

**REACTIE VAN DE CREG OP DE PUBLIEKE CONSULTATIE OVER
DE METHODOLOGIE, DE BASISGEGEVENS EN –SCENARIO’S
VOOR DE STUDIE VAN DE BEVOORRADINGSZEKERHEID EN
DE BEHOEFTE AAN FLEXIBILITEIT VOOR HET BELGISCHE
ELEKTRICITEITSSYSTEEM VOOR DE PERIODE 2024-2034 MET
INBEGRIIP VAN DE SCENARIO PARAMETERS VOOR DE “LOW
CARBON TENDER” VOOR 2024-25**

28 November 2028

INHOUDSOPGAVE

1	General comments	3
2	Input data for market and flexibility simulations	3
2.1	Generation.....	3
2.1.1	Individually modelled thermal generation	3
2.1.2	Renewable energy sources and non-CIPU thermal units	3
2.2	ELECTRICITY DEMAND	4
2.2.1	Total electricity demand.....	4
2.2.2	Electrification of transport	6
2.3	FLEXIBILITY.....	7
2.3.1	Storage.....	7
2.3.2	Industry flexibility	7
2.3.3	End-user flexibility	7
2.3.4	Electrolysers	8
2.4	ECONOMIC AND TECHNICAL VARIABLES.....	8
2.4.1	Fuel and CO2 prices	8
2.4.2	Investment costs – WACC – Etude Boudt.....	8
2.4.3	Outages.....	10
2.4.4	Flexibility characteristics	10
2.5	FLOW-BASED DOMAINS	10
2.6	DATA FOR OTHER COUNTRIES.....	10
2.7	DATASET FOR LOW-CARBON TENDER (LCT).....	10
3	Update of peer review of “cost of capacity for calibration of Belgian CRM” – AFRY Study.....	10

3.1	Remarque générale sur l'établissement des coûts fixes pris en compte	10
3.2	Redevance de transport de gaz	11
3.3	Coût des produits chimiques, de l'eau et du rejet des eaux usées	11
3.4	Coût de la capacité de soutirage et de l'électricité	11
3.5	Contingence pour la maintenance non planifiée	12
3.6	Impôts fonciers et frais de location de terrains	12
3.7	Frais administratifs	12
3.8	Frais fixes de transport d'électricité	12
3.9	Provision pour les entretiens majeurs.....	12
3.10	Référence pour le coût d'un ETP	13
3.11	Évolution de l'IPP pour le produit industriel et de l'indice du coût de la main-d'œuvre pour le secteur de la fourniture d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné.....	13
3.12	Indice des coûts et des prix de l'EPC	13
3.13	Prise en compte des coûts variables et des coûts de démarrage	14
4	Methodology	14
4.1	Unit Commitment and Economic Dispatch	14
4.2	Adequacy study	14
4.3	Adequacy patch	14
4.4	Climate years	14
4.5	Cross-border exchange capacities.....	15
4.6	Hourly electricity consumption	16
4.7	Economic viability assessment	16
4.8	Methodology for the assessment on short-term flexibility	18
4.9	Assumptions for the assessment of short-term flexibility	18
5	Sensitivities.....	19
6	Results	20

1 General comments

1. De CREG verwelkomt de inspanning van Elia om een exhaustieve publieke raadpleging te organiseren.

The consultation period is extremely short considering the holiday period at the beginning of the consultation period and the vast amount of data and documents consulted upon. Een gebrek aan reactie op bepaalde gegevens of documenten impliceert niet dat de CREG deze gegevens of documenten volledig onderschrijft.

Le document mentionne qu'Elia va publier son point de vue sur l'évolution de la consommation électrique des industries, centres logistiques et data centers jusqu'en 2050. Les profils de consommation seront également publiés ultérieurement. Cette analyse et ses données devront également être soumises à une consultation publique.

2 Input data for market and flexibility simulations

2.1 GENERATION

2.1.1 Individually modelled thermal generation

2. Wordt in de simulaties rekening gehouden met de werkelijke datum van uitdienstname van een capaciteit of wordt rekening gehouden met de situatie op het einde van het jaar zoals voorgesteld in sheet 1.1 van het Excelbestand?

3. L'unité de Zandvliet Power a communiqué une augmentation de sa capacité installée de 400 MW à 419 MW or Elia tient compte d'une puissance de 386,2 MW. Quelle est la raison de cet écart?

2.1.2 Renewable energy sources and non-CIPU thermal units

4. Selon les explications fournies, la base de données interne d'Elia répertorie les unités de production thermique non-CIPU raccordées aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. Les installations sur les sites industriels et raccordées aux réseaux fermés de distribution sont-elles toutes répertoriées ? Les capacités inférieures à 1 MW sont-elles reprises ?

5. Un ralentissement du rythme d'installation des PV après 2024 ne semble pas compatible avec les hypothèses prises en matière d'électrification. La CREG propose d'envisager, dans le scénario de base, un maintien de la croissance de 1000 MW par an pendant la période de l'étude.

2.2 ELECTRICITY DEMAND

2.2.1 Total electricity demand

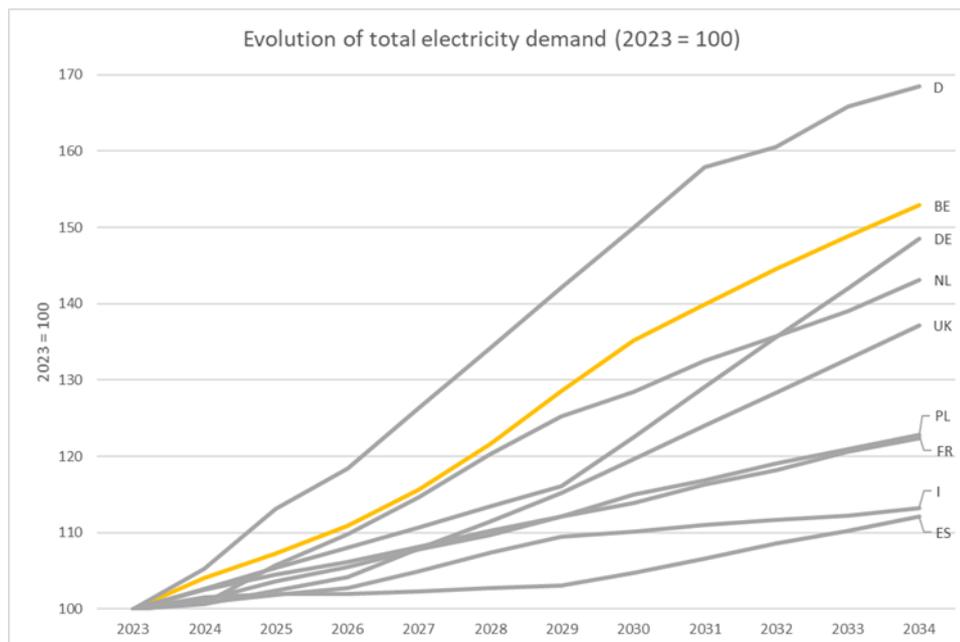
6. La prévision de la demande totale d'électricité pour la Belgique est basée sur l'outil développé par Climact et déjà utilisé dans la précédente étude Adequacy & Flexibility (2021). Cette prévision ne tient pas compte de la demande supplémentaire d'électricité qui pourrait se produire dans le secteur industriel et/ou de la croissance de nouvelles industries, notamment les data centers. Une fourchette est ainsi proposée par Elia pour prendre en compte cette électrification supplémentaire.

