



Principales priorités selon l'étude 2026-2036 sur l'adéquation et la flexibilité en Belgique : poursuivre l'implémentation du CRM, accélérer le développement de la flexibilité et clarifier le mix énergétique à long terme

PRINCIPALES CONCLUSIONS

- Dès 2028, la demande dépassera la capacité disponible, en raison du rythme de l'électrification en Belgique. Cependant, le mécanisme de rémunération de la capacité (CRM) reste une pierre angulaire de la stratégie d'adéquation en Belgique : il maintient la disponibilité d'une capacité thermique vitale, tout en stimulant les investissements dans de nouveaux assets à faible émission de carbone.
- La flexibilité devient cruciale, tant du côté de la demande que de l'approvisionnement, pour gérer la volatilité croissante et les périodes de production excédentaire. En exploitant la flexibilité des utilisateurs finaux, les consommateurs sont doublement gagnants : ils bénéficient à la fois d'une baisse des coûts du système et d'une réduction de leur facture d'électricité.
- Pour compléter la capacité assurée par le CRM et combler le déficit en matière d'approvisionnement à long terme, des leviers additionnels pourraient être mobilisés, tels que la prolongation de la durée de vie des unités nucléaires ou la construction de nouvelles unités, une augmentation de la capacité éolienne offshore et des interconnexions, ou encore une réduction structurelle de la demande.

BRUXELLES | Pour s'assurer que la Belgique dispose toujours d'une quantité suffisante d'électricité par rapport à sa consommation, Elia a publié sa cinquième étude sur l'adéquation et la flexibilité, qui couvre la période 2026-2036. Cette étude démontre que l'électrification et la digitalisation augurent une période de transformation pour le système électrique belge. Si l'adéquation est assurée à court terme (grâce au CRM actuel et à la prolongation de la durée de vie d'unités nucléaires), de la capacité additionnelle sera requise dès 2028 pour maintenir la sécurité d'approvisionnement du pays. Le CRM reste donc un pilier crucial pour sécuriser la capacité existante et nouvelle. Cependant, des mesures structurelles complémentaires pourraient être envisagées pour préserver la fiabilité à long terme. Un levier critique de la transition actuelle est le développement accéléré de la flexibilité à travers l'ensemble du système énergétique belge. Que ce soit la gestion de la consommation, les batteries ou les énergies renouvelables contrôlables, les ressources flexibles sont essentielles pour gérer la volatilité, garantir la stabilité du réseau et utiliser efficacement la production renouvelable excédentaire. Avec les bons leviers réglementaires (comme le prix en temps réel et les outils digitaux), la flexibilité intelligente pourrait dégager 350 à 500 millions € d'économies annuelles pour le système d'ici 2036, tout en aidant les consommateurs à réduire significativement leur facture d'électricité.

« Les faits sont connus, les leviers ont été identifiés et la volonté politique d'élaborer une vision énergétique à long terme pour notre pays est présente. Pour concrétiser cette vision, il faudra poursuivre la mise en œuvre du CRM, accélérer le développement de la flexibilité (tant du côté de la demande que de la production) et clarifier les choix à long terme en matière de mix énergétique. Pour y parvenir, il faudra des efforts coordonnés et durables de la part de tous les acteurs : autorités publiques, régulateurs, exploitants du réseau, producteurs, acteurs du marché, acteurs industriels et citoyens. Nous espérons sincèrement que ce rapport apportera une contribution significative aux discussions qui auront lieu prochainement sur l'élaboration de la future politique énergétique de la Belgique. Honorer cet engagement collectif est désormais notre priorité commune. »

Frédéric Dunon, CEO d'Elia Transmission Belgium

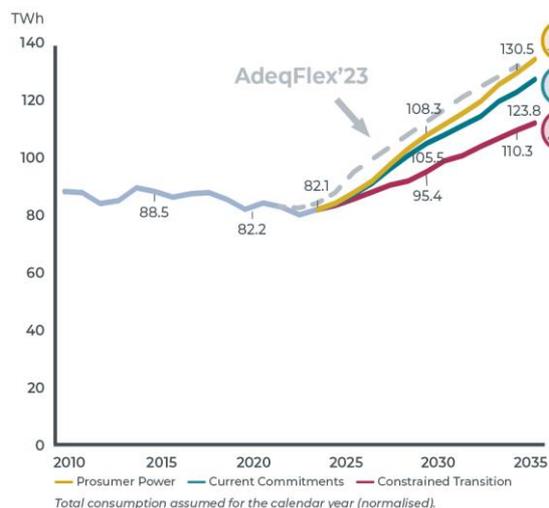
GRAPHIQUE 1 – CONSOMMATION ÉLECTRIQUE TOTALE EN BELGIQUE SELON LES SCÉNARIOS

La transition énergétique s'accompagne encore et toujours de son lot de surprises. La croissance considérable du stockage d'énergie par batterie et des centres de données, par exemple, a de loin dépassé les attentes. Afin de refléter ces incertitudes, cette étude inclut pour la première fois trois scénarios de référence distincts : **(1) Current Commitments & Ambitions** (basé sur les objectifs et politiques existants) ; **(2) Constrained Transition** (qui implique un changement plus lent) ; et **(3) Prosumer Power** (une transition plus rapide, poussée par les consommateurs).

