

CONTRIBUTION DE LA CREG

Contribution de la CREG à la consultation publique d’Elia sur la méthodologie, les données de base et scénarios pour l’étude d’adéquation et d’estimation du besoin de flexibilité du système électrique belge pour la période 2026-2036

TABLE DES MATIERES

1	Remarques générales.....	2
2	Remarques spécifiques sur les scénarios et hypothèses	3
2.1	‘3. METHODOLOGY’	3
2.2	‘5. Thermal fleet’	4
2.3	‘6. Renewable energy sources’	4
2.4	‘7. Electricity demand’	4
2.4.1	Evolution de la consommation totale	4
2.4.2	‘7.2 Electrification of transport’	5
2.4.3	‘7.3 Electrification of heat’	9
2.4.4	‘7.4. New large-scale loads’	14
2.5	‘9. Economic and technical variables’	17
2.6	Résumé des remarques de la CREG.....	18
3	Proposition de sensibilités et de scénarios alternatifs.....	20
3.1	Sensibilités.....	20
3.2	Scénarios alternatifs.....	20

1 Remarques générales

1. La CREG tient à remercier Elia pour l'organisation de la consultation publique sur l'étude 'Adequacy & Flexibility 2026-2036' et (confidentiel).

2. La CREG souhaite formuler plusieurs remarques d'ordre général sur cette consultation publique.

3. Tout d'abord, les résultats de la deuxième partie de l'étude PRICED, réalisée par CLIMACT et l'institut LIDAM, ne sont pas encore disponibles et ne seront publiés qu'au début de l'année 2025 dans le rapport qui sera rédigé par Elia après la consultation publique. Bien que la CREG partage le point de vue d'Elia selon lequel l'étude doit se baser sur les données les plus récentes possibles, la CREG est d'avis que toutes les données et hypothèses, même préliminaires, devraient être soumises à consultation publique pour garantir la plus grande transparence possible.

4. Par ailleurs, la CREG constate que l'ensemble des données et hypothèses retenues par Elia ne soit pas systématiquement soumis à la consultation publique. En effet, les données et informations fournies par Elia dans les différents documents (note explicative et fichier Excel notamment) sont insuffisantes pour recalculer les trajectoires d'évolution proposées par Elia. C'est par exemple le cas pour l'évolution du nombre de véhicules (notamment électriques), du nombre de logements, du nombre de pompes à chaleur et pour l'évolution des batteries 'small-scale'. Les trajectoires d'évolution proposées par Elia sont généralement le résultat d'un exercice en plusieurs étapes au cours desquelles différentes hypothèses sont retenues. Cependant, ces étapes ne sont pas toujours explicitées (suffisamment), ne permettant pas de recalculer les trajectoires d'évolution.

5. La CREG considère que cette approche limite la possibilité pour les acteurs de marché et pour elle-même de vérifier les trajectoires proposées par Elia. Il devient également difficile de formuler des alternatives en l'absence d'une vue complète sur les hypothèses sous-jacentes. La CREG souhaite illustrer cette préoccupation avec les projections d'Elia relatives aux 'new large-scale loads'.

6. Les projections proposées par Elia sont basées sur l'exercice 'Load Management' mené chaque année par Elia auprès de ses clients industriels. Dans le cadre de l'exercice 2024, les clients d'Elia ont défini plusieurs scénarios d'électrification avec une probabilité estimée de réalisation. Les scénarios fournis par les clients ont ensuite été réalignés en scénarios cohérents par Elia à des fins de contrôle et de cohérence : un scénario 'High', un scénario 'Central' et un scénario 'Low', chacun avec sa propre storyline. Enfin, l'augmentation de la consommation d'électricité résultant des différents scénarios a été répartie en fonction des types de processus. Les données mises à disposition par Elia dans le cadre de la consultation correspondent à l'électrification additionnelle de l'industrie, pour chaque année de la période considérée. Une répartition de cette évolution par processus est uniquement disponible pour le scénario 'Central'. Pour les scénarios 'Low' et 'High', seule l'électrification additionnelle totale (i.e. pour tous les processus) est fournie. Ainsi, il n'est pas possible d'identifier où (c'est-à-dire, au niveau de quel(s) processus) se situent les différences entre les scénarios 'Low'/'High' et le scénario 'Central'. De plus, les hypothèses macroéconomiques des différents scénarios ne sont pas partagées et la storyline des scénarios n'est pas suffisamment précise pour permettre de les identifier. Par exemple, dans le scénario 'High', "Datacenter consumption grows exponentially as uptake of AI demands more and more computing power" ou en ce qui concerne l'industrie lourde, "Most optimistic customer scenarios materialize, thanks to positive technological results on electrification and strong governmental support". Quelles hypothèses en termes de résultats technologiques et de soutien

gouvernemental sont ici considérées ? Quel développement de l'IA est ici envisagé pour justifier une croissance exponentielle de la consommation ? Comment cette croissance exponentielle est-elle traduite concrètement par Elia en termes d'évolution de la consommation d'électricité des data centers sur la période considérée ?

7. Enfin, la répartition par processus de la demande additionnelle d'électrification, choisie par Elia, vise à simplifier la modélisation de la flexibilité. Cependant, cette répartition semble moins pertinente quand il s'agit d'étudier l'évolution de la consommation d'électricité. En effet, dans la mesure où tous les sous-secteurs industriels n'ont pas les mêmes perspectives d'électrification, qu'ils ne sont pas impactés de la même manière par des changements de variables macro-économiques et que des informations rendues publiques après le début de la consultation publique ne concerneraient qu'un acteur en particulier ou qu'un sous-secteur, il semble pertinent de répartir l'évolution de la consommation d'électricité par sous-secteur industriel. Par exemple, il n'est pas possible, sur base des informations soumises par Elia à la consultation publique, d'évaluer l'impact de l'annonce par ArcelorMittal du report de ses décisions d'investissement dans la décarbonation¹ sur l'évolution de la consommation d'électricité du secteur industriel.

8. Ainsi, dans le rapport de consultation et pour la prochaine étude 'Adequacy & Flexibility', la CREG recommande de soumettre l'ensemble des données et hypothèses à consultation publique et d'explicitier les différentes étapes nécessaires à la détermination des trajectoires d'évolution.

2 Remarques spécifiques sur les scénarios et hypothèses

En vue de faciliter la lecture, cette partie suit la structure de la note intitulée 'Details on the scenario and data submitted to public consultation'.

2.1 '3. METHODOLOGY'

9. La CREG s'interroge sur la pertinence d'utiliser des années climatiques synthétiques représentant un climat potentiel de 2025 alors que l'étude 'Adequacy & Flexibility' porte sur l'horizon 2026-2036. Compte tenu des évolutions climatiques rapides observées ces dernières années, il semblerait plus pertinent d'utiliser des années synthétiques représentatives d'un climat potentiel de 2030. La CREG est cependant consciente qu'une mise à jour de Météo France serait nécessaire pour qu'Elia puisse adapter l'année de référence, sachant que Météo France n'a actuellement généré des années synthétiques que pour les années cibles 2000, 2025 et 2050. La CREG suggère donc à Elia de vérifier si une actualisation des données à Météo France est disponible et d'utiliser ces données actualisées, si elles existent.