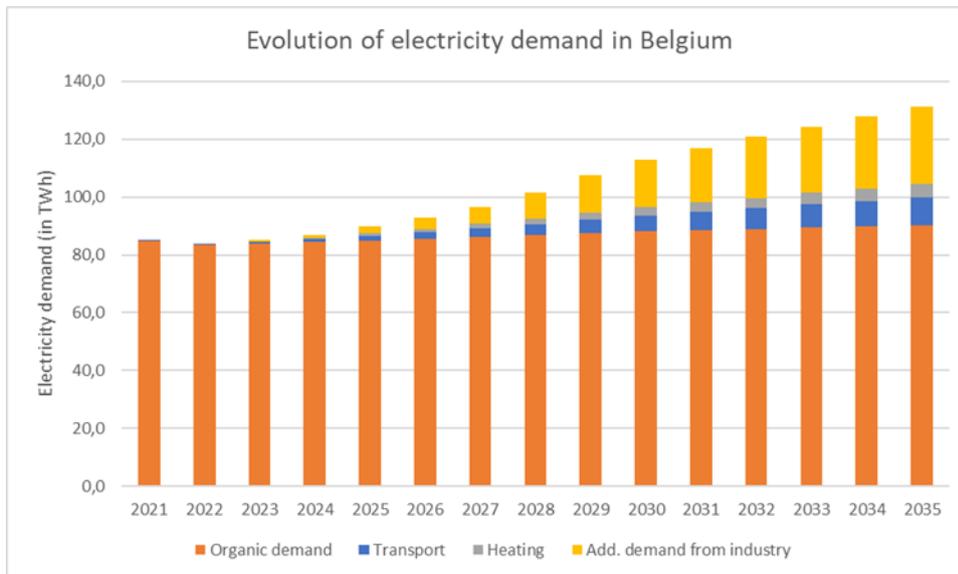
Les principaux moteurs de l'augmentation de la demande d'électricité sont le secteur des transports et l'électrification de certains processus industriels ainsi que le développement de nouvelles industries (e.g. data centers).

Selon les hypothèses retenues par Elia, la demande d'électricité du secteur des transports représente 4,9 % de la demande totale d'électricité en 2030 (5,6 TWh) et 6,9 % en 2034 (8,8 TWh), par rapport à la valeur 'Best Estimate'.

En ce qui concerne le secteur industriel, la demande additionnelle d'électricité pourrait être comprise entre 11 et 22 TWh en 2030 et entre 17 et 33 TWh en 2034. Cette demande additionnelle représente 14,7 % de la demande totale d'électricité en 2030 et 19,4 % en 2034 (par rapport à la valeur 'Best Estimate'). Cette augmentation semble résulter de l'hypothèse que toutes les industries présentes actuellement resteront actives dans le futur. Une sensibilité à la baisse devrait être envisagée tenant compte de l'impact en termes de compétitivité d'un prix de l'énergie plus élevé en EU que dans d'autres zones.

We stellen vast dat België, na Denemarken, de grootste stijging van het elektriciteitsverbruik kent over de bestudeerde periode (zie onderstaande figuur gebaseerd op de gegevens in de raadplegingsdocumenten van Elia).





Source : Calculs de la CREG sur la base des données d’Elia

7. La CREG note que les prévisions de la demande totale d’électricité à l’horizon 2030 et 2035 varient significativement par rapport aux trajectoires des différents scénarios développés dans le cadre du plan de développement fédéral du réseau de transport belge pour la période 2024-2034 (ci-après, ‘PDF 2024-2034’). La quantification des scénarios du PDF 2024-2034 suggère une augmentation de la demande totale d’électricité comprise entre 97 et 108 TWh en 2030 et entre 103 et 120 TWh en 2035. Selon la trajectoire ‘Best Estimate’ de l’étude Adequacy & Flexibility 2022, la demande totale d’électricité pour la Belgique atteindrait 113 TWh en 2030 et 131,4 TWh en 2035. La CREG note que ces valeurs sont particulièrement élevées par rapport aux valeurs des différents scénarios développés dans le cadre du PDF 2024-2034.

8. De CREG heeft dan ook een aantal vragen en bemerkingen over de evolutie van de elektriciteitsvraag.

- In welke mate wordt bij de bepaling van de vraag rekening gehouden met de impact van hoge Europese energieprijzen en dus een mogelijke delocalisatie van de productie van goederen naar niet-Europese landen (“Make-or-Buy decision”) ? De CREG meent dat deze economische realiteit moet worden opgenomen in het basisscenario.
- Quelles sont les hypothèses de pertes réseau prises en compte ? Leur évolution tient-elle compte d’une part croissante d’autoconsommation ?
- Comment Elia justifie-t-il la croissance organique de la demande ? Une décroissance de cette demande tenant compte des mesures d’efficacité énergétique n’est-elle pas plus réaliste (renouvellement de l’électo-ménager énergivore,...) ?
- Comment la production/consommation d’hydrogène est-elle modélisée ? (notamment comme substitut à l’électricité pour la propulsion des véhicules lourds). Une sensibilité pourrait en tenir compte. Elia n’a pas fourni d’informations sur les hypothèses retenues concernant le développement de la capacité installée d’électrolyseurs qui pourrait atteindre 373 MW en 2030 et 743 MW en 2034. Elia n’a pas non plus indiqué si les prévisions de la demande totale d’électricité prenaient également en compte la demande indirecte

d'électricité pour la production d'hydrogène. Si ce n'est pas le cas, Elia devrait fournir ces prévisions.

