

Plateforme wallonne pour le GIEC

Lettre N°38 - juin 2025

Défis et leviers pour un système électrique durable



Wallonie
environnement



Awac



La décarbonation de la production d'électricité constitue l'un des chantiers majeurs de la transition énergétique. Cette dernière repose en effet en grande partie sur l'électrification progressive des usages finaux (mobilité, chauffage, industrie) qui permet de remplacer des vecteurs fossiles par des solutions plus efficaces et bas carbone.

Cette transformation implique une évolution profonde du système électrique : il devra fournir une part croissante de l'énergie finale consommée, tout en réduisant drastiquement ses propres émissions. Cela suppose un développement massif des sources décarbonées, une réorganisation des infrastructures, et une réflexion stratégique sur l'ensemble des moyens de production disponibles.

Cette Lettre propose d'éclairer les dynamiques actuelles et les perspectives liées à cette mutation. Elle examine les défis techniques et systémiques associés, en mettant en lumière les leviers à activer pour construire un système électrique cohérent, résilient et aligné avec les objectifs climatiques à long terme. Elle traite principalement du cas de la Belgique, comparé à celui de la France et du Canada sur certains points. Il convient toutefois de souligner que cette analyse ne prétend pas à l'universalité, si ce n'est dans sa démarche : les trajectoires de transition énergétique dépendent fortement des spécificités nationales, notamment de la disponibilité des ressources renouvelables, de la structure du système énergétique existant, des capacités d'interconnexion et bien entendu de l'évolution de la demande en énergie.

Bonne lecture !

Julien Blondeau, Maëlle Didion, Bérangère Jouret, Philippe Marbaix, Pauline Paternostre et Jean-Pascal van Ypersele.
L'auteur principal de cette Lettre est Julien Blondeau.

Sommaire :

> La transition énergétique : moins d'énergie, mais plus d'électricité	3
> Un déficit de production nationale d'électricité décarbonée en 2050	5
> Les leviers disponibles pour combler le déficit	6
> Conclusions	10
> Notes et références	11

Nous remercions chaleureusement Francesco Contino (UCLouvain) pour sa relecture et ses apports à la Lettre.

Les membres de la PwG assument toutefois l'entière responsabilité du contenu de cette Lettre, ainsi que de l'interprétation des conseils reçus.

Les notes référencées par un numéro figurent en bas de page ; les notes référencées par « A » suivi d'un numéro figurent en fin de Lettre.

> La transition énergétique : moins d'énergie, mais plus d'électricité

Se chauffer, se déplacer, produire des biens ou faire fonctionner des équipements : derrière chacun de ces gestes se cache une consommation d'énergie. Ces besoins concrets ne concernent pas directement la quantité d'énergie que nous consommons, mais bien les services que l'énergie nous rend.

Pour y répondre, nous utilisons différentes formes d'énergie, comme l'électricité, le gaz naturel ou des produits pétroliers, que l'on appelle vecteurs énergétiques. Ce sont des formes d'énergie transformées, transportables et utilisables pour répondre à un besoin : l'électricité, par exemple, peut faire tourner un moteur ou faire fonctionner des appareils électroménagers, et l'essence peut faire avancer une voiture en brûlant dans un moteur thermique. Ces vecteurs sont eux-mêmes issus de sources d'énergie primaire, comme le pétrole, le gaz naturel, le vent, le soleil, la biomasse ou l'uranium.

La cascade de Coo, qui alimente une centrale hydroélectrique. Photo : tourismestavelot.be

Énergie finale : consommation belge

L'énergie finale désigne l'énergie livrée au-à la consommateur-trice sous la forme directement utilisable d'un vecteur (électricité, gaz, carburant liquide...). Elle exclut les pertes liées à l'extraction, à la transformation et au transport de l'énergie primaire. Mesurer ou estimer la consommation finale d'énergie revient donc à se concentrer sur son utilité finale pour le-la consommateur-trice.

Une consommation annuelle d'énergie (finale ou primaire) peut être exprimée en térawattheure (TWh) [A1].