¹ <https://www.lecho.be/entreprises/industries-de-base/arcelormittal-suspend-tous-ses-investissements-europeens-dans-la-decarbonation-de-l-acier/10575882.html>

2.2 '5. THERMAL FLEET'

10. (Confidentiel)

2.3 '6. RENEWABLE ENERGY SOURCES'

11. En ce qui concerne l'éolien terrestre, Elia intègre les récents engagements gouvernementaux dans ses prévisions. L'accord flamand de septembre 2024 a relevé l'objectif pour 2030 de 2,6 GW à 2,8 GW, tandis que l'accord wallon confirme l'ambition de respecter les objectifs européens tout en révisant le cadre de développement de l'éolien terrestre. Sur cette base, Elia anticipe une capacité éolienne onshore totale de 6 GW en Belgique d'ici 2030. Pour la Wallonie, au-delà de cette date, Elia extrapole un taux de croissance basé sur la période 2025-2030. En Flandre, un ralentissement est envisagé après 2030, en raison des limites imposées par les conditions actuelles d'octroi de permis. Elia estime ainsi un rythme de croissance de 300 MW/an pour l'éolien onshore en Belgique entre 2030 et 2036.

12. La CREG considère toutefois que cette estimation pourrait être trop conservatrice, en particulier pour la Flandre. D'une part, le renforcement des ambitions climatiques de l'Union européenne, via le Green Deal et la révision du paquet "Fit for 55", impose aux États membres, y compris la Belgique, d'accélérer le développement des énergies renouvelables. Cela pourrait stimuler le déploiement de l'éolien terrestre, même après 2030. D'autre part, Elia devrait clarifier ses hypothèses concernant le repowering, c'est-à-dire le remplacement des éoliennes existantes par des modèles plus performants sur les mêmes sites. Cette approche peut significativement augmenter la capacité installée sans nécessiter de nouveaux espaces.

2.4 '7. ELECTRICITY DEMAND'

2.4.1 Evolution de la consommation totale

13. La CREG constate que la croissance de la demande totale d'électricité prévue par Elia entre 2025 et 2036 se situe dans une fourchette de +46% à +66%. Lorsqu'on compare ces chiffres aux données des autres pays, sur base de l'ERAA 2024, il apparaît que l'évolution estimée pour la Belgique est parmi les plus élevées.

	Demand increase 2025-2036 (average)
Italy	17%
France	18%
Spain	19%
Poland	23%
Germany	48%
Netherlands	53%

United Kingdom	58%
Belgium	46%-57%-66%

Figure 1 : Evolution moyenne de la demande d'électricité 2025-2036 (source :ENTSO-E - ERAA 2024 & Elia – Consultation publique' Adequacy & Flexibility 2026-2036')

14. Les écarts entre les différentes trajectoires d'évolution peuvent notamment s'expliquer par des taux d'électrification actuels différents (i.e. tous les pays n'ont pas le même point de départ) mais également par des objectifs différents à l'horizon 2030 et 2035 en termes de décarbonisation. La CREG s'interroge tout de même sur les spécificités propres à la Belgique qui pourraient justifier une telle augmentation par rapport aux autres pays européens.

2.4.1.1 '7.1 Existing usages'

15. La CREG constate que les projections du Bureau Fédéral du Plan sont utilisées pour alimenter les variables macro-économiques prises en compte par le modèle de Climact. Cependant, ces projections ne sont réalisées que jusqu'en 2029. La CREG demande à Elia de préciser dans son rapport de consultation que ces données sont extrapolées pour la période 2030-2036, et de fournir une justification de la méthodologie employée pour cette extrapolation.

16. La CREG ne considère pas adéquat de se limiter à une seule trajectoire d'évolution des variables macroéconomiques. Elle propose d'étudier une sensibilité dans laquelle ces variables évoluent dans des conditions moins favorables (voir section 3). A titre d'exemple, l'étude RTE inclut notamment un scénario de « mondialisation contrariée » dans lequel la croissance du PIB, parmi d'autres indicateurs macro-économiques, est revue à la baisse.

17. En ce qui concerne l'évolution de la consommation électrique des usages existants, la CREG estime que l'augmentation linéaire de 0,2 TWh par an n'est pas suffisamment justifiée. Elle estime que les détails chiffrés de la simulation réalisée par CLIMACT grâce à l'outil BECalc devraient être disponibles, notamment en ce qui concerne le détail des augmentations par secteur. En particulier, la CREG regrette que les chiffres relatifs à la réduction de la demande électrique due à des gains d'efficacité énergétique et l'augmentation de la demande électrique due à l'augmentation du nombre d'appareils ménagers pour le secteur résidentiel et à une activité économique renforcée pour le secteur tertiaire n'aient pas été détaillées. La CREG demande à Elia de fournir ces informations dans le rapport de consultation.

18. Concernant l'étude PRICED dont la deuxième partie est réalisée par CLIMACT et l'institut LIDAM, la CREG renvoie à son commentaire repris au paragraphe 3.

2.4.2 **'7.2 Electrification of transport'**

2.4.2.1 Consommation des voitures électriques

19. Elia considère actuellement une consommation moyenne de 19 kWh/100 km pour les voitures électriques en Belgique, tant pour les véhicules de société que pour les véhicules privés, et ce, pour

toute la période 2026-2036. Cette estimation repose sur une moyenne arithmétique des consommations disponibles dans l'*Electric Vehicle Database*².

20. La CREG s'interroge toutefois sur la pertinence de cette augmentation par rapport à l'étude 'Adequacy & Flexibility 2024-2034', ainsi que par rapport à l'hypothèse retenue pour le scénario de référence pour les enchères CRM de 2025, où Elia avait retenu une consommation moyenne de 18 kWh/100 km.

21. À ce jour, environ 85 % des voitures électriques immatriculées en Belgique sont des véhicules de société. Ces voitures, généralement plus grandes et plus lourdes que les véhicules privés, affichent une consommation plus élevée. Par ailleurs, l'offre actuelle de voitures électriques est dominée par des modèles volumineux, notamment des SUV, qui, en raison de leur poids important, sont caractérisés par des consommations énergétiques élevées.

22. Une analyse des immatriculations des six premiers mois de l'année 2024³, couplée aux données de consommation par modèle issues de l'*Electric Vehicle Database*⁴, révèle les consommations moyennes suivantes :

- pour les véhicules de société : 17,5 kWh/100 km;
- pour les véhicules privés : 16,2 kWh/100 km;
- pour l'ensemble des véhicules : 17,3 kWh/100 km.

23. Ces données montrent que la consommation moyenne des véhicules privés correspond à environ 93 % de celle des véhicules de société.