- Elia considère que le nombre de logements neufs va se maintenir à son niveau observé les cinq dernières années. Cette prévision devrait être revue à la baisse tenant compte de la forte réduction des demandes de permis observée en 2022. Cette remarque vaut aussi pour les bâtiments dans le secteur tertiaire.
- Une estimation du nombre de logements neufs est établie sans distinguer la part des appartements et des maisons, or, au cours de la dernière décennie, le nombre de permis accordés à des appartements est majoritaire. L'impact sur la consommation a-t-il été pris en compte ?
- Le taux de pénétration des pompes à chaleur dans les logements existants dépendra essentiellement de la rentabilité de l'investissement. Or, les hypothèses prises ne semblent pas en tenir compte.
- Selon Stabel, la Belgique compte actuellement 5.680.956 logements. Or, en 2022, Elia évalue le nombre de pompes à chaleur à 544.000, ce qui représenterait 9% du "stock". Si ce "stock" représente le nombre de logements, ceux-ci représenteraient 6.044.444 unités. Elia peut-il justifier cette différence ?
- Pour évaluer la consommation électrique des pompes à chaleur, Elia a-t-il tenu compte du stock de secondes résidences pour occupation occasionnelle ?

2.2.2 Electrification of transport

9. La CREG formule plusieurs remarques concernant les hypothèses retenues pour l'électrification du secteur des transports :

- Elia ne justifie pas le choix de retenir l'hypothèse selon laquelle la consommation d'électricité annuelle d'une PHEV est deux fois moins élevée que celle d'une BEV;
- La CREG tient également à souligner que plusieurs études sur l'utilisation en situation réelle des PHEVs ont prouvé que ces modèles de véhicules sont conduits bien moins en utilisant le moteur électrique que ce que les différentes procédures d'homologation le supposent. En particulier, selon une étude de l'ICCT, la part moyenne de conduite électrique en conditions réelles est d'environ 45 % à 49 % pour les voitures particulières et d'environ 11 % à 15 % pour les voitures de société. En revanche, la procédure officielle WLTP suppose que la part de la conduite en mode essentiellement, mais pas totalement, électrique est d'environ 70 % à 85 %. Ces résultats laissent supposer que l'hypothèse retenue par Elia concernant la consommation électrique annuelle des PHEVs par rapport à celle des BEVs pourrait être une hypothèse forte ;
- Les résultats de l'étude de l'ICCT mettent également en lumière les différences d'utilisation qui existent entre les voitures privées et les voitures de société. Cependant, la CREG note qu'Elia ne fait pas de distinctions entre les voitures de société et les voitures privées au niveau de la consommation électrique pour le segment 'véhicules particuliers'. Ainsi, la CREG est d'avis que les prévisions de la consommation d'électricité résultant de la pénétration des véhicules PHEVs en Belgique pourraient être surestimées.

La CREG joint à sa réponse à la consultation publique l'étude réalisée par l'ICCT intitulée 'Real-world usage of plug-in-hybrid vehicles in Europe – A 2022 update on fuel consumption, electric driving, and CO2 emissions'.

2.3 FLEXIBILITY

2.3.1 Storage

10. Large-scale batteries

- Elia n'indique pas la source sur laquelle elle se base pour déterminer le ratio 70% batteries 4h/30% batteries 2h. Dans la mesure où tous les projets de batteries de grande taille offerts dans le cadre du CRM sont des projets de 4h, la part de ce type de projet devrait être de 100%. Zou Elia een geaggregeerd overzicht kunnen geven van de ingediende aanvragen voor aansluiting van grootschalige batterijen op het net (met vermelding van capaciteit en energie-inhoud)?
- Pour 2024, aucun projet de batterie au stade de l'étude de faisabilité n'est pris en compte. Il s'agit d'une hypothèse trop restrictive tenant compte du court délai de réalisation et de conditions de marché favorables.
- Jusqu'en 2029, Elia ne considère que les projets connus dont l'EVA est positif. Il s'agit d'une hypothèse restrictive qui suppose qu'au cours des 7 prochaines années, aucun projet additionnel ne pourra aboutir. La CREG est d'avis que tout projet dont l'EVA est positif et devrait être pris en compte, tenant compte d'un délai de réalisation raisonnable (tenant compte d'une learning curve par rapport aux projets déjà développés).

11. DSR from industry

- Pour les projections de court terme, Elia devrait envisager une baisse de la demande en réaction aux prix élevés de l'électricité ainsi qu'une augmentation de la flexibilité de la demande.
- Fixer le plafond de DSR en 2034 à 25% de la pointe actuelle de consommation n'est nullement justifié. Des données observées en 2022 ne peuvent servir de référence pour 2034. Ce potentiel maximum devrait reposer sur des hypothèses spécifiques à l'évolution du secteur industriel en termes d'évolution du parc des gros consommateurs industriels et d'électrification de ce parc.

2.3.2 Industry flexibility

2.3.3 End-user flexibility

12. Le profil de charge normal d'un véhicule électrique extrait d'une étude anglaise de 2018 constitue-t-il une référence pertinente pour la Belgique en 2024-2034 ? Le tarif jour/nuit devrait au minimum être pris en compte pour dévier du profil de charge "naturel".

13. Le profil de charge tient compte d'un rechargement quotidien. Or, l'autonomie d'un VE ne le nécessite pas pour de nombreux utilisateurs. Cette flexibilité de réaction à une annonce de tension sur le système devrait être prise en compte.

14. L'étude réalisée par DELTA-EE ne précise pas les hypothèses retenues concernant l'utilisation des PHEVs, notamment en ce qui concerne leur mode de conduite (part moyenne de la conduite

électrique). L'hypothèse concernant la part moyenne de la conduite électrique des PHEVs est une hypothèse importante car elle influence directement le potentiel de flexibilité de ces véhicules. En fonction de la part moyenne de la conduite électrique des PHEVs, ces véhicules ont besoin d'être rechargés plus ou moins souvent. Cette hypothèse est d'autant plus importante à court terme car il est attendu que les PHEVs représentent plus de la moitié de véhicules électriques en circulation jusqu'en 2025.