En 2023, la consommation annuelle belge d'énergie finale, toutes formes confondues, s'élevait à 423 TWh [A2]. En Wallonie, elle était de 122 TWh en 2022 [A3].

La Figure 1 en montre la répartition par secteur au niveau national : l'industrie et le transport représentent les deux plus grandes contributions (environ 25% chacun), suivis par les secteurs résidentiels et des services (respectivement 19% et 13%). Il faut aussi noter qu'une partie des vecteurs finaux d'énergie, principalement les produits pétroliers et le gaz naturel, sont aussi destinés à des applications non énergétiques (18%), comme la production de matières plastiques ou autres produits chimiques.

En Belgique, l'électricité ne représentait en 2023 que 17% de la consommation finale d'énergie, tous secteurs confondus. Elle était elle-même produite à partir de plusieurs sources d'énergie primaire : principalement le nucléaire (40%), suivi par les énergies renouvelables (33%), et le gaz (22%) [A4].

Comme l'illustre également la Figure 1, la majeure partie de l'énergie finale est encore livrée aux consommateurs-trices sous la forme de produits pétroliers (48%) ou de gaz naturel (25%), et ce principalement pour l'industrie, le transport et le chauffage des bâtiments (résidentiels ou tertiaires). Une petite partie de l'énergie finale (7%) est directement consommée sous la forme de vecteurs renouvelables : il s'agit principalement de biomasse solide et de biogaz pour produire de la chaleur.

L'électrification de nos usages constitue cependant une des stratégies incontournables pour atteindre les objectifs climatiques à l'horizon 2050. Dans une étude récente [A5], Elia, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Belgique, projette que l'électrification de la mobilité, du chauffage et d'une partie de l'industrie permettrait une réduction significative de la consommation d'énergie.

Répartition de la consommation finale d'énergie en Belgique

Total annuel (2023) : 423 TWh

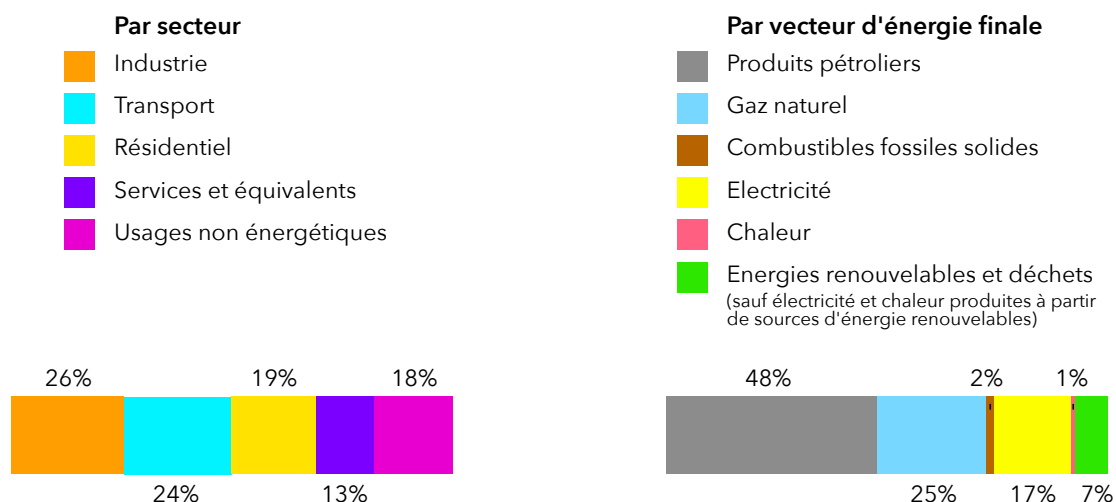


Figure 1 : Graphiques adaptés sur la base du document Belgian Energy Data Overview – été 2024 (SPF Économie, P.M.E., Classes moyennes et Énergie).

