

RÉPONSE DE LA CREG À LA CONSULTATION PUBLIQUE D'ELIA ET FLUXYS SUR LES SCÉNARIOS DES PLANS FÉDÉRAUX DE DÉVELOPPEMENT À 10 ANS POUR LES RÉSEAUX DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ ET D'HYDROGÈNE

Article 29, § 1er de l'Arrêté 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

TABLE DES MATIERES

Préface.....	2
1 Commentaires Généraux.....	2
2 Commentaires spécifiques	4
2.1 Document d'accompagnement de la Consultation Publique	4
2.1.1 Demande finale en énergie	4
2.1.2 Offre d'électricité.....	15
2.1.3 Offre de molécules	21
2.1.4 Emissions GHG & management.....	22

Préface

La CREG tient à remercier Elia et Fluxys pour l'organisation d'une consultation publique du 18 juillet 2025 au 12 septembre 2025 à 18h sur les scénarios des Plans Fédéraux de Développement à 10 ans pour les réseaux de transport d'électricité et d'hydrogène. La CREG formule ci-après plusieurs commentaires dans ce cadre.

La réponse de la CREG comprend deux parties: Partie 1 les commentaires généraux et complétée par la Partie 2 les commentaires spécifiques

1 Commentaires Généraux

1. La CREG recommande d'utiliser les données disponibles les plus récentes. Si certaines données sont devenues disponibles depuis le lancement de la consultation publique, la CREG suggère de les intégrer pour consolider les hypothèses reprises lors de cette consultation publique.
2. La CREG ne dispose actuellement pas, pour certaines données et hypothèses, de sources nécessaires pour formuler des commentaires circonstanciés. Si, ultérieurement, la CREG venait à disposer de sources ou de données complémentaires mobilisables pour commenter la méthodologie, les hypothèses ou les scénarios, elle se réserve la possibilité de formuler des commentaires en ce sens.
3. De CREG is er zich van bewust dat de evaluatie van de hypothesen en de parameters voor de opstelling van scenario's slechts een onderdeel zijn voor de bepaling van de simulatieresultaten (energievooruitzichten) van de scenario's. Zo is de impact van iedere hypothese en iedere parameter op de resultaten afhankelijk van de techniek van modellering en simulatie. Bijvoorbeeld zijn de "merit order" van technologieën en de nagestreefde modeloptimalisering, aspecten die buiten de voorliggende oefening vallen.
4. De CREG is van mening dat de evaluatie van de hypothesen en parameters voor de opstelling van scenario's niet los kan worden gezien van de beleidsopties- en keuzes van het energiebeleid. Bovendien verdienen bepaalde uitgangspunten een flankerend beleid ter implementatie. De CREG wijst daarom op het belang om te kunnen beschikken over geactualiseerde prospectieve studies om de coherentie te evalueren van de hypothesen en parameters voor de opstelling van scenario's met het energiebeleid.
5. De CREG is er zich van bewust dat de scenario's - waarvan hier de hypothesen en parameters worden bediscuteerd - die leiden tot energievoorzichten, onvoldoende zijn als input voor de daaropvolgende netwerksimulaties ter identificatie van eventuele investeringsnaden om de nodige vervoerscapaciteit te voorzien om aanbod en vraag met elkaar te verbinden. Hypothesen betreffende (gesynchroniseerde) piekverbruiken, locatie van productie en verbruik, aandeel eigen verbruik (bv. momenteel wordt het Elia-net voor 75% voor de dekking van de nationale elektriciteitsvraag (F2965EN.pdf)), configuraties van netstromen en gewenste zekerheden, etc.. Het zijn deze hypothesen die uiteindelijk sterk bepalend zijn om de nodige versterkingen en/of uitbreidingen van het vervoersnet te identificeren. De netwerkmodellering is overigens specifiek voor resp. de topologie van het elektriciteitsnet en het (te bouwen) waterstofvervoersnet.

6. La CREG souligne que l'évaluation d'hypothèses prises pour des horizons temporels éloignés (au-delà de 2040) est complexe vu le grand degré d'incertitude. Les recommandations pour ces horizons de temps servent donc principalement à vérifier la compatibilité avec les objectifs climatiques. Toutefois, la CREG estime qu'il n'est pas pertinent de se prononcer sur les hypothèses prises au-delà de 2040 vu l'absence d'incidence sur l'élaboration du plan de développement fédéral du réseau de transport d'électricité et du plan de développement fédéral du réseau de transport d'hydrogène.

7. La CREG observe que la consultation organisée par Elia et Fluxys exclut à ce stade le recours au biométhane, aux combustibles synthétiques, aux biofuels et au CCS/CCU, et que les scénarios soumis à consultation ne respectent par conséquent pas encore les objectifs climatiques fixés aux niveaux belge et européen. La CREG considère toutefois que le recours à (certaines de) ces technologies et son timing seront déterminants pour l'évaluation de certains besoins d'infrastructures de transport. La CREG regrette que ces éléments ne soient pas soumis à consultation publique, et souhaiterait disposer de davantage d'informations quant aux hypothèses retenues. De plus, la CREG recommande d'assurer l'alignement des scénarios avec les objectifs climatiques.

8. Bien que le document de consultation indique explicitement exclure le recours au biométhane, aux combustibles synthétiques, aux biofuels et au CCS/CCU, la CREG observe que la section 2.6.2 du document de consultation mentionne une demande d'électricité du CCS/CCU en TWh aux horizons 2030-2035-2040. La CREG recommande de clarifier les hypothèses prises concernant ces technologies et d'identifier clairement à quoi se rapportent les chiffres mentionnés à la section 2.6.2.

9. La méthodologie proposée dans le document de consultation (cf. Section 1.8) vise la simulation d'un nombre plus restreint d'années climatiques pour le Plan de Développement Fédéral que ce qui a été fait pour l'étude d'adéquation 2026-2036. La CREG tient à attirer l'attention sur le fait que même si le nombre d'années climatiques influence principalement les résultats des études d'adéquation et dans une moindre mesure les résultats du Plan de Développement Fédéral, le choix des années climatiques pourrait néanmoins influencer les résultats.

En effet, l'ensemble de 200 années climatiques inclut certaines années climatiques « extrêmes » dont la probabilité d'occurrence est faible. Ces années climatiques « extrêmes » peuvent influencer les résultats d'adéquation. Cependant, le nombre de simulations élevées dans l'étude d'adéquation implique qu'une année climatique n'aura pas une influence significative sur l'ensemble des résultats de l'étude. Pour le Plan de Développement Fédéral, le choix d'un nombre restreint d'années climatiques pourrait influencer de manière non négligeable les résultats des simulations de marché si le poids relatif des années climatiques « extrêmes » change.

La CREG ne peut donc se prononcer sur la pertinence de la méthodologie utilisée sans avoir plus de détails sur la sélection des années climatiques parmi l'ensemble de 200 années climatiques utilisées dans l'étude d'adéquation. La CREG estime nécessaire que la méthodologie de sélection des années climatiques utilisées soit clairement détaillée, en particulier quant aux critères retenus pour cette sélection, et que son impact potentiel sur les résultats du Plan de Développement Fédéral fasse l'objet d'une analyse approfondie, afin d'assurer la cohérence des résultats. Par ailleurs, compte tenu de l'équilibre à trouver entre la charge de calcul informatique (limitant le nombre d'années climatiques à sélectionner), la robustesse statistique (nécessitant un échantillon d'années climatiques suffisamment large) et la représentativité du climat sur l'horizon temporel étudié (en évitant d'inclure des années climatiques peu représentatives vu le dérèglement climatique en cours), il apparaît essentiel d'avoir plus de détails sur la méthodologie suivie.

2 Commentaires spécifiques

2.1 DOCUMENT D'ACCOMPAGNEMENT DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

2.1.1 Demande finale en énergie

2.1.1.1 General

10. La CREG observe que l'exercice actuel cherche à envisager des projections des demandes d'énergie sur des horizons de 10, 20 ou même 30 ans comme des données fixes et non comme des variables qui peuvent également être ajustées. Ces données fixes se basent principalement sur les politiques énergétiques actuelles avec quelques sensibilités sur certains paramètres d'évolutions de la demande en énergie, sans envisager de changements comportementaux aux prix ou d'impact sur l'activité économique. A cet égard, il pourrait être intéressant d'intégrer une demande en énergie plus élastique face au prix, tout en continuant à respecter les objectifs climatiques.

11. De CREG stelt vast dat de levering van energie om tegemoet te komen aan de buitenlandse vraag weinig tot niet wordt opgenomen in de vraagscenario's. Dit is vooral het geval voor de potentiële vraag naar waterstof waar naast de binnenlandse vraag, de vraag in de buurlanden (bv. Duitsland) bepalend zal zijn voor de dynamiek van de Belgische waterstofsector en de bouw van een geïnterconnecteerd waterstofnetwerk.

12. Er is verduidelijking wenselijk dat de binnenlandse waterstofvraag vooral bepaald zal worden door de industriële vraag en dan meer in het bijzonder de grootindustrie waar elektrificatie niet altijd een optimale oplossing biedt (hard-to-abate industrie). De potentiële vraag is vooral lokaal geclusterd en bij aanvang in Gent en Antwerpen. De CREG is van mening dat slechts beperkt aandacht wordt besteed aan vraagscenario's voor waterstof

Sufficiency: During the workshops stakeholders asked about the potential for sufficiency measures to reduce the energy demand for buildings and transport. Do you think it would be valuable to create a sensitivity to assess the impact of sufficiency?