24. La CREG recommande de calculer la consommation attendue non pas sur la base d'une moyenne arithmétique, mais sur base d'une moyenne pondérée des nouvelles immatriculations. Cette approche donne une estimation de 17,3 kWh/100 km, légèrement inférieure à celle de l'étude 'Adequacy & Flexibility 2024-2034', ce qui reflète les améliorations d'efficacité énergétique des constructeurs. La CREG propose également de différencier les consommations attendues pour les véhicules de société et les véhicules privés, en retenant pour 2024 les valeurs suivantes :

- véhicules de société : 17,5 kWh/100 km;
- véhicules privés : 16,2 kWh/100 km.

25. Les données détaillées sur les immatriculations et consommations moyennes par modèle sont présentées ci-dessous :

² <https://ev-database.org/cheatsheet/energy-consumption-electric-car>

³ voir Febiac

⁴ A l'exception de la consommation de la BMW IX3 indisponible dans la base de données et estimée à 20 kWh/100 km.

Véhicule de société			Véhicule privé		
Modèle	Unités	Consommation (kWh/100 km)	Modèle	Unités	Consommation (kWh/100 km)
Model Y	4 998	16,5	Model Y	2 577	16,5
XC40	3 769	19,3	Model 3	1 477	14,3
Q4 E-Tron	3 250	18,9	EX30	346	18,2
iX1	3 225	16,8	Spring	280	15,4
Model 3	3 012	14,3	ID.3	224	16,8
i4	2 863	16,5	ID.4	220	17,9
EX30	2 701	18,2	ATTO 3	192	18,3
EQE	1 513	19,6	Born	183	16,7
iX3	1 284	20	XC40	161	19,3
MG4	565	17,7	MG4	142	17,7
Moyenne		17,5	Moyenne		16,2

Figure 2 : Immatriculations et consommations moyennes (sources : Febiac et ev-database.org)

26. Pour les années à venir, les constructeurs annoncent deux tendances majeures :

- Une diversification de l'offre, avec davantage de véhicules plus petits et donc moins énergivores ;
- Une amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules électriques.

27. Par conséquent, il est raisonnable d'anticiper une diminution progressive de la consommation moyenne des voitures électriques en Belgique. À titre de comparaison, le *Bilan prévisionnel 2023-2035*⁵ de RTE prévoit une baisse de 15 % de la consommation moyenne à l'horizon 2035, par rapport à une base de 19 kWh/100 km en 2023.

28. Afin de mieux refléter ces évolutions, la CREG propose à Elia d'ajuster les projections pour 2036 comme suit⁶ :

- Véhicules de société : 16,3 kWh/100 km ;

⁵ <https://assets.rte-france.com/prod/public/2024-07/2024-06-07-chap2-consommation.pdf>

⁶ Réduction de 15% par rapport à une consommation moyenne de 19 kWh/100 km

- Véhicules privés : 15,1 kWh/100 km.

29. Pour la période 2026-2036, la CREG recommande de modéliser une réduction progressive à partir des consommations actuelles estimées (17,5 kWh/100 km pour les véhicules de société et 16,2 kWh/100 km pour les véhicules privés) afin de refléter cette baisse anticipée.

2.4.2.2 Nombre de voitures électriques

30. La FEBIAC a recensé 1 320 000 voitures de société et d'indépendants pour l'année 2022. De son côté, Elia prévoit que ce chiffre atteindra 1 563 000 véhicules en 2030, soit une croissance annuelle moyenne de 1,2 %. Bien que cette hypothèse puisse sembler conservatrice au regard des tendances des dernières années, plusieurs éléments pourraient freiner cette progression. Tout d'abord, la transition vers les véhicules électriques pourrait réduire la demande globale de voitures de société, tandis que le passage progressif des voitures de société traditionnelles à des budgets de mobilité alternatifs pourrait favoriser l'essor d'autres moyens de transport ou de solutions partagées. Par ailleurs, l'avantage fiscal accordé aux voitures salariales, qui représentait 595 000 véhicules en 2023, est régulièrement remis en question. La suppression de cet avantage réduirait significativement le nombre de voitures de société, rendant incertaines près de la moitié des estimations avancées par Elia. Ainsi, bien que les prévisions d'Elia soient basées sur des tendances passées, les incertitudes liées à la fiscalité, aux politiques de mobilité durable et à la transition énergétique introduisent des risques significatifs quant à la réalisation de ces objectifs.

31. Elia table également sur une adoption rapide des voitures électriques (VE) et hybrides rechargeables (PHEV). Cependant, cette transition fait face à de nombreux défis.

32. En Belgique, les calendriers initiaux pour l'interdiction des véhicules thermiques et l'instauration de zones zéro émission ont subi d'importants retards. À Bruxelles, par exemple, l'interdiction des véhicules diesel Euro 5, prévue pour 2025, a été repoussée à 2027 en raison des contraintes économiques qui freinent le remplacement des véhicules polluants par les ménages (Moniteur Auto). En Wallonie, l'idée d'une zone zéro émission généralisée a été abandonnée, et sa mise en œuvre a été reportée indéfiniment, au profit de solutions locales ciblant principalement les grandes villes. Ces retards s'ajoutent aux incertitudes concernant la fin de la commercialisation des véhicules thermiques, initialement prévue d'ici 2030 dans plusieurs régions. Ces obstacles risquent de ralentir considérablement la transition vers les voitures électriques, en particulier pour les véhicules privés.

33. Malgré des efforts notables pour développer le réseau de bornes de recharge publiques et privées, la croissance de l'infrastructure reste insuffisante pour répondre à une adoption rapide des VE. La CREG souligne que cette limitation constitue un frein majeur à l'électrification du parc automobile, notamment pour les particuliers. Par ailleurs, bien que le coût des batteries ait baissé ces dernières années, le prix d'achat des VE demeure un obstacle important pour de nombreux ménages. Selon la FEBIAC, cette barrière économique explique en grande partie la réticence des particuliers à adopter ces véhicules, surtout en comparaison des coûts des véhicules thermiques. En outre, les incitants financiers, qui jouent un rôle crucial dans l'accélération de cette transition, connaissent des réductions importantes. Par exemple, le gouvernement flamand a annoncé la suppression de la prime pour les VE dès novembre 2024. L'absence de mesures incitatives à long terme pourrait donc compromettre les prévisions optimistes d'Elia concernant l'adoption des VE.

34. Face à ces constats, Elia a ajusté ses prévisions à la baisse pour les VE et PHEV rechargeables privés d'ici 2030, mais a simultanément augmenté ses projections pour les véhicules de société. Cette

compensation est jugée injustifiée par la CREG, qui considère que les nombreux retards et obstacles structurels remettent en cause ces estimations.

35. Sur la base des éléments exposés ci-dessus, la CREG réitère sa recommandation d'ajuster les prévisions concernant les véhicules électrifiés à un niveau plus réaliste. Pour 2030, elle propose une estimation de 1 450 000 véhicules électriques (VE) et 280 000 véhicules hybrides rechargeables (PHEV). En ce qui concerne 2036, la CREG recommande également une révision des projections, en fixant les chiffres à 2 295 000 VE et 98 000 PHEV. Ces ajustements tiennent compte d'une adoption plus progressive des véhicules électrifiés, en raison de contraintes liées au développement des infrastructures et à la disponibilité d'incitants.

