operators shall provide ACER with all the data necessary for that comparison of unit investment costs linked to measurement, quantification, monitoring, reporting, verification, and abatement of methane emissions, including from leaks, venting, and flaring, for comparable projects.
Art. 5.3	Tasks of competent authorities
Art. 5.4	The competent authorities shall cooperate with each other and with the Commission and may cooperate with authorities of third countries, in order to ensure compliance with this Regulation



	Where reports are to be made public in accordance with this Regulation, the competent authorities shall make them publicly available and free of charge, on a designated website and in freely accessible, downloadable, and machine-readable format. Where information is kept confidential in accordance with Article 4 of Directive 2003/4/EC or where necessary under Union law on the protection of personal data, the competent authorities shall indicate the type of information that has been withheld and the reason therefor.
Art. 6.2	Inspections Where an inspection has identified a serious breach of the requirements of this Regulation, the competent authorities shall issue a notice of remedial actions to be undertaken by the operator, mine operator or importer, with clear deadlines for those actions, as part of the report referred to in paragraph 5. Alternatively, the competent authorities may decide to instruct the operator, mine operator or importer to submit to their approval a set of remedial actions to address the breaches identified within one month from the conclusion of the inspection.
Art. 6.4	Competent authorities may decide on the scope and frequency of routine inspections, based on an appraisal of the risks associated with each site, such as environmental risk, including assessment of cumulative impacts of all methane emissions as a pollutant, human safety and public health risks, as well as any identified breaches of this Regulation.
Art. 6.5	Without prejudice to routine inspections, the competent authorities shall carry out non-routine inspections: (a-b), compliance by importers with this Regulation. Following each inspection, the competent authorities shall prepare a report describing the legal basis for the inspection, the procedural steps followed, the relevant findings and recommendations for further actions by the operator, mine operator or importer, including the deadlines for their implementation.
Art. 7.1	Complaints lodged with the competent authorities Any natural or legal person, may lodge a written complaint with the competent authorities on a possible breach of the requirements of this Regulation by operators, mine operators or importers.
Art. 10.1	Use and sharing of information The competent authorities and the Commission shall consider the information made available to the public by the International Methane Emissions Observatory (IMEO) and other relevant internationally available information
Art. 12.1	Monitoring and reporting Receiving a report from the operators containing the quantification of source-level methane emissions estimated using at least generic emission factors for all sources.



Art. 12.2 Art. 12.3 Art. 12.11	Receiving a report from the operators and undertakings established in the Union containing quantification of source-level methane emissions Receiving a report from the operators and undertakings established in the Union containing quantification of source-level methane emissions, complemented by measurements of site-level methane emissions, thereby allowing assessment of and comparison with the source-level estimates aggregated by site The competent authorities shall make the reports set out in this Article available to the public and the Commission, within three months from submission by operators and in accordance with Article 5(4).
Art. 14.1	Leak detection and repair: Receiving a leak detection and repair programme from the operators which shall detail the contents of the surveys and activities, including specific timelines.
Art. 15.4	Limits to venting and flaring Operators shall notify and provide evidence to the competent authorities of the necessity to opt for venting instead of flaring.
Art. 16.1 Art. 16.2	Reporting of venting and flaring events Operators shall notify and provide evidence to the competent authorities of the necessity to opt for venting instead of flaring (under a) and b)). Operators shall submit to the competent authorities annual reports of all venting and flaring referred to in paragraph 1 and in Article 15
Art. 18.1a	Inactive wells, temporarily plugged wells and permanently plugged and abandoned wells Approving the plan for completing the inventory and the quantification of methane emissions or the demonstration that there are no methane emissions
Art. 20.1	Monitoring and reporting Mine operators shall report to the competent authorities methane releases per ventilation shaft per year in kt of methane, using equipment and methodologies resulting in a measurement accuracy with a tolerance of 0.5 kt/year of methane or of 5% of the reported amount whichever value is lower.



Art. 27a.3	MRV Protect the commercial secrecy of data obtained, in accordance with Union law.	equivalence
Art. 30.2b	Penalties Competent authorities shall cooperate closely to ensure that the exercise of their powers, and the fines that they impose, and any other measures that they take, are effective and consistently designed and applied in the Union.	

2.7. Council Regulation enhancing solidarity through better coordination of gas purchases, reliable price benchmarks and exchanges of gas across borders (EU 2022/2576)

Art. 13.1	Transparency platforms for LNG facilities and gas storage facilities Regulatory authorities may request those operators to make public any additional information relevant for system users.	
Art. 14.7	More effective use of transmission capacities Being informed by the transmission system operator concerning the analyse of the potential effects at every interconnection point it operates. By derogation from paragraphs 1 to 6 of this Article, and regardless of whether those interconnection points are congested or not, national regulatory authorities may decide to introduce one of the mechanisms at all interconnection points stated in a) – c).	
Art. 16.1	Role of competent authorities Competent authorities shall supervise the implementation of the intra-day volatility management mechanisms. Competent authorities shall ensure that divergences in the implementation of the intra-day volatility management mechanisms by trading venues established in their Member States are duly justified by the specificities of the trading venues or energy-related commodity derivative concerned.	
Art. 16.2	Competent authorities shall ensure that trading venues implement appropriate preliminary mechanisms ensuring that excessive volatility in energy-related commodity derivatives markets is mitigated until the set-up of the intra-day volatility management mechanism as referred to in Article 15(1).	
Art. 16.3		



	Competent authorities shall report to ESMA on the implementation of the intra-day volatility management mechanism by trading venues they supervise within three weeks from the date referred to in Article 15(1) and at least on a quarterly basis.
--	---

2.8. Council Regulation on coordinated demand-reduction measures for gas (nr. 2023/706)

Art. 7.2	Coordination of demand-reduction measures The competent authority of each Member State shall update its national emergency plan established pursuant to Article 8 of Regulation (EU) 2017/1938 by 31 October 2022 at the latest, to reflect voluntary demand-reduction measures.
Art. 8.1	Monitoring and enforcement The competent authority of each Member State shall monitor the implementation of the demand-reduction measures on its territory. Member States shall report on their gas consumption (in terajoules, TJ) to the Commission at least every two months and not later than by the 15th day of the following month. If a Union alert is declared in accordance with Article 4(1), the reporting shall be submitted on a monthly basis.

2.9. Network codes

2.9.1. NC BAL (EU 312/2014)

Art. 8(4)	Balancing services Approve a transparent and non-discriminatory procedure other than a public tender
-----------	--



Art. 9(3)	Merit order Approve trade within an adjacent balancing zone, and having the gas transported to and from this balancing zone, as an alternative to trading title products and/or locational products in its own balancing zone(s).
Art. 11(1)	Incentives With the view to foster the liquidity of the short-term wholesale gas market, incentivise the transmission system operator to undertake balancing actions efficiently or to maximise the undertaking of balancing actions through the trade in short term standardised products.
Art. 11(2)	Approve an incentive mechanism submitted by the transmission system operator that shall be consistent with the general principles set out in this Regulation.
Art. 11(4)(e)	Regularly review the incentive mechanism (in close cooperation with the transmission system operator), to evaluate where and to what extent changes thereto may be needed.
Art. 16(1)	Specific provisions at interconnection points Where daily and hourly nominations and re-nominations co-exist at an interconnection point, consult the stakeholders for the purpose of identifying whether harmonised nominations and re-nominations should be submitted at both sides of this interconnection point.
Art. 16(2)	Approve any proposed changes
Art. 17(4)	Rejection of nominations and re-nominations or amendment of the requested gas quantity at interconnection points Be informed that the gas quantity requested under a nomination and re-nomination has been amended (in exceptional events, and emergency situations when there is an evident danger to system security and stability).
Art. 18(1)	Nomination and re-nomination procedure at points other than interconnection points Determine, after consultation of the transmission system operator, at which points other than interconnection points nominations and re-nominations are required.



Art. 20(1)	Daily imbalance charge calculation methodology Approve the daily imbalance charge calculation methodology to be applied in the transmission system operator's balancing zone
Art. 22(5)	Applicable price Approve the price of locational products taken into account for the purpose of determining the marginal sell price, the marginal buy price and the weighted average price
Art. 26(1) Art. 26(4) Art. 26(6)	Requirements for within day obligations Receive a proposal from the transmission system operator or take a decision on its own initiative regarding a within day obligation or an amendment thereof Be consulted by the transmission system operator on any within day obligation it intends to introduce Receive the recommendation document for the approval of the proposal in accordance with the procedure set out in Article 27
Art. 27(1) and 27(2)	National regulatory authority decision making • Take and publish a motivated decision within six months following the receipt of the complete recommendation document; • Before taking the motivated decision, consult with the national regulatory authorities of adjacent Member States and take account of their opinions.
Art. 30(2)	Balancing neutrality cash flows Set or approve and publish the methodology for the calculation of the neutrality charges for balancing, including their apportionment amongst network users and credit risk management rules.
Art. 33(4) Art. 33(5)	General provisions Decide on one information model per balancing zone. Conduct a prior market consultation for balancing zones where the information model variant 2 is sought to be applied after the entry into force of this Regulation.

Art. 34(4)	Intraday metered inputs and off-takes Approve the definition of the time of the second update provision.
Art. 38(3)	Cost benefit analysis Decide on any relevant changes of information provision on the basis of the consultation results .
Art. 39(4) Art. 39(5)	Information obligations of distribution system operator(s) and forecasting party(-ies) towards the transmission system operator Ask the transmission system operator, the distribution system operator, and the forecasting party, to propose an incentive mechanism regarding the provision of an accurate forecast for a network user's non-daily metered off-takes which shall meet the criteria set out for the transmission system operator in Article 11(4). Designate the forecasting party in a balancing zone after prior consultation with the transmission system operators and distribution system operators concerned.
Art. 43(1)	General provisions Approve the terms and conditions of a linepack flexibility service if transmission system operators provide a linepack flexibility service to network users.
Art. 45(3)	Interim measures: general provisions Approve the interim measures
Art. 46(3) Art. 46(4)	Interim measures: annual report Approve the transmission system operator's report on the interim measures Take and publish a motivated decision within six months following the receipt of the complete report.
Art. 51(7)	Release of surplus transmission system operator's flexibility



	Set targets for the proportion by which the long-term contracts should be reduced in order to increase the liquidity of the short-term wholesale gas market.
--	--

2.9.2. NC INT (EU 2015/703)

Art. 4(3)	Information obligation Take note of interconnection agreements concluded and any amendments thereof
Art. 5(2)	Interconnection agreement template Provide an opinion on the compliance of the template with national law to the Agency
Art. 15(2) Art. 15(2)(e) Art. 15(3)	Managing cross-border trade restrictions due to gas quality differences Recognise a restriction to cross-border trade due to gas quality differences by relevant transmission system operators Receive and approve a joint proposal for removing the recognised restriction, including the timeframe for implementation, based on the cost benefit analysis and results of the public consultation Before adopting a decision, consult the national regulatory authorities of the concerned Member States. In adopting its decision, each national regulatory authority shall take account of the adjacent national regulatory authorities' opinion with a view to have a coordinated decision based on mutual agreement.