Les trois scénarios présentés dans cette étude aboutissent à des résultats différents pour le système énergétique. Chaque scénario implique différents niveaux d'électrification et différents choix de mix électrique, ce qui entraîne des différences dans les parts d'énergie renouvelable, les importations nettes d'électricité, les niveaux de combustibles fossiles, les dépenses globales en combustibles et les réductions des émissions.



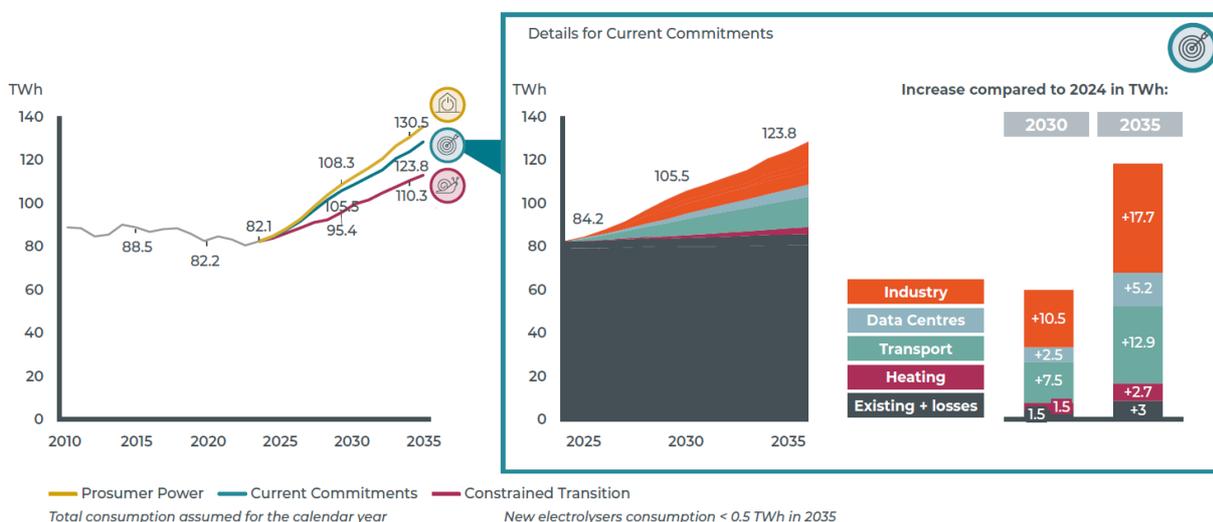
Par rapport à notre précédente étude sur l'adéquation et la flexibilité (AdeqFlex 2023), le niveau projeté de consommation électrique en Belgique est plus faible.



- Les perspectives en matière d'électrification dans les secteurs du transport et du chauffage restent largement alignées sur les projections précédentes.
- La croissance considérable du stockage d'énergie par batterie et des centres de données dépasse de loin les attentes.
- Par contre, les prévisions relatives à la consommation industrielle ne se sont pas encore matérialisées, en grande partie, en raison des incertitudes et des retards au niveau de l'électrification industrielle ainsi que des pressions plus générales en matière de compétitivité.

GRAPHIQUE 2 – CONSOMMATION ÉLECTRIQUE TOTALE SELON LE SCÉNARIO « CURRENT COMMITMENTS & AMBITIONS »

La figure ci-dessous fournit un aperçu détaillé par secteur pour le scénario « Current Commitments & Ambitions ». C'est la voie actuellement empruntée par la Belgique, en supposant que les objectifs annoncés jusqu'ici soient effectivement mis en œuvre dans toute l'Europe. Ce scénario est conforme à la politique énergétique actuelle et aux objectifs publiés par notre pays, notamment dans les prévisions du Bureau du Plan, les ambitions du Plan National Énergie et Climat (PNEC), les récents accords des gouvernements fédéral et régionaux, et les plans d'électrification du secteur industriel.

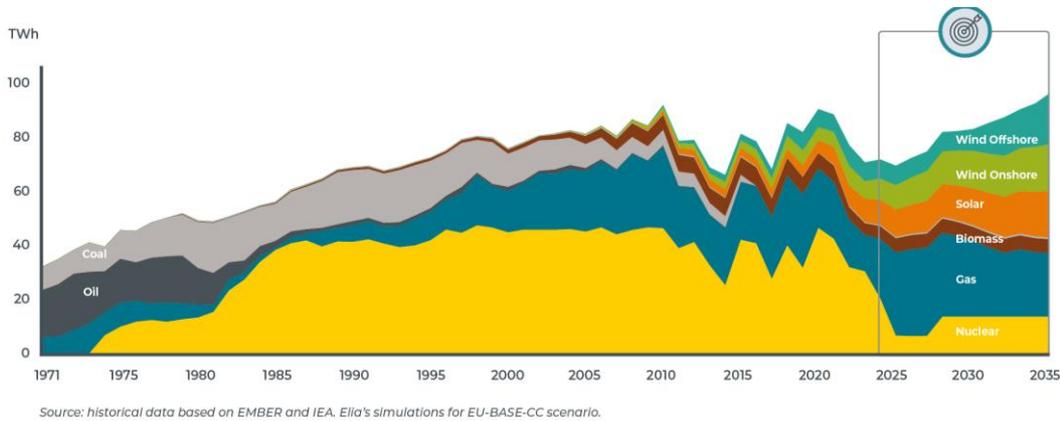


Que montre la figure ci-dessus ?