36. Par ailleurs, la CREG rappelle que l'Arrêté ministériel du 2 octobre 2024 déterminant le scénario de référence pour les mises aux enchères T-4, T-2 et T-1 de 2025, *considérant que les objectifs régionaux en termes de voitures électriques sont ambitieux et que le gestionnaire de réseau surestime leur impact tandis que la commission le sous-estime; considérant que la commission considère une baisse de la croissance des véhicules électriques due au report des zones à basses émissions, au retard du déploiement des bornes de recharge et aux prix élevés des voitures électriques mais que néanmoins le nombre d'immatriculations de ces véhicules continue sa progression en Belgique selon l'Association des Constructeurs européens d'Automobiles malgré un climat mondial défavorable ; considérant que le résultat final de cet exercice est de l'ordre de grandeur de la moyenne entre les deux recommandations*, retient une estimation intermédiaire entre les prévisions d'Elia et celles de la CREG, soit 1 604 950 VE et 298 550 PHEV pour 2030.

2.4.3 '7.3 Electrification of heat'

2.4.3.1 Nombre de nouveaux logements construits

37. La CREG accueille favorablement la révision par Elia de l'hypothèse concernant le nombre de nouveaux logements construits, qui passe de 55 000 à 40 000 par an par rapport à l'étude précédente. Elle recommande néanmoins qu'Elia précise la répartition géographique de ces nouveaux logements entre les trois régions.

38. Malgré une réduction de la taille moyenne des ménages, la baisse de la croissance démographique entraîne également un ralentissement de la croissance du nombre de ménages. Selon le Bureau Fédéral du Plan⁷, on prévoit une augmentation de 30 593 ménages entre 2026 et 2027, contre seulement 25 606 entre 2035 et 2036, ce qui illustre cette tendance à la décroissance.

39. Compte tenu de cette diminution progressive, le nombre de nouveaux logements devrait également ralentir sur la période 2026-2036. La CREG recommande de considérer une baisse du nombre de nouveaux logements proportionnelle à la baisse de la croissance du nombre de ménages.

40. Pour estimer le nombre de nouveaux logements construits, il est également crucial de tenir compte de la diminution des zones constructibles, en particulier en Flandre, où la pression foncière et les objectifs environnementaux restreignent les nouvelles zones à bâtir. Ces contraintes s'inscrivent

⁷ <https://www.plan.be/publications/publication-2450-fr-a-partir-de-la-fin-des-annees-2040-la-croissance-de-la-population-reste-positive-seulement-en-region>

dans les efforts pour atteindre les objectifs climatiques, qui mettent de plus en plus l'accent sur la rénovation des bâtiments existants, notamment les logements mal isolés. Par ailleurs, il convient de souligner l'impact de la subdivision des logements, particulièrement dans les zones urbaines. Cette tendance inclut des transformations telles que l'aménagement d'espaces non résidentiels (grenier, ancien commerce, etc.) en logements ou la conversion de maisons unifamiliales en plusieurs unités résidentielles. Ainsi, l'augmentation du nombre de logements ne résulte pas nécessairement de nouvelles constructions.

41. Le nombre de 'nouveaux logements construits' (StatBel)⁸ s'inscrit en décroissance depuis 2021.

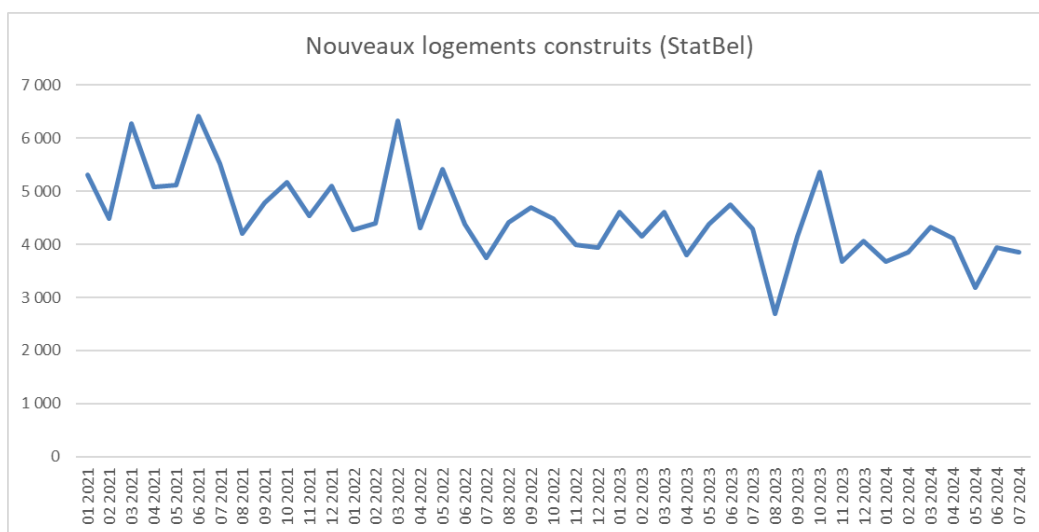


Figure 3 : Nombre de nouveaux logements construits en Belgique (source : Statbel)

42. Ainsi, la CREG recommande de prendre en compte une diminution du nombre de 'nouveaux logements construits' similaire à celle estimée pour les 'nouveaux logements' sur la période 2026-2036, soit une baisse de 16 %. Concrètement, cela impliquerait de considérer 40 000 'nouveaux logements construits' en 2026 et 33 600 en 2036, avec une évolution linéaire entre ces deux années.

2.4.3.2 Besoin en chaleur pour le secteur résidentiel

43. Elia prend en compte une demande annuelle normalisée en chaleur, différenciée selon le type de bâtiment (nouvelle construction ou rénovation) et le secteur (résidentiel ou tertiaire). Elle précise que la demande journalière en chaleur est déterminée en supposant une relation linéaire avec la température extérieure. Cette relation linéaire pour les secteurs résidentiel et tertiaire est établie à partir des données de mesure de Fluxys.

44. La CREG recommande tout d'abord de confirmer et de préciser que cette linéarisation repose sur les températures équivalentes, et non sur les températures moyennes journalières, comme pourrait le suggérer l'annexe E.

⁸ <https://statbel.fgov.be/fr/themes/construction-logement/permis-de-batir#figures>

45. Par ailleurs, Elia ne spécifie pas la durée de la période historique des données Fluxys utilisées pour estimer cette relation linéaire. Une période trop longue pourrait ignorer des évolutions importantes, telles que l'amélioration de l'isolation des bâtiments, la transition vers des chaudières à condensation plus performantes, l'élasticité prix, ou encore, plus marginalement, le développement des systèmes de chauffage hybrides (comme les pompes à chaleur hybrides).

46. En appliquant sa méthodologie actuelle, Elia présume également que la sensibilité de la demande en chaleur aux variations de température extérieure est homogène pour tous les bâtiments résidentiels, quel que soit leur niveau d'isolation. Cependant, cette hypothèse ne reflète pas les différences importantes entre bâtiments. Les logements mal isolés présentent une plus grande sensibilité aux variations de température extérieure en raison de pertes thermiques accrues, ce qui se traduit par une courbe de demande plus marquée. À l'inverse, les bâtiments bien isolés sont moins affectés par les fluctuations climatiques, leur demande en chaleur restant relativement stable pour une même plage de températures.