2.9.3. NC CAM (EU 2017/459)

Art. 2(6)	Scope In order to prevent foreclosure of downstream supply markets, decide to take proportionate measures to limit up-front bidding for capacity by any single network user at interconnection points within a Member State.
Art. 6(3)	Capacity calculation and maximisation Consult network users on the applied calculation method and joint approach.
	Allocation methodology



Art. 8(9)	Approve exact proportion of capacity to be set aside at each interconnection point
Art. 20(1)	Alignment of main terms and conditions for bundled capacity products Approve the terms and conditions in the transport contract(s) of the transmission system operators for bundled capacity products.
Art. 21(1)	Bundling in case of existing transport contracts Receive a report from network users and transmission system operators of all bundling arrangements reached by all parties to existing transport contracts.
Art. 21(3)	Receive an annual report on the use of the free-of-charge capacity conversion service
Art. 22(1)	Economic test Carry out the economic test for each offer level of an incremental capacity project after binding commitments of network users for contracting capacity have been obtained by the involved transmission system operators
Art. 23(1)	The f-factor Set the level of the f-factor for a given offer level
Art. 24(4)	Combination into single economic test Approve mechanisms for a redistribution of revenues from incremental capacity.
Art. 25(1)	Publication requirements relating to the economic test Approve the following information for each offer level: (a) –(c)
Art. 26(11)	Market demand assessment Approve fees for activities resulting from the submission of non-binding demand indications
Art. 26(14)	Publish respective points of contact for incremental capacity projects initiated at the publication of the market demand assessment report and update this information on a regular basis throughout the project.
Art. 27(4)	Design phase Work closely with transmission system operators in the process of designing coordinated offer levels



Art. 28(1)	Approve the project proposal of the involved transmission system operators for an incremental capacity project
Art. 28(2)	Publish coordinated decisions on the project proposal in one or more official languages of the Member State and to the extent possible in English.
Art. 30(1)	Principles for alternative allocation mechanisms
Art. 30(2)	Exceptionally extend the time horizon by up to 5 additional years if the economic test could not be passed based on the 15 years' bookings
	Approve the use of an alternative capacity allocation.
Art. 33(2)	Minimum interruption lead times
	Approve agreement between transmission system operators where two transmission system operators wish to shorten the lead time for interruptions
Art. 38(4)	Implementation monitoring
	Support the Agency in its report on the conditionalities stipulated in contracts for standard capacity products for firm capacity, having regard to their effect on efficient network use and the integration of the Union gas markets.

2.9.4. NC TAR (EU 2017/460)

Art. 5(1)	Cost allocation assessments
Art. 5(6)	Perform the following assessments and publish them as part of the final consultation: (a)–(b) Provide justification where the results of the capacity, or respectively commodity cost allocation comparison indexes exceed 10 percent
Art. 6(1)	Reference price methodology application
	Set or approve the reference price methodology
Art. 10(5)	Rules for entry-exit systems within a Member State where more than one transmission system operator is active
Art. 10(8)(b)	



Ref: C24-RBL-01-05
NRAs competences in the EU-legal acts

	Conduct a consultation on the principles of an effective inter-transmission system operator compensation mechanism and its consequences on the tariff levels Publish the information on the entry-exit split for the entry-exit system
Art. 16(4)	Calculation of reserve prices for standard capacity products for interruptible capacity As an alternative to applying ex-ante discounts, decide to apply an ex-post discount, whereby network users are compensated after the actual interruptions incurred.
Art. 19(5)	Regulatory account Decide to use the auction premium for reducing physical congestion or, where the transmission system operator functions only under a non-price cap regime, to decrease the transmission tariffs for the next tariff period(s)
Art. 21(3) Art. 21(4)	Pricing of bundled capacity Approve the agreement between the respective transmission system operators Submit the agreement between the respective transmission system operators, for information
Art. 26(1) Art. 26(3) Art. 26(5)	Periodic consultation Carry out one or more consultations- Publish the consultation document, the consultation responses received and their summary. Receive the template for the consultation document.
Art. 27(1) Art. 27(3) Art. 27(4)	Periodic national regulatory authority decision-making Forward the consultation documents to the Agency. Receive the conclusion of the Agency's analysis in English Take and publish a motivated decision on all items; • Send to the Agency and the Commission its decision.
Art. 28(1) Art. 28(2)	Consultation on discounts, multipliers, and seasonal factors Conduct a consultation with the national regulatory authorities of all directly connected Member States and the relevant stakeholders on the following: (a)-(c) Take and publish a motivated decision on the aspects referred to in paragraph 1(a), (b) and (c).
Art. 29	Information to be published before the annual yearly capacity auction

67/69



	Publish the information under (a) and (b).
Art. 30(1)	Information to be published before the tariff period Publish the information under (a), (b) and (c) before the tariff period
Art. 33(4)	Tariff principles for incremental capacity Approve range of the level for the mandatory minimum premium, depending on the expected allocated capacity
Art. 34(2)	Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of transmission system operators Submit to the Agency all necessary information related to the methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of transmission system operators.
Art. 35(3)	Existing contracts Receive from transmission system operator the contracts or the information on capacity bookings, if any, for information
Art. 37(1) Art. 37(4) Art. 37(5)	Power to grant derogations Grant a derogation from the application of one or more articles of this regulation where the application of those Articles to such entity would have one or several of the negative consequences under (a), (b), (c) and (d) Notify their decisions granting such derogations to the Agency and the Commission. Revoke a derogation if the circumstances or underlying reasons, or both, no longer apply or upon a reasoned recommendation of the Agency or the Commission to revoke a derogation due to a lack of justification.



About CEER

The Council of European Energy Regulators (CEER) is the voice of Europe's national energy regulators. CEER's members and observers comprise 39 national energy regulatory authorities (NRAs) from across Europe.

CEER is legally established as a not-for-profit association under Belgian law, with a small Secretariat based in Brussels to assist the organisation.

CEER supports its NRA members/observers in their responsibilities, sharing experience and developing regulatory capacity and best practices. It does so by facilitating expert working group meetings, hosting workshops and events, supporting the development and publication of regulatory papers, and through an in-house Training Academy. Through CEER, European NRAs cooperate and develop common position papers, advice, and forward-thinking recommendations to improve the electricity and gas markets for the benefit of consumers and businesses.

In terms of policy, CEER actively promotes an investment friendly, harmonised regulatory environment and the consistent application of existing EU legislation. A key objective of CEER is to facilitate the creation of a single, competitive, efficient, and sustainable Internal Energy Market in Europe that works in the consumer interest.

Specifically, CEER deals with a range of energy regulatory issues including wholesale and retail markets; consumer issues; distribution networks; smart grids; flexibility; sustainability; and international cooperation.

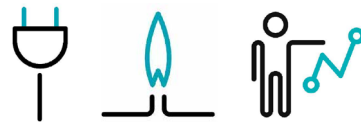
CEER wishes to thank in particular the following regulatory experts for their work in preparing this report.

More information is available at www.ceer.eu.

BEGROTING - ALGEMENE BELEIDSNOTA 2025

COMMISSIE ENERGIE, LEEFMILIEU EN KLIMAAT

26.11.2024



— CREG —

ALGEMENE INLEIDING

- ❖ Indiening van de begroting en de algemene beleidsnota 2025 bij het parlement voor 30 oktober
- ❖ Algemene beleidsnota geeft uitvoering aan en is in lijn met het strategisch plan 2024-2029 dat gericht is op de ontwikkeling van een duurzame, weerbare, innovatieve en betaalbare energiesector
- ❖ Context: steeds veranderende Europese en internationale energiecontext gekenmerkt door de transitie naar duurzamere energiebronnen en een onzekere geopolitieke toekomst

— CREG —

2

BEGROTING 2025

ILSE TANT

Directeur Algemene Zaken



— CREG —

BEGROTING 2025

1. Regulator kader
2. Begroting en opdrachten van de CREG
3. Begrotingsprincipes en -structuur
4. Begroting “*Business as Usual*”
5. Belasting van overwinsten
6. Samenvatting

— CREG —

4

Begroting 2025

1. REGULATOR KADER

— CREG —

1. REGULATOR KADER

Het regulator kader wordt bepaald door Europese en Belgische wetgeving:

- de regulator is onafhankelijk;

Art. 59(4) richtlijn 2019/944

De lidstaten waarborgen de onafhankelijkheid van de regulerende instantie en zorgen ervoor dat zij haar bevoegdheid op onpartijdige en transparante wijze uitoefent. Te dien einde waken de lidstaten erover dat de regulerende instantie, bij de uitvoering van de reguleringstaken die haar bij deze richtlijn en de aanverwante wetgeving zijn opgelegd:

- a) juridisch gescheiden en functioneel onafhankelijk is van andere publieke of particuliere entiteiten;*
- b) ervoor zorgt dat haar personeel en de personen die belast zijn met haar beheer:*
 - i) onafhankelijk zijn van marktbelangen, en*
 - ii) bij het verrichten van de reguleringstaken geen directe instructies verlangen of ontvangen van regeringen of andere publieke of particuliere entiteiten. Eventuele nauwe samenwerking met andere bevoegde nationale instanties of de toepassing van algemene beleidsrichtsnoeren van de overheid die geen verband houden met de in artikel 59 genoemde reguleringstaken, worden door dit voorschrift onverlet gelaten.*

— CREG —

1. REGULATOR KADER

Het regulator kader wordt bepaald door Europese en Belgische wetgeving:

- de regulator moet over voldoende menselijke en financiële middelen beschikken om zijn wettelijke taken uit te voeren;
- de regulator heeft budgettaire autonomie over het gebruik van zijn middelen;

Art. 59(5) richtlijn 2019/944

Om de onafhankelijkheid van de regulerende instantie te beschermen, waken de lidstaten er met name over dat:

- a) de regulerende instantie zelfstandig besluiten kan nemen, onafhankelijk van enig politiek orgaan;*
- b) de regulerende instantie beschikt over alle benodigde personele en financiële middelen om haar taken en bevoegdheden op doeltreffende en efficiënte wijze uit te voeren;*
- c) de regulerende instantie een afzonderlijke jaarlijkse begrotingstoewijzing en autonomie bij de uitvoering van de toegewezen begroting heeft.*

— CREG —

7

1. REGULATOR KADER

Het interne wettelijke kader wordt voornamelijk beheerst door de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (“elektriciteitswet”) en de wet van 12 april 1965 betreffende het vervoer van gasachtige produkten en andere door middel van leidingen (“gaswet”):

- de begroting en de beleidsnota worden elk jaar vóór 30 oktober ter goedkeuring naar het parlement gestuurd
(Art. 25, § 5, 3e en 4e lid van de elektriciteitswet);
- de begroting wordt voornamelijk gefinancierd door bijzondere accijnzen op elektriciteit (artikel 21bis, § 1, lid 2 tot 5 van de wet van 29 april 1999) en gas (artikel 15/11, § 1bis, lid 2 tot 5 van de gaswet);
- de CREG maakt de jaarrekeningen, met het verslag van de revisor, vóór 1 mei N+1, over aan de Kamer van Volksvertegenwoordigers en het Rekenhof (overeenkomstig artikel 25, § 5 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en artikel 5, § 3 van de wet van 29 oktober 1846 op de inrichting van het Rekenhof).

— CREG —

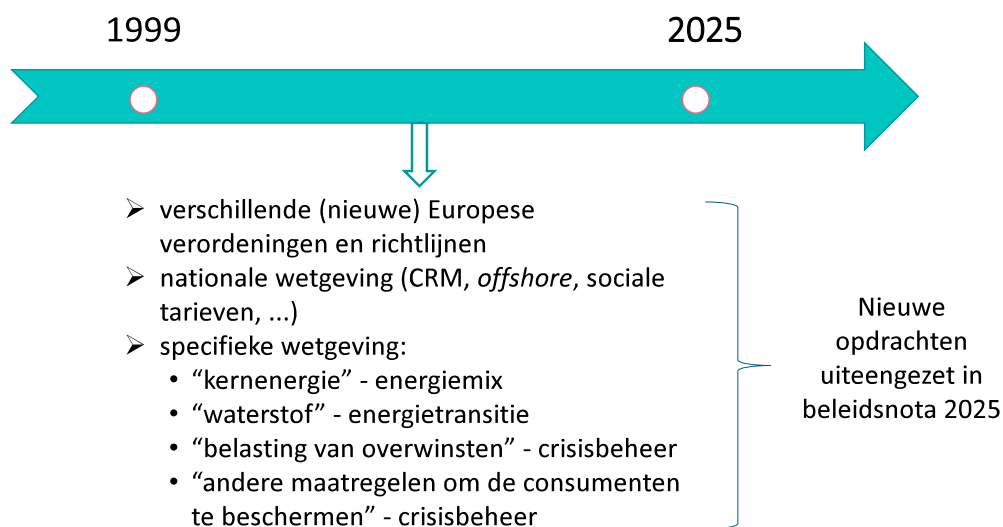
8

Begroting 2025

2. BEGROTING EN OPDRACHTEN VAN DE CREG

— CREG —

2. BEGROTING EN OPDRACHTEN VAN DE CREG

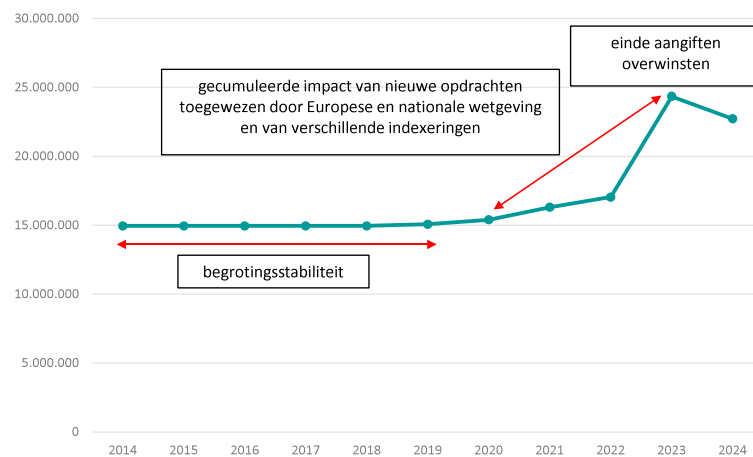


— CREG —

10

2. BEGROTING EN OPDRACHTEN VAN DE CREG

Evolutie van de goedgekeurde CREG-begroting 2014-2024 (€)