2.3.4 Electrolysers

15. Le profil de charge des électrolyseurs devrait être communiqué. Elia n'a pas non plus fourni d'informations sur les hypothèses retenues concernant le développement de la capacité installée d'électrolyseurs. Enfin, Elia n'a pas indiqué si les prévisions de la demande totale d'électricité prenaient également en compte la demande indirecte d'électricité pour la production d'hydrogène. Si ce n'est pas le cas, ces prévisions devraient être fournies.

2.4 ECONOMIC AND TECHNICAL VARIABLES

2.4.1 Fuel and CO2 prices

16. Elia indique que méthodologie pour les prix de carburant et du CO2 pour l'année 2022 est basée sur une moyenne historique. Cependant, Elia devrait préciser les années prises en compte pour le calcul de cette moyenne.

Elia indique que les prix de long terme sont définis par le scénario 'Announced Pledges' du WEO 2022. Cependant, Elia n'a pas fourni de justifications sur le choix de ce scénario au détriment des deux autres ('Stated Policies', et 'Net Zero'). Une justification devrait être communiquée.

2.4.2 Investment costs – WACC – Etude Boudt

Méthodologie

17. La CREG a des réserves sur la méthodologie appliquée.

Premièrement, la CREG est d'avis que le risque calculé au niveau d'un asset est surestimé, car l'effet au niveau du portefeuille du participant de marché n'est pas pris en compte. Lorsque deux actifs présentent des risques opposés dans un portefeuille, le risque total pour l'acteur est inférieur à la somme des risques. Un facteur de réduction devrait dès lors être appliqué aux primes de risques proposés. Pour cette raison, il paraît discutable de simplement rajouter une prime de risque pour chaque type d'asset.

Deuxièmement, la CREG pense que la manière dont les possibilités de hedging sont incluses pourrait être améliorée. A ce sujet, la CREG renvoie vers ces commentaires dans l'annexe de la note (Z)2154¹.

¹ Zie <https://www.creg.be/nl/publicaties/nota-z2154>

Investment costs

18. Selon les informations dont la CREG dispose, les montants de CAPEX pris en compte dans l'étude adeqflex de 2021 pour les unités CCGT et OCGT étaient supérieurs aux coûts d'investissement réels. L'étude Afry se limite à fixer un taux de croissance sans évaluer le montant auquel il est appliqué. Ceci donne des coûts d'investissements qui restent trop élevés et sont de nature à fausser l'EVA.

Quelle que soit la terminologie utilisée par le consultant dans son étude, Elia doit utiliser les termes légaux. En conséquence, "WACC" doit être remplacé par le terme "rendement minimum" et "hurdle premium" doit être remplacé par "prime de risque".

Elia devrait notamment préciser les durées de construction prises en compte et la façon avec laquelle les intérêts intercalaires sont pris en compte dans l'EVA.

L'annexe relative à l'EVA mentionne la prise en compte d'autres flux de revenus. Quel est leur mode de calcul ? La consultation aurait aussi dû porter sur ce point.

Les durées de vie économiques des nouveaux projets devraient être allongées : 25 ans pour les nouveaux projets de CCGT, OCGT, CHP et 50 ans pour les nouveaux projets de PSP.

Etude Boudt

19. Pour le rendement minimum, Elia propose de reprendre la valeur de 4,89 % de l'étude du professeur Boudt du 26 octobre 2022. Cette valeur est obtenue en utilisant un gearing ratio de 44 %. Dans les faits, un investissement dans une nouvelle capacité donne, dans la majorité des cas, lieu à la création d'une société dédiée au projet et le financement par emprunt avoisine plutôt les 80 %. Le calcul du rendement minimum devrait donc être réalisé tenant compte d'un gearing ratio adapté au type de projet visé.

Pour la CREG, l'inflation devrait être intégrée dans le rendement minimum, pas dans la prime de risque. En outre, rien ne justifie de considérer a priori que le taux de croissance des FOM sera plus rapide que la croissance des revenus. Il ne s'agit donc pas, du point de vue de la CREG, d'une base objective pour moduler la prime de risque.

La prime de risque couvre le risque que le rendement attendu d'un projet soit inférieur au rendement simulé dans le scénario de base. Dès lors, une prime de risque différente devrait être associée à chaque sensibilité impactant les revenus (par rapport au scénario de base) faute de quoi, le risque sera pris en compte deux fois.

De façon à assurer la conformité avec la méthodologie ACER, la prime de risque doivent être différenciés entre enchère Y-4 et enchère Y-1 pour tenir compte des possibilités de hedging accrues pour l'enchère Y-1. L'enchère LCT peut être assimilée à une enchère Y-1. Les primes de risques soumises à la consultation ne peuvent donc être appliquées à cette enchère. En page 40 de son étude, le professeur Boudt soutient ce principe "we recommend applying a discount in the hurdle premium calibration when hedging is feasible to reduce the observed downside risk under the base scenario".

La CREG ne perçoit pas la logique qui consiste à augmenter la prime de risque par rapport aux valeurs de 2021 tenant compte du risque de taxation des revenus excessifs. Ceci suppose que la prime de risque proposée en 2021 était favorablement influencée par la probabilité de recevoir des revenus exceptionnels liés à un événement imprévisible impactant durablement le fonctionnement du marché.

2.4.3 Outages

p.m.

2.4.4 Flexibility characteristics

p.m.

2.5 FLOW-BASED DOMAINS

p.m.

2.6 DATA FOR OTHER COUNTRIES

20. Elia ne fournit des informations complètes sur le parc de production des pays voisins. Quelles sont les hypothèses prises pour l'évolution des capacités gaz,...ont-elles été adaptées par rapport à l'ERAA 2022?

Les capacités hors marché (en réserve stratégique par exemple) doivent être prises en compte. L'actualité récente à démontrer que ces capacités étaient utilisées pour pallier un risque d'adéquation.

2.7 DATASET FOR LOW-CARBON TENDER (LCT)

21. Pour les raisons développées dans le commentaire relatif aux "investment costs", des primes de risques adaptées pour l'enchère Y-1 doivent être appliquées.