47. La CREG recommande donc une approche segmentée, différenciant les bâtiments neufs et les rénovations. Cette segmentation permettrait d'estimer la variation de la demande en chaleur en fonction de la température extérieure sur la base de données spécifiques à chaque type de bâtiment, plutôt que d'utiliser une estimation globale pour l'ensemble du parc résidentiel, qui tend à surestimer la variabilité de la demande en chaleur. Cette estimation pourrait s'appuyer sur des données de consommation de gaz, mais également sur les données de consommation électrique des logements équipés de pompes à chaleur.

2.4.3.3 Coefficient de performance (COP)

48. Elia utilise un coefficient de performance (COP) basé sur la température moyenne journalière pour estimer les besoins journaliers en électricité des pompes à chaleur.

49. Cette approche entraîne une surestimation de la demande en électricité, car elle ne reflète pas correctement le COP moyen pondéré par la consommation réelle. En effet, la consommation électrique des pompes à chaleur est principalement diurne (pics de consommation identifiés à 7h et 17h dans l'Appendix E), lorsque les températures extérieures sont généralement plus élevées. Or, le COP augmente avec la température extérieure pour une pompe à chaleur air-eau. Par conséquent, en se basant sur une température moyenne journalière, Elia sous-évalue le COP effectif qui serait calculé en tenant compte des variations horaires de température. Cela conduit mécaniquement à une surestimation des besoins en électricité.

50. La CREG reconnaît que l'application d'un COP horaire pour chaque période peut être complexe et lourde à mettre en œuvre. Elle recommande néanmoins d'introduire une correction afin de mieux refléter la performance réelle des pompes à chaleur et d'éviter cette surestimation. Cette correction pourrait consister, par exemple :

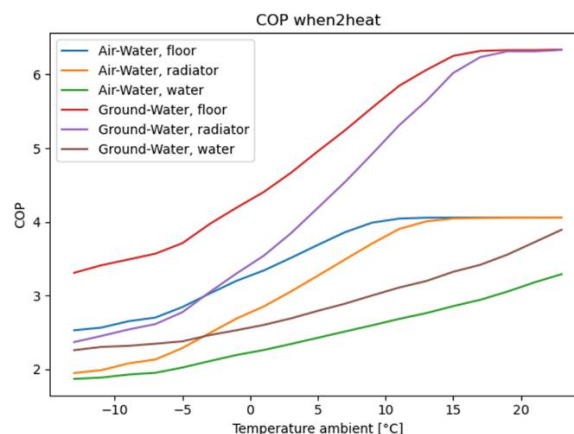
- En une moyenne pondérée de la température extérieure, calculée selon un profil standard de chauffe ;
- En un coefficient de correction empirique, ajusté pour tenir compte de l'écart entre les températures moyennes journalières et les températures diurnes dominantes.

51. Cette approche permettrait d'améliorer la précision des estimations et d'éviter une surestimation de la demande en électricité, tout en restant pragmatique en termes de mise en œuvre.

52. Elia présente, dans sa figure E-2, l'évolution du COP en fonction des températures extérieures. La CREG a réalisé une estimation similaire pour deux types de pompes à chaleur : air-eau et sol-eau, en considérant trois configurations distinctes (sur la base de données disponibles en open source⁹) :

- Chauffage par le sol;
- Chauffage par radiateur;
- Production d'eau chaude sanitaire;

53. Les résultats obtenus par la CREG s'avèrent globalement cohérents avec ceux d'Elia. Toutefois, la CREG s'étonne qu'Elia obtienne un COP plus faible pour une pompe à chaleur sol-eau à -15 °C que pour une pompe à chaleur air-eau. En effet, il est généralement attendu qu'à de très basses températures, le COP de la PAC sol-eau soit supérieur à celui de la PAC air-eau, car la température du sol, utilisée comme source thermique, est plus stable et reste nettement plus élevée que celle de l'air extérieur, qui peut descendre à -15 °C ou moins. Cette stabilité de la température du sol permet à la PAC sol-eau de maintenir une meilleure efficacité énergétique, même par temps froid.



54. La CREG recommande donc à Elia de revoir sa courbe de COP, et de préciser la méthodologie utilisée pour établir cette courbe.

2.4.3.4 Evaluation du nombre de pompes à chaleur

55. Elia anticipe qu'en Wallonie et à Bruxelles, 100 % des nouvelles constructions seront équipées de pompes à chaleur ou raccordées à un réseau de chaleur d'ici 2035.

56. Cependant, la Directive sur la Performance Énergétique des Bâtiments (EPBD), qui impose que les bâtiments soient conformes aux exigences de Nearly Zero Energy Buildings (NZEB), n'a pas encore été transposée dans les réglementations régionales.

⁹ <https://data.open-power-system-data.org/when2heat/>

57. La CREG recommande donc à Elia de préciser que cet objectif de 100 % repose sur une hypothèse optimiste, fondée sur les transpositions attendues des directives européennes et les évolutions des politiques régionales.

58. Concernant la rénovation et le remplacement des chaudières en fin de vie, Elia estime que les pompes à chaleur représenteront respectivement 23 % et 35 % des installations en 2030 et 2035.

59. À ce jour, il n'existe pas d'interdiction générale d'installer des chaudières fossiles dans le cadre des rénovations. Par ailleurs, le taux d'adoption des pompes à chaleur reste limité dans les bâtiments rénovés, en raison de leur non-rentabilité actuelle. Les hypothèses d'Elia paraissent donc ambitieuses et ne seraient réalisables qu'en présence :

- d'incitations financières fortes et continues ;
- d'un renforcement des politiques régionales, incluant par exemple l'interdiction des chaudières fossiles pour les rénovations ;
- de progrès significatifs en matière d'isolation des bâtiments et de développement de solutions hybrides.

60. La CREG recommande à Elia de revoir ses hypothèses en faveur de projections plus réalistes, suggérant une adoption progressive des pompes à chaleur avec un taux de pénétration de 15-20 % d'ici 2030 et de 25-30 % d'ici 2035.

2.4.3.5 Surface habitable des nouvelles constructions

61. La CREG n'a pas relevé d'hypothèses spécifiques formulées par Elia concernant l'évolution de la surface habitable des nouvelles constructions ou des rénovations, ni donc sur l'impact de cette évolution sur les volumes chauffables.

62. En Belgique, une tendance récente montre une réduction de la superficie moyenne des nouvelles constructions, notamment dans les zones urbaines. Cette évolution est principalement attribuée à la pression foncière croissante, à la hausse des coûts de construction, ainsi qu'à une demande accrue pour des logements compacts et plus accessibles financièrement. Les appartements, qui dominent de plus en plus le marché des nouvelles constructions, illustrent particulièrement cette tendance.