— CREG —

11

Begroting 2025

3. BEGROTINGSPRINCIPES EN -STRUCTUUR

— CREG —

3. BEGROTINGSPRINCIPES EN -STRUCTUUR

➤ BEGROTINGSPRINCIPES

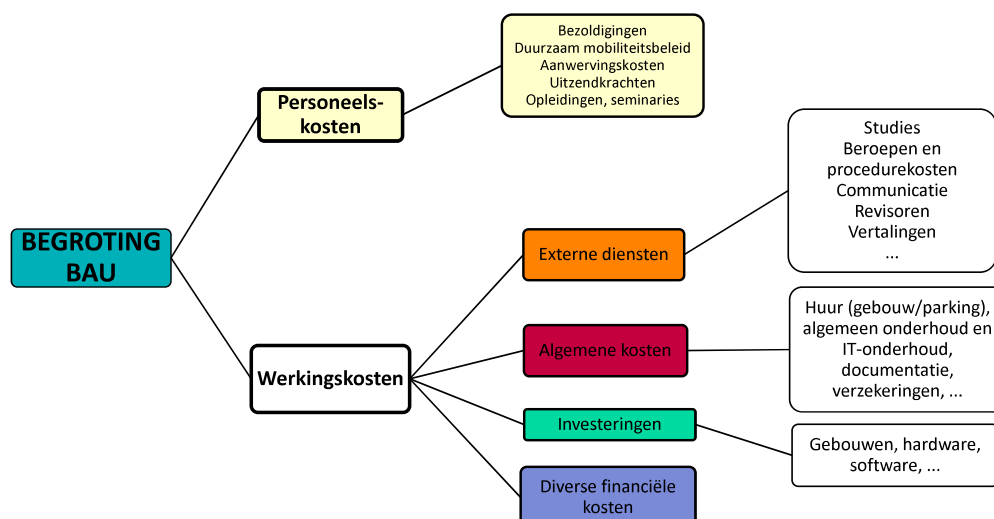
- ❖ in overeenstemming met opdrachten en doelstellingen van de beleidsnota;
- ❖ op basis van een evaluatie van de werkelijke behoeften en de in 2024 gebruikte bedragen;
- ❖ streven naar doeltreffendheid en efficiëntie;
- ❖ onderscheid tussen begroting “*Business as Usual*” en begroting “Belasting van overwinsten”;
- ❖ toekomstige onzekerheidsfactoren;
- ❖ volgt de principes van de wet van 22 mei 2003, maar niet alle bepalingen omwille van het specifieke karakter van de CREG (geen ministerieel toezicht);
- ❖ jaarlijkse middelen: ongebruikte middelen worden teruggestort in de federale begroting (2 jaar later);
- ❖ begroting gespijsd door begrotingsmiddelen (voornamelijk bijzondere accijnzen op gas en elektriciteit).

— CREG —

13

3. BEGROTINGSPRINCIPES EN -STRUCTUUR

➤ BEGROTINGSSTRUCTUUR



— CREG —

14

Begroting 2025

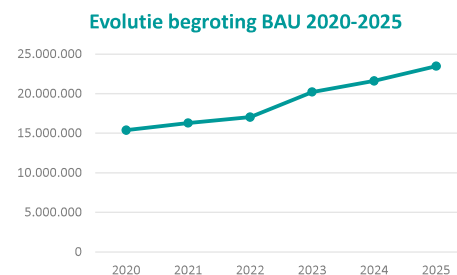
4. BEGROTING "BUSINESS AS USUAL"

— CREG —

4. CREG-BEGROTING - BUSINESS AS USUAL

➤ ALGEMEEN OVERZICHT

Beschrijving	Begroting 2025	Begroting 2024	2025/2024 (€)	2025/2024 (%)
Personeelskosten	18.294.826	16.887.480	1.407.346	+8,3 %
Werkingskosten	5.182.290	4.731.331	450.959	+9,5 %
TOTAAL	23.477.116	21.618.811	1.858.305	+8,6 %



Over het algemeen volgt de begroting "Business as usual" (= zonder overwinsten) de inflatie, ook tijdens het crisisjaar 2022, met, sinds 2022, verhogingen voor nieuwe opdrachten (CRM, waterstof, kernenergie). Voor 2025 is de stijging, naast de inflatie, voornamelijk het gevolg van de behoeften aan extra FTE's en IT(-investeringen).

— CREG —

16

4. CREG-BEGROTING - BUSINESS AS USUAL

➤ PERSONEELSKOSTEN

Beschrijving	Begroting 2025	Begroting 2024	2025/2024 (€)	2025/2024 (%)
Bezoldigingen en lasten	17.350.692	15.784.671	1.566.021	+9,9 %
Duurzaam mobiliteitsbeleid	678.385	558.099	120.286	+21,6 %
Aanwervingskosten	90.000	69.210	20.790	+30,0 %
Uitzendkrachten	30.000	143.000	-113.000	-79,0 %
Opleidingen, seminaries	145.750	132.500	13.250	+10,0 %
TOTAAL	18.297.431	16.687.480	1.407.346	+8,3 %

- Aanpassing van personeel: structurele versterking van teams in 2025
- Structurele indexering: één indexering gepland (in maart 2025, volgens de laatste raming van FPB van november 2024)
- Minder uitzendkrachten door structurele versterking
- Nadruk op opleiding

— CREG —

17

4. CREG-BEGROTING - BUSINESS AS USUAL

➤ PERSONEELSKOSTEN: 8 EXTRA FTE'S

- Impact van de Europese context: ACER, CEER en nieuwe regelgeving (*Electricity Market Design, Remit II, networkcode Cybersecurity, gaz and hydrogen decarbonisation package, network code demand response, etc.*)
- Impact van de nationale context: CRM/bevoorradingszekerheid, operationalisering van LTO-adviezen/controles, regulatorisch kader waterstof, organisatie van flexibiliteit met regio's, controle van ontwikkelings- en investeringsplan
- Versterking en organisatie ➔ werken in team/tandem door te zorgen voor back-up (marktwerking, balanceringsmarkten, interconnecties en capaciteitstoe wijzingen, offshore)
- Versterking van IT-ondersteuning voor businesstoepassingen (CRM-databank, prijzendatabank)



1 FTE Europese zaken
+
6 FTE's business
+
1 FTE IT

— CREG —

18

4. CREG-BEGROTING - *BUSINESS AS USUAL*

➤ WERKINGSKOSTEN

➔ Externe diensten

Beschrijving	Begroting 2025	Begroting 2024	2025/2024 (€)	2025/2024 (%)
Externe studies directiecomité	1.003.448	1.079.703	-76.255	-7,1 %
Externe studies Adviesraad	100.000	100.000	0	0,0 %
Communicatiedienst	175.000	175.000	0	0,0 %
Externe diensten (revisor, vertalingen, sociaal secretariaat, ...)	149.500	137.745	11.755	+8,5 %
Beroep CREG-beslissingen en procedurekosten	481.000	485.000	-4.000	-0,8 %
TOTAAL	1.908.948	1.977.448	-68.500	-3,5 %

- Studies:
 - potentieel van elektrolyzers, benchmark van de tarieven, flexibiliteit, verhuis, enz.
 - CRM in 2025: twee veilingen en eerste jaar capaciteitslevering
 - interne studies: offshore, warmtepompen
- Implementatie van communicatiebeleid
- Stabilisering van beroeps- en procedurekosten (CRM, ...)

— CREG —

19

4. CREG-BEGROTING - *BUSINESS AS USUAL*

➤ WERKINGSKOSTEN

➔ Algemene kosten

Beschrijving	Begroting 2025	Begroting 2024	2025/2024 (€)	2025/2024 (%)
Huur gebouw, parkings + lasten	1.126.000	1.109.409	16.591	1,5 %
Onderhoud lokalen en veiligheid gebouw	151.700	147.650	4.050	2,7 %
Algemeen onderhoud en IT-onderhoud	525.799	387.476	138.323	35,7 %
Documentatie	281.800	222.000	59.800	26,9 %
Telefoon, post en spoedbestellingen	23.410	22.860	550	2,4 %
Kantoorbenodigdheden	15.000	9.000	6.000	66,7 %
Vergaderings- en representatiekosten	122.232	116.660	5.572	4,8 %
Verplaatsingskosten	50.750	85.000	-34.250	-40,3 %
Lidgeld	56.546	52.075	4.471	8,6 %
Diverse kosten	30.600	23.690	6.910	29,2 %
Verzekeringen	147.380	135.788	11.592	8,5 %
Taksen	294.600	204.075	90.525	44,4 %
TOTAAL	2.825.817	2.515.683	310.134	12,3 %

- Meeste uitgaven kunnen niet worden beperkt en zijn afhankelijk van externe factoren (directe en indirecte indexering)
- Hogere IT- en documentatiekosten: REMITII, cybersecurity, bijkomende licenties
- Lagere verplaatsingskosten

— CREG —

20

4. CREG-BEGROTING - *BUSINESS AS USUAL*

➤ WERKINGSKOSTEN

➔ Investeringskosten

Beschrijving	Begroting 2025	Begroting 2024	2025/2024 (€)	2025/2024 (%)
Investeringskosten	438.600	231.000	207.600	89,9 %
TOTAAL	438.600	231.000	207.600	89,9 %

- IT-investeringen:
 - ontwikkeling CRM-databank;
 - digitalisering/automatisering van processen;
 - AI-integratie;
 - nieuwe boekhoudsoftware (*workflow*);
 - Update website.