- **LA DEMANDE EN ÉLECTRICITÉ** devrait augmenter dans les 10 prochaines années, avec l'électrification comme moteur principal de cette augmentation. Parmi les quatre secteurs clés (industrie, centres de données, transport et chauffage), c'est dans les secteurs de l'industrie et du transport que l'électrification devrait avoir l'impact le plus important.
- Les **CENTRES DE DONNÉES** apparaissent également comme un futur moteur de la demande en électricité, notamment en raison de l'essor de l'intelligence artificielle et de la croissance de la consommation digitale.
- **LE NIVEAU D'ADOPTION DES POMPES A CHALEUR** dans les bâtiments reste relativement faible en raison des hypothèses prudentes adoptées.

GRAPHIQUE 3 – ÉVOLUTION HISTORIQUE ET FUTURE DU MIX ÉLECTRIQUE BELGE

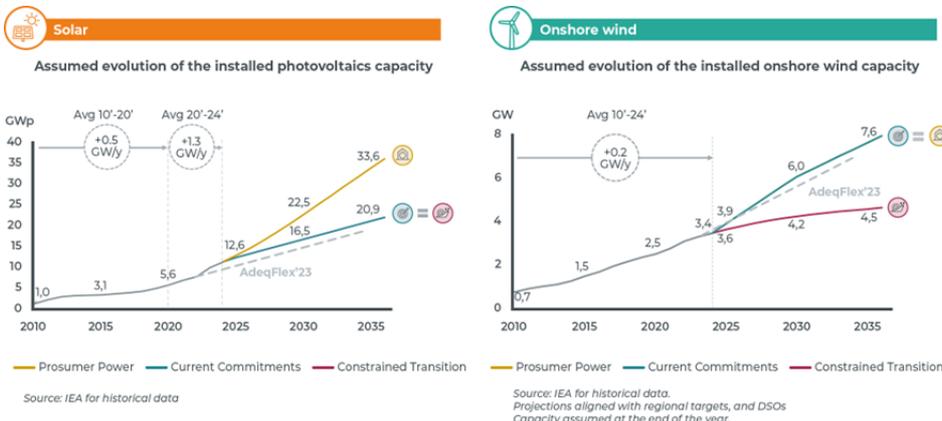
Pour illustrer l'évolution du mix électrique belge, des choix spécifiques concernant le futur mix de production ont été opérés dans le cadre du scénario « Current Commitments & Ambitions ». Bien que de nombreuses incertitudes subsistent, la figure ci-dessous se base sur l'hypothèse de 2 GW de production nucléaire opérationnelle après 2035 et de 5,8 GW de capacité éolienne offshore à partir de 2035. En outre, diverses sensibilités ont été analysées et figurent dans l'étude.



Que montre la figure ci-dessus ?

- À l'avenir, la figure montre une part croissante de renouvelable et une part décroissante de la production au gaz, en tenant compte de la prolongation de la durée de vie des unités nucléaires.
- Après une hausse exceptionnelle en 2023, la capacité photovoltaïque a continué à croître en 2024 (pour dépasser les 11 GW). En raison de l'accessibilité et du coût du photovoltaïque, on s'attend à ce que la capacité installée atteigne les objectifs régionaux de 16,5 GW d'ici 2030, et cela, même dans le cadre du scénario « Constrained Transition ». Voir Graphique 4 ci-dessous.
- Atteindre les objectifs régionaux de 2030 pour l'éolien terrestre (scénarios « Current Commitments & Ambitions » et « Prosumer Power ») nécessitera de doubler le taux de croissance historique au cours des cinq prochaines années. Voir Graphique 4.

GRAPHIQUE 4 – ÉVOLUTION SUPPOSÉE DE LA CAPACITÉ ÉOLIENNE TERRESTRE ET PHOTOVOLTAÏQUE INSTALLÉE



GRAPHIQUE 5 – PROJECTION DES BESOINS DE CAPACITÉ DE LA BELGIQUE AU COURS DES 10 PROCHAINES ANNÉES

La figure ci-dessous illustre les nouvelles quantités de capacité dont la Belgique aura besoin (en supposant 100 % de disponibilité) pour répondre à sa norme de fiabilité au cours de la prochaine décennie, en plus des volumes déjà sécurisés lors des précédentes enchères CRM et grâce à l'extension de 10 ans de Doel 4 et Tihange 3 (2025-2035). Les besoins de capacité tiennent déjà compte du développement attendu de la flexibilité additionnelle au niveau des consommateurs.