13. La CREG soutient la proposition d'Elia & Fluxys d'ajouter une analyse de sensibilité pour évaluer l'impact de mesures de « sufficiency ». Une telle sensibilité permettrait d'estimer dans quelle mesure des mesures de sobriété énergétique pourraient réduire la demande globale d'énergie. Elle offrirait également un outil pour comparer l'efficacité de ces mesures par rapport aux politiques d'efficacité énergétique, et pour analyser leur contribution à l'atteinte des objectifs climatiques.

2.1.1.2 Residential demand

11. À l'exception des pompes à chaleur et des véhicules électriques, la modélisation de la demande repose sur des profils de consommation maintenus fixes sur tout l'horizon de temps pour les usages existants. Cette méthodologie risque de sous-estimer le potentiel de flexibilité implicite de la demande amené à se développer dans les années à venir suite aux modifications de comportement induites notamment par les changements de tarification et les innovations technologiques dans la commandabilité et programmabilité des applications ménagères. La CREG recommande donc de développer une méthodologie qui tient davantage compte de tous les types de flexibilité de la demande ("demand response"). **Rates for new dwellings:** different rates are proposed for the BASE scenario on one hand and the ELEC and MOL scenarios on the other hand. Do you think it makes sense to use different rates across scenarios? Do you agree with the proposed rates? Do you have specific reasons and/or sources which could justify a different rate (or confirm the proposed one)?

14. La CREG s'attend à ce que le taux du nombre de logements nouvellement construits (hors démolition-reconstruction) diminue progressivement pour différentes raisons :

- La baisse de la croissance démographique entraînant un ralentissement de la croissance du nombre de ménages. Le Bureau Fédéral du Plan estime 35 921 nouveaux ménages entre 2020 et 2021 contre seulement 11 521 ménages entre 2049 et 2050, ce qui représente une baisse de 68% entre 2021 et 2050 ;
- La pression foncière et les contraintes environnementales restreignant le nombre de zones constructibles qui vont limiter le nombre de nouveaux logements constructibles dans les années à venir ;
- L'augmentation du nombre de logements pour répondre à la croissance démographique ne se traduit pas uniquement par l'augmentation du nombre de nouveaux logements mais également par la diminution de la surface habitable par ménage (par la reconversion de maisons unifamiliales en plusieurs unités résidentielles par exemple).

15. Pour ces raisons, la CREG recommande d'ajuster le rythme des nouvelles constructions de manière à le faire évoluer en parallèle à la trajectoire du nombre de ménages projetée par le Bureau Fédéral du Plan sur la période 2021-2050, ce qui correspond à une diminution annuelle de 3,85 % par rapport au niveau de 2021.

La CREG s'interroge toutefois sur la définition retenue pour les "nouvelles constructions" visées dans la consultation publique : incluent-elles également les démolitions-reconstructions ou ces dernières sont-elles comptabilisées dans la catégorie "rénovations" ? Le cas échéant, le taux du nombre de logements nouvellement construits devrait être adapté sur base de la définition retenue.

Renovation rates: different rates are proposed for the BASE scenario on one hand and the ELEC and MOL scenarios on the other hand. Do you think it makes sense to use different rates across scenarios? Do you agree with the proposed rates, especially considering the historical renovation rate and the NECP objective? Do you have specific reasons and/or sources which could justify a different rate (or confirm the proposed one)?

16. La CREG estime qu'il n'est pas pertinent d'utiliser un taux de rénovation plus faible dans le scénario « ELEC » que dans le scénario « BASE ». L'utilisation d'un taux de rénovation de 3% en 2050 pour le scénario « ELEC » et de 2% pour le scénario « BASE », apparaît plus cohérente. En effet, dans le scénario « ELEC » une accélération de l'électrification est prévue, le déploiement accru des pompes

à chaleur devra nécessairement s'accompagner d'une accélération du rythme de rénovation. La pertinence économique des pompes à chaleur dans le secteur résidentiel est principalement viable dans les habitations bien isolées (cf. Etude [\(F\)3017](#) de la CREG).

17. La CREG recommande dès lors de viser un taux de rénovation de 3% pour le scénario « ELEC » à l'horizon 2050 et de retenir un taux de 2% pour le scénario « BASE ».

Evolution of heating technologies: Do you agree that the proposed evolutions are diverse yet credible? Do you have specific reasons and/or sources which could justify a different evolution (or confirm the proposed one)?

18. En ce qui concerne le secteur résidentiel, la directive sur la performance énergétique des bâtiments (EPBD) n'a pas encore été transposée dans les réglementations régionales. À ce jour, il n'existe donc aucune interdiction générale d'installer des chaudières à combustibles fossiles lors de rénovations. Par ailleurs, le taux d'adoption des pompes à chaleur dans les bâtiments rénovés reste limité, principalement en raison de leur rentabilité encore insuffisante.

19. Le maintien de la TVA à 6 % pour les pompes à chaleur, associé à l'augmentation de la TVA sur les chaudières à combustibles fossiles à 21 %, constitue un levier favorable à leur déploiement. Cependant, l'absence actuelle d'un rééquilibrage fiscal entre l'électricité et les combustibles fossiles, combinée à l'entrée en vigueur de l'ETS2 prévue pour 2027 et à un prix du CO₂ attendu relativement faible lors des premières années, rend les projections de déploiement des pompes à chaleur trop optimistes à court terme.

20. La CREG souligne également une incohérence dans les scénarios présentés : le scénario « MOL » prévoit un taux de pénétration des pompes à chaleur équivalent à celui du scénario « ELEC » en 2030, alors qu'il serait attendu plus faible. De même, en 2040, le scénario « MOL » présente un taux égale ou supérieur au scénario « Base » en Flandre et en Wallonie.

2.1.1.3 Tertiary demand

21. De manière analogue à la demande résidentielle, la CREG estime que la matérialisation du scénario « ELEC », qui mise sur une électrification plus rapide et un déploiement accru des pompes à chaleur dans le secteur tertiaire, est conditionnée à une rénovation accélérée des bâtiments. A cet égard, la CREG considère peu réaliste de supposer un taux de rénovation plus faible pour le scénario « ELEC » que pour le scénario « BASE ».

22. La CREG recommande donc de viser un taux de rénovation d'au moins 3 % pour le scénario « ELEC » avant 2050, tout en maintenant un taux de 2 % pour le scénario « MOL ».

Modelling approach: Given the lack of available data, the evolution of useful energy demand is based mainly on surface area evolution (m²) and efficiency gains due to insulation. Do you think this simplification is acceptable? Do you have specific reasons and/or sources which could justify a different approach (or confirm the proposed one)?

23. La CREG estime que la simplification proposée par Elia/Fluxys est acceptable pour des projections à long terme, compte tenu du manque de données détaillées sur le secteur tertiaire.

2.1.1.4 Transport demand

24. La CREG recommande de ne pas appliquer l'augmentation de 5 % prévue par rapport à l'étude Adéquation & Flexibilité 2026-2036 pour la consommation en kWh/km des véhicules électriques, celle-ci étant déjà en hausse par rapport aux hypothèses retenues dans le cadre des scénarios du CRM 2025.

25. Concernant les véhicules particuliers, l'étude Adéquation & Flexibilité 2026-2036 retient une consommation actuelle moyenne de 19 kWh/100 km, correspondant au parc actuel, constitué en grande partie de véhicules de société. Ces derniers sont en moyenne plus grands et plus lourds que les véhicules privés, ce qui se traduit logiquement par une consommation énergétique plus élevée.

26. La CREG estime qu'à mesure que la part des véhicules électriques privés augmentera dans le parc total, la taille moyenne des véhicules électriques en Belgique devrait diminuer. Cette évolution entraînerait, toutes choses égales par ailleurs, une baisse progressive de la consommation spécifique (kWh/km) des véhicules électriques.

27. Sur la base d'une analyse des immatriculations de voitures privées durant les six premiers mois de l'année 2024, combinée aux données de consommation par modèle issues de la base de données Electric Vehicle Database, la consommation moyenne des véhicules privés apparaît inférieure d'environ 7 % à celle des véhicules de société (soit 93 % de la consommation moyenne de ces derniers).

28. En conséquence, la CREG recommande de distinguer, dans les hypothèses de modélisation, les consommations moyennes applicables aux véhicules de société et aux véhicules privés, en appliquant un facteur de réduction de 7 % pour ces derniers.

29. La CREG rappelle également que, dans son étude Futurs Énergétiques 2050, RTE retient, pour l'année 2050, une consommation de 14 kWh/100 km dans son scénario de référence et de 13 kWh/100 km dans son scénario de sobriété. L'étude de RTE ne précise toutefois pas s'il s'agit d'une consommation mesurée batterie à la roue ou borne de recharge à la roue.

30. Même si ces valeurs correspondent à une consommation « batterie à la roue », l'ajout de pertes moyennes estimées à 8,6 %¹ conduit à une consommation équivalente d'environ 15,2 kWh/100 km pour le scénario de référence. Ce niveau demeure sensiblement inférieur à la valeur retenue dans l'étude Adéquation & Flexibilité 2026-2036 d'Elia, ce qui plaide pour une réévaluation prudente et réaliste des hypothèses de consommation des véhicules électriques.

Transport demand: To assess the demand for transportation and modal shares, projections published by the Perspectives Énergétiques study performed by the Federal Planning Bureau were used. Do you agree that this study forms a good basis to assess future transport demand? Do you have specific reasons and/or sources which could justify a different evolution?