— CREG —

21

4. CREG-BEGROTING - *BUSINESS AS USUAL*

➤ WERKINGSKOSTEN

➔ Diverse financiële kosten

Beschrijving	Begroting 2025	Begroting 2024	2025/2024 (€)	2025/2024 (%)
Diverse financiële kosten	8.925	7.200	1.725	24,0 %
TOTAAL	8.925	7.200	1.725	24,0 %

— CREG —

22

Begroting 2025

5. BELASTING VAN OVERWINSTEN

— CREG —

5. BELASTING VAN OVERWINSTEN

➤ AAN DE CREG TOEVERTROUWDE FISCALE TAKEN 2022-2024

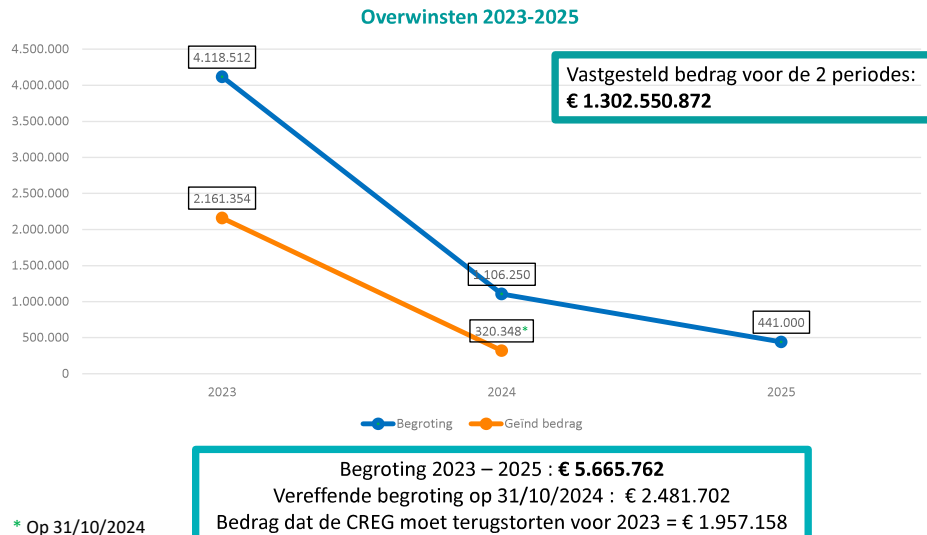


— CREG —

24

5. BELASTING VAN OVERWINSTEN

➤ Overwinsten 2023-2025: Begroting vs. Vereffend bedrag



— CREG

25

5. BELASTING VAN OVERWINSTEN

➤ BEGROTING 2025

Beschrijving	Begroting
IT-ondersteuning	141.000
Rechtsbijstand	250.000
Externe consultancy	50.000
TOTAAL 2025	441.000

- IT-platform 5 jaar lang actief houden
- Behandeling van beroepen (kosten voor consultancy en advocaten)

— CREG

26

Begroting 2025

7. SAMENVATTING

— CREG —

7. SAMENVATTING

VOORSTEL TOT GOEDKEURING VAN CREG-BEGROTING 2025

- Nieuwe wetgeving, toenemende complexiteit en een robuuste organisatie vereisen een versterking van het personeel van de CREG
- Aanzienlijke investeringen in digitalisering, automatisering en IT-beveiliging om CREG nog efficiënter te maken
- Verzoek tot goedkeuring van volgende begrotingsbedragen voor het boekjaar 2025:
 - € 23.477.116 (*business as usual*)
 - € 441.000 (opdracht “belasting van overwinsten”)

BEGROTINGSTOTAAL 2025 = € 23.918.116

— CREG —

28

ALGEMENE BELEIDSNOTA 2025



— CREG —

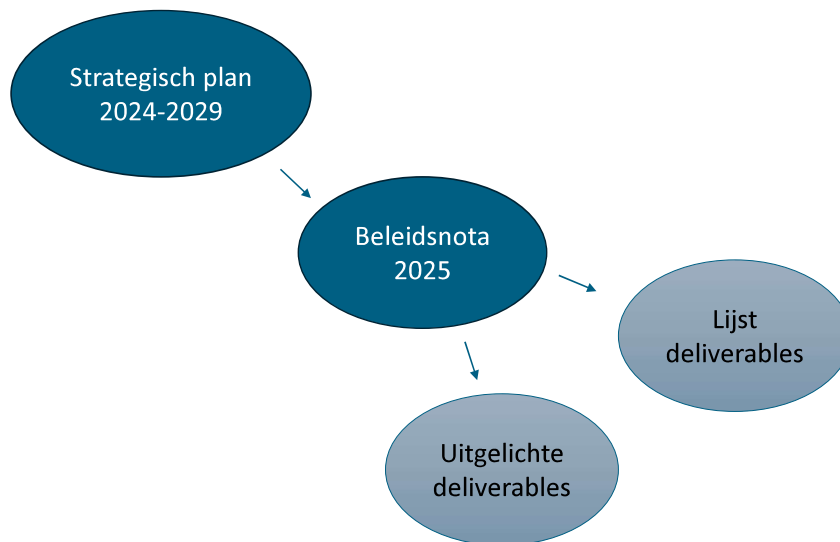
STRUCTUUR VAN DE BELEIDSNOTA

- Inleiding
- Methodologie
- Strategische oriëntaties: duurzaamheid, weerbaarheid, innovatie en betaalbaarheid
- Uitgelichte deliverables
- Interactie met de buitenwereld
- De CREG, een wendbare instelling in lijn met de duurzame ontwikkelingsdoelstellingen (SDG's)

— CREG —

30

METHODOLOGIE



— CREG —

31

STRATEGISCHE ORIËNTATIES: DUURZAAMHEID, WEERBAARHEID, INNOVATIE EN BETAALBAARHEID

14 strategische richtsnoeren, gebaseerd op de 4 pijlers van de CREG-visie

Pijlers	Strategische richtsnoeren 2024-2029	Externe samenwerking op verschillende niveaus van bestuur en besluitvorming
<i>Duurzaamheid</i>	1. Offshore windenergie: de wind van de energietransitie 2. Ontwikkeling van een markt voor waterstof en andere koolstofarme gassen 3. Het 'energie-efficiëntie eerst'-beginsel toepassen	
<i>Weerbaarheid</i>	1. Bevordering van marktflexibiliteit voor een efficiënt beheer van het netevenwicht 2. Grensoverschrijdende samenwerking versterken voor meer marktintegratie 3. Adequate financiering van investeringsbehoeften in netinfrastructuur 4. Een geïntegreerde systeembenadering om de energietransitie te vergemakkelijken	
<i>Innovatie</i>	1. Een regelgevingskader dat innovatie bevordert 2. Betere marktmonitoring voor meer transparantie in een steeds digitalere omgeving	
<i>Betaalbaarheid</i>	1. Nettarieven die de belangen van consumenten combineren met de behoeften van de energietransitie 2. Versterkte prijsmonitoring 3. Effectieve bescherming voor kwetsbare consumenten of consumenten in energiearmoede 4. Blijvend concurrentievermogen voor een duurzame toekomst 5. Een voortdurende inzet voor een verantwoord beheer van overheidsmiddelen	

— CREG —

32

UITGELICHTE DELIVERABLES

1. Consumentenbescherming - Beschermen van kwetsbare klanten
2. REMIT II
3. Financiering van infrastructuur en tariefmethodologie
4. Offshore windenergie
5. Nucleaire energie
6. Capaciteitsvergoedingsmechanisme (CRM)
7. Network Code on Cybersecurity (NCCS)
8. Waterstof
9. Flexibiliteit en energieoverdracht
10. Marktintegratie
11. Monitoring

— CREG —

33

1. CONSUMENTENBESCHERMING - BESCHERMEN VAN KWETSBARE KLANTEN

- Maatregelen voor **begrijpbare, vergelijkbare en betaalbare energieprijzen**
- Introductie van een **modelcontract** om de vergelijkbaarheid tussen leveranciers van producten en prijzen voor consumenten te vergemakkelijken
- Versterking van het **Consumentenakkoord**
- Toepassingsgebied van de **sociale tarieven**
- Strijd tegen **energiearmoede** om het recht op toegang tot betaalbare energie voor iedereen te garanderen

— CREG —

34

2. REMIT II

- **Toepassingsgebied van de REMIT-verordening wordt verruimd** (cf. aanpassing van de definities van marktmanipulatie en voorwetenschap, dekking van nieuwe markten (LNG, balancering, enz.), integratie van nieuwe technologische systemen, ...)
- **Taken van de CREG worden uitgebreid:**
 - Facilitator voor correcte omzetting naar Belgisch recht
 - Marktspelers op een transparante en educatieve manier informeren
 - Opvolgen van registratie van marktspelers
 - *Case management*
 - Onderhouden van contacten met FSMA, BMA en regulatoren van de buurlanden

— CREG —

35

3. FINANCIERING VAN INFRASTRUCTUUR EN TARIEFMETHODOLOGIE

- **Voorbereiding van de tariefmethodologie 2028-2031**
- Bijzondere aandacht voor de financiering van de investeringen
 - ➔ cf. Hackaton rond de problematiek van de financiering van netwerkinfrastructuren die resulteerde in een “*white paper*” met de titel “*No transition without transmission*”
 - ➔ publicatie van definitieve versie voorzien eind 2024

— CREG —

36

4. OFFSHORE WINDENERGIE

- Uitvoeren van **wettelijke taken** in het kader van de regulering van de offshore windmolenparken in de Belgische EEZ
- Opnemen van de **aanbevelingen** uit het **auditverslag** van het **Rekenhof**:
 - nauwgezette monitoring en jaarlijkse studie over de evolutie van de inkomsten en uitgaven van de windmolenparken op zee
 - opvolgen van tenders voor offshore windenergie in het buitenland
 - studie over hoeveel en waarom windturbines worden afgeschakeld en bekijken of een evenwichtigere verdeling van de kosten mogelijk is
- **Deelnemen aan nationale en Europese taskforces**

— CREG —

37

5. NUCLEAIRE ENERGIE

- Naast aantal jaarlijks wederkerende taken, **nieuw pakket met taken en bevoegdheden voor de CREG** in kader van de levensduurverlenging van Doel 4 en Tihange 3:
 - verlenen van voorafgaandelijke adviezen op beslissingen van BE-WATT
 - analyseren van informatie die ontvangen wordt in het kader van de rapportering van de kosten over de centrales die onderworpen zijn aan de repartitiebijdrage en gestructureerd verwerken van gegevens
 - overleg en mogelijkheid tot informatie-uitwisseling met Commissie voor Nucleaire Voorzieningen, het FANC, NIRAS en Hedera

— CREG —

38

6. CAPACITEITSVERGOEDINGSMECHANISME (CRM)

- Ingevoerd om het vereiste niveau van bevoorradingszekerheid voor België na de sluiting van de meeste kerncentrales te behouden en bedoeld om houders van elektriciteitscapaciteit te compenseren voor "missing money"
- Verdere implementatie in 2025 zorgt voor bijkomende taken (naast deze die sinds 2021 worden uitgevoerd):
 - n.a.v. eerste veiling: bepalen van de intermediaire waarden en een referentiescenario en beslissingen over verzoeken tot afwijking van de IPC, over verzoeken om indeling in capaciteitscategorieën en tot validering van de prekwalificatie- en veilingresultaten
 - n.a.v. start eerste capaciteitsleveringsperiode: controle van de correcte toepassing van de werkingsregels i.v.m. de controle van de beschikbaarheid en toepassing van eventuele boetes voor onbeschikbaarheid
 - controletaken op eerste transacties op secundaire markt

— CREG —

39

7. NETWORK CODE ON CYBERSECURITY (NCCS)

- **Doel NCCS**
Vaststellen van een Europese standaard voor de cyberbeveiliging van grensoverschrijdende elektriciteitsstromen.
- **Extra nieuwe taken CREG**
 - in het kader van haar voorlopige hoedanigheid van "**bevoegde instantie**"
 - in de hoedanigheid van **federale energieregulator** zal de CREG
 - i) de door Elia gemaakte kosten evalueren, alsook de redelijkheid, efficiëntie en evenredigheid ervan bepalen, ii) een vergelijkende analyse maken van de investeringen in cybersecuritycontroles, iii) actief deelnemen aan de *Taskforce Cybersecurity* van ACER.