3 Update of peer review of "cost of capacity for calibration of Belgian CRM" – AFRY Study

3.1 REMARQUE GENERALE SUR L'ETABLISSEMENT DES COUTS FIXES PRIS EN COMPTE

22. La CREG souhaite tout d'abord attirer l'attention que la détermination des coûts fixes considérés dans l'Etude Afry doit se faire en cohérence avec les coûts variables établis par Elia. Il est ainsi important pour la CREG de connaître la répartition des coûts entre les coûts fixes et les coûts variables afin de s'assurer que certains coûts ne soient pas omis ou comptés deux fois tant dans l'établissement de la recommandation d'Elia pour l'IPC que dans l'évaluation des dossiers de dérogation à l'IPC.

Cette répartition des coûts entre coûts fixes et les coûts variables doit par ailleurs se faire en cohérence avec l'utilisation qui en sera faite dans le modèle de calcul de l'évaluation des revenus du marché développé par Elia.

3.2 REDEVANCE DE TRANSPORT DE GAZ

23. Afry indique que pour les OCGT, la redevance de transport de gaz a été fixée à zéro sur la base du fait que des produits de capacité de gaz à court terme sont disponibles et que les unités de pointe les traitent comme des coûts variables. Elia inclut-elle ce coût dans le coût variable des OCGT ?

La CREG considère par ailleurs qu'il serait justifié pour une OCGT de souscrire sa capacité « Exit » pour le transport du gaz sur la base d'un contrat annuel. Nous recommandons donc que ce coût soit considéré comme fixe.

3.3 COUT DES PRODUITS CHIMIQUES, DE L'EAU ET DU REJET DES EAUX USEES

24. Pouvez-vous confirmer que ces coûts variables liés aux coûts des produits chimiques, de l'eau et du rejet des eaux usées sont pris en compte par Elia ?

3.4 COUT DE LA CAPACITE DE SOUTIRAGE ET DE L'ELECTRICITE

25. Afry indique que le coût de l'électricité importée est traité comme un coût variable étant donné la forte corrélation entre le montant de l'importation et les heures de fonctionnement de la centrale.

La quantité d'électricité importée augmente avec la diminution des heures de fonctionnement de la centrale. Ce coût ne doit donc pas être inclus dans les coûts variables pris en compte pour le calcul des revenus du marché, mais doit être considéré comme une déduction des revenus du marché calculés sur la base des heures où la centrale ne produit pas d'électricité. Ce coût implique un coût lié à l'électricité importée mais également lié aux CV et aux surcharges. De plus, le coût ne se limite pas à un coût variable. En effet, cette énergie importée implique également un coût de souscription annuelle de capacité de soutirage auprès d'Elia.

Nous recommandons donc que les coûts de capacité de soutirage d'Elia soient considérés comme des coûts fixes et que les coûts variables de l'énergie importée mais aussi le coût des CV et des surcharges soient considérés par Elia comme une déduction des revenus du marché calculés sur la base des heures où la centrale ne produit pas d'électricité. S'il n'est pas possible de modifier le modèle d'Elia pour le calcul des revenus du marché, nous recommandons que le coût total soit considéré comme un coût fixe basé sur une estimation du nombre d'heures où l'unité de référence ne produit pas.

3.5 CONTINGENCE POUR LA MAINTENANCE NON PLANIFIEE

26. Afry indique qu'étant donné la forte corrélation entre le coût de la maintenance non planifiée et le nombre d'heures de fonctionnement/démarrage de la centrale, il est généralement traité comme un coût variable.

Elia peut-elle confirmer que ce coût est considéré comme un coût variable dans l'évaluation des revenus du marché ? Est-il considéré par rapport au nombre d'heures de fonctionnement ou au nombre de démarrages ?

3.6 IMPOTS FONCIERS ET FRAIS DE LOCATION DE TERRAINS

27. Pourriez-vous expliquer plus en détail pourquoi les impôts fonciers et les coûts de location des terrains sont exclus dans l'estimation des coûts fixes par Afry ? La CREG recommande que les coûts de location des terrains et les taxes locales soient pris en compte dans l'évaluation des coûts fixes.

3.7 FRAIS ADMINISTRATIFS

28. Pouvez-vous détailler les coûts qu'Afry considère comme éligibles pour les coûts administratifs?

En particulier, Afry indique qu'il n'est pas en mesure de se prononcer sur une vision bottom-up détaillée des coûts de gestion de portefeuille. La CREG considère que les coûts de gestion de portefeuille sur les marchés à terme ne devraient pas être inclus. Leur exclusion serait cohérente avec le modèle d'évaluation des revenus du marché développé par Elia basé sur l'évaluation des revenus day-ahead.

Par ailleurs, pouvez-vous confirmer qu'Afry considère que les frais généraux doivent être limités aux frais de trading et de settlement ?

3.8 FRAIS FIXES DE TRANSPORT D'ELECTRICITE

29. Afry indique que le coût de transport d'électricité a été calculée sur la base des données tarifaires publiées par Elia. Dans l'étude 2020, Afry a estimé un coût de transport d'électricité qui inclut le coût d'injection de 0,6169 Eur/MWh. Nous recommandons que le coût de raccordement soit considéré comme un coût fixe et que le coût d'injection en Eur/MWh soit considéré par Elia dans son coût variable. Il convient donc de s'assurer que le montant fixe calculé par Afry n'inclut pas le coût d'injection variable.

3.9 PROVISION POUR LES ENTRETIENS MAJEURS

30. La CREG considère que les provisions pour les entretiens majeurs devraient être estimées, par technologie, par un montant en euros, par heure de fonctionnement ou par démarrage. Par ailleurs, l'Arrêté Royal méthodologie prévoyant que le coût des investissements récurrents (entretiens majeurs) soit multiplié par un facteur « un plus le coût moyen pondéré du capital », la CREG considère que le montant en euros par heure de fonctionnement doit être calculé en divisant le coût de

l'entretien majeur par le nombre d'heures de fonctionnement qu'il permet de réaliser. Il en va de même pour le coût en euros par démarrage, il doit être calculé en divisant le coût de l'entretien majeur par le nombre de démarrages qu'il permet de réaliser. L'Etude Afry ne permet pas de confirmer ce mode de calcul a été appliqué.