Technology share evolution: Do you think the proposed assumptions are varied yet credible? Do you have specific reasons and/or sources which could justify a different evolution (or confirm the proposed one)?

¹ Selon l'ICCT, les pertes énergétiques liées à la recharge des véhicules électriques varient entre 7 % pour le courant alternatif et 17,5 % pour le courant continu. En tenant compte du fait qu'environ 85 % des recharges en Belgique s'effectuent en courant alternatif, notamment à domicile et sur bornes publiques, la perte moyenne peut être estimée à environ 8,6 %.

31. L'estimation du nombre de véhicules électriques et hybrides n'est pas directe à partir des données fournies. En effet, les données relatives aux voitures par région incluent à la fois les véhicules électriques et hybrides, sans distinction entre ces deux catégories. Elles ne permettent donc pas d'obtenir directement le nombre de véhicules électriques pour les différents horizons temporels.

De plus, les proportions des différents types de voitures (ICE, PHEV, BEV) sont données sur la base des kilomètres parcourus, qui ne sont pas identiques pour les véhicules privés et de société.

La CREG a néanmoins souhaité estimer le nombre de véhicules en supposant que les proportions communiquées, en tenant compte des kilomètres parcourus, sont approximativement les mêmes que celles obtenues sans tenir compte de cet impact. Sur la base du nombre de véhicules électriques et hybrides par région et des proportions par type retenues dans les trois scénarios, le nombre de véhicules électriques peut ainsi être estimé comme suit :

[millions of BEV]						[millions of PHEV]			
Scenario	Region	2030	2035	2040	2050	2030	2035	2040	2050
Elec	FL	1,327	2,390	3,459	3,900	0,1731	0,1103	0,0412	0,0000
Elec	WL	0,619	0,956	1,285	1,900	0,0808	0,0441	0,0153	0,0000
Elec	BXL	0,265	0,287	0,395	0,500	0,0346	0,0132	0,0047	0,0000
TOTAL		2,212	3,632	5,139	6,300	0,288	0,168	0,061	0,000
Base	FL	1,074	1,786	2,526	3,900	0,326	0,214	0,074	0,000
Base	WL	0,307	0,625	1,069	1,900	0,093	0,075	0,031	0,000
Base	BXL	0,153	0,268	0,389	0,500	0,047	0,032	0,011	0,000
TOTAL		1,535	2,679	3,983	6,300	0,465	0,321	0,117	0,000
Mol	FL	0,975	1,676	2,286	3,600	0,325	0,224	0,114	0,000
Mol	WL	0,225	0,441	0,762	1,600	0,075	0,059	0,038	0,000
Mol	BXL	0,150	0,265	0,381	0,400	0,050	0,035	0,019	0,000
TOTAL		1,350	2,382	3,429	5,600	0,450	0,318	0,171	0,000

32. La CREG constate que, dans le scénario « BASE », les hypothèses relatives au nombre de véhicules électriques (BEV) ainsi estimées pour 2030 et 2035 semblent inférieures à celles retenues dans le scénario « Current Commitments » de la dernière étude Adéquation & Flexibilité 2026-2036, tout en demeurant ambitieuses. La CREG recommande dès lors de les ajuster à la baisse. Cette recommandation repose principalement sur les éléments suivants :

- **Reports confirmés ou nouveaux des interdictions des véhicules fossiles et des zones zéro émission** : Les calendriers initialement annoncés pour l'interdiction progressive des véhicules thermiques et la mise en place des zones zéro émission continuent de subir des retards en Belgique. À Bruxelles, par exemple, l'interdiction des véhicules diesel Euro 5 et essence Euro 2, prévue pour 2025, a été repoussée². En Wallonie, la perspective d'une zone zéro émission généralisée reste suspendue, et les mesures se concentrent désormais sur des initiatives locales limitées. Par ailleurs, au niveau européen, l'interdiction de la vente de véhicules thermiques neufs à partir de 2035 fait l'objet de contestations croissantes. Plusieurs constructeurs automobiles et États membres, dont l'Allemagne, plaident pour un assouplissement ou un report de cette échéance. La clause de révision prévue en 2026 pourrait ouvrir la voie à un ajustement du calendrier, introduisant une incertitude supplémentaire sur la trajectoire de transition. Ces retards et incertitudes, tant au niveau national qu'eupéen, risquent de ralentir la transition vers les véhicules électriques, réduisant ainsi l'impact des prévisions d'Elia sur l'essor rapide de ces véhicules, notamment pour les particuliers ;

² L'interdiction des véhicules diesel Euro 5 et essence Euro 2 avait été repoussée à 2027 avant que la Cour constitutionnelle ne suspende l'ordonnance concernée. La décision en annulation de la Cour est attendue pour décembre 2025. Le gouvernement bruxellois a indiqué ne pas imposer d'amende avant avril 2026 aux véhicules concernés qui circuleraient encore en RBC.

- **Proposition d'amendement des standards européens de CO₂ pour les voitures et utilitaires légers (2025-2027)** : La possibilité accordée aux constructeurs de compenser un dépassement des objectifs annuels par une sur-performance au cours d'autres années de la période 2025-2027 réduit la pression immédiate sur le marché. Cette flexibilité pourrait entraîner un décalage supplémentaire dans le lancement et la diffusion des modèles électriques abordables, prolongeant la prédominance des véhicules thermiques dans les ventes à court terme ;
- **Infrastructure de recharge toujours insuffisante** : Bien que le nombre de bornes de recharge ait continué à progresser en 2024, le rythme reste en deçà des besoins pour soutenir une adoption massive des véhicules électriques. Les disparités régionales persistent, notamment entre les grandes villes et les zones rurales. La CREG considère que ces limitations continueront à freiner la pénétration des véhicules électriques, surtout pour les ménages sans possibilité de recharge privée ;
- **Coûts des véhicules électriques pour les particuliers** : Malgré une légère amélioration de l'offre sur le marché et la poursuite de la baisse du prix des batteries, le coût d'achat demeure un frein majeur. Les aides publiques ponctuelles (par exemple les primes introduites en Flandre début 2024) n'ont pas suffi à compenser la différence de prix avec les véhicules thermiques. Par ailleurs, les retards constatés dans le lancement sur le marché de modèles électriques réellement abordables accentuent cet écart. La CREG estime dès lors que l'adoption par les ménages restera plus lente que ne l'anticipe Elia, particulièrement entre 2026 et 2030 ;
- **Investissements et incitations financières** : Comme le souligne le Global EV Outlook 2024 de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la poursuite de la croissance des véhicules électriques nécessite un déploiement rapide des infrastructures de recharge ainsi qu'un soutien politique fort et durable. Le rapport insiste en particulier sur l'importance des cadres réglementaires et des incitations industrielles pour maintenir la dynamique d'adoption. En l'absence de tels soutiens à long terme, les prévisions d'Elia pourraient surestimer l'ampleur du développement d'ici 2030 ;
- **Différenciation entre voitures de société et voitures privées** : La dynamique reste contrastée. L'électrification des voitures de société progresse de manière soutenue grâce aux incitations fiscales spécifiques, mais le segment des voitures privées demeure beaucoup plus lent à se transformer. La CREG a donc ajusté ses prévisions en tenant compte de ce décalage structurel, alors qu'Elia prévoit un rattrapage plus rapide du segment privé.

Compte tenu des éléments développés ci-dessus, la CREG recommande, pour le scénario « BASE », de retenir les projections suivantes :

- 1 450 000 véhicules électriques et 280 000 véhicules hybrides en 2030 ;
- 2 154 000 véhicules électriques et 131 000 véhicules hybrides en 2035.

Les scénarios « ELEC » et « MOL » devraient alors être adaptés en conséquence, en diminuant proportionnellement l'évolution des véhicules électriques et hybrides, comme pour les diminutions apportées au scénario « BASE ».

33. La CREG observe que les taux d'occupation de passagers par véhicule restent constants entre 2030 et 2050 à un niveau de 1,3 pour les voitures et 10,7 pour les bus. La CREG estime que cette hypothèse n'est pas réaliste principalement pour les raisons suivantes :

- La mise en œuvre du système ETS 2 va impacter le prix des carburants à la hausse et donc le coût marginal du transport automobile. Ce prix devrait progressivement augmenter avec une diminution des quotas CO₂ alloués, conformément aux engagements climatiques pris au niveau européen. Cette hausse des coûts pourrait inciter sur le court-terme les automobilistes à optimiser l'utilisation des véhicules, par exemple en augmentant le taux de covoiturage ou le transfert modal ;
- Des politiques publiques incitant au covoiturage, à la mobilité partagée et aux transports en commun, telle que la réduction du nombre de places de stationnement en centre-ville ou la construction de parkings de covoiturage, devraient contribuer à augmenter le taux d'occupation moyen des véhicules.
- L'avènement du télétravail et de l'ère digitale, qui réduit la part des déplacements domicile-travail dans les km totaux parcourus en voiture, ces derniers présentant typiquement un taux d'occupation inférieur à la moyenne.
- Des ambitions politiques annoncées d'augmenter le taux d'occupation des voitures personnelles, notamment le Plan Air- Climat-Energie (Région wallonne) qui vise un taux d'occupation de 1,5 personnes/véhicule en 2030 (contre 1,3 personnes/véhicule en 2017).
- D'autres études considèrent des taux d'occupation plus élevés, notamment l'étude negaWatt Belgium qui prévoit un taux d'occupation de 2 personnes par voiture en moyenne en 2050.