Selon les scénarios étudiés par Elia, la consommation totale d'énergie finale en Belgique pourrait diminuer de 25 à 45 % d'ici 2050. Cette baisse s'expliquerait principalement par le remplacement progressif des vecteurs fossiles, comme le gaz ou les carburants liquides, par des solutions électriques plus efficaces, comme les véhicules électriques ou les pompes à chaleur [A6]. Ces technologies permettent effectivement de répondre aux mêmes besoins (se déplacer, se chauffer) tout en consommant moins d'énergie finale.

Dans ce contexte, l'électricité devrait représenter une part beaucoup plus importante de la consommation d'énergie finale en 2050 : entre 55 et 80 %, selon les hypothèses, contre 17% actuellement. Cela signifie que moins d'énergie serait consommée globalement, mais que la quantité absolue d'électricité consommée, idéalement produite à partir de sources décarbonées, augmenterait. La Figure 2 illustre cette évolution : une baisse globale de la consommation d'énergie finale, avec une montée en puissance de l'électricité décarbonée. C'est cette évolution qui permettrait, dans les scénarios d'Elia, de limiter les émissions nettes de gaz à effet de serre de la Belgique à une fourchette de 11 à 14 Mt CO₂ eq en 2050, soit une réduction d'environ 90% par rapport à 2022 (121 Mt CO₂ eq).



Tous les secteurs ne sont pas égaux en termes de potentiel d'électrification. Selon Elia, la mobilité pourrait atteindre de très hauts taux d'électrification. Photo : PwG.

Évolution de la consommation d'énergie finale et de la consommation d'électricité en Europe

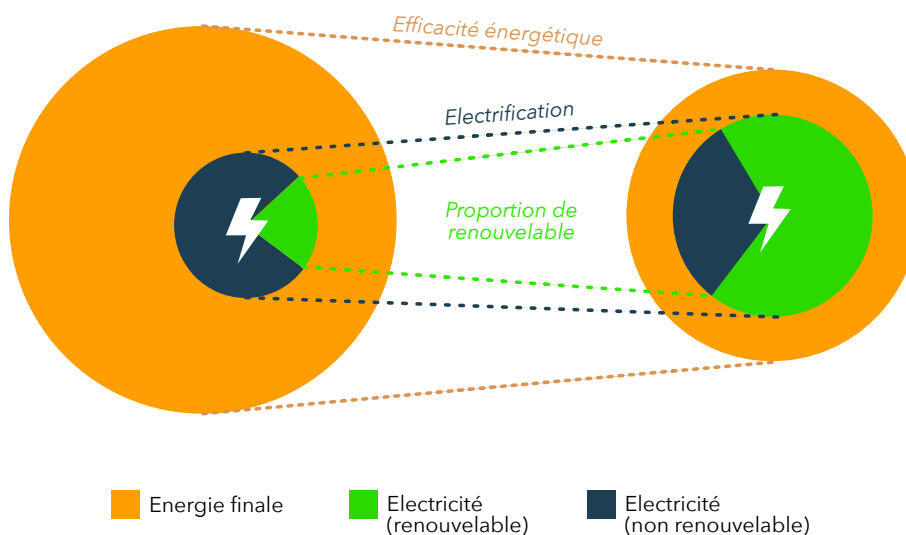


Figure 2 : La transition énergétique mènera à une diminution de la consommation globale d'énergie en Belgique, mais à une augmentation de la consommation d'électricité, qui devrait être décarbonée (diagramme non quantitatif). Graphique adapté sur la base du document *Belgian Electricity System Blueprint 2035–2050* (Elia).

Ces projections sont confirmées par la récente étude PATHS2050 réalisée par EnergyVille, un centre de recherche flamand, sur la décarbonation du système énergétique belge global. L'étude prévoit aussi une diminution de la consommation d'énergie finale d'environ un tiers, avec également un doublement de la consommation d'électricité entre 2023 et 2050 [A7]. Une étude de Climact, une société wallonne spécialisée dans la transition durable, et du VITO, autre centre de recherche flamand, envisage également une diminution significative de la consommation totale d'énergie entre 2010 et 2050 dans les différents scénarios de décarbonation (de l'ordre de 50 à 60%), pour une augmentation plus limitée de la consommation d'électricité (jusqu'à 50% de plus sur la même période) [A8].