Par contre, si cette flexibilité devait ne pas se matérialiser, il faudra garantir des volumes de capacité additionnelle. Plus précisément, la mise en place plus lente de la consommation flexible dans les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel pourrait accroître les besoins en capacité d'environ 700 MW d'ici 2030 et 1.300 MW d'ici 2036.



Que montre la figure ci-dessus ?

- MARGE À COURT TERME, MAIS NOUVEAUX BESOINS À PARTIR DE 2028** – Alors que l'on s'attend à ce que la Belgique conserve une marge de capacité à court terme, grâce à la prolongation de la durée de vie des réacteurs nucléaires et aux capacités contractées dans le cadre du CRM, un besoin en nouvelles capacités apparaît à partir de 2028 dans certains scénarios, et à partir de 2030 dans tous les scénarios. L'augmentation annuelle du déficit en nouvelle capacité se situe, selon les estimations, entre 100 et 600 MW : un volume qui peut réalistement être couvert par les futures enchères CRM, car il est comparable aux nouveaux volumes contractés dans le passé. Toutefois, cela pourrait s'avérer plus complexe au fil du temps si on opte pour une part croissante de batteries, étant donné qu'on s'attend à une diminution des facteurs de charge des batteries à mesure que leur taux de pénétration augmentera.
- UN DÉFICIT PLUS IMPORTANT ATTENDU POUR 2035** – En 2035, on s'attend à un déficit de capacité plus important, du fait que les réacteurs nucléaires actuels (Doel 4 et Tihange 3) arriveront à la fin de la prolongation de leur durée de vie.

Notre analyse montre qu'en l'absence de mécanismes de soutien, tels que le CRM, environ 1.600 MW de capacité thermique existante (soit environ 20 % du parc thermique actuel) risquent de quitter le marché au cours de la prochaine décennie. Ce volume à risque pourrait atteindre 2.400 MW en cas de prolongation additionnelle de la durée de vie d'une unité nucléaire (supposée être de 1 GW dans les simulations) au cours de la période simulée. En effet, une telle prolongation réduirait encore les heures de fonctionnement des centrales thermiques existantes, ce qui aggraverait le problème de « manque à gagner » et augmenterait la probabilité de fermeture des centrales.

GRAPHIQUE 6 – POUR COMBLER LE DÉFICIT EN APPROVISIONNEMENT AU-DELÀ DE 2035, DES LEVIERS ADDITIONNELS POURRAIENT ÊTRE MOBILISÉS

La figure ci-dessous s'appuie sur la précédente. Les enchères CRM devraient continuer à jouer leur rôle en garantissant la capacité dont la Belgique a besoin pour répondre à ses besoins d'adéquation dans les prochaines années. Toutefois, pour combler le déficit de capacité à moyen et long terme, d'autres solutions structurelles pourraient venir compléter le CRM.

ANNUAL DERATED GAP: EVOLUTION AND FILLING OPTIONS



***Nuclear extension:** The effective contribution could be limited by potential redispatching measures that may be required depending on the year of extension.

****Additional North Sea IC:** contribution to adequacy will depend on the cable size, configuration and the country to which it is connected.

*****Sufficiency:** Demand reduction driven by behavioral changes (e.g., temperature setpoints, vehicle size choices, modal shifts, circular economy practices), also referred to as 'sobriété' in French. The indicated value represents the maximum potential impact, assuming full implementation of all measures outlined in the study.

CT: Constrained Transition; CC: Current Commitments & Ambitions; PP: Prosumer Power.

Que montre la figure ci-dessus ?

- Les besoins de capacité résiduels pour chaque année du calendrier CRM actuellement approuvé. Elle part du principe que le CRM continue à remplir son rôle en contractant les nouveaux volumes de capacité nécessaires par le biais des enchères Y-1, Y-2 et Y-4, tout en s'assurant que la capacité existante reste sur le marché.
- Au-delà de 2035, on s'attend à une augmentation significative du déficit de capacité en raison de la sortie programmée du nucléaire et du fait que le cadre actuel du CRM n'a pas encore été validé pour cette période. Des mesures complémentaires pourraient également contribuer à apporter une réponse aux besoins d'approvisionnement énergétique à long terme.

Plusieurs options techniques, extérieures au CRM, pourraient réduire significativement le déficit d'adéquation, parmi lesquelles des prolongations d'unités nucléaires, de la capacité d'interconnexion additionnelle (notamment grâce à une nouvelle interconnexion entre la Belgique et le Royaume-Uni), de la capacité renouvelable additionnelle (en particulier éolienne offshore) ou encore des mesures de sobriété destinées à réduire le niveau de la demande. Étant donné les longs délais nécessaires pour déployer les solutions susmentionnées (qui ne relèvent pas du CRM), il est essentiel de commencer à élaborer une vision claire et coordonnée du système énergétique belge de demain.