La CREG recommande de faire évoluer linéairement le taux moyen d'occupation des voitures de 1,3 personnes/véhicule aujourd'hui à 1,5 personnes/véhicule en 2030 personnes (conformément à l'objectif PACE en Région wallonne) puis à 1,7 en 2050 (30% d'augmentation par rapport au niveau actuel).

En ce qui concerne les bus, la CREG considère que l'augmentation absolue des km x passagers parcourus en transport en commun entraînera à terme une augmentation de l'offre en heures de pointe mais plus marginale voire inexistante en heures creuses. Si ce scénario se confirme, il aura pour effet d'augmenter le taux moyen d'occupation. La CREG préconise par conséquent de faire évoluer linéairement le taux d'occupation moyen de 10,7 personnes par bus aujourd'hui à 13,9 personnes par bus en 2050 (30% d'augmentation).

2.1.1.5 Industry demand

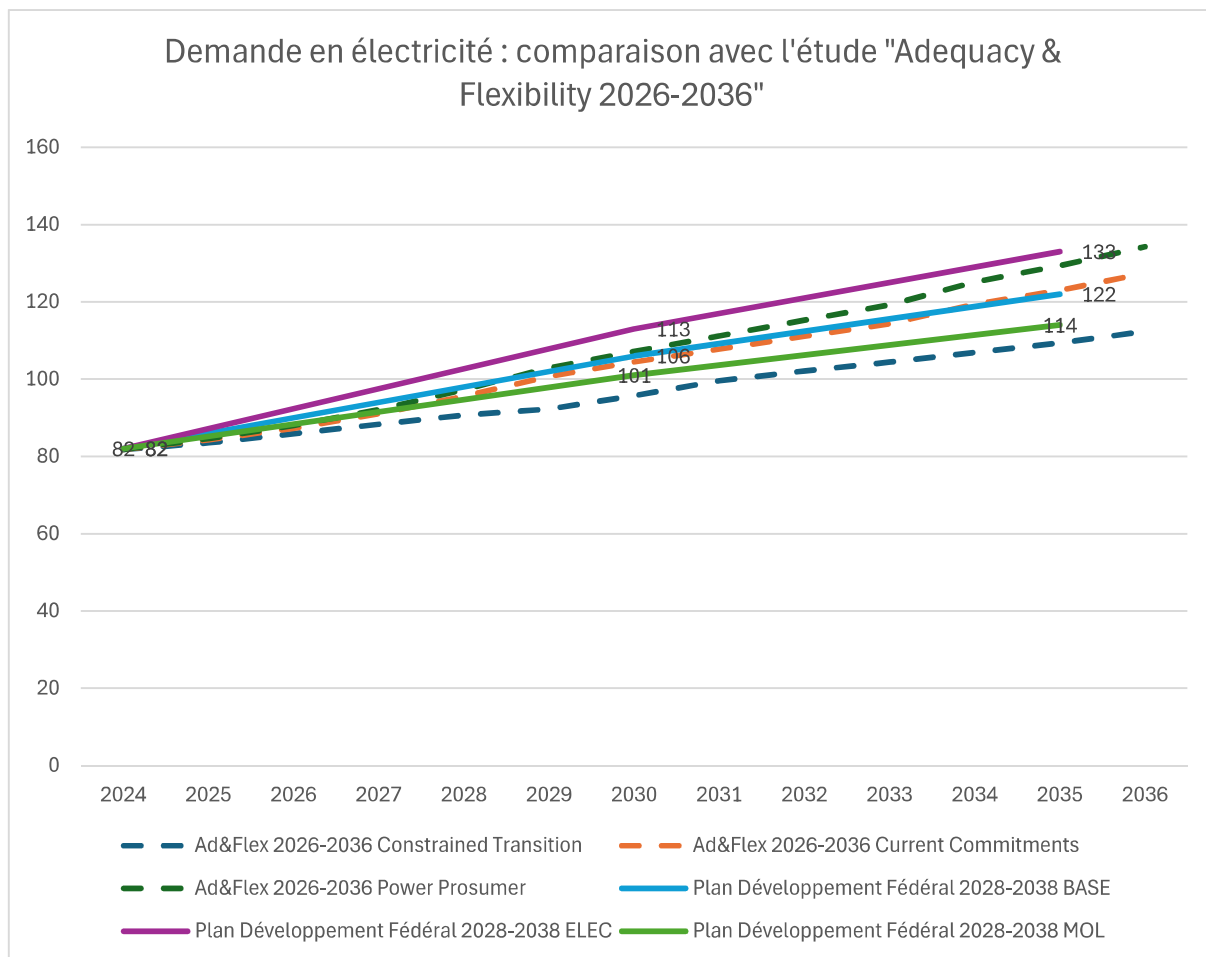
34. Compte tenu du nombre limité d'acteurs dans certaines industries, il a été précisé lors des workshops que certains scénarios ont été élaborés selon une approche bottom-up, c'est-à-dire fondée sur les stratégies de décarbonation et les investissements envisagés/concrets des industriels. Étant donné que les trajectoires de décarbonation varient selon les secteurs — par exemple, l'électrification pour les aciéries, les molécules vertes pour les raffineries, ou encore le captage et stockage du carbone (CCS) pour les cimenteries — et que ces technologies sont privilégiées différemment selon les scénarios, la CREG souligne l'importance cruciale d'un scénario « BASE » qui reflète fidèlement cette

diversité technologique. À défaut, il existe un risque que les scénarios proposés ne traduisent pas de manière crédible le futur le plus probable.

La CREG recommande pour valider ce scénario 'BASE' d'utiliser les données disponibles fournies par les industriels suivant une approche 'bottom-up' grâce aux outils existants comme, par exemple, le 'Load management tool' développé par Elia. Cet outil permet d'évaluer les probabilités de réalisation de différentes trajectoires de décarbonation suivies par les industriels sur base des informations qu'ils fournissent.

Choice of reference point for the industrial production level: Based on input received during the workshops, pre-crisis levels (2021) of industrial production, taking into account known closures and new industry, were assumed to calculate future industrial energy demand. Do you agree with this assumption? Do you have specific reasons and/or sources which could justify a different evolution (or confirm the proposed one)?

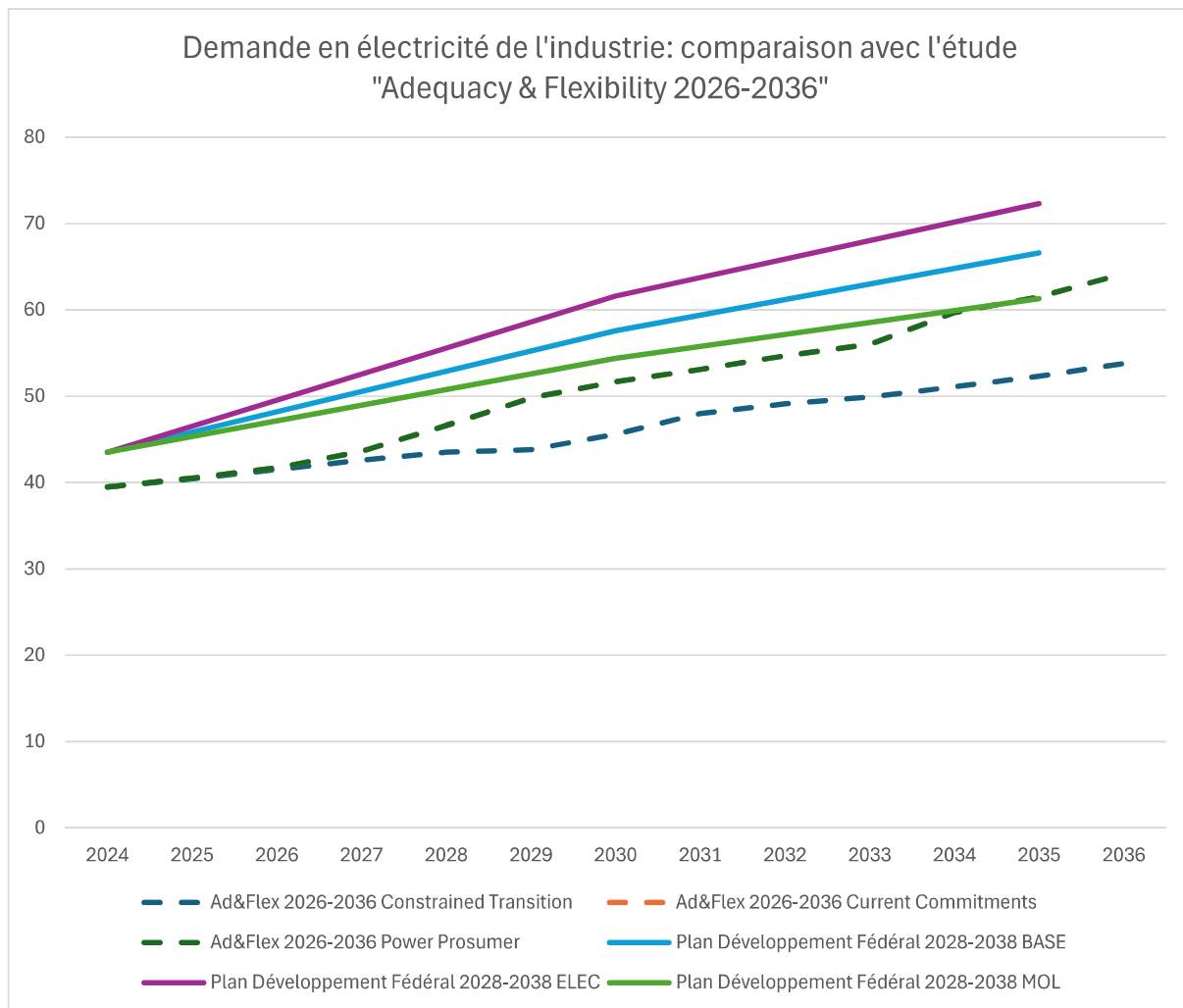
35. La CREG remarque que certaines hypothèses divergent de celles prises dans d'autres études réalisées récemment. Plus particulièrement, concernant la demande en électricité, la CREG note que les projections pour 2030 et 2035 dans les scénarios développés sont supérieures aux données utilisées dans l'étude Adéquation & Flexibilité 2026-2036 d'Elia comme illustré ci-dessous.