Tous les secteurs ne sont cependant pas égaux en termes de potentiel d'électrification. Elia estime que la mobilité et le chauffage des bâtiments peuvent atteindre de très hauts taux d'électrification grâce aux véhicules électriques et aux pompes à chaleur (de 90 à 100% dans les cas les plus favorables), tandis que l'industrie atteindrait au mieux 85% (hors acier, qui plafonnerait à 45%). Les secteurs plus difficiles à électrifier seraient donc plus propices au remplacement des sources d'énergie fossiles par des combustibles synthétiques, produits à partir d'électricité verte et/ou de ressources de biomasse durables (appelés électro-carburants et biocarburants), tels que l'hydrogène, le méthane synthétique, l'ammoniac, l'éthanol ou le méthanol. La capture du carbone sera aussi nécessaire pour certaines activités qui rejettent inévitablement du CO₂, indépendamment de la source d'énergie utilisée, comme par exemple la production de ciment.

> Un déficit de production nationale d'électricité décarbonée en 2050

Pour les activités propices à l'électrification, cette transition suppose cependant de pouvoir garantir un approvisionnement suffisant en électricité bas carbone. En l'état actuel des politiques, la production renouvelable domestique belge ne permettrait de couvrir qu'une partie des besoins prévus à l'horizon 2050.

Comme illustré à la Figure 3, la demande d'électricité pourrait atteindre 200 TWh en 2050, dont un peu plus de la moitié serait couverte par des sources renouvelables en considérant les mesures actuelles. Le solaire, l'éolien terrestre et l'éolien en mer du Nord couvriraient alors respectivement environ 40%, 25% et 30% de la production renouvelable nationale, laissant un déficit estimé entre 70 et 90 TWh par an. La valeur haute (90 TWh/an) correspond à un scénario à haut taux d'électrification, tandis que la valeur basse (70 TWh/an) correspond à un scénario où les électro-carburants jouent un rôle plus important, surtout dans les domaines plus difficiles à décarboner, tels que l'industrie.

Le défi de la production d'électricité décarbonée en Belgique reflète la situation d'un pays aux ressources renouvelables limitées, à laquelle s'ajoute une politique nucléaire en cours de redéfinition, marquée jusqu'ici par l'arrêt définitif de deux réacteurs et la prolongation de certains autres [A9].

La situation est différente en France par exemple, où l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) rapporte que la consommation d'énergie finale était d'environ 1800 TWh en 2015, et prévoit, selon le scénario envisagé, qu'elle se situerait entre 790 et 1400 TWh en 2050 (de -23 à -55%) [A10]. En 2015, la consommation totale d'électricité atteignait environ 500 TWh, soit environ 28% de la consommation finale d'énergie. Cette proportion

plus élevée qu'en Belgique s'explique entre autres par l'utilisation historiquement plus importante de l'électricité pour le chauffage des bâtiments, qui résulte elle-même de la disponibilité d'électricité bon marché d'origine nucléaire. Le chauffage électrique direct devrait cependant être progressivement remplacé par des pompes à chaleur, qui vont permettre de diminuer la consommation d'électricité pour une même quantité de chaleur fournie, comme expliqué dans notre Lettre n°37 [A11]. Dans le scénario étudié qui laisse le plus de place à la sobriété énergétique, l'ADEME projette pour la France une réduction de la consommation d'électricité annuelle à l'horizon 2050, où elle atteindrait environ 400 TWh. Dans les 3 autres scénarios étudiés, la consommation annuelle d'électricité augmente, pour atteindre de 535 à 835 TWh en 2050.