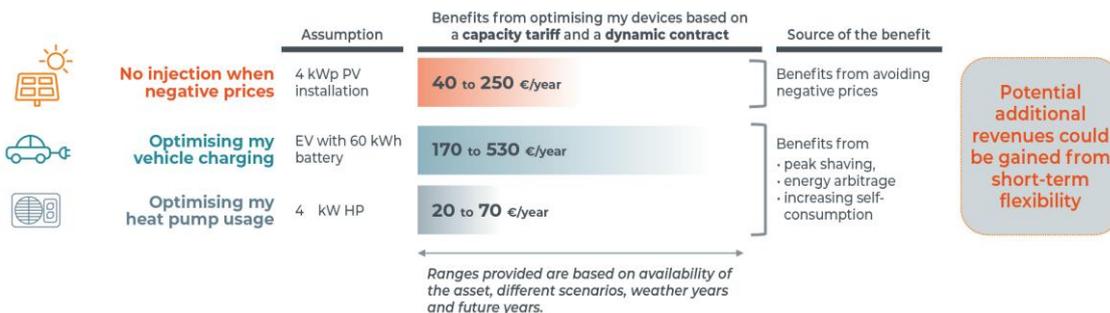
GRAPHIQUE 7 – UNE FLEXIBILITÉ ADDITIONNELLE AU NIVEAU DES UTILISATEURS FINAUX POURRAIT DÉGAGER 350 À 500 MILLIONS € D'ÉCONOMIES PAR AN D'ICI 2036 POUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE BELGE

Les périodes de production excédentaire (quand les énergies renouvelables et la production *must-run* sont supérieures à la consommation) sont de plus en plus fréquentes en Belgique et dans toute l'Europe. La mise en place d'un système énergétique dynamique et réactif implique d'aligner la consommation sur la production renouvelable et de permettre à la production de s'adapter aux signaux de prix, de sorte à pouvoir réduire la production si nécessaire. Quand d'autres sources de flexibilité, comme la gestion de la demande et les batteries, sont déjà mobilisées au maximum, la contrôlabilité de l'énergie solaire, plus particulièrement, peut jouer un rôle clé.



Que montre la figure ci-dessus ?

- Faciliter la flexibilité des utilisateurs finaux permet de réduire le besoin en capacité d'équilibrage supplémentaire (besoins opérationnels du système) et le coût de la capacité additionnelle qui doit être achetée par l'intermédiaire du CRM. Cela renforce non seulement la fiabilité du système, mais entraîne d'importantes économies, estimées entre 350 et 500 millions € par an d'ici 2036. Cette valeur est encore majorée des gains d'investissement dans le réseau et de la valorisation de la réaction des consommateurs aux prix du marché de l'énergie.
- La flexibilité intelligente pourrait également permettre aux consommateurs résidentiels de réaliser d'importantes économies. Notre analyse met en avant trois leviers clés qui permettent de valoriser la flexibilité : absence d'injection en cas de prix négatifs, optimisation de la recharge des véhicules électriques, et optimisation de l'utilisation des pompes à chaleur.



· Benefits are expressed as a delta for a dynamic contract, do include the benefits from capacity tariffs as set today in Flanders but exclude additional benefits from providing ancillary services.
· Benefits are not necessarily cumulative for the 3 categories as synergies exist.
· Benefits including grid fees, taxes and levies

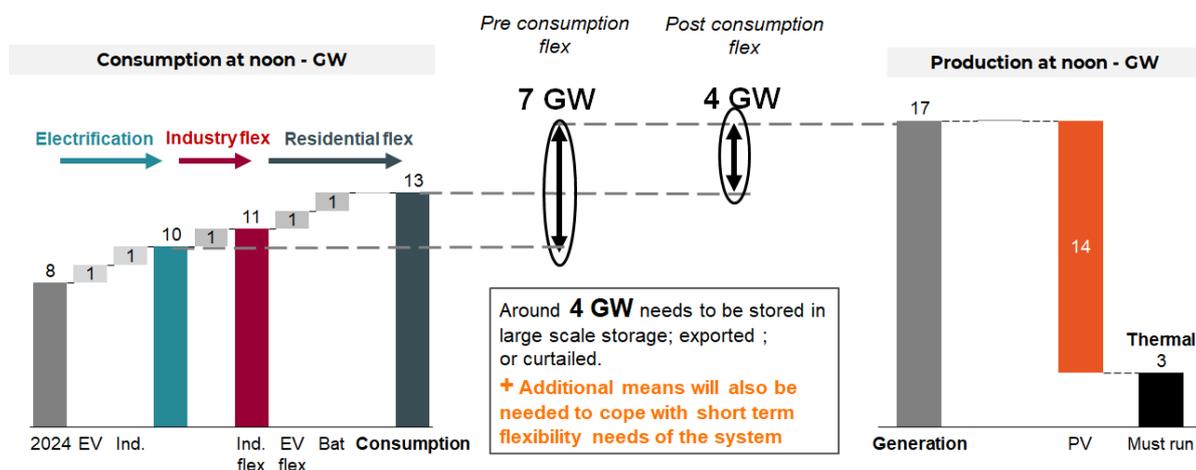
Débloquer la valeur de la flexibilité des utilisateurs finaux reste une priorité stratégique pour le système électrique belge. Pourtant, aujourd'hui, de nombreux consommateurs (tant industriels que résidentiels) n'ont pas pleinement conscience de la valeur et des avantages qu'ils peuvent obtenir en adoptant une approche flexible de leur consommation d'électricité.