L'écart provient principalement du niveau de référence retenu pour la projection de la demande industrielle d'électricité. Les hypothèses présentées pour ce nouveau Plan de Développement Fédéral 2028-2038 retient actuellement comme niveau de référence la consommation industrielle de 2021,

tandis que la dernière étude d'adéquation publiée en juin 2025 se base sur celle de 2024. Cette nouvelle approche semble optimiste et moins connectée à la réalité actuelle. La CREG recommande par conséquent d'aligner les scénarios de demande pour l'élaboration du plan de développement fédéral avec les hypothèses de l'étude d'adéquation. La CREG recommande dès lors d'utiliser les niveaux de consommation industrielle de 2023/2024 comme point de départ pour les projections de consommation industrielle.

En effet, employer les niveaux de consommation de 2021 comme hypothèse de départ pour les projections de consommation industrielle induit une hausse de la demande industrielle d'environ 5 TWh entre les hypothèses de l'étude Adéquation & Flexibilité 2026-2036 d'Elia et les hypothèses proposées pour le Plan de Développement Fédéral 2028-2038.



36. La CREG estime qu'une partie de l'électrification industrielle pourrait ne pas se matérialiser ou être retardée si des conditions favorables à cette électrification ne sont pas assurées. De telles conditions favorables comprennent notamment la disponibilité d'électricité à bas coûts, l'accès à des capacités sur le réseau de transport d'électricité, un contexte économique et de compétitivité mondiale favorables, etc. Ce risque est également mis en évidence par McKinsey³ qui estime dans son

³ <https://www.mckinsey.com/industries/energy-and-materials/our-insights/global-energy-perspective>

étude « Global Energy Perspective 2024 » qu'en Europe près de 40% de l'augmentation de la demande en électricité prévue entre 2023 et 2030 pourrait ne pas se matérialiser. Ce chiffre monte à 55% dans le cas spécifique de l'industrie. Alors que le développement du réseau de transport d'électricité constitue un prérequis à l'électrification pour de nombreux acteurs, nous soulignons ici les liens étroits et bidirectionnels entre le réseau de transport et ses utilisateurs, chacun des deux reposant sur l'autre pour son propre développement.

37. Pour les pompes à chaleur industrielles (chemical & petrochemical, Agriculture - forestry & fish), les documents soumis à consultation mentionnent un coefficient de performance de 2,5 sur base d'une étude réalisée par Agora. Cette valeur semble conservatrice et ne semble pas se baser sur les technologies de pompes à chaleur les plus récentes pour des applications industrielles. Un exemple de pompe à chaleur industrielle dans une raffinerie de sucre à Tirlemont pour générer de la vapeur jusqu'à 160°C présente un coefficient de performance moyen de 3 à 54. De manière générale, plusieurs documents font référence à des coefficients de performance saisonniers compris plutôt entre 3,5 et 5 pour les pompes à chaleur industrielles⁵ pour des différences de température entre 40 et 50°C entre la source froide et la source chaude.

La CREG recommande de revoir à la hausse le coefficient de performance considéré pour ces applications, au minimum à un niveau de 3,5. Des coefficients de performance différents pourraient être employés en fonction du niveau de température à atteindre en vue d'augmenter la finesse de l'analyse. La CREG souligne que l'exploitation de chaleur résiduelle sur un site industriel comme source froide d'une pompe à chaleur a une influence significative sur son coefficient de performance.

38. Pour le secteur métallurgique, les hypothèses d'évolution de la demande en électricité semblent ambitieuses en comparaison avec une étude réalisée par un consultant externe sur l'évolution de la demande en électricité du secteur. En effet, cette étude prévoit une augmentation de la demande en électricité plus faible en 2040 par rapport à la consommation électrique prévue dans le cadre de cette consultation publique. Les évolutions de cette demande électrique dépendront notamment des décisions d'investissements réalisées (ou non) sur les différents sites métallurgiques actuellement présents en Belgique.

Afin d'estimer l'évolution de la consommation en électricité du secteur métallurgique, cette étude a suivi une approche 'bottom-up' se basant sur des sites sidérurgiques existants en Belgique et prenant en compte différentes hypothèses en fonction des potentielles décisions d'investissements pour ces différents sites. Cette approche au cas par cas semble plus pertinente que l'approche proposée dans le cadre de cette consultation publique. La CREG recommande donc d'adapter la consommation du secteur métallurgique dans les trois scénarios de sorte qu'ils restent dans la fourchette définie par cette étude.

Heating share by temperature: For several sectors assumptions were made regarding the distribution of heat demand over different temperature levels. This assumption directly impacts the technologies assumed to be available to decarbonise this heating demand. Do you agree with these assumptions? Do you have specific reasons and/or sources which could justify a different evolution (or confirm the proposed one)?

⁴ 'First-of-its-Kind' 4MW Pentane Heat Pump Installed at Belgian Sugar Factory: <https://naturalrefrigerants.com/first-of-its-kind-4mw-pentane-heat-pump-installed-at-belgian-sugar-factory/>

⁵ <https://www.bpa.gov/-/media/Aep/energy-efficiency/emerging-technologies/202403-industrial-heat-pump-market-study.pdf>

https://www.ehpa.org/wp-content/uploads/2022/11/Large-heat-pumps-in-Europe-and-industrial-uses_2020.pdf

Technology share evolution: Do you think the proposed assumptions are varied yet credible? Do you have specific reasons and/or sources which could justify a different evolution (or confirm the proposed one)?

39. L'étude de S. Madeddu & al. (2020)⁶ mentionne que 78% de la consommation d'énergie dans l'industrie européenne peut être électrifiée avec des technologies qui existent déjà. Un taux d'électrification de 99% pourrait être atteint avec des technologies qui sont actuellement en développement. Une analyse approfondie de cette étude pourrait permettre de contribuer à confirmer les hypothèses prises dans les différents résultats.

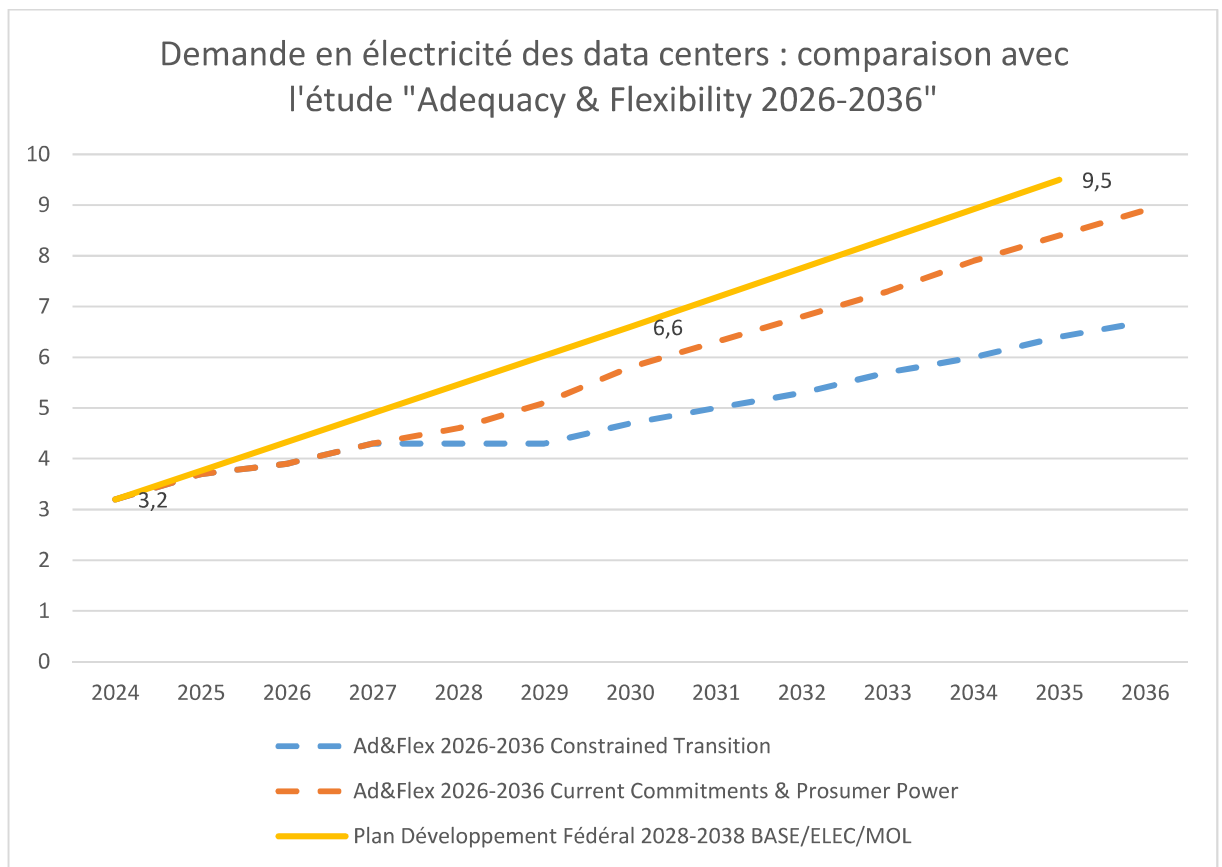
2.1.1.6 Data centres evolution

Evolution of data centre demand: All assumptions for data centres are based on a recent study published by BCG. Do you agree with these assumptions? Do you have specific reasons and/or sources which could justify a different demand evolution (or confirm the proposed one)?