63. Dans ce contexte, la CREG recommande à Elia de préciser ses hypothèses concernant l'évolution des surfaces habitables et des volumes chauffables. Il est essentiel que ces hypothèses reflètent la tendance actuelle et celle anticipée pour la période 2026-2036, qui devrait être marquée par une poursuite de la diminution des surfaces des logements neufs et par des rénovations visant à améliorer l'efficacité énergétique.

2.4.3.6 Profil de consommation des pompes à chaleur

64. Elia a retenu une hypothèse prudente selon laquelle seulement 10 % de la consommation quotidienne d'énergie peut être déplacée au cours de la journée, dans le cadre de la méthodologie détermination du « Pre-Heated Profile » estimant que modifier les habitudes de chauffage des

habitations affectera la température intérieure. Elia peut-il confirmer que cette limitation ne s'applique pas à la méthodologie de détermination du « Market dispatch of Heat-Pumps » ?

65. Les pompes à chaleur sont envisagées tant pour les nouvelles constructions que pour les rénovations. Dans le cas de bâtiments bien isolés, dotés d'une bonne capacité d'inertie thermique, il est envisageable de décaler davantage les cycles de fonctionnement de la pompe à chaleur, tout en préservant le confort des occupants.

66. L'intégration d'un ballon tampon améliore également la flexibilité, notamment en ce qui concerne la production d'eau chaude sanitaire (ECS). Cette dernière offre un potentiel de flexibilité accru, car la température de l'eau peut être ajustée sur une plage plus large que celle du chauffage des espaces.

67. Un article du Centre for Net Zero¹⁰ indique qu'une tarification basée sur l'heure de consommation pour les pompes à chaleur permettrait de réduire de moitié la consommation pendant la pointe du soir. Par ailleurs, la littérature scientifique¹¹ montre que la production d'eau chaude sanitaire est hautement flexible, avec un potentiel de déplacement total de la consommation quotidienne. En ce qui concerne le chauffage des locaux, elle suppose que 20 % des foyers disposent d'une capacité de stockage thermique et d'une capacité de pompe à chaleur suffisantes pour leur permettre de consommer l'électricité nécessaire afin de répondre à leurs besoins quotidiens à tout moment de la journée.

68. L'application d'une hypothèse trop conservatrice sur la flexibilité pourrait entraîner une surestimation de la demande de pointe en électricité. La CREG recommande donc d'adopter des hypothèses plus ambitieuses :

- 20 % de la consommation journalière d'énergie pour le chauffage des locaux peuvent être déplacés.
- 100 % de la consommation journalière liée à la production d'ECS peuvent être déplacés, en supposant la présence d'un ballon de stockage adéquat.

69. Le CREG recommande d'appliquer ces hypothèses tant à la détermination du Pre-Heated Profile qu'au Market Dispatch of Heat Pumps.

2.4.4 '7.4. New large-scale loads'

70. Dans sa proposition de scénario de référence pour les enchères CRM T-4, T-2 et T-1 de 2025, la CREG a formulé plusieurs remarques sur les hypothèses retenues par Elia qui, selon la CREG, ne reflètent pas suffisamment les incertitudes actuelles qui entourent l'électrification du secteur de l'industrie. Dans la mesure où l'approche retenue par Elia pour déterminer l'électrification additionnelle liée à l'industrie est identique à celle utilisée dans sa recommandation de scénario pour les enchères CRM de 2025, la CREG maintient ses remarques relatives au contexte macro-économique, à l'impact potentiel de l'augmentation des tarifs de transport de l'électricité et à l'approche 'bottom-up'.

¹⁰ <https://www.centrefornetzero.org/papers/decarbonising-heat-the-impact-of-heat-pumps-and-a-time-of-use-heat-pump-tariff-on-energy-demand>

¹¹ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778823001470>

71. En particulier, la CREG souhaite souligner que toutes les trajectoires proposées par Elia semblent être des trajectoires d'électrification qui ne prennent pas en compte de potentielles fermetures d'usines (au-delà de l'hypothèse de destruction de la demande de 0,5 TWh/an dans le scénario 'low') et la possible non-réalisation de projets d'électrification. Elia suppose seulement, dans le scénario 'low', un retard de quatre ans dans la réalisation des projets d'électrification par rapport au scénario le plus optimiste. La CREG note qu'Elia ne semble envisager, dans aucun de ses scénarios, l'hypothèse où le projet ne se réaliserait pas. L'exercice réalisé par Elia donne davantage une impression de certitude sur la réalisation de tous les projets sondés. Si, à l'avenir, un pays proposait un cadre économique plus favorable au développement de ces projets, la demande nationale pour ces derniers pourrait être altérée.

72. De plus, l'approche 'bottom-up' est basée sur l'exercice 'Load Management' mené chaque année par Elia auprès de ses clients industriels. Dans le cadre de l'exercice de 2024, les clients d'Elia ont défini plusieurs scénarios d'électrification avec une probabilité estimée de réalisation. Les scénarios fournis par les clients ont ensuite été réalignés en scénarios cohérents par Elia à des fins de contrôle et de cohérence. Chaque scénario déterminé par Elia est basé sur sa propre storyline qui décrit une électrification plus ou moins rapide en fonction du niveau de développement de l'IA, du niveau de soutien gouvernemental au secteur industriel et de la faisabilité technologique. Ainsi, il semblerait que les scénarios 'low', 'central' et 'high' développés par Elia sont décorrélés de variables macro-économiques telles que le taux de croissance du PIB ou le coût du capital. Or, les acteurs industriels basent leurs décisions d'investissement dans la décarbonation sur une évaluation de tous les facteurs économiques : le contexte macro-économique mais également les facteurs de prix de vente (tels que le niveau de demande ou la compétitivité) et les facteurs de coûts (coûts des matières premières, prix de l'énergie, salaires, etc).

73. Par ailleurs, la CREG souligne l'importance de garantir une vérification rigoureuse et réaliste des projections annoncées par les acteurs industriels. Bien que l'approche 'bottom-up' utilisée par Elia permette d'intégrer l'ensemble des demandes industrielles en matière d'électrification dans les scénarios envisagés, la CREG estime que des informations complémentaires sont nécessaires pour mieux évaluer la méthodologie employée, en particulier sur la confrontation des projections des industriels (voir également la section 'Remarques générales').

74. En résumé, la CREG recommande d'adopter une approche plus conservatrice et réaliste qui confronterait les projections obtenues à la réalité économique à laquelle font face les acteurs industriels, ce qui mènerait à un scénario central prenant en compte la possible non-réalisation de certains projets d'électrification (et non un simple report dans le temps). La CREG invite Elia à tenir notamment compte, dans le scénario 'central', des dernières annonces des acteurs de marché concernant les projets de décarbonation et leur éventuel report ou annulation (cf annonce d'ArcelorMittal concernant le report de ses décisions d'investissement dans la décarbonation).

75. A titre d'exemple, bien que l'installation de technologies de Carbon Capture and Storage (CCS) et Carbon Capture and Utilization (CCU) devrait idéalement être dimensionnée pour combler l'écart avec les objectifs d'émissions résiduelles, l'approche bottom-up adoptée repose sur les projets industriels annoncés. Cette approche ne garantit ni que ces projets soient alignés sur les émissions actuelles, ni qu'ils n'excèdent le besoin réel. La CREG ne dispose pas des données nécessaires pour vérifier la cohérence entre les besoins identifiés via l'approche bottom-up et les besoins globaux réels déterminés par les émissions résiduelles du système.