GRAPHIQUE 8 – MODULER LA PRODUCTION EST L'UNE DES OPTIONS POUR MAINTENIR L'ÉQUILIBRE DU RÉSEAU

À l'avenir, la croissance continue des énergies renouvelables entraînera des modèles résiduels plus prononcés et plus volatils. Davantage de périodes de production excédentaire seront susceptibles de se produire autour de midi, au moment où d'importants volumes de production photovoltaïque coïncideront avec une demande plus faible. En 2026, les besoins de flexibilité risquent de ne pas être couverts pendant 300 heures environ. Ce chiffre pourrait même atteindre 600 heures en 2036, en fonction de la vitesse de développement de la capacité des batteries et de la flexibilité des utilisateurs finaux.

Il faudra entre 1,8 GW (en 2026) et 2,5 GW (en 2030) additionnels au niveau de la flexibilité des consommateurs et de la flexibilité/modulation photovoltaïque décentralisée pour réagir sur le marché afin de gérer les déséquilibres du système.

What happens during a sunny weekend without wind in May 2032 ? (illustrative example)



Le graphique ci-dessus illustre la situation d'une journée ensoleillée et sans vent de mai 2032.

- **CONSOMMATION** – Si l'électrification progresse conformément au scénario « Current Commitments & Ambitions », la demande totale à midi le weekend pourrait atteindre ~10 GW. L'activation de différents moyens de consommation flexibles (flexibilité industrielle, véhicules électriques et batteries domestiques) pourrait être synonyme de 3 GW additionnels, ce qui porterait la demande à 13 GW.
- **PRODUCTION** – Du point de vue de la production, on dispose d'environ 3 GW d'unités thermiques *must-run* (dont 2 GW de nucléaire) et d'environ 14 GW de production photovoltaïque. Ce chiffre ne tient pas compte de l'éolien. La production atteint ~17 GW, soit un excédent (par rapport à la demande) d'environ 4 GW qui doit être stocké, exporté ou limité.
- **BESOINS EN FLEXIBILITÉ** – Bien que 4 GW soient nécessaires (après activation de la flexibilité pré-consommation) dans cet exemple, une flexibilité additionnelle pourrait s'avérer nécessaire pour faire face aux déséquilibres entre le marché day-ahead et l'exploitation en temps réel. Dans ces moments-là, il peut s'avérer nécessaire de réduire davantage les niveaux de production pour maintenir la stabilité du système.

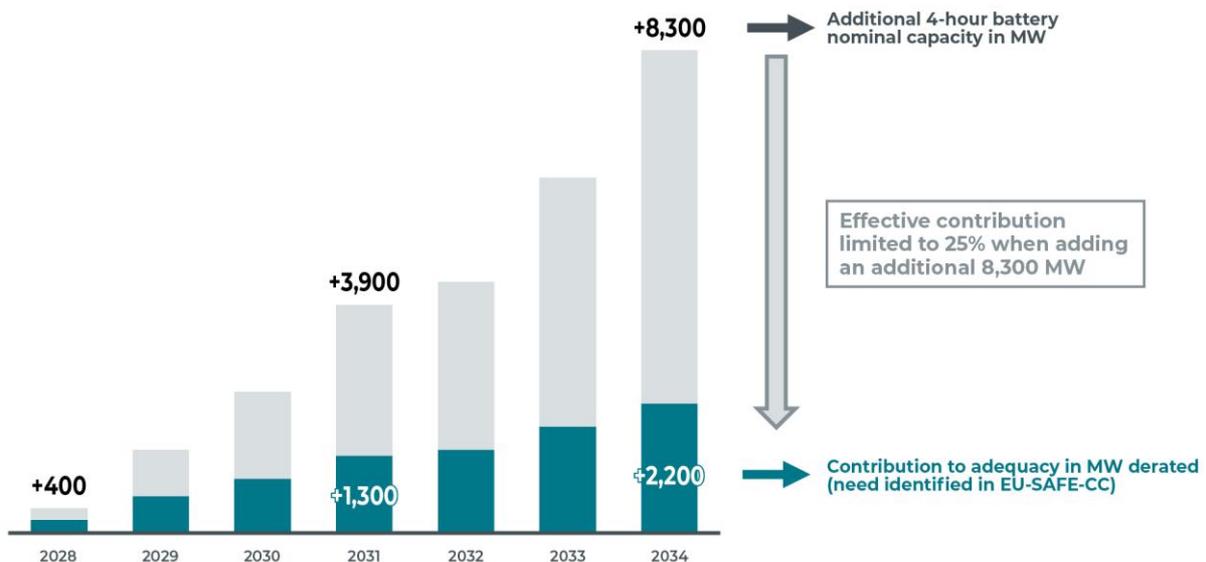
La Belgique évoluant vers un système énergétique plus électrifié et basé sur les énergies renouvelables, la gestion des moments de surproduction structurelle, en particulier au printemps et en été, est appelée à devenir un défi majeur. Pendant ces moments, la modulation du renouvelable (éolien et photovoltaïque) est une des options pour maintenir l'équilibre du système.