Ainsi, Elia utiliserait donc ce montant multiplié par le nombre d'heures de fonctionnement ou le nombre de démarrages résultant de son calcul des revenus du marché pour estimer le coût des entretiens majeurs. La CREG considère qu'il n'est pas opportun qu'Afry réalise le calcul de la provision pour les entretiens majeurs sur base d'un nombre d'heures de fonctionnement estimé.

3.10 REFERENCE POUR LE COUT D'UN ETP

31. Dans son étude, Afry considère une indexation du coût salarial basée sur l'indice du coût du travail pour le secteur de la fourniture d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné. Cependant, dans son étude 2020, Afry a basé son évaluation sur une étude de Pöyry de 2018 pour une OCGT irlandaise et une CCGT irlandaise. Cette étude a utilisé un coût par ETP de 78 000 euros/an pour une OCGT et de 83 000 euros/an pour une CCGT. La CREG recommande d'adapter cette référence sur base des coûts effectivement observés en Belgique.

3.11 ÉVOLUTION DE L'IPP POUR LE PRODUIT INDUSTRIEL ET DE L'INDICE DU COUT DE LA MAIN-D'ŒUVRE POUR LE SECTEUR DE LA FOURNITURE D'ELECTRICITE, DE GAZ, DE VAPEUR ET D'AIR CONDITIONNE

32. L'évolution des indices observés entre mars 2021 et mars 2022 semble être appliquée aux estimations 2019 de l'Afry pour obtenir la référence 2022. Pourquoi ne pas prendre l'évolution depuis 2019 ? Au vu de l'évolution observée depuis mars 2022, n'est-il pas justifié de prendre l'évolution de ces indices jusqu'à ce jour ? Par ailleurs, certains montants pris en compte dans l'étude Afry 2019 ne semblaient pas être des montants en euros 2019, par exemple l'étude Pöyry 2018. Il est important que chaque coût pris en compte par l'Afry soit indexé sur base de la date de référence de cette donnée.

3.12 INDICE DES COUTS ET DES PRIX DE L'EPC

33. Les coûts sont basés sur le GTW 2019. Pour quelle raison le GTW 2021 n'a-t-il pas été considéré comme nouvelle référence ?

Un indice de prix allemand est appliqué sur les coûts EPC et un indice de prix américain est appliqué sur les coûts LTSA. Pourquoi ne pas appliquer une pondération des deux indices sur les deux coûts en tenant compte du fait qu'une partie des CCGT/OCGT est basée sur des composants américains ?

Le taux de change USD/EUR a changé depuis 2019. Pourquoi n'est-il pas pris en compte ?

Thermoflow et PEACE donnent-ils les mêmes résultats? Pourquoi ne pas utiliser également ces sources?

3.13 PRISE EN COMPTE DES COUTS VARIABLES ET DES COUTS DE DEMARRAGE

34. La CREG souhaite clarifier la prise en compte des coûts variables et des coûts de démarrage dans l'évaluation des revenus nets du marché.

La CREG considère que tous les coûts variables et les coûts de démarrage doivent être pris en compte lors de l'établissement du merit order de la CMU. La CREG considère que les coûts variables doivent être déduits des revenus du marché lorsqu'Elia établit les revenus nets du marché. Au contraire, la CREG considère que seuls les coûts de démarrage qui ne correspondent pas à des provisions pour maintenance future doivent être déduits des revenus du marché pour établir les revenus nets du marché. En effet, le coût de la maintenance est inclus dans les coûts fixes d'O&M ou dans les coûts d'investissement récurrents. La CREG estime toutefois que ces coûts d'investissement doivent être évalués sur base du nombre d'heures de fonctionnement ou du nombre de démarrages résultant du calcul des revenus du marché d'Elia comme expliqué précédemment.

4 Methodology

4.1 UNIT COMMITMENT AND ECONOMIC DISPATCH

p.m.

4.2 ADEQUACY STUDY

p.m.

4.3 ADEQUACY PATCH

35. De CREG vraagt om de eventuele activiteiten van de adequacy patch in de simulaties toe te lichten in de resultaten (met onder meer vermelding van de gecurtailde volumes en de netto posities van de ons omringende landen).

4.4 CLIMATE YEARS

36. Vooreerst dient opgemerkt te worden dat de database met synthetische klimaatjaren, opgesteld door Météo-France, en gebruikt door Elia, enkel door Elia gekend is. Gezien de klimaatjaren onder meer het geschatte elektriciteitsverbruik beïnvloeden, is meer transparantie over de gebruikte klimaatjaren wenselijk.

L'hypothèse d'un climat constant est-elle compatible avec le dernier rapport du GIEC ?

Elia indique que pour l'étude adeqflex de 2021, les années climatiques tenant compte d'un climat constant de 2025 avaient été utilisées pour la période 2022-2032. Quelle année de référence Elia compte-t-il utiliser pour la période 2024-2034 ?

La note méthodologique indique une calibration du modèle de Météo France permettant de faire converger les résultats du modèle avec les observations météorologiques de l'an 2000. Cette calibration est-elle encore pertinente en 2022 ? Météo France a-t-il vérifié la convergence des prévisions de son modèle avec les observations centrées sur l'année 2020 ?

De klimaatjaren onder constant klimaat voor 2025 werden berekend door interpolatie tussen de klimaatjaren voor 2000 en deze voor 2050. Voor de klimaatjaren voor 2000 werd een kalibratie uitgevoerd. Voor de klimaatjaren "2025" is er geen kalibratie gebeurd. Gezien wellicht de klimaatjaren "2025" gebruikt zullen worden in de volgende A&F studie is het nuttig om deze set van synthetische klimaatjaren te toetsen aan de evolutie van de historische klimaatjaren. Eind 2022 zijn de data voor de historische jaren tot 2019 gekend in de ENTSO-E PECD (PECD 3.0). Hoe situeren de laatste 19 historische jaren (2001 tot en met 2019) zich ten opzichte van de synthetische klimaatjaren voor 2000 en die voor 2025. Een analyse hierover is nuttig.

4.5 CROSS-BORDER EXCHANGE CAPACITIES

37. On the external constraints, Section 3.3, Elia mentions that the commissioning of these shunt capacitors seems to allow an increase of the allocation constraint to 8.000MW or even 9.000 MW. To which shunts is being referred?

38. On the FB operational process, Section 4.1, it is stated that each hour there may be a different FB domain because of topology changes, outages or maintenances on the grid.