40. La CREG estime que la trajectoire de croissance projetée pour la consommation des data centers doit être nuancée, car une part importante de la croissance de consommation estimée par BCG repose sur des projets planifiés mais qui ne sont pas encore en phase de construction, comme par exemple ceux de Google. Or, la concrétisation de ces projets reste incertaine, en raison de divers facteurs (réglementaires, environnementaux et politiques par exemple) qui pourraient en ralentir ou en modifier la mise en œuvre. Cette incertitude pèse sur la robustesse des prévisions et invite à considérer ces scénarios comme ambitieux plutôt que comme acquis. La CREG recommande donc de choisir le scénario 'Low' de BCG pour la demande en électricité des data centers.

41. La CREG constate que le scénario 'Central' de BCG présente une divergence à la hausse de la demande en électricité des data centers pour 2030 et 2035 par rapport aux données utilisées dans le scénario « Current Commitments » de la dernière étude d'adéquation. Pour une consommation de 3,2 TWh en 2024 pour les data centers en Belgique (sur base des chiffres de l'étude BCG), on peut observer une divergence à la hausse de 0,8 TWh pour 2030 et 1,1 TWh pour 2035 entre les hypothèses de l'étude Adéquation & Flexibilité 2026-2036 et les hypothèses proposées pour le scénario 'Central' de BCG.

⁶ Silvia Madeddu et al, The CO2 reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat), 2020 Environ. Res. Lett. 15 124004



2.1.2 Offre d'électricité

2.1.2.1 Solar

Solar assumptions: Do you have specific reasons and/or sources which could justify a different evolution in installed solar capacity (or confirm the proposed one)?

2.1.2.2 Onshore wind

Onshore assumptions: Do you have specific reasons and/or sources which could justify a different evolution in installed onshore wind capacity (or confirm the proposed one)?

2.1.2.3 Offshore wind

Domestic offshore wind assumptions: There is currently significant uncertainty regarding the evolution of domestic offshore wind in Belgium. Do you have specific reasons and/or sources which could justify a different evolution in installed onshore wind capacity (or confirm the proposed one)?

42. De CREG acht het voorgestelde scenario voor de verwachte capaciteit van domestic offshore wind tegen 2040 als onrealistisch. De CREG stelt overigens vast dat de doelstelling om 8 GW domestic offshore wind in de Belgische EEZ te realiseren tegen 2040 niet werd opgenomen in het definitieve FEKP. Dit is een wijziging ten opzichte van het voorlopige plan waarin deze doelstelling wel nog werd geformuleerd. Ten eerste is het onzeker dat de volledige 3,5 GW zal gerealiseerd worden in de Prinses Elisabethzone gegeven de densiteit van de zone. De geformuleerde doelstelling voor de zone was namelijk om tussen de 3,15 en 3,5 GW te ontwikkelen, afhankelijk van de uitkomst van de aanbestedingsprocedures. Met deze sensitiviteit werd geen rekening gehouden. Als bijkomend element stelt de CREG ook vast dat deze doelstelling niet meer werd vermeld in het definitieve FEKP, zoals goedgekeurd door de federale regering op 20 juli 2025, in het plan worden enkel kavel 1 en 2 met een totale capaciteit van 2,1 GW opgenomen en dus formeel onderschreven.

43. Het is ook zeer onwaarschijnlijk dat de repowering van de oostelijke zone voor extra capaciteit zal zorgen tegen 2040. Met name omdat verschillende van de lopende concessies kunnen verlengd worden tot na 2040. Daarnaast is er ook tijd nodig voor de herontwikkeling van de zone, dit houdt namelijk in dat de oude capaciteit dient afgebroken te worden waarna vervolgens de nieuwe capaciteit kan gebouwd worden. Dit betekent dan ook dat er tijdelijk minder capaciteit ter beschikking zal zijn, hier lijkt geen rekening mee gehouden te zijn. Bovendien is een capaciteitsverhoging door repowering zeer onwaarschijnlijk gegeven het feit dat de densiteit in de oostelijke zone al tot de hoogste ter wereld behoort. Met betrekking tot een additionele zone acht de CREG het ook onwaarschijnlijk dat deze in 2040 operationeel zal zijn gegeven de huidige vertragingen bij de uitbouw van de Prinses Elisabethzone, recente wijzigingen met betrekking tot bijhorende aansluitingscapaciteit en de beschikbare plaats in de Belgische EEZ. Er zijn tot op heden nog geen voorbereidingen getroffen om nog een additionele zone te ontwikkelen. Samenvattend komt de CREG tot de conclusie dat een geïnstalleerde capaciteit van 8 GW domestic offshore tegen 2040 onrealistisch is.

Non-domestic offshore wind assumptions: There is currently significant uncertainty regarding the evolution of domestic offshore wind in Belgium. Do you have specific reasons and/or sources which could justify a different evolution in installed onshore wind capacity (or confirm the proposed one)?

44. De CREG stelt vast dat er binnen het kader van NSEC ambitieuze politieke doelstellingen zijn geformuleerd voor het ontwikkelen van grensoverschrijdende offshore windprojecten. Er is evenwel nog geen duidelijk kader waarin deze windparken en de bijhorende netinfrastructuur kunnen ontwikkeld worden. Deze onduidelijkheid is er zowel op vlak van het niveau van organisatie als de financiering van projecten. Het voorziene tijds kader, met name om de eerste capaciteit van 2 GW in dienst te nemen in 2038, is dus zeer ambitieus om elk van deze aspecten in orde te krijgen om op tijd de beoogde capaciteit te realiseren. De CREG erkent echter wel de voordelen van het ontwikkelen van non-domestic offshore. Met name is de oppervlakte van de Belgische EEZ zeer beperkt waardoor de densiteit van de windparken die worden ontwikkeld hoog is en dit dan ook ten koste gaat van de rendabiliteit. Daarnaast zullen de non-domestic windparken moeten aangesloten worden in DC aangezien ze op een grotere afstand van de kust liggen. Hoewel dit momenteel een duurdere technologie is, geeft ze meer flexibiliteit met betrekking tot de aanlandingspunten op het net op het vasteland.

2.1.2.4 Biomasse

Biomass and waste capacity: The proposed assumptions for biomass and waste capacity consider the existing capacity to be kept constant during the entire study horizon. Do you have specific reasons

and/or sources which could justify different assumptions (or confirm the proposed one)? eeRun-of-river hydro

2.1.2.5 Run of river hydroelectricity

Run of river hydroelectricity: Do you have specific reasons and/or sources which could justify different assumptions (or confirm the proposed one)?

2.1.2.6 Nuclear

Extension of the existing Belgian nuclear fleet: Several comments were made during the workshop on the lifetime extension of the existing Belgian nuclear fleet. Do you have specific reasons and/or sources which could justify different assumptions (or confirm the proposed one)?

45. Les scénarios soumis à consultation supposent tous une exploitation des réacteurs de Doel 4 et Tihange 3 au-delà de 60 ans de fonctionnement, de sorte à ce qu'ils soient toujours en service en 2050. Sachant que la prolongation de ces réacteurs jusqu'en 2035 a déjà été décidée et vu les délais suffisants pour la conclusion d'un accord avec l'exploitant et la réalisation des travaux requis en vue d'une prolongation supplémentaire, la CREG n'a pas d'objection particulière à l'intégration dans les scénarios d'une prolongation au-delà de 2035 de ces réacteurs. La CREG ne souhaite toutefois pas se prononcer sur le caractère réaliste d'une prolongation au-delà de 60 ans d'opération (après 2045), sachant que la période concernée (2045 à 2050) n'a pas d'influence sur l'élaboration du plan de développement fédéral (électricité) 2028-2038 et du plan de développement du réseau de transport d'hydrogène 2027-2037.

46. En ce qui concerne les autres réacteurs nucléaires existants, la CREG observe que seule la prolongation du réacteur de Tihange 1 jusqu'en 2040 est proposée pour qu'elle atteigne 60 ans d'opération. La CREG souligne que le réacteur de Tihange 1 atteindra 50 ans d'opération au 1er octobre 2025, date à laquelle le réacteur devra être mis à l'arrêt selon la législation actuelle. La CREG déduit de ce qui précède qu'Elia et Fluxys supposent une remise en service de Tihange 1 en 2030 pour une période de 10 ans.

47. Comme mis en exergue par Elia et Fluxys dans la consultation publique, une éventuelle prolongation de Tihange 1 est soumise à une grande incertitude vu l'ambition politique affichée de parvenir à de nouvelles prolongations mais l'absence d'éléments concrets permettant d'entrevoir une prolongation à ce jour et l'absence de volonté annoncée du côté d'Electrabel pour un tel projet. Dans ce contexte, la CREG juge nécessaire d'étudier en profondeur les deux cas de figure possibles (fermeture définitive en 2025 ou prolongation de 2030 à 2040), le cas échéant à l'aide de l'analyse de sensibilités sur les scénarios.