— CREG —

40

8. WATERSTOF

- Belangrijkste acties voor 2025:
 - goedkeuring door de CREG van de **gedragscode** voor de toegang tot het waterstofvervoersnet
 - vaststelling van de **tariefmethodologie** voor het bepalen van de tarieven die van toepassing zijn op het waterstofvervoersnet na raadpleging van de markt
 - opvolging van de ontwikkeling van een **regulatoir kader**
 - opvolging van de **investeringsbehoeften** en de door Fluxys hydrogen NV voorgestelde investeringen en opstarten van het proces i.v.m. de realisatie van het eerste **netontwikkelingsplan** door Fluxys hydrogen NV
- Delen van expertise voor de verdere ontwikkeling van de waterstofmarkt in België en in Europa

— CREG —

41

9. FLEXIBILITEIT EN ENERGIEOVERDRACHT

- **Flexibiliteit**
 - = cruciaal voor de waarborg van de stabiliteit en betrouwbaarheid van het elektriciteitsnet
 - = zeer belangrijke uitdaging voor succesvolle energietransitie
- Bijzondere aandacht gaat o.m. naar:
 - dossiers over **balanceringsreserves**: integratie van flexibele bronnen aan vraag-en aanbodsijde
 - **rapporteren** over de **nood aan flexibiliteit** op (middel)lange termijn (cf. nieuwe EMD-verordening)
 - **coördinatie van de flexibiliteitsdiensten** op verschillende spanningsniveaus en over verschillende regelzones heen
 - uitwerking van de voorwaarden en de goedkeuring van de Europese **netcode m.b.t. demand response**

— CREG —

42

10. MARKTINTEGRATIE

- CREG is verantwoordelijk voor het **toezicht op de marktwerking** in België
- Belang van **toenemende regionale en Europese context**:
 - Verdedigen van de belangen van de Belgische consument en de Belgische marktwerking in de regionale en Europese overlegfora (*working groups, task forces, workstreams* van ACER, CEER en Europese Commissie)
 - Belangrijke dossiers zijn o.m.: de Europese markt(koppelings)mechanismen (elektriciteit), opvolging van grensoverschrijdende aardgasprojecten, faciliteren van de ontwikkeling van de (grensoverschrijdende) waterstofmarkt
 - Opvolgen van ontwikkelingen en implementatie van Europese wetgeving

— CREG —

43

11. MONITORING

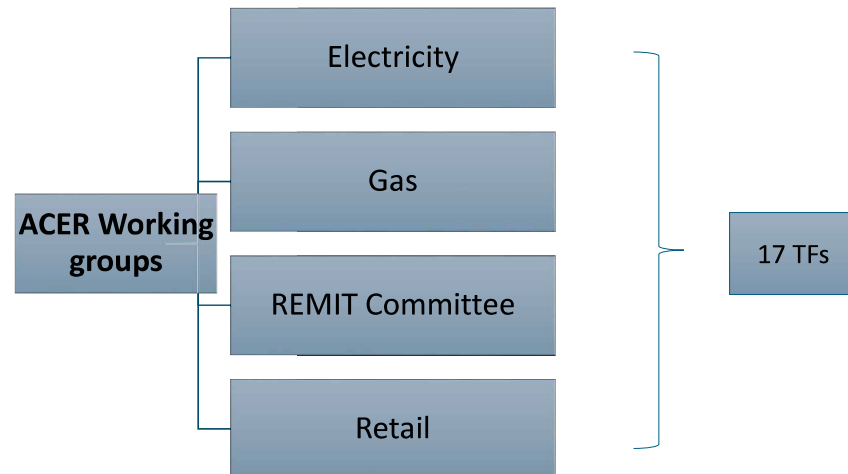
- **Permanente monitoring van de werking van de markten** ter stimulering van de duurzame en efficiënte werking ervan, ter bevordering van het algemeen belang en strevend naar betaalbare energie voor alle consumenten:
 - informeren van overheid, marktspelers en consumenten
 - aandacht voor de supranationale fundamentele elementen in licht van de integratie van de Belgische elektriciteits- en gasmarkt in de Europese regionale markten
 - verder inzetten op updaten en verbeteren van databanken in het kader van de toenemende digitalisering van de energiesector

— CREG —

44

INTERACTIE MET DE BUITENWERELD_(1/3)

- Samenwerking op Europees niveau

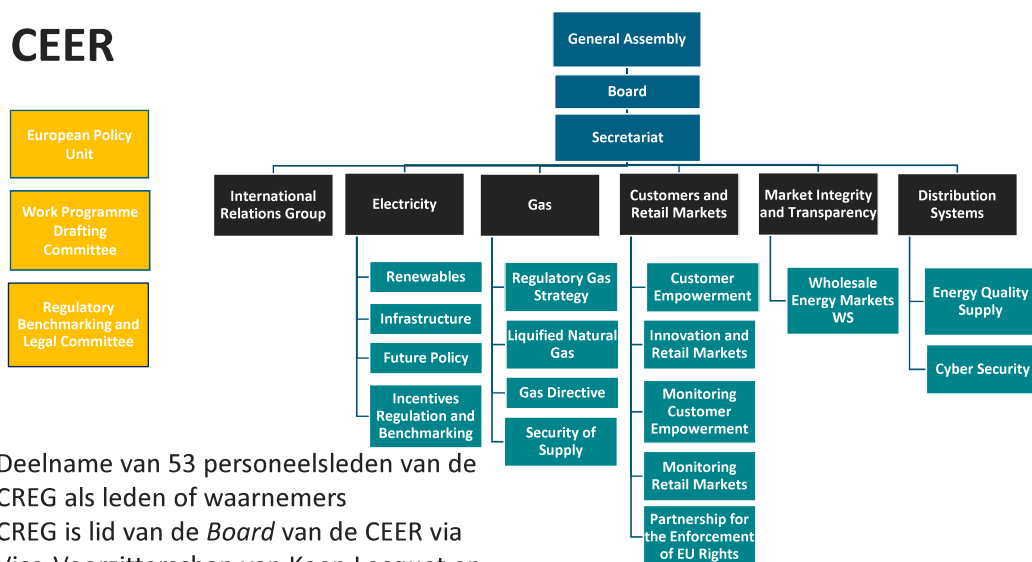


— CREG —

45

INTERACTIE MET DE BUITENWERELD_(2/3)

CEER



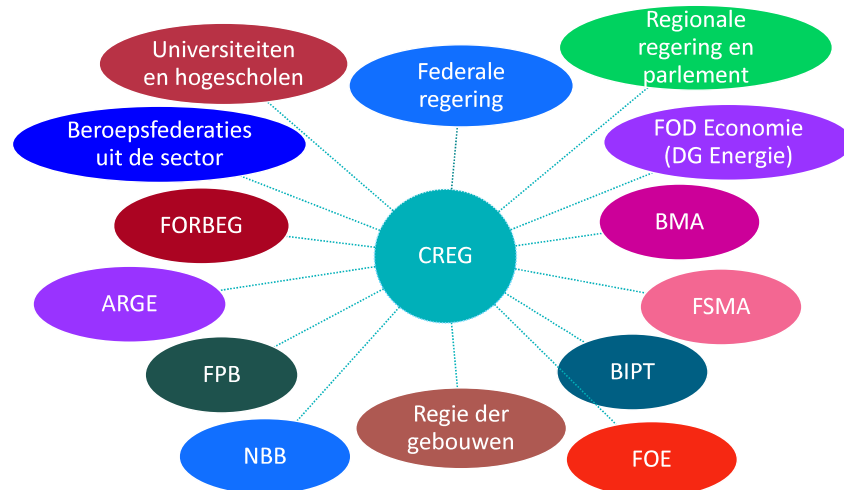
- Deelname van 53 personeelsleden van de CREG als leden of waarnemers
- CREG is lid van de *Board* van de CEER via Vice-Voorzitterschap van Koen Locquet en neemt deel aan de *General Assembly*

— CREG —

46

INTERACTIE MET DE BUITENWERELD_(3/3)

- Samenwerking op nationaal niveau



— CREG —

47

DE CREG, EEN WENDBARE INSTELLING IN LIJN MET DE DUURZAME ONTWIKKELINGSDOELSTELLINGEN (SDG'S)_(1/3)

COMMUNICATIE

- **Interne communicatie:**
 - “informereren” – “verbinden-samenwerken” – “inspireren” – “betrekken-engageren”
 - werkprocessen en samenwerkingsplatformen optimaliseren en digitaliseren
- **Externe communicatie:**
 - aandacht besteden aan een meer proactieve aanpak
 - Inzetten op het versterken en maximaal benutten van de communicatienetwerken, binnen en buiten de landsgrenzen

— CREG —

48

DE CREG, EEN WENDBARE INSTELLING IN LIJN MET DE DUURZAME ONTWIKKELINGSDOELSTELLINGEN (SDG'S) ^(2/3)

INTERNE ORGANISATIE

- De CREG wil als **kennisorganisatie** o.m. kwaliteitsvolle vormingen en opleidingen blijven aanbieden, inzetten op interne en externe kennisdeling en haar diversiteits- en inclusiebeleid versterken
- Noodzaak voor de **versterking van haar teams**
- In het kader van **cyberbeveiliging en digitalisering** zal de CREG:
 - als 'essentiële entiteit' onder de NIS2-richtlijn de nodige acties ondernemen om te voldoen aan de regels inzake cyberbeveiliging
 - Inzetten op een verdere digitalisering en automatisatie van processen

— CREG —

49

DE CREG, EEN WENDBARE INSTELLING IN LIJN MET DE DUURZAME ONTWIKKELINGSDOELSTELLINGEN (SDG'S) ^(3/3)

DUURZAME ONTWIKKELING

- De interne werkgroep "Duurzame ontwikkeling" zal inzetten op:
 - de sensibilisering van het personeel van de CREG rond de oorzaken en gevolgen van de klimaatverstoring en de uitdagingen van de energietransitie
 - de ontwikkeling van een goed begrip en een goede beheersing van het ESG-kader (*Environmental, Social & Governance* in het kader van de *Corporate Sustainability Reporting Directive*)
 - de ontwikkeling van het duurzaamheidsplan van de CREG op zowel intern als extern niveau



— CREG —

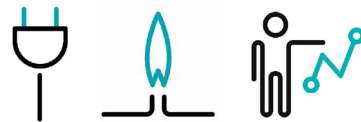
50



BUDGET - NOTE DE POLITIQUE GÉNÉRALE 2025

COMMISSION ÉNERGIE, ENVIRONNEMENT ET CLIMAT

26.11.2024



— CREG —

INTRODUCTION GÉNÉRALE

- ❖ Soumission du budget et de la note de politique générale 2025 au Parlement pour le 30 octobre
- ❖ La note de politique générale met en œuvre le plan stratégique 2024-2029 visant à développer un secteur de l'énergie durable, résilient, innovant et abordable, et est conforme à ce plan
- ❖ Contexte : contexte énergétique européen et international en constante évolution, caractérisé par la transition vers des sources d'énergie plus durables et un avenir géopolitique incertain

— CREG —

2

BUDGET 2025

ILSE TANT

Directrice Affaires Générales



— CREG —

BUDGET 2025

1. Cadre réglementaire
2. Budget et missions de la CREG
3. Principes et structure budgétaires
4. Budget « *Business as Usual* »
5. Taxation des surprofits
6. Synthèse

— CREG —

4

Budget 2025

1. CADRE RÉGULATOIRE

— CREG —

1. CADRE RÉGULATOIRE

Le cadre réglementaire est déterminé par les législations européennes et belges :

- le régulateur est indépendant;

Art. 59(4) directive 2019/944

Les États membres garantissent l'indépendance de l'autorité de régulation et veillent à ce qu'elle exerce ses compétences de manière impartiale et transparente. À cet effet, les États membres veillent à ce que, dans l'exécution des tâches de régulation qui lui sont conférées par la présente directive et la législation connexe, l'autorité de régulation:

- a) soit juridiquement distincte et fonctionnellement indépendante d'autres entités publiques ou privées;*
- b) veille à ce que son personnel et les personnes chargées de sa gestion:*
 - i) Agissent indépendamment de tout intérêt commercial ; et*
 - ii) ne sollicitent ni n'acceptent d'instructions directes d'aucun gouvernement ou autre entité publique ou privée dans l'exécution des tâches de régulation. Cette exigence est sans préjudice d'une étroite concertation , le cas échéant, avec les autres autorités nationales concernées ou d'orientations générales édictées par le gouvernement qui ne concernent pas les missions et compétences de régulation prévues à l'article 59.*

— CREG —

1. CADRE RÉGULATOIRE

Le cadre réglementaire est déterminé par les législations européennes et belges :

- le régulateur doit disposer de moyens humains et financiers suffisants pour exercer ses missions légales;
- le régulateur dispose d'une autonomie budgétaire quant à l'utilisation de ses moyens;

Art. 59(5) directive 2019/944

Afin de protéger l'indépendance de l'autorité de régulation, les États membres veillent notamment à ce que :

- a) l'autorité de régulation puisse prendre des décisions de manière autonome, indépendamment de tout organe politique;*
- b) l'autorité de régulation dispose de toutes les ressources humaines et financières nécessaires pour s'acquitter de ses tâches et exercer ses pouvoirs de manière effective et efficace;*
- c) l'autorité de régulation bénéficie de crédits budgétaires annuels séparés et d'une autonomie dans l'exécution du budget alloué.*

— CREG —

7

1. CADRE RÉGULATOIRE

Le cadre légal interne est principalement régi par les lois du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (« loi électricité ») et du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations (« loi gaz »):

- le budget et la note de politique générale sont transmis au Parlement pour approbation avant le 30 octobre de chaque année
(Art. 25, § 5, 3^e et 4^e alinéa de la loi électricité);
- le budget est financé principalement via les accises spéciales électricité (articles 21bis, § 1^{er}, alinéas 2 à 5 et 25, § 3 de la loi électricité) et gaz (article 15/11, § 1^{er} bis, alinéas 2 à 5 de la loi gaz);
- la CREG communique les comptes annuels, accompagnés du rapport du réviseur, à la Chambre des représentants et à la Cour des comptes, avant le 1^{er} mai N+1 (conformément à l'article 25, § 5, 1^{er} et 2^e alinéas de la loi électricité et à l'article 5, § 3, de la loi du 29 octobre 1846 relative à l'organisation de la Cour des comptes).