- What assumptions are used in this study on topology (and notably on the PSTs), outages or maintenance?
- Today, the largest deviations come from differences in the base case (expected production, demand, loop flows, NEMO flows)
 - How do these inputs define the FB domains in this adequacy study?
 - Does Elia assume excess loop flows to be present in the studied horizon, i.e. > 30% - FRM for tie-lines?
 - Which FRM is taken? Latest studies show that the uncertainty on Belgian CNECs have reduced, allowing a downwards correction of the FRMs

39. On the calculation of zonal PTDFs from nodal PTDFs applying GSKs, Section 4.4, a GSK-computational formula is provided based on the installed production capacity.

- Does this formula apply to all production capacity in Belgium (all technologies, all sizes) or only to a subset?
- What about flexible demand (Load Shift Keys) and transmission-connected storage?

40. On the 2-dimensional flow-based domain representations, Section 4.6.2, it is stated that usually the Belgian adequacy situation is closely related to French SoS, and hence preferable to show a projection of the FB domain onto the Belgium-French plane.

- What is the most relevant projection in case (also) Germany is in a SoS situation?
- Can this projection be shown?

Still in this Section 4.6.2, it is mentioned that the “explicit” allocation could lead to inefficient allocation of flows through Nemo Link in times of scarcity.

- It is not clear if this risk really exists in scarcity conditions when the price differential with UK is expected to be large.
- Does this problem occur in the Elia simulations for NEMO Link or the other Core-UK interconnectors?

41. On the use of PSTs in capacity calculation, Section 5.2.1, the CREG wonders how Elia incorporates the PST flexibility given to the market to provide further economic optimization (welfare maximization) in the simulation model.

42. On Flow-based for Core countries, Chapter 6, Elia mentions to forecast the integration of Advanced Hybrid Coupling instead of SHC.

- How does this impact the set of CNECs considered in the simulations?
- How does this impact the import capabilities for Belgium during scarcity conditions?

43. On the use of smart-slicing, Section 1.3.1.2, the exchanges between BE, FR, NL and the UK are considered as relevant dimensions for the security of supply study. If those exchanges are captured in the flow-based domain, does it mean that those exchanges are modelled through AHC?

44. On the clustering of domains, Section 1.3.2:

- what drives the difference between the different hourly domains (and subsequently the 6 medoids resulting from the clustering) if at any time the 70% minRAM is provided irrespective of the initial grid loading?
- Is 70% fixed RAM provided in summer? In the introduction of Chapter 7 it is stated that the domains generated for the summer months usually assume a specific percentage of fixed RAM as a proxy for the reduced grid availability.

45. On the resizing of the domains, Section 1.3.3., what assumptions are taken on the non-CWE and non-Channel borders? Everywhere 70% RAM?

46. On the incorporation of multiple flow-based domains into the adequacy assessment, Section 1.4, is it correct that climate conditions do not directly influence the size of the flow-based domain any longer (as was the case before the entry into force of 70% with CEP).

4.6 HOURLY ELECTRICITY CONSUMPTION

47. Sur quelles hypothèses reposent la construction des profils horaires de consommation (croissance économique, croissance de la population, efficacité énergétique)?

Kunnen de uurprofielen van het elektriciteitsverbruik voor elk klimaatjaar worden gepubliceerd alsook de verschillende componenten ervan (EV, HP,)?

4.7 ECONOMIC VIABILITY ASSESSMENT

Revenus nets des services d'équilibrage

48. La proposition d'Elia est de considérer la même approche que celle considérée pour le « CRM Calibration » pour calculer les revenus nets des revenus provenant de la fourniture de services d'équilibrage, tout en considérant certaines différences.

49. Tout d'abord, la CREG considère que le calcul des revenus nets ne doit pas se limiter à considérer les coûts des 36 derniers mois mais doit également prendre en compte les revenus nets résultants de l'activation des services d'équilibrage. Selon notre compréhension, ELIA ne prend pas en compte les revenus additionnels résultant du marché intraday et des activations du marché d'équilibrage. Cette simplification surestime le missing money des unités flexibles. En effet, une partie importante du revenu de ces unités provient des marchés intraday et de l'équilibrage. La CREG illustre ce point sur l'exemple suivant. Sur base des hypothèses suivantes : (i) une unité avec un coût marginal de 200 Eur/MWh; (ii) le prix day-ahead suit une distribution uniforme entre 0 et 200 Eur/MWh; et (iii) le prix en temps réel suit une distribution uniforme entre – 200 et 400 Eur/MWh (même moyenne qu'en day-ahead), la simulation d'ELIA estimerait que le revenu de cette unité est de 0 Euro alors que si les revenus du marché d'équilibrage étaient pris en compte, nous obtiendrions un revenu de 33,5 Eur/MWh. La CREG estime que cette simplification impacte les résultats. Un exemple est l'« internal rate of return » (tableau 2 de l'étude du Professeur Boudt) obtenu par le modèle pour les batteries donné qui est négatif, ce qui signifie qu'on ne devrait voir aucun investissement dans cette technologie. Néanmoins, nous observons, en pratique, que de plus en plus de projets sont développés.

50. Ensuite, pour le FCR et l'aFRR,

- Elia considère que l'estimation faite devrait prendre en compte la tendance prévue concernant le volume de capacité et le mix de technologies capables de fournir ces services et les évolutions potentielles des prix de ces produits. La CREG considère que les hypothèses prises par Elia pour estimer l'impact de ces évolutions devraient faire l'objet d'une consultation.
- Elia envisage d'appliquer un pourcentage limitatif aux revenus des services d'équilibrage pour tenir compte des coûts d'activation et de maintenance liés à la fourniture de ces services. La CREG considère que les coûts d'activation et de maintenance sont pris en compte par les acteurs dans les prix d'activation aFRR. Par ailleurs, la CREG considère que ce pourcentage limitatif devrait faire l'objet d'une consultation.
- Elia envisage d'appliquer un pourcentage limitatif afin de tenir compte de l'arbitrage effectué par les technologies participant potentiellement aux services d'équilibrage, y compris leurs coûts d'opportunité. La CREG est d'avis que ce pourcentage limitatif ne peut pas être fixé arbitrairement mais qu'ELIA devrait estimer ce coût d'opportunité pour les différents types d'unités sur base de données historiques. Par ailleurs, la CREG considère que l'estimation réalisée par Elia devrait faire l'objet d'une consultation.