--

GRAPHIQUE 9 – LA CONTRIBUTION EFFECTIVE DU STOCKAGE À GRANDE ÉCHELLE À L'ADÉQUATION DEVRAIT DIMINUER AU FUR ET À MESURE DU DÉPLOIEMENT DE LA CAPACITÉ EN BELGIQUE ET DANS TOUTE L'EUROPE

La figure ci-dessous illustre la capacité requise en batteries de grande taille de 4 h pour combler entièrement le déficit d'adéquation identifié dans le scénario « EU-SAFE Current Commitments » entre 2028 et 2034. La contribution efficace de cette technologie à l'adéquation réside dans son facteur de charge.

ADDITIONAL NOMINAL CAPACITY OF BATTERIES THAT WOULD BE REQUIRED TO FILL THE ENTIRE GAP OF THE EU-SAFE-CC SCENARIO (ON TOP OF THE 1,500 MW ALREADY PLANNED FOR 2028)

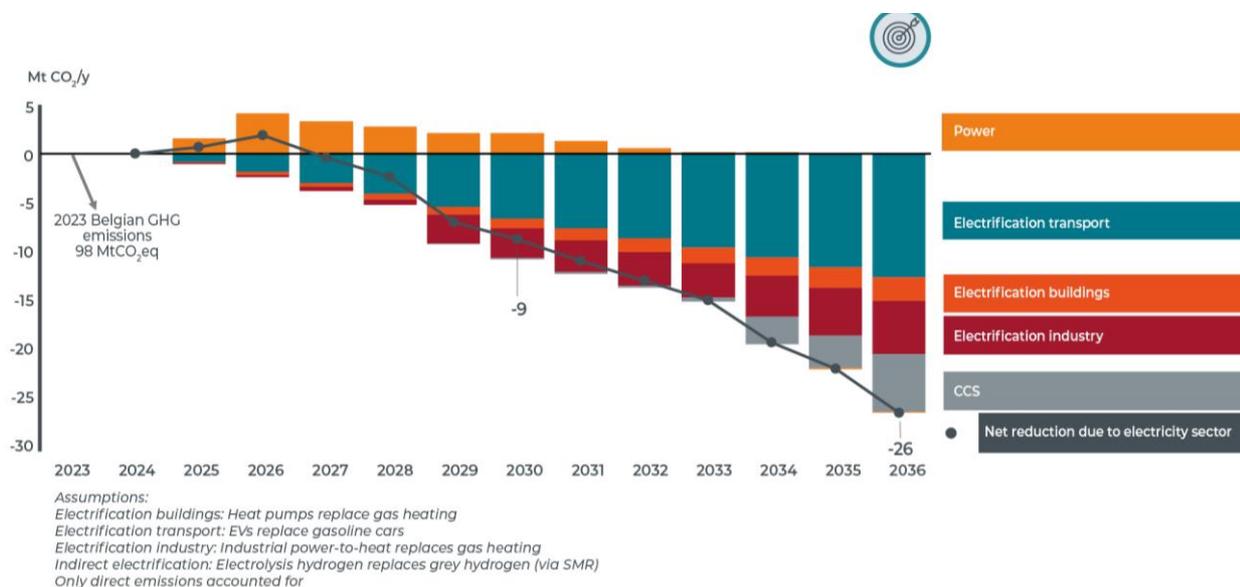


Que montre la figure ci-dessus ?

- **En 2028** – 400 MW de capacité de batterie additionnelle seront nécessaires pour combler entièrement le déficit d'adéquation de 200 MW. Cela correspond à un facteur de charge de 50 %.
- **D'ici 2034** – Si la totalité du déficit devait être comblée par des batteries, une capacité additionnelle de 8.300 MW serait nécessaire. Cela pourrait toutefois se solder par une contribution effective de 2.200 MW seulement, ce qui impliquerait un facteur de charge d'environ 25 %.

GRAPHIQUE 10 – CHANGEMENTS AU NIVEAU DES ÉMISSIONS DE CO₂ DANS LE SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ (Y COMPRIS LES IMPORTATIONS) ET COMPENSATIONS INTERSECTORIELLES LIÉES À L'ÉLECTRIFICATION (PAR RAPPORT À 2024)

L'électrification crée d'importantes opportunités pour réduire la consommation de combustibles fossiles, ce qui mène, à son tour, à une baisse significative des émissions de CO₂ domestiques directes. Le remplacement des véhicules équipés d'un moteur à combustion interne, des chaudières au gaz pour le chauffage résidentiel et tertiaire et de l'approvisionnement en chaleur basé sur les combustibles fossiles dans l'industrie entraînera une réduction importante des émissions (directes) dans ces secteurs.