— CREG —

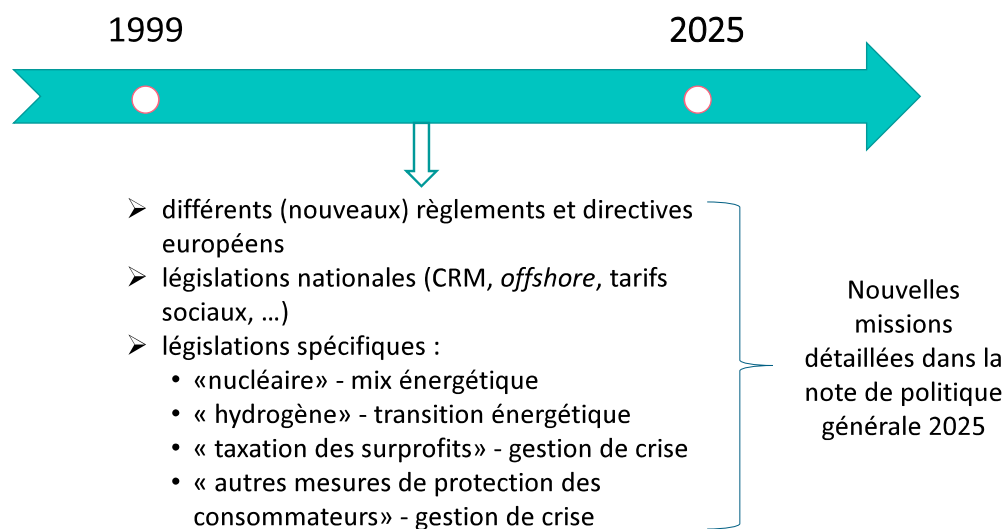
8

Budget 2025

2. BUDGET ET MISSIONS DE LA CREG

— CREG —

2. BUDGET ET MISSIONS DE LA CREG

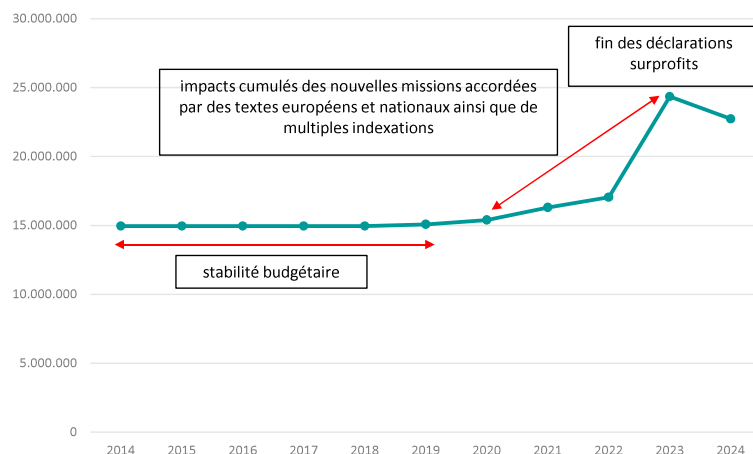


— CREG —

10

2. BUDGET ET MISSIONS DE LA CREG

Evolution du budget approuvé de la CREG 2014-2024 (€)



— CREG

11

Budget 2025

3. PRINCIPES ET STRUCTURE BUDGÉTAIRES

— CREG

3. PRINCIPES ET STRUCTURE BUDGÉTAIRES

➤ PRINCIPES BUDGÉTAIRES

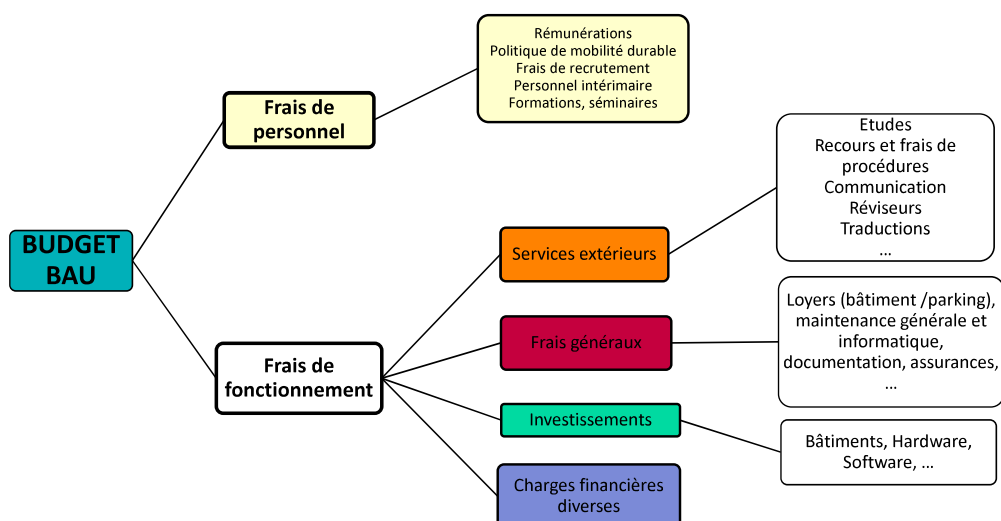
- ❖ en adéquation avec les missions et les objectifs de la Note de politique générale;
- ❖ basés sur une évaluation des besoins réels et les montants consommés en 2024;
- ❖ recherche d'efficacité et d'efficience;
- ❖ distinction entre budget « *Business as Usual* » et budget « *Taxation des surprofits* »;
- ❖ facteurs d'incertitude pour le futur;
- ❖ suit les principes de la loi du 22 mai 2003 mais pas toutes les dispositions en raison des spécificités de la CREG (pas de tutelle ministérielle);
- ❖ crédits annuels : les crédits non-utilisés sont reversés au budget fédéral (2 ans après);
- ❖ budget alimenté par des fonds budgétaires (principalement accises spéciales gaz et électricité).

— CREG —

13

3. PRINCIPES ET STRUCTURE BUDGÉTAIRES

➤ STRUCTURE BUDGÉTAIRE



— CREG —

14

Budget 2025

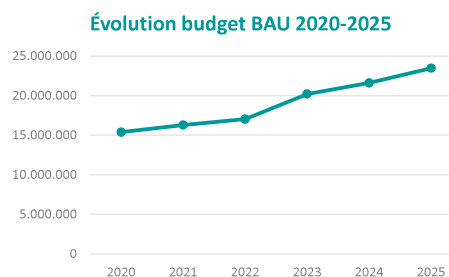
4. BUDGET « BUSINESS AS USUAL »

— CREG —

4. BUDGET CREG - BUSINESS AS USUAL

➤ APERÇU GENERAL

Description	Budget 2025	Budget 2024	2025/2024 (€)	2025/2024 (%)
Frais de personnel	18.294.826	16.887.480	1.407.346	+8,3%
Frais de fonctionnement	5.182.290	4.731.331	450.959	+9,5%
TOTAL	23.477.116	21.618.811	1.858.305	+8,6%



D'une manière générale, le budget « Business as usual » (= sans surprofits) suit l'inflation, y compris pendant l'année de crise 2022, avec, depuis 2022, des augmentations pour les nouvelles missions (CRM, hydrogène, nucléaire). Pour 2025, outre l'inflation, l'augmentation est principalement due aux besoins en ETP supplémentaires et en (investissements) IT.

— CREG —

16

4. BUDGET CREG - BUSINESS AS USUAL

➤ FRAIS DE PERSONNEL

Description	Budget 2025	Budget 2024	2025/2024 (€)	2025/2024 (%)
Rémunérations et charges	17.350.692	15.784.671	1.566.021	+9,9%
Politique de mobilité durable	678.385	558.099	120.286	+21,6%
Frais de recrutement	90.000	69.210	20.790	+30,0%
Personnel intérimaire	30.000	143.000	-113.000	-79,0%
Formations, séminaires	145.750	132.500	13.250	+10,0%
TOTAL	18.297.431	16.687.480	1.407.346	+8,3%

- Ajustement du personnel : renforcements structurels des équipes en 2025
- Indexation structurelle : une indexation de prévue (en mars 2025, selon la dernière estimation du BfP de novembre 2024)
- Diminution personnel intérimaire puisque renforcement structurel
- Accent sur la formation

— CREG —

17

4. BUDGET CREG - BUSINESS AS USUAL

➤ FRAIS DE PERSONNEL : 8 ETP SUPPLÉMENTAIRES

- Impact du contexte européen : ACER, CEER et nouvelles réglementations (*Electricity Market Design, Remit II, networkcode Cybersecurity, gaz- and hydrogen decarbonisation package, networkcode demand response, etc.*)
- Impact du contexte national : CRM/sécurité d’approvisionnement, opérationnalisation contrôles/avis LTO, cadre réglementaire hydrogène, organisation flexibilité avec les régions, contrôle plan de développement et des investissements
- Renforcement et organisation ➔ travail en équipe/tandem en assurant un backup (fonctionnement du marché, marchés balancing, interconnexions et allocations de capacité, offshore)
- Renforcement du soutien IT aux applications business (Database CRM, Database prix)



1 ETP affaires européennes
+
6 ETP business
+
1 ETP IT

— CREG —

18

4. BUDGET CREG - *BUSINESS AS USUAL*

➤ FRAIS DE FONCTIONNEMENT

➔ Service extérieurs

Description	Budget 2025	Budget 2024	2025/2024 (€)	2025/2024 (%)
Etudes extérieures Comité Direction	1.003.448	1.079.703	-76.255	-7,1%
Etudes extérieures Conseil consultatif	100.000	100.000	0	0,0%
Service de communication	175.000	175.000	0	0,0%
Serv. ext. (réviseur, traduct, secret soc.,...)	149.500	137.745	11.755	+8,5%
Recours décisions CREG et frais procédures	481.000	485.000	-4.000	-0,8%
TOTAL	1.908.948	1.977.448	-68.500	-3,5%

- Etudes:
 - potentiel des électrolyseurs, benchmark des tarifs, flexibilité, déménagement, etc.
 - CRM en 2025 : deux enchères et première année de livraison de capacité
 - études internes: offshore, pompe à chaleur
- Mise en place d'une politique de communication
- Stabilisation des frais de recours et de procédures (CRM, ...)

— CREG —

19

4. BUDGET CREG - *BUSINESS AS USUAL*

➤ FRAIS DE FONCTIONNEMENT

➔ Frais généraux

Description	Budget 2025	Budget 2024	2025/2024 (€)	2025/2024 (%)
Loyer bâtiment, parkings + charges	1.126.000	1.109.409	16.591	1,5%
Entretien locaux et sécurité bâtiment	151.700	147.650	4.050	2,7%
Maintenance générale et informatique	525.799	387.476	138.323	35,7%
Documentation	281.800	222.000	59.800	26,9%
Téléphonie, poste, courrier express	23.410	22.860	550	2,4%
Fournitures de bureau	15.000	9.000	6.000	66,7%
Frais de réunions et de représentation	122.232	116.660	5.572	4,8%
Frais de déplacements	50.750	85.000	-34.250	-40,3%
Frais d'affiliation	56.546	52.075	4.471	8,6%
Frais divers	30.600	23.690	6.910	29,2%
Assurances	147.380	135.788	11.592	8,5%
Taxes	294.600	204.075	90.525	44,4%
TOTAL	2.825.817	2.515.683	310.134	12,3%

- Majorité des dépenses incompressibles et dépendantes de facteurs externes (indexation directe et indirecte)
- Frais informatiques et documentation en augmentation: REMITII, Cybersecurity, licences additionnelles
- Frais de déplacements en diminution

— CREG —

20

4. BUDGET CREG - *BUSINESS AS USUAL*

➤ FRAIS DE FONCTIONNEMENT

➔ Investissements

Description	Budget 2025	Budget 2024	2025/2024 (€)	2025/2024 (%)
Investissements	438.600	231.000	207.600	89,9%
TOTAL	438.600	231.000	207.600	89,9%

- Investissements IT :
 - développement base de données CRM;
 - digitalisation/automatisation des processus;
 - intégration IA;
 - nouveau logiciel comptable (*workflow*);
 - Update website.