76. De même, une analyse des scénarios d'électrification de l'industrie proposés par Elia par rapport aux trajectoires de consommation prévues en France par RTE dans son Bilan prévisionnel 2023 révèle des écarts significatifs :

	2035 (vs 2019)	2035 (vs 2019) Sans production d'hydrogène	2035 (vs 2019) sans production d'hydrogène et avec data centers
Scénarios A	+ 36 à 45%	+14 à 23%	+ 34 à 47%
Scénarios B	+ 25 à 33%	+11%	+32 à 36%
Scénarios C	+17 à 22%	+2,6 à 7,9%	+19 à 25%

Tableau 1 : Trajectoires de consommation pour l'industrie en France (source : RTE – Bilan prévisionnel 2023)

	2035 (vs 2019)
Low	+ 33%
Central	+59%
High	+89%

Tableau 2 : Scénarios d'électrification du secteur industriel en Belgique (source : Elia – Consultation publique étude 'Adequacy & Flexibility 2026-2036')

77. La CREG reconnaît que de simples comparaisons entre la Belgique et la France, qui présentent des niveaux actuels d'électrification et des structures industrielles différentes, ne suffisent pas pour tirer des conclusions définitives. Toutefois, une confrontation des scénarios et une explication des écarts par Elia permettraient de mieux contextualiser les projections belges.

78. Sur base des éléments qui précèdent, la CREG réitère sa recommandation de retenir le scénario 'Low' d'Elia pour l'électrification additionnelle correspondant au secteur de l'industrie. Ce scénario tient à la fois compte de l'électrification réaliste de certains secteurs industriels mais également des incertitudes qui entourent l'évolution de la consommation industrielle d'électricité.

79. La CREG tient à rappeler que l'Arrêté ministériel du 2 octobre 2024 retient, pour la demande en électricité, une estimation intermédiaire entre les prévisions d'Elia et celles de la CREG jusqu'à 2030. Le choix de ces valeurs est notamment justifié par les considérants suivants :

« Considérant que la proposition de la CREG sur la demande en électricité pour l'industrie est trop basse à la vue des projets d'électrification déjà annoncés en Belgique » ;

¹² Etant donné qu'Elia ne projette pas de production d'hydrogène en Belgique, la CREG a comparé l'évolution entre 2019 et 2035 sans la consommation d'électricité destinée à la production d'hydrogène.

¹³ Il convient de noter que dans le Bilan prévisionnel, RTE ne considère pas les data centers comme faisant partie du secteur industriel (leur consommation est comptabilisée dans le secteur tertiaire). La CREG a donc ajouté leur consommation à celle du secteur industriel (moins la consommation destinée à la production d'hydrogène) afin d'effectuer une comparaison.

« Considérant que la recommandation du gestionnaire de réseau reste néanmoins trop ambitieuse sur le développement de la demande en électricité pour les industries au vu des risques de délocalisation et l'augmentation des tarifs de réseau » ;

« Considérant que le résultat final de cet exercice est de l'ordre de grandeur de la moyenne entre les deux recommandations ».

80. Toutefois, la CREG souhaite souligner que depuis l'Arrêté ministériel de 2 octobre 2024, de nouvelles informations sur des projets d'électrification ont été rendues publiques. ArcelorMittal a notamment annoncé le report de ses décisions d'investissement dans la décarbonation en Europe, impactant directement les projets d'électrification des sites belges de l'entreprise.

81. Enfin, la CREG renvoie également aux remarques formulées aux paragraphes 6 et 7.

2.5 '9. ECONOMIC AND TECHNICAL VARIABLES'

82. Concernant la durée de vie économique des investissements (« investment economic lifetime »), la CREG recommande de prendre une durée de 20 ans pour l'éolien offshore afin de s'aligner avec les données du scénario de référence pour les enchères CRM de 2025.

83. Pour les CAPEX, Blueprint est souvent cité comme source des données. Or, Blueprint n'est pas la source primaire de ces informations. La CRGE demande à Elia d'indiquer dans son rapport de consultation les sources initiales des données.

84. Pour le coût de la dette, un taux de 5% est considéré. Il s'agit d'une valeur d'août 2024 qui n'est déjà plus d'actualité puisqu'en septembre 2024 le taux a baissé à 4,8%. La CREG est d'avis que la valeur retenue pour le coût de la dette devrait tenir compte des informations publiées les plus à jour lorsque les calculs seront réalisés par Elia.

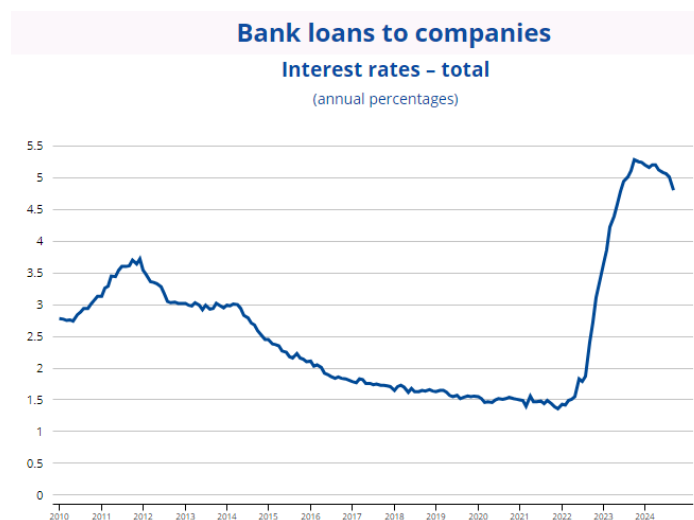


Figure 4 : Taux d'intérêt (source : euro-data-statistics.org)

85. Le gearing ratio proposé dans la note du professeur Boudt, soumise à consultation, se réfère à la structure financière des entreprises du secteur, or, pour des projets d'investissement de type CCGT, OCGT, batteries, la pratique courante est de créer une société de projet et de tenir compte, pour le montage financier du projet, d'un taux d'endettement spécifique qui peut atteindre les 80%. La CREG estime donc qu'un taux de 44% est trop faible et recommande de prendre un taux minimum de 60%.

2.6 RÉSUMÉ DES REMARQUES DE LA CREG

86. Les remarques de la CREG sur le scénario 'central' d'Elia ainsi que les propositions d'adaptation de ce scénario sont résumées dans le tableau ci-dessous.