Deployment of new nuclear in Belgium: Draft trajectories are proposed for new nuclear based on interpreted governmental ambitions and stakeholder interactions. Do you have specific reasons and/or sources which could justify different assumptions (or confirm the proposed one)?

48. La CREG considère ambitieuses les hypothèses proposées en matière de développement de nouveau nucléaire au vu du contexte actuel relatif à la construction de nouvelles centrales et le développement de Small Modular Reactors. Plus particulièrement, pour les Small Modular Reactors,

le premier modèle de démonstration belge est prévu seulement d'ici 2035⁷. La commercialisation de ce type de technologie dès 2040 pour certains scénarios semble donc ambitieuse. De plus, la puissance électrique des Small Modular Reactors pouvant aller jusqu'à seulement 300 MW devrait limiter la puissance additionnelle totale disponible dans le mix énergétique belge. La CREG recommande donc de revoir les chiffres relatifs aux nouvelles unités nucléaires à la baisse. La CREG rappelle à cet effet l'ambition du gouvernement fédéral d'atteindre une capacité totale de 4 GW de capacités nucléaires (les unités existantes et nouvelles) dans le système électrique belge.

2.1.2.7 *Thermal*

Turbojet capacity: The proposed evolution of turbojets assumes a full decommissioning of all capacity by 2035. Do you have specific reasons and/or sources which could justify different assumptions (or confirm the proposed one)?

Existing OCGT's, CCGT's and CRM-contracted capacity: It is proposed to assume all capacity remains in the market until 2035. Old OCGT plants not compliant with the CO2 rules of the CRM are then assumed to close (around 500 MW). Finally, if any additional capacity is decommissioned in the period 2040-2050 it is assumed new capacities are built in the same location. Do you have specific reasons and/or sources which could justify different assumptions (or confirm the proposed one)?

49. L'hypothèse selon laquelle toute capacité retirée entre 2040 et 2050 serait remplacée par une nouvelle unité sur le même site n'est pas garantie. Même si la réutilisation présente des avantages (raccordement existant, foncier disponible, coûts réduits), elle reste soumise à des contraintes réglementaires (permis environnementaux, normes CO₂), l'acceptabilité locale (opposition des autorités ou riverains), les politiques climatiques,....

L'exemple de Vilvoorde montre que même un site historiquement dédié à la production électrique peut rencontrer des blocages majeurs.

Adequacy and new capacity for security of supply reasons: It is proposed that security of supply criteria are respected in all scenarios for Belgium. Should more capacity be needed, the assumption is that new H2-fired capacity is installed. Do you have specific reasons and/or sources which could justify different assumptions (or confirm the proposed one)?

50. La CREG lit ce qui suit dans le document de consultation :

- Toutes les CCGT et OCGT existantes sont maintenues dans le système jusque 2035.
- Après 2040, les CCGT et OCGT qui seraient décommissionnées sont remplacées par de nouvelles centrales.
- Après 2040, de nouvelles centrales thermiques à l'hydrogène sont ajoutées au système lorsque la norme de fiabilité n'est pas respectée.

La CREG considère que le document de consultation entretient une ambiguïté sur les règles applicables aux années 2035 et 2040 et s'interroge sur les hypothèses prises pour ces années. La CREG s'interroge

⁷ <https://www.sckcen.be/en/expertises/nuclear-systems/lead-cooled-fast-reactor-belgium/small-modular-reactor-smr>

également sur la manière dont Elia et Fluxys comptent respecter la norme de fiabilité avant 2040 si elle n'était pas rencontrée.

51. La CREG souligne également que l'installation automatique d'unités thermiques alimentées à l'hydrogène lorsqu'un besoin de capacité est identifié pour garantir la sécurité d'approvisionnement est critiquable. Ce besoin de capacité doit normalement être comblé sur base du 'merit-order' économique des différentes technologies existantes sur le marché. Cette approche permet de retenir les solutions les plus efficaces et les moins coûteuses pour le système dans son ensemble, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement. Imposer automatiquement une technologie particulière, comme des unités thermiques à hydrogène, sans passer par cette évaluation comparative, risque de conduire à un surcoût pour les consommateurs et d'influencer de manière artificielle le développement du réseau électrique.

CHP capacity: The proposed evolution of CHP capacity assumes a gradual decommissioning capacity towards 2050 related to the electrification of industry. Do you have specific reasons and/or sources which could justify different assumptions (or confirm the proposed one)?

2.1.2.8 Storage and demand flexibility

Large scale battery assumptions: Several comments were made during the workshops regarding the evolution of the total capacity of batteries in Belgium. Including comments that the uptake of large-scale batteries might come faster than initially proposed. As a result, the trajectories were reviewed upwards. Should the assumptions be further reviewed? Do you have specific reasons and/or sources which could justify a different evolution in installed battery capacity (or confirm the proposed one)?

Bien qu'il soit mentionné que la source des informations relatives aux larges scale batteries est la dernière étude d'adéquation, la CREG note que les hypothèses prises pour l'étude d'adéquation dans le scénario 'Constrained transition' sont supérieures aux hypothèses soumises lors de cette consultation publique

	PdF		Adeqflex	
	High	Central Low	Current commitment	Constrained transition
2030	2,5	2,2	4,5	3,5
2035	5,0	4,0	5,7	4,7

52. La CREG souhaite recevoir davantage d'informations concernant les divergences observées entre les hypothèses mises en avant dans la consultation publique et les résultats de la dernière étude d'adéquation. A défaut, tenant compte du nombre de projets en cours d'élaboration actuellement et des estimations des différentes études pour 2030, la CREG estime que les hypothèses prises pour 2030 devraient s'aligner pour le scénario de base sur les hypothèses de l'étude d'adéquation dans le scénario « Constrained transition ».

La CREG note par ailleurs une inversion des intitulés dans le fichier Excel relatif aux 'Large scale batteries' entre les scénarios 'High' et 'Central'.

Pumped storage: Comments were made during the workshops regarding the evolution of pumped storage capacity. Do you have specific reasons and/or sources which could justify a different evolution in installed pumped storage capacity (or confirm the proposed one)?

Small-scale battery assumptions: During the workshops the comment was made that small scale battery uptake might come faster than initially proposed. As a result of these interactions the trajectories were reviewed upwards. Do you have specific reasons and/or sources which could justify a different evolution in installed battery capacity (or confirm the proposed one)?

End-user and industry flexibility assumptions: The assumptions on end-user and industry flexibility were not yet explicitly discussed during the workshops. As such stakeholder feedback on the assumptions below is most welcome. Do you have specific reasons and/or sources which could justify a different evolution in end-user and industry flexibility (or confirm the proposed ones)?

53. Pour les usages existants de l'électricité au niveau industriel, la CREG s'interroge sur l'hypothèse de considérer comme constant à 1,7 GW l'effacement de la demande jusqu'en 2050. Le potentiel d'effacement de la demande pour les usages existants devrait augmenter dans les années à venir grâce à des incitants économiques valorisant la flexibilité des usages existants. Par exemple, le développement de tarifs capacitaires et dynamiques devrait inciter les consommateurs existants à flexibiliser davantage leur consommation. Les mécanismes actuels (CRM) et futurs (Non-fossil fuel flexibility schemes) rémunérant entre autres la flexibilité devraient également inciter une plus grande flexibilité des consommateurs existants dans le futur. La CREG remet également en question le fait de considérer une valeur constante pour le DSR sur l'horizon temporel étudié étant donné que le volume estimé de DSR ne cesse d'augmenter d'année en année (cf. l'étude réalisée par N-Side présentée au WG Adequacy du 28 août 2025⁸), même si la demande d'électricité diminue.

54. Pour les nouveaux usages de l'électricité, la CREG observe qu'Elia et Fluxys proposent de réduire, à partir de 2035, d'un tiers tous les 5 ans la part de la capacité flexible de ces usages sur base d'une suppression progressive des « back-up fossiles ». La CREG remarque que l'étude BluePrint ne considère pas une telle diminution progressive de la flexibilité des nouveaux usages de l'électricité et souhaite recevoir davantage d'informations quant aux raisons qui sous-tendent ces divergences.

Fraction de capacité flexible en 2050	BluePrint
e-Boilers	100 %
Heat pumps	80 %
Electric arc furnaces	75 %
Carbon capture and storage	0 %
Data centers	50 %
Miscellaneous and other processes	0%

Tableau 1 – Part des nouveaux usages de l'électricité considérés comme flexibles dans l'étude BluePrint (source : Elia, étude BluePrint, Table 3-5)

⁸ <https://www.elia.be/en/users-group/wg-adequacy/20250828-meeting>

2.1.3 Offre de molécules

55. Les images aux pages 122 et 123 mentionnent une demande en hydrogène qui varie entre 2 et 6 TWh en 2030 et 12 TWh et 22 TWh en 2040. Dans le scénario « MOL », le plus optimiste pour la demande finale en hydrogène, les valeurs reprises dans l'Excel de consultation sont de 2 TWh en 2030 et 10 TWh en 2040. Selon une étude de Deloitte pour le SPF Economie, la demande en hydrogène en 2021 s'élevait à ~15 TWh⁹. La CREG s'interroge sur les valeurs reprises dans les scénarios qui semblent faibles eu égard aux valeurs actuelles. Compte tenu du fait que l'hydrogène peut être produit localement et qu'il y a déjà un réseau d'hydrogène opéré par un acteur privé en Belgique, la CREG demande à Fluxys H2 de confirmer qu'il s'agit des volumes transportés dans le réseau du HNO et, le cas échéant, adapter ces valeurs en fonction des résultats de leurs Open Seasons.