51. De plus, pour le mFRR, Elia considère que l'estimation devrait envisager d'appliquer un pourcentage limitatif afin de prendre en compte l'arbitrage effectué par les technologies participant potentiellement aux services d'équilibrage, y compris leurs coûts d'opportunité. A nouveau, la CREG est d'avis que ce pourcentage limitatif ne peut pas être fixé arbitrairement mais qu'ELIA devrait estimer ce coût d'opportunité pour les différents types d'unités sur base de données historiques. La CREG considère ainsi que certaines unités ne présentent pas de coût d'opportunité, comme par exemple, une unité qui aurait un coût d'activation de 2000 Euro/MWh. Par ailleurs, la CREG considère que l'estimation réalisée par Elia devrait faire l'objet d'une consultation.

52. En conclusion, la CREG est d'avis que, cette simplification utilisée par ELIA, conduit à des résultats non conformes aux décisions d'investissement observées.

4.8 METHODOLOGY FOR THE ASSESSMENT ON SHORT-TERM FLEXIBILITY

53. The study determines the flexibility needs from the day-ahead timeframe to the real-time timeframe, with the timeframe corresponding to slow flexibility ending 5 hours before real time. Considering that market participants are not required to be balanced in day-ahead, given that market participants wait with trading until the very last moments of the intraday market based on most accurate forecasts, and given that the intraday market is becoming more and more liquid because of cross-border competition, the relevance of the timeframe up to five hours before real-time is questioned.

The study calculates for each type of flexibility the needs, assuming also a need over a period of 5 minutes. Can Elia make transparent the assessment of this short-term need as a TSO must restore frequency within 15 minutes of the disturbance and given that temporary large FRCEs within a period of 15' are allowed ?

Forced outages are taken into account by considering the maximum generation or transmission capacity and the outage rate probability and duration. Considering that BRPs can react with available (but not offered as flexibility nor known by Elia via a CIPU-contract) generation capacity to offset the impact of a forced outage, a first remark is to understand how Elia takes into account such implicitly available volumes (that may not participate in the CRM either)? A second remark concerns the capping of the outage duration to 5 and 24 hours respectively. Can Elia share the assessment of the duration of the fast flexibility based on historical data ? Given the increasing importance of the intraday market and given implicitly available volumes of flexibility, activation of fast flexibility of 1 or 2 hours seem more realistic.

The reliability level of flexibility needs is set at 99.9%, including flexibility that must be covered by FRR. Such reliability level for reserves is much larger than the 99%-criterion used today in the dimensioning rules.

The study assesses the available flexibility means. Firstly, some flexibility is present in the system in the form of demand destruction when prices are very high (such as in scarcity situations). Secondly, according to implementation plans communicated by Elia, after 2024 the Belgian system can expect the participation of low voltage demand response to fast flexibility and ramping flexibility. It is unclear how this future participation is accounted for in the study. Thirdly, existing flexibility does not always have an obligation to submit a schedule as it is implicitly available. It is also unclear how the study determines these available means.

4.9 ASSUMPTIONS FOR THE ASSESSMENT OF SHORT-TERM FLEXIBILITY

54. The forced outage probability is determined based on the historic amount of forced outages per year, and aggregated per technology. More details on the applied method are needed to understand how the results are calculated, including which units are assumed to be operational in a given year and how the aggregation is performed. The detailed calculations can be made transparent to better understand how the forced outage characteristics are calculated.

Demand response is considered to have a limited energy reservoir (e.g. consumption shifting, demand shedding). The energy crisis we live through today shows a third demand response option, namely demand destruction, where companies are not consuming energy and/or individuals and households are reducing their comfort level to reduce their energy consumption. How is acute demand destruction during periods of scarcity integrated in the study ?

Available cross-border flexibility depends indeed on liquidity in cross-border intraday and balancing markets. The study only takes the full capacity into account for slow flexibility when prices are between 0 euro/MWh and 300 euro/MWh with the argument that below and above these threshold, regional excess or shortage is indicated. In these cases, a limited available capacity in intraday and balancing timeframes are assumed. A first remark is how these absolute thresholds that indicate regional scarcity or excess are determined and to make transparent the input data and method behind the assessment? A second remark is whether the thresholds were corrected during the period with high gas prices, since the market saw prices of above 300 euro/MWh without regional scarcity being the issue. A third remark is that prices can be high in Belgium and low in other countries, resulting in the full available capacity being used to redirect flows to Belgium.

Elia considers the current firm 250 MW (positive) and 350 MW (negative) fast flexibility available, and 0 MW of IGCC. How do these values correspond with a historical analysis of the available ATCs during periods of peak demand in Belgium ?

5 Sensitivities

55. Het basisscenario voorgesteld door Elia is onder meer gebaseerd op een aantal hypothesen en veronderstellingen inzake de beleids- en uitvoeringsmaatregelen die momenteel gekend zijn. Mogelijks leiden deze hypothesen tot situaties die quasi onrealistisch zijn. Indien de simulaties zouden aantonen dat een land, mede ten gevolge van de voorziene maatregelen, in een situatie terecht komt waarbij de geldende betrouwbaarheidsnorm niet gerespecteerd wordt, dan kan de vraag gesteld worden of dit een realistisch scenario is. Als concreet voorbeeld denkt de CREG aan de situatie van Duitsland : het is onwaarschijnlijk dat de Duitse overheid, alle voorziene maatregelen (zoals coal phase out) zal doorzetten indien dit tot een voorspelbaar bevoorradingszekerheidsprobleem leidt.

De CREG meent dat in dergelijk geval moet rekening gehouden worden met remediërende maatregelen (die tot op heden ongekend zijn) waardoor de betrouwbaarheidsnorm gerespecteerd wordt. Als sensitiviteitsanalyse, stelt de CREG voor om een scenario te overwegen waarin de buurlanden van België hun betrouwbaarheidsnorm respecteren.

Les projections relatives à l'électrification de l'industrie, de la mobilité et du chauffage reposent sur des hypothèses. Il serait dès lors utile d'évaluer l'impact d'un scénario "low demand" sur l'adéquation.

6 Results

56. De CREG meent dat het nuttig zou zijn om de onderliggende cijfers van alle grafieken in de studie in Excel-vorm te publiceren.