	Scénario 'central' Elia	Recommandations de la CREG pour l'adaptation du Scénario 'central'
5. Thermal fleet	(Confidentiel)	(Confidentiel)
6. Renewable energy sources	Croissance de 300 MW/an pour l'éolien onshore entre 2030 et 2036	Croissance supérieure à 300 MW/an pour l'éolien onshore entre 2030 et 2036 considérant des hypothèses de repowering
7. Electricity demand : Transport	- consommation moyenne de 19 kWh/100 km pour les voitures électriques	- pour 2024 une consommation moyenne pour les voitures électrique de : - véhicules de société : 17,5 kWh/100 km; - véhicules privés : 16,2 kWh/100 km. - pour 2036 une consommation moyenne pour les voitures électrique de : - Véhicules de société : 16,3 kWh/100 km ; - Véhicules privés : 15,1 kWh/100 km.
	- Nombre de véhicules électrifiés en 2030 : - VE : 1 679 000 - PHEV : 313 000 - Nombre de véhicules électrifiés en 2036 : - VE : 2 869 000 - PHEV : 123 000	- Nombre de véhicules électrifiés en 2030 : - VE : 1 450 000 - PHEV : 280 000 - Nombre de véhicules électrifiés en 2036 : - VE : 2 295 000 - PHEV : 98 000

7. Electricity demand : Heat	<ul style="list-style-type: none"> - Nombre de nouveaux bâtiments : 40 000 /an sur l'ensemble de la période étudiée - Besoin en chaleur pour le secteur résidentiel et tertiaire : besoin journalier linéarisé sur base des données Fluxys 	<ul style="list-style-type: none"> - Nombre de nouveaux logements construits : 40 000 en 2026 et 33 600 en 2036, avec une évolution linéaire entre ces deux années - Besoin en chaleur évalué par une approche segmentée pour le bâtiment neuf et les rénovations 	
	COP		COP
		<ul style="list-style-type: none"> - rénovation et remplacement des chaudières en fin de vie : pompes à chaleur représenteront respectivement 23 % et 35 % des installations en 2030 et 2035 	<ul style="list-style-type: none"> - rénovation et remplacement des chaudières en fin de vie : pompes à chaleur représenteront respectivement 15-20 % et 25-30 % des installations en 2030 et 2035
	<ul style="list-style-type: none"> - Surface habitable : pas d'hypothèse d'évolution sur la période étudiée 	<ul style="list-style-type: none"> - Surface habitable : en diminution sur la période étudiée 	<ul style="list-style-type: none"> - Profil de consommation des pompes à chaleur : 20 % de la consommation quotidienne d'énergie peut être déplacée au cours de la journée
	<ul style="list-style-type: none"> - Profil de consommation des pompes à chaleur : seulement 10 % de la consommation quotidienne d'énergie peut être déplacée au cours de la journée 	<ul style="list-style-type: none"> - Scénario 'Central', soit + 28,2 TWh en 2036 	<ul style="list-style-type: none"> - Scénario 'Low', soit + 17,1 TWh en 2036 - Confronter l'approche bottom-up avec la réalité économique
7. Electricity demand : New large-scale loads	<ul style="list-style-type: none"> - Scénario 'Central', soit + 28,2 TWh en 2036 	<ul style="list-style-type: none"> - Scénario 'Low', soit + 17,1 TWh en 2036 - Confronter l'approche bottom-up avec la réalité économique 	
9. Economic and technical variables	<ul style="list-style-type: none"> - investment economic lifetime de 15 ans pour l'éolien offshore - Taux de 5% pour le coût de la dette - Gearing ratio de 44% 	<ul style="list-style-type: none"> - investment economic lifetime de 20 ans pour l'éolien offshore - Reprendre le dernier taux publié lors des calculs (Septembre 2024 : 4,8%) - Gearing ratio de minimum 60% 	

3 Proposition de sensibilités et de scénarios alternatifs

3.1 SENSIBILITÉS

87. La CREG suggère de reprendre les sensibilités réalisées dans l'étude 'Adequacy & Flexibility study 2024-2034' à l'exception des sensibilités relatives aux centrales nucléaires et aux centrales de Rodenhuize et Vilvoorde.

88. Toutefois, pour la sensibilité relative au prix du gaz, la CREG recommande d'étudier les effets qu'aurait cette variation sur toute la chaîne de valeur (consommation et production) en réalisant de nouvelles simulations à l'aide du modèle d'optimisation.

89. La CREG propose une sensibilité supplémentaire qui analyserait l'impact d'une variation à la baisse de l'évolution du PIB. Cette sensibilité examinerait l'impact d'une évaluation plus défavorable des paramètres macro-économiques sur l'évolution de la demande des différents secteurs étudiés.

3.2 SCÉNARIOS ALTERNATIFS

90. Dans le cadre des études d'adéquation et de flexibilité, une analyse de sensibilité permet d'étudier l'impact du changement d'une variable ou d'une hypothèse sur l'adéquation et les besoins en flexibilité. Par exemple, un retard dans la réalisation d'un projet d'infrastructure, ou sa non-réalisation, un développement plus rapide qu'attendu des énergies renouvelables ou une électrification du secteur des transports moins rapide qu'anticipée. Une telle analyse permet d'isoler l'impact du changement d'une variable ou hypothèse, les autres variables et hypothèses restant égales par ailleurs. Cependant, l'analyse de sensibilités présente quelques limites puisqu'elle ne permet pas d'étudier l'impact du changement simultané de plusieurs variables et hypothèses. Pour cela, de nouveaux scénarios doivent être développés avec leur propre storyline.

91.

92. De manière générale, la CREG recommande à Elia d'examiner l'opportunité d'intégrer dans ses études des scénarios alternatifs, à l'image de ceux envisagés par RTE. Ils permettraient d'évaluer l'impact potentiel d'évolutions données sur la consommation globale d'énergie, ainsi que les ajustements nécessaires au niveau de la production et des infrastructures. En outre, ils offriraient une perspective claire sur les bénéfices possibles en termes de sécurité d'approvisionnement, de réduction des émissions de CO₂ et de modération des coûts énergétiques.

93.

94. A ce titre, la CREG aimerait proposer un scénario alternatif qui se base sur la sensibilité étudiée dans l'étude 'Adequacy & Flexibility 2024-2034' sous le nom de « Socio-cultural change (sufficiency), elle-même basée sur la « Clever study ». Les effets d'un certain nombre de mesures ont été étudiés et synthétisés à l'annexe VIII-114.

La CREG recommande de développer ce scénario :

¹⁴ Etude 'Adequacy & Flexibility 2024-2034' – Annexe VIII

- a. En gardant et actualisant les mesures proposées à l'annexe VIII de l'étude d'Elia ;
- b. En utilisant les propositions faites dans le cadre de l'étude BluePrint d'Elia ;
- c. En ajoutant et adaptant au contexte belge les propositions faites par RTE dans son bilan prévisionnel¹⁵ ainsi que dans l'étude Futurs Energétiques¹⁶ ;
- d. En procédant à un 'benchmarking assumptions' comme celui réalisé dans le cadre de l'étude Shift d'EnergyVille, ceci afin de déterminer et d'affiner les mesures et les hypothèses à prendre en compte ;
- e. En synthétisant les impacts et les résultats, d'abord par secteur, et ensuite en les combinant.

¹⁵ Bilan Prévisionnel 2023 – Consommation – Annexe 2A

¹⁶ RTE – Futurs Energétiques 2050 - 3.5.7. Synthèse des principales hypothèses du scénario de sobriété