56. Het aanbod van waterstof wordt naast lokale productie vooral geleverd door het saldo van invoer- en uitvoerstromen van waterstof. Het is te verwachten dat vooral de grensoverschrijdende waterstofstromen bepalend zullen zijn voor een dynamiek in de voorziening van waterstof voor de Belgische grootindustrie gevestigd in clusters startende te Gent en Antwerpen. De CREG is van mening dat scenario's voor de Belgische waterstofmarkt en de ontwikkeling van het bijhorende netwerk, mede rekening dienen te houden met mogelijke invoer- en uitvoerstromen van waterstof.

57. Quelle que soit la technologie considérée pour la production d'hydrogène (NH₃ cracking, SMR avec capture de CO₂, électrolyse, etc.), un facteur de charge de 100 % est systématiquement retenu (voire supérieur dans le cas du SMR + CCS). La CREG estime qu'il conviendrait plutôt d'appliquer un facteur de charge réaliste et différencié par technologie. À défaut, l'offre de molécules est surestimée. À titre d'exemple, le site d'H2BE indique une production annuelle de 210 kt d'hydrogène pour une capacité installée de 1 GW, soit environ 7 000 GWh PCI. Le document de consultation considère une production de 8 800 GWh pour une capacité installée de 1GW, soit une surévaluation de 25%.

58. Concernant l'hydrogène renouvelable, deux hypothèses (complémentaires) peuvent être envisagées :

- Le facteur de charge de l'électrolyseur est aligné sur celui de l'installation électrique qui l'alimente. Cette donnée est alors exogène au modèle.
- Le facteur de charge correspond au nombre d'heures où le prix de l'électricité est inférieur à un certain seuil. Il s'agit alors d'une donnée endogène au modèle.

59. Enfin, au-delà du facteur de charge, il est nécessaire de tenir compte de l'efficacité énergétique des procédés. Dans le cas des électrolyseurs, le TYNDP 2024 retient une efficacité d'environ 70 %¹⁰.

60. En appliquant ces deux facteurs, l'offre d'hydrogène est significativement inférieure à celle calculée dans le document de consultation. Avec un facteur de charge de 3 000 heures (à affiner) et une efficacité de 70%, la production de 118 MW d'électrolyseurs est de 248 GWh, soit 25% des volumes présentés dans le document de consultation.. La CREG est d'avis que cela doit être modifié, spécifiquement aux pages 117 à 123.

⁹ SPF Economie/Deloitte, Le rôle des vecteurs énergétiques gazeux dans une Belgique climatiquement neutre », p.21, mai 2021.

¹⁰ ENTSO-E // ENTSG TYNDP 2024 Scenarios Methodology Report – Final Version – January 2025, p.51

Ammonia cracking potential: Do you have specific reasons and/or sources which could justify a different evolution in installed ammonia cracking potential (or confirm the proposed one)?

61. Enkele promotoren voorzien de bouw van ammoniakterminals in met name de Antwerpse haven. Deze projecten zijn momenteel kandidaat voor het verkrijgen van een PCI-status ([PowerBI link - HI WEST](#)) en beogen dus een status van gemeenschappelijk Europees belang. De CREG is van mening dat zowel de weerhouden capaciteiten als de kalender optimistisch zijn en vraagt om de cijfers meer te detailleren op basis van de projecten. Momenteel zijn er geen ammoniakterminals met installaties om ammoniak te kraken tot waterstof operationeel en is geen infrastructuur beschikbaar voor aansluiting op het waterstofnet waarvan de bouw van de eerste fase is opgestart. De mate waarin ammoniak gekraakt wordt tot waterstof ofwel rechtstreeks bestemd zal worden voor de ammoniakmarkt is medebepalend voor de nuttige capaciteit van de kraakinstallatie. Het is daarom van belang om de gewenste injectiecapaciteit in het waterstofnetwerk als referentie te nemen om een redelijk beeld te vormen van de potentiële injectie van waterstofvolumes. Veel zal eveneens afhangen van de exportscenario's naar met name de Duitse markt en de opportuniteit om de grensoverschrijdende vervoersinfrastructuur aan te leggen. Vandaar het belang om eveneens invoer- en uitvoerscenario's van naderbij te bekijken. De CREG is voorstander van de bouw van een waterstofnetwerk naargelang de vraag voor aansluitingen en het gebruik van het waterstofnetwerk zich manifesteren opdat redelijke benuttingsniveaus van het netwerk begroot kunnen worden.

Carbon content of imported molecules: Assumptions will have to be made on the carbon content of imported molecules. Stakeholder guidance on what to assume is most welcome.

62. La CREG est d'avis qu'au moins les volumes importés nécessaires pour répondre aux objectifs fixés dans REDIII devraient être renouvelables. En effet, les objectifs européens ne considèrent pas de l'hydrogène bas carbone. La teneur en carbone des volumes additionnels devrait être la teneur en carbone de l'hydrogène le plus compétitif tenant compte de l'augmentation du coût du carbone.

2.1.4 Emissions GHG & management

2030 emission targets: During the supply workshop, estimated emissions for the draft scenarios were presented. Based on the current results, the -47% reduction target in GHG (compared to 2005) for the ESR sector would not be reached by 2030. Is it acceptable to fall short of the 2030 target? If not, should all the scenarios be aligned with 2030 target for Belgium? (or only the BASE?)- If not, what would be the measures/options to choose/favor in order to reach the targets? Guidance on specific measures/options that could deliver realistic emissions reduction by 2030 (i.e. in 5 years) would be most welcome.

63. La CREG considère qu'une certaine déviation est acceptable sachant que l'ESR permet certaines flexibilités, notamment la vente/le transfert de quota entre états membres. Il est toutefois raisonnable de supposer que chaque état membre essaiera de limiter au maximum l'achat de ces quotas, en privilégiant d'éventuels soutiens financiers/subventions aux investissements nationaux face à l'achat de quotas étrangers n'offrant pas de solution pérenne au niveau national. La CREG recommande de se baser sur les dernières mises à jour des plans énergie-climat pour évaluer le niveau minimal de réduction réaliste à l'horizon 2030.

ETS targets at Belgian level: During the supply workshop, the following question was raised : "Should Belgium make the corresponding effort for the EU targets?" (regarding the -62% reduction of GHG

emissions for ETS compared to 2005). Based on the feedback received, Belgium should not align with the European target (for its ETS emissions). However, something should be clearly done in order to further reduce them and get closer to the European target (meaning use of additional decarbonisation measures/options). Do you agree with this approach? Guidance on how close we would need to be to the European target would be most welcome.

64. Le marché ETS européen vise à réduire en premier lieu les émissions là où c'est le moins cher. Appliquer un objectif de -62% au périmètre belge pour 2030 serait plus contraignant que nécessaire, sachant que tous les états membres ne présentent pas tous les mêmes coûts d'abattement des émissions. La CREG est d'avis que les scénarios proposés par Fluxys & Elia devraient idéalement se baser sur une analyse du merit order des coûts d'abattement des émissions par secteur d'activité, évaluée à l'échelle de l'Union pour en déduire des conclusions spécifiques au périmètre belge. A défaut, la CREG préconise de se baser sur les résultats de l'étude «Scenarios for a climate neutral Belgium by 2050 » (Vito et DG Environnement, 2021).

2035 and 2040 emission targets: There are currently no target defined at Belgian level regarding GHG for 2035 and 2040. Should the scenarios reach specific ambitions in terms of GHG emissions? Guidance is welcome on what would be the expected reduction, and which scope is concerned (i.e. ESR or ETS). What would you suggest as additional measures/options to consider in order to achieve the prespecified emissions target?

65. En ce qui concerne les émissions ETS à l'horizon 2040: L'objectif de -90% pour 2040, même si pas encore adopté formellement, constitue a minima une orientation de la part de la Commission Européenne. Cette communication mène à supposer que la Commission souhaite concentrer une réduction plus importante sur la décennie 2030-2040 que sur la suivante, sachant que la dernière portion de réduction sera la plus difficile/couteuse. Un objectif de réduction situé entre -85% et -90% pour 2040 à l'échelle de l'UE permettrait de répartir la réduction sur base d'une clé 2/3 - 1/3 entre les 2 décennies ($62\% + 2/3 \times (100\% - 62\%) = 87,3\%$).

En ce qui concerne la réduction des émissions ETS au niveau national, la CREG considère que la proposition d'Elia et de Fluxys devrait se baser sur une analyse de merit order des coûts d'abattement des émissions par secteur d'activité, évaluée à l'échelle de l'union pour en déduire des conclusions spécifiques au périmètre belge. A défaut, la CREG préconise de se baser sur les résultats de l'étude «Scenarios for a climate neutral Belgium by 2050 » (Vito et DG Environnement, 2021).

66. En ce qui concerne les émissions ESR à l'horizon 2040: comme pour l'objectif ETS 2040, à défaut d'autre narratif une répartition des réductions sur base d'une clé 2/3 - 1/3 entre les décennies 2030-2040 et 2040-2050 semblerait raisonnable

67. En ce qui concerne les émissions ETS et ESR à l'horizon 2035: à défaut d'autre narratif la CREG trouverait pertinent d'appliquer une interpolation linéaire entre les objectifs 2030 et 2040.