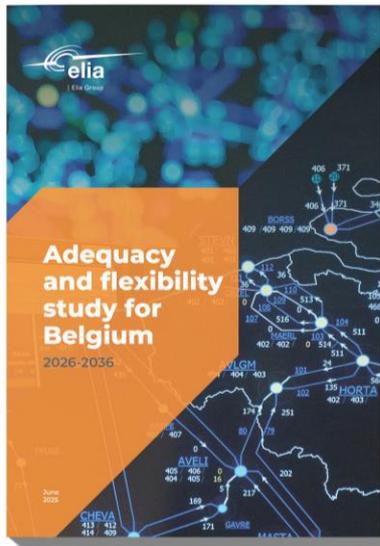
Que montre la figure ci-dessus ?

- **À COURT TERME** – Les émissions totales (domestiques et importations) liées à la production d'électricité en Belgique devraient augmenter et ensuite baisser à plus long terme. Ce phénomène s'explique principalement par des niveaux additionnels de production au gaz, ce qui augmentera l'intensité carbone de la production d'électricité d'ici 2026.
- **AU-DELÀ DE 2026** – Malgré le niveau croissant d'électrification, les émissions de CO₂ liées à la production d'électricité diminueront progressivement en raison de l'intégration d'un plus grand nombre de sources d'énergie renouvelable dans le système.

L'électrification des secteurs de la mobilité, du chauffage et de l'industrie compensera largement les émissions supplémentaires liées aux besoins accrus en production d'électricité. L'effet de l'électrification peut réduire les émissions de plus de 9 Mt de CO₂ d'ici 2030 et près de 26 Mt de CO₂ d'ici 2036 si on inclut le captage et le stockage du carbone (carbone capture and storage ou CCS) dans les processus industriels. Bien que le CCS ne soit pas considéré comme une électrification directe, il nécessite d'importants volumes d'électricité, ce dont il a été tenu compte au niveau de la consommation électrique.

L'étude intitulée « Adequacy and Flexibility study for Belgium 2026-2036 » a été publiée sur le site Web d'Elia.

Vous pouvez la télécharger en cliquant sur le lien suivant : <https://elia.group/AdeqFlex2025>



À propos d'Elia Group

Dans le top 5 européen

Elia Group est un acteur clé dans le transport d'électricité. Nous veillons à chaque instant à l'équilibre entre production et consommation. Nous approvisionnons 30 millions d'utilisateurs finaux en électricité et gérons 19.741 km de liaisons à haute tension via nos filiales en Belgique (Elia) et dans le nord et l'est de l'Allemagne (50Hertz). Elia Group figure ainsi parmi les 5 plus grands gestionnaires de réseau de transport européens. Nous mettons un réseau électrique robuste et fiable à 99,99 % au service de la communauté et du bien-être socioéconomique. Nous voulons également servir de catalyseur à une transition énergétique réussie vers un système énergétique fiable, durable et abordable.

Acteur de la transition énergétique

Nous stimulons l'intégration du marché européen de l'énergie et la décarbonation de la société en développant les liaisons internationales à haute tension et en intégrant une part sans cesse croissante d'énergie renouvelable à notre réseau. En parallèle, nous optimisons en permanence nos systèmes opérationnels et développons de nouveaux produits de marché afin que de nouveaux acteurs de marché et technologies aient accès à notre réseau, ce qui facilite la transition énergétique.

Dans l'intérêt de la communauté

Acteur central dans le système énergétique, Elia Group agit dans l'intérêt de la communauté. Nous répondons à la hausse rapide des énergies renouvelables en adaptant constamment notre réseau de transport. Nous veillons aussi à réaliser nos investissements dans les délais et les budgets impartis, tout en garantissant une sécurité maximale. Nous adoptons une gestion proactive des parties prenantes lors de la réalisation de nos projets : nous entamons une communication bilatérale avec tous les acteurs concernés dès le début du processus. Nous mettons également notre expertise à disposition du secteur pour construire le système énergétique de demain.

Ouverture internationale

Outre ses activités de gestionnaire de réseau de transport, Elia Group fournit des services de consultance à des clients internationaux via sa filiale Elia Grid International. Récemment, Elia Group a lancé de nouvelles activités non régulées telles que re.alto, la première plateforme de marché européenne pour l'échange de données liées à l'énergie via des API standardisés dans le domaine de l'énergie, et WindGrid, une filiale qui va poursuivre le développement des activités d'Elia Group à l'étranger, en contribuant à l'expansion des réseaux électriques offshore en Europe et au-delà.

L'entité juridique Elia Group est une entreprise cotée en bourse dont l'actionnaire de référence est le holding communal Publi-T/NextGrid Holding.

Pour de plus amples informations, veuillez contacter :

Corporate Communication

Jean Fassiaux (FR) | M +32 474 46 87 82 | jean.fassiaux@elia.be

Elia Transmission Belgium SA

Boulevard de l'Empereur 20 | Keizerslaan 20 | 1000 Bruxelles | Belgique