— CREG —

21

4. BUDGET CREG - *BUSINESS AS USUAL*

➤ FRAIS DE FONCTIONNEMENT

➔ Charges financières diverses

Description	Budget 2025	Budget 2024	2025/2024 (€)	2025/2025 (%)
Charges financières diverses	8.925	7.200	1.725	24,0%
TOTAL	8.925	7.200	1.725	24,0%

— CREG —

22

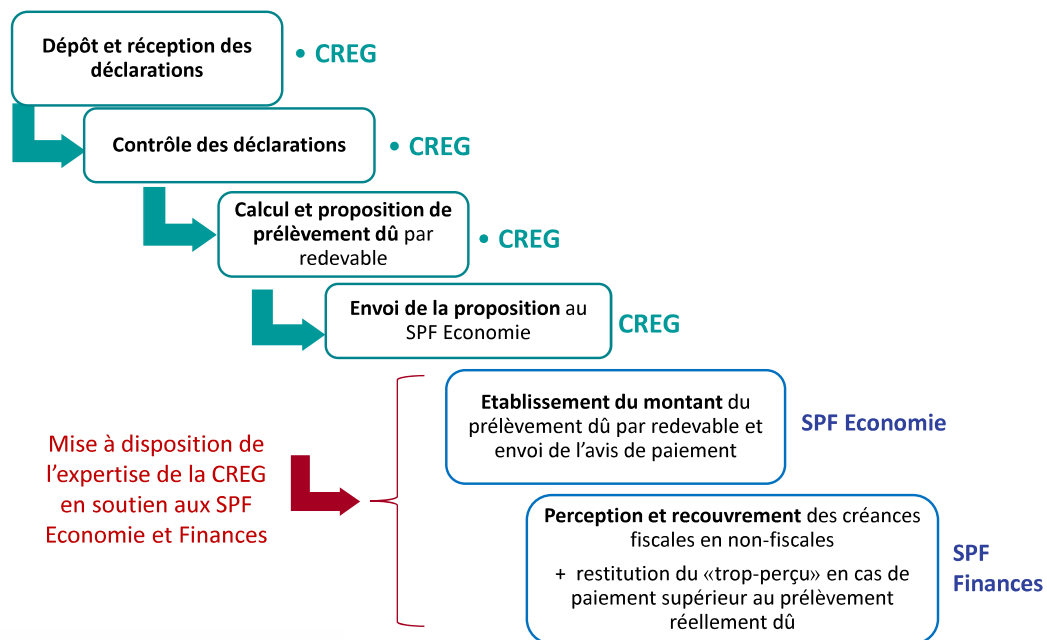
Budget 2025

5. TAXATION DES SURPROFITS

— CREG —

5. TAXATION DES SURPROFITS

➤ TÂCHES FISCALE CONFIÉES À LA CREG 2022 -2024

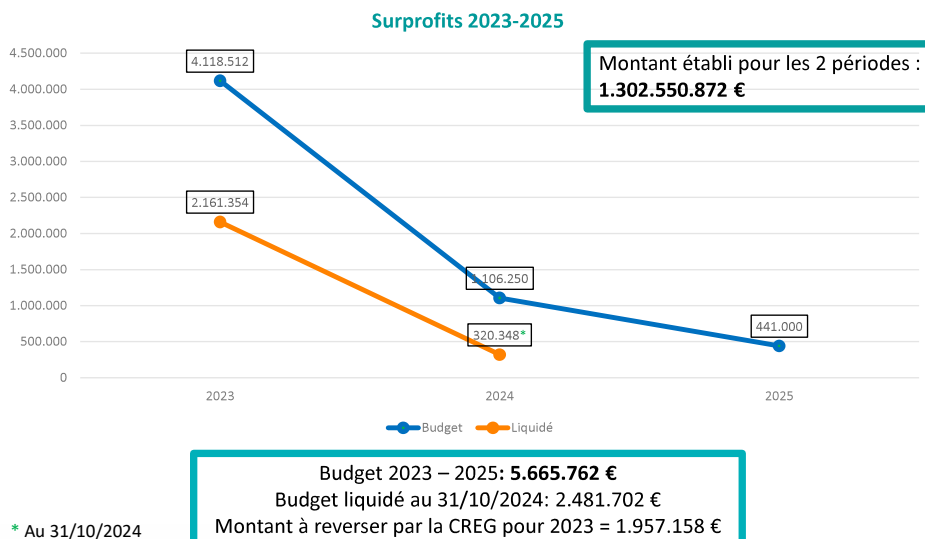


— CREG —

24

5. TAXATION DES SURPROFITS

➤ Surprofits 2023-2025 : Budget vs Liquidé



— CREG

25

5. TAXATION DES SURPROFITS

➤ BUDGET 2025

Description	Budget
Support informatique	141.000
Assistance juridique	250.000
Consultance externe	50.000
TOTAL 2025	441.000

- Maintien en activité de la plateforme informatique pendant 5 ans
- Traitement des recours (frais de consultance et d'avocats)

— CREG

26

Budget 2025

7. SYNTHÈSE

— CREG —

7. SYNTHÈSE

PROPOSITION D'APPROBATION DU BUDGET CREG 2025

- Nouvelles législations, complexité croissante et une organisation robuste demandent un renforcement du personnel de la CREG
- Investissements importants dans la digitalisation, dans l'automatisation et dans la sécurité IT pour rendre le fonctionnement de la CREG encore plus efficient
- Demande d'approbation des budgets suivants pour l'exercice 2025 :
 - 23.477.116 € (*business as usual*)
 - 441.000 € (mission «taxation des surprofits»)

TOTAL BUDGÉTAIRE 2025 = 23.918.116 €

— CREG —

28

NOTE DE POLITIQUE GÉNÉRALE 2025



— CREG —

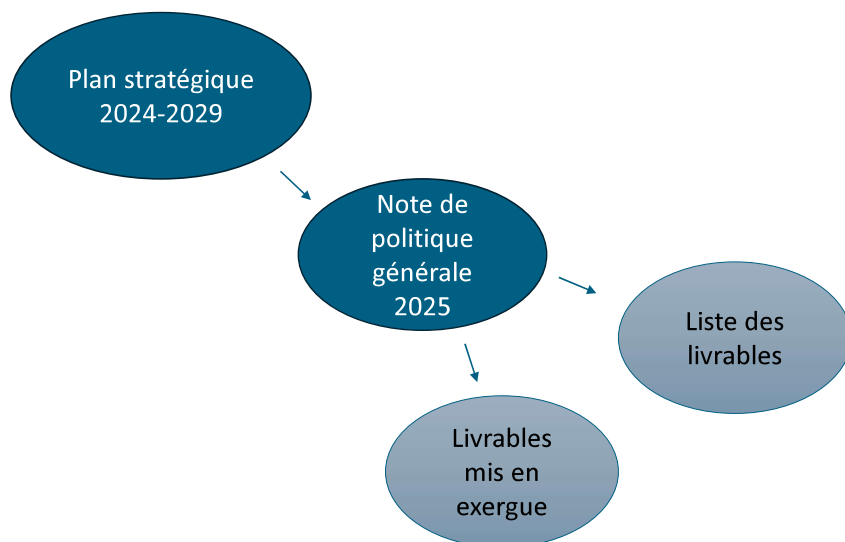
STRUCTURE DE LA NOTE DE POLITIQUE GÉNÉRALE

- Introduction
- Méthodologie
- Orientations stratégiques : durabilité, résilience, innovation et abordabilité
- Livrables mis en exergue
- Interaction avec le monde extérieur
- La CREG, une institution agile en phase avec les Objectifs de Développement Durable (ODD)

— CREG —

30

MÉTHODOLOGIE



— CREG —

31

ORIENTATIONS STRATÉGIQUES : DURABILITÉ, RÉSILIENCE, INNOVATION ET ABORDABILITÉ

14 orientations stratégiques, selon les 4 axes qui sous-tendent la vision CREG

Axes	Orientations stratégiques 2024-2029
<i>Durabilité</i>	1. Eolien offshore : le vent de la transition énergétique 2. Développement d'un marché pour l'hydrogène et autres gaz bas carbone 3. Mise en œuvre du principe de primauté de l'efficacité énergétique
<i>Résilience</i>	1. Promotion de la flexibilité de marché pour une gestion efficiente de l'équilibre de réseaux 2. Renforcement de la coopération transfrontalière pour une intégration accrue des marchés 3. Financement adéquat des besoins d'investissement dans les infrastructures de réseaux 4. Une approche systémique intégrée pour faciliter la transition énergétique
<i>Innovation</i>	1. Un cadre réglementaire propice à l'innovation 2. Des monitorings de marché renforcés pour une transparence accrue dans un environnement de plus en plus numérique
<i>Abordabilité</i>	1. Des tarifs de réseaux qui allient intérêts des consommateurs et besoins de la transition énergétique 2. Monitoring renforcé des prix 3. Une protection efficace des consommateurs vulnérables ou en précarité énergétique 4. Une compétitivité soutenue pour un avenir durable 5. Un engagement constant envers une gestion responsable des ressources publiques

Coopération extérieure à différents degrés de gouvernance et de décision

— CREG —

32

LIVRABLES MIS EN EXERGUE

1. Protection des consommateurs - Protéger les clients vulnérables
2. REMIT II
3. Financement des infrastructures et méthodologie tarifaire
4. Energie éolienne offshore
5. Energie nucléaire
6. Mécanisme de rémunération de la capacité (CRM)
7. Network Code on Cybersecurity (NCCS)
8. Hydrogène
9. Flexibilité et transfert d'énergie
10. Intégration de marché
11. Monitoring

— CREG —

33

1. PROTECTION DES CONSOMMATEURS - PROTÉGER LES CLIENTS VULNÉRABLES

- Mesures pour des **prix de l'énergie compréhensibles, comparables et abordables**
- Introduction d'un **contrat type** pour faciliter la comparabilité entre les fournisseurs de produits et les prix pour les consommateurs
- Renforcement de l'**accord de consommateurs**
- Champ d'application des **tarifs sociaux**
- Lutte contre la **précarité énergétique** pour garantir le droit à l'accès à une énergie abordable pour tous

— CREG —

34

2. REMIT II

- **Le champ d'application du règlement REMIT est élargi** (cf. adaptation des définitions de manipulation de marché et d'information privilégiée, couverture de nouveaux marchés (GNL, équilibrage, etc.), intégration de nouveaux systèmes technologiques, ...)
- **Les tâches de la CREG sont élargies :**
 - Faciliter la bonne transposition en droit belge
 - Informer les acteurs du marché de manière transparente et didactique
 - Suivre l'enregistrement des acteurs du marché
 - *Case management*
 - Entretenir des contacts avec la FSMA, l'ABC et les régulateurs des pays voisins

— CREG —

35

3. FINANCEMENT DES INFRASTRUCTURES ET MÉTHODOLOGIE TARIFAIRE

- **Préparation de la méthodologie tarifaire 2028-2031**
- Attention particulière au financement des investissements
 - ➔ cf. Hackathon sur la question du financement des infrastructures de réseau qui a donné lieu à un « *white paper* » intitulé « *No transition without transmission* »
 - ➔ publication de la version finale prévue à la fin de 2024

— CREG —

36

4. ENERGIE ÉOLIENNE OFFSHORE

- Exécution de **tâches légales** dans le cadre de la régulation des parcs éoliens *offshore* dans la ZEE belge
- Intégration des **recommandations** du **rapport d'audit** de la **Cour des comptes** :
 - Monitoring précis et étude annuelle sur l'évolution des recettes et des dépenses des parcs éoliens en mer
 - Suivi des appels d'offres pour l'énergie éolienne *offshore* à l'étranger
 - Etude du nombre et des raisons de mises à l'arrêt d'éoliennes et examen de la possibilité d'une répartition plus équitable des coûts
- Participation à des **task forces** nationales et européennes

— CREG —

37

5. ENERGIE NUCLÉAIRE

- Outre un certain nombre de missions annuelles récurrentes, la **CREG se voit confier un nouvel ensemble de tâches et de compétences** dans le cadre de la prolongation de la durée de vie de Doel 4 et de Tihange 3 :
 - établissement d'avis préalables sur les décisions de BE-WATT
 - analyse des informations reçues dans le cadre du reporting des coûts des centrales soumises à la contribution de répartition et traitement structuré de ces données
 - concertation et possibilité d'échange d'informations avec la Commission des provisions nucléaires, l'AFCN, l'ONDRAF et Hedera

— CREG —

38

6. MÉCANISME DE RÉMUNÉRATION DE LA CAPACITÉ (CRM)

- Introduit pour maintenir le niveau de sécurité d'approvisionnement requis pour la Belgique après la fermeture de la plupart des centrales nucléaires et destiné à compenser les détenteurs de capacités d'électricité pour le manque à gagner
- La poursuite de la mise en œuvre en 2025 entraînera des tâches supplémentaires (en plus de celles réalisées depuis 2021) :
 - après la première vente aux enchères : détermination des valeurs intermédiaires et d'un scénario de référence et décisions sur les demandes de dérogation à l'IPC, sur les demandes de classement dans des catégories de capacités et de validation des résultats de la préqualification et de l'enchère
 - après le début de la première période de fourniture de capacités : contrôle de l'application correcte des règles de fonctionnement en ce qui concerne le contrôle de la disponibilité et de l'application d'éventuelles pénalités d'indisponibilité
 - tâches de contrôle sur les premières transactions sur le marché secondaire

— CREG —

39

7. NETWORK CODE ON CYBERSECURITY (NCCS)

- **Objectif NCCS**
Établissement d'une norme européenne pour la cybersécurité des flux transfrontaliers d'électricité.
- **Nouvelles tâches CREG**
 - en sa qualité provisoire d'« **autorité compétente** »
 - en sa qualité de **régulateur fédéral de l'énergie**, la CREG
 - i) évaluera les coûts supportés par Elia, ainsi que leur caractère raisonnable, efficace et proportionné, ii) effectuera une analyse comparative des investissements dans les contrôles de cybersécurité et iii) participera activement à la *Taskforce Cybersecurity* de l'ACER.

— CREG —

40

8. HYDROGÈNE

- Actions majeures pour 2025 :
 - approbation par la CREG du **code de bonne conduite** pour l'accès au réseau de transport d'hydrogène
 - établissement de la **méthodologie tarifaire** pour déterminer les tarifs applicables au réseau de transport d'hydrogène après consultation du marché
 - suivi de l'élaboration d'un **cadre réglementaire**
 - suivi des **besoins d'investissement** et des investissements proposés par Fluxys hydrogen SA et lancement du processus lié à la réalisation du premier **plan de développement du réseau** par Fluxys hydrogen SA
- Partage de l'expertise pour développer le marché de l'hydrogène en Belgique et en Europe

— CREG —

41

9. FLEXIBILITÉ ET TRANSFERT D'ÉNERGIE

- **Flexibilité**
 - = cruciale pour assurer la stabilité et la fiabilité du réseau d'électricité
 - = défi très important pour la réussite de la transition énergétique
- Attention particulière accordée notamment aux éléments suivants :
 - dossiers sur les **réserves d'équilibrage** : intégration de sources flexibles du côté de l'offre et de la demande
 - **rapport** sur le **le besoin de flexibilité** à (moyen) long terme (cf. nouveau règlement EMD)
 - **coordination des services de flexibilité** à différents niveaux de tension et dans différentes zones de réglage
 - élaboration des conditions et approbation du **code de réseau européen sur la demand response**

— CREG —

42

10. INTÉGRATION DE MARCHÉ

- La CREG est chargée de **superviser le fonctionnement du marché** en Belgique
- Importance croissante du **contexte régional et européen** :
 - Défense des intérêts des consommateurs belges et du fonctionnement du marché belge dans les forums de concertation régionaux et européens (*working groups, task forces, workstreams* de l'ACER, du CEER et de la Commission européenne)
 - Les dossiers importants sont notamment : les mécanismes (de couplage) des marchés européens (électricité), le suivi des projets transfrontaliers de gaz naturel, la facilitation du développement du marché (transfrontalier) de l'hydrogène
 - Suivi de l'évolution et de la mise en œuvre de la législation européenne

— CREG —

43

11. MONITORING

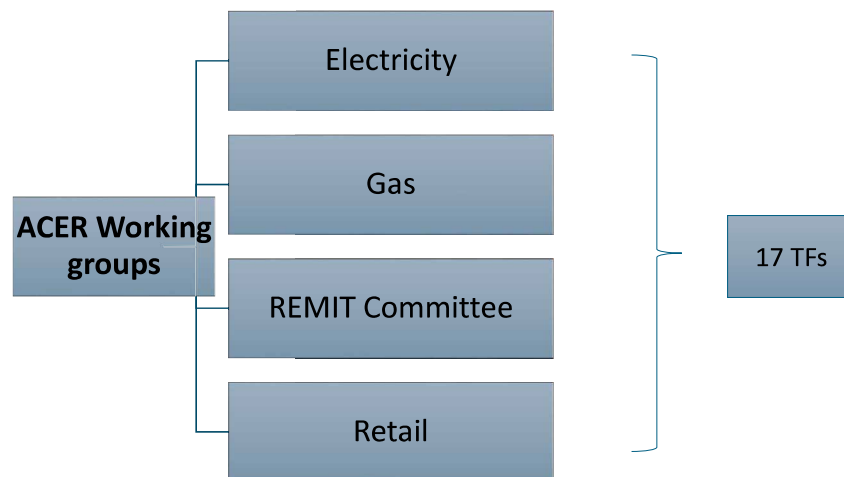
- **Monitoring permanent du fonctionnement des marchés** afin d'encourager leur fonctionnement durable et efficace, de promouvoir l'intérêt général et de s'efforcer d'offrir une énergie abordable à tous les consommateurs :
 - informer les autorités, les acteurs du marché et les consommateurs
 - mettre l'accent sur les composantes fondamentales supranationales à la lumière de l'intégration du marché belge de l'électricité et du gaz dans les marchés régionaux européens
 - continuer à se focaliser sur la mise à jour et l'amélioration des bases de données dans le cadre de la numérisation croissante du secteur de l'énergie

— CREG —

44

INTERACTION AVEC LE MONDE EXTÉRIEUR^(1/3)

- Collaboration au niveau européen

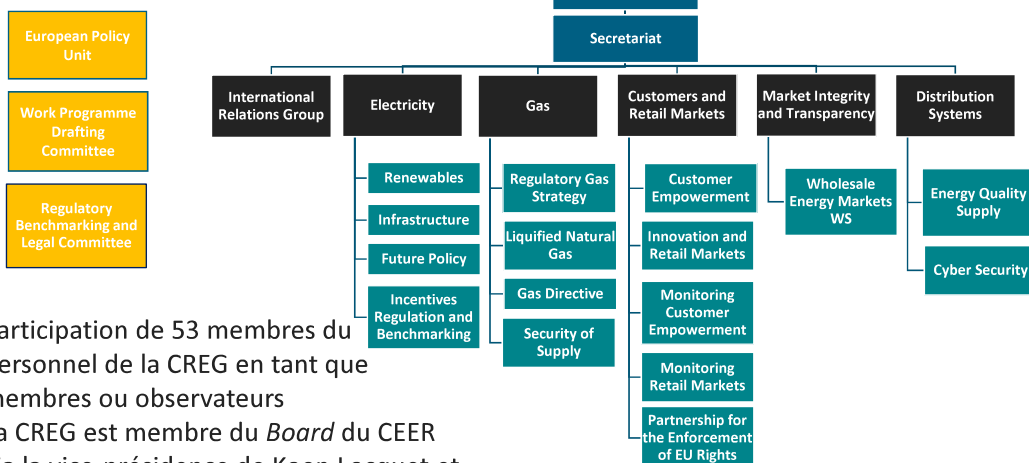


— CREG —

45

INTERACTION AVEC LE MONDE EXTÉRIEUR^(2/3)

CEER



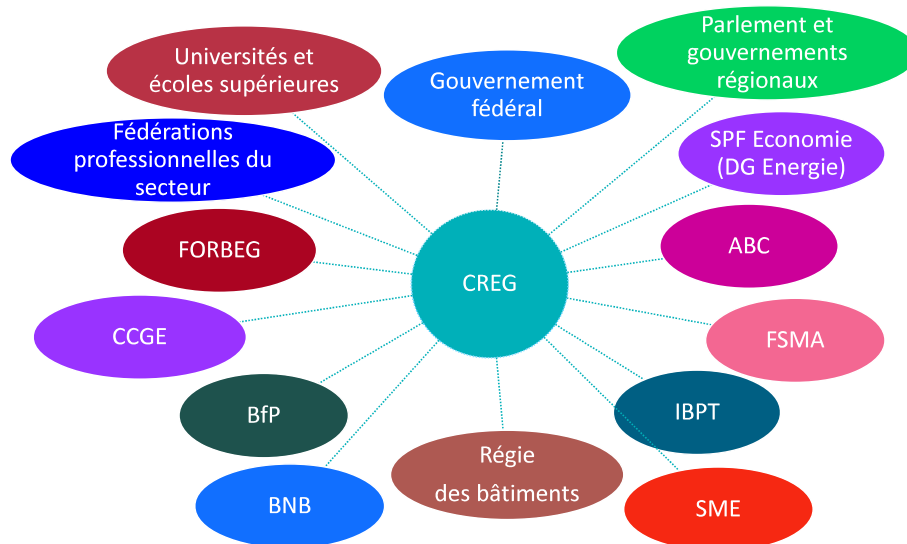
- Participation de 53 membres du personnel de la CREG en tant que membres ou observateurs
- La CREG est membre du *Board* du CEER via la vice-présidence de Koen Locquet et participe à la *General Assembly*

— CREG —

46

INTERACTION AVEC LE MONDE EXTÉRIEUR_(3/3)

- Collaboration au niveau national



— CREG —

47

LA CREG, UNE INSTITUTION AGILE EN PHASE AVEC LES OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT DURABLE (ODD)_(1/3)

COMMUNICATION

- **Communication interne :**
 - « informer » - « rassembler-collaborer » - « inspirer » - « impliquer-engager »
 - optimisation et numérisation des processus de travail et des plateformes de collaboration
- **Communication externe :**
 - attention accordée à une approche plus proactive
 - efforts pour renforcer et tirer le plus grand profit des réseaux de communication, tant à l'intérieur qu'à l'extérieur des frontières nationales

— CREG —

48

LA CREG, UNE INSTITUTION AGILE EN PHASE AVEC LES OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT DURABLE (ODD)_(2/3)

ORGANISATION INTERNE

- En tant que **centre de connaissances**, la CREG veut continuer à offrir, entre autres, une formation de qualité, à se concentrer sur le partage des connaissances en interne et externe et à renforcer sa politique de diversité et d'inclusion
- Nécessité de **renforcer ses équipes**
- Dans le cadre de la **cybersécurité et de la digitalisation**, la CREG :
 - en tant qu'« entité essentielle » au sens de la directive NIS2, prendra les mesures nécessaires pour se conformer aux règles en matière de cybersécurité
 - s'engagera à poursuivre la numérisation et l'automatisation des processus

— CREG —

49

LA CREG, UNE INSTITUTION AGILE EN PHASE AVEC LES OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT DURABLE (ODD)_(3/3)

DÉVELOPPEMENT DURABLE

- Le groupe de travail interne « Développement durable » travaillera sur les points suivants :
 - sensibiliser le personnel de la CREG aux causes et aux conséquences du dérèglement climatique et aux défis de la transition énergétique
 - le développement d'une bonne compréhension et d'une bonne maîtrise du cadre ESG (*Environmental, Social & Governance* dans le cadre de la *Corporate Sustainability Reporting Directive*)
 - le développement du plan de durabilité de la CREG, tant au niveau interne qu'externe

— CREG —



50