L'ADEME prévoit en outre que la France sera autosuffisante en électricité en 2050 dans tous les scénarios considérés. Ils mènent effectivement tous à un équilibre entre la production et la consommation, ou même à une légère exportation, qui pourrait être utile à la Belgique. En termes de sources d'énergie, le nucléaire fournirait de 1% (dans le scénario à faible demande) à environ 20% de la consommation électrique totale en 2050, contre de 10 à 20% pour l'hydraulique, 15 à 30% pour l'éolien en mer, 20 à 40% pour l'éolien terrestre, et 20 à 30% pour le solaire.

Production annuelle d'électricité en Belgique, par source, à l'horizon 2050

Projection selon les mesures actuelles.

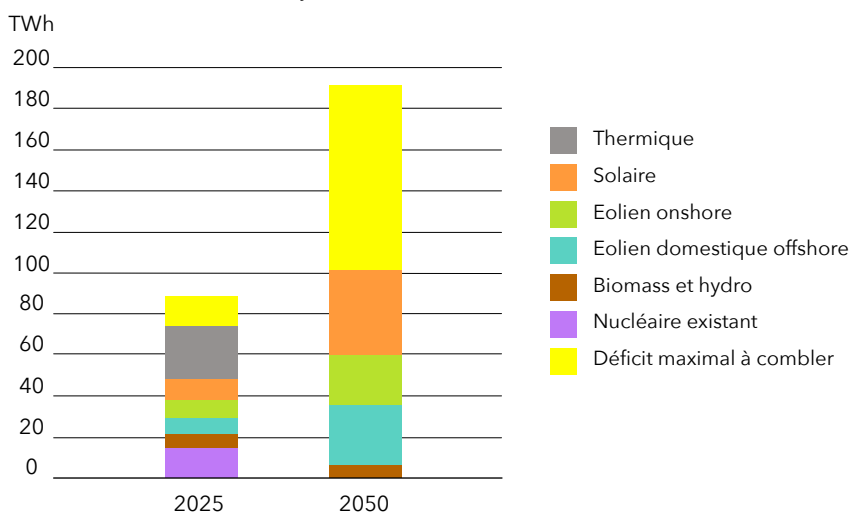


Figure 3 : En Belgique, les politiques énergétiques actuelles mènent à un déficit de production nationale d'électricité de 70 à 90 TWh/an en 2050.

Graphique adapté sur la base du document *Belgian Electricity System Blueprint 2035–2050* (Elia).

Le paradigme est encore différent dans un pays comme le Canada, où environ 85% de la population vit déjà dans une province où l'électricité est largement décarbonée (à plus de 90%) [A12], grâce à des sources d'énergies renouvelables ou nucléaires. Globalement, 80% de la production électrique canadienne est aujourd'hui neutre en carbone. Le défi reste cependant important pour certaines provinces, ainsi que pour les collectivités nordiques éloignées. On retrouve aujourd'hui au Canada le même ordre de grandeur qu'en Belgique pour la part de l'énergie finale consommée sous forme d'électricité : environ 20%. Comme ailleurs, la

transition énergétique passera cependant par une augmentation de la consommation électrique annuelle, qui s'élève actuellement à environ 700 TWh, et qui devrait atteindre de 1000 à 1800 TWh en 2050, pour couvrir alors 40 à 70% de la consommation finale d'énergie. L'énergie hydraulique devrait alors fournir environ 40% de l'énergie nécessaire, suivi par l'éolien terrestre (environ 30%), le nucléaire (environ 20%), et le solaire, la biomasse et le gaz naturel avec capture du carbone (chacun de l'ordre de 5 à 10%) [A13].

> Les leviers disponibles pour combler le déficit

Pour revenir à la Belgique et à son potentiel déficit de production nationale défossilisée lors de la transition énergétique à venir, il convient d'examiner les leviers mobilisables pour le combler : accélérer le déploiement des renouvelables terrestres (solaire et éolien), renforcer l'éolien en mer en envisageant un développement au-delà des eaux territoriales, prolonger ou renouveler une capacité nucléaire, ou encore recourir, de manière complémentaire, à des centrales thermiques alimentées par des combustibles bas-carbone, idéalement d'origine renouvelable (comme les électro-carburants). En complément de ces leviers de production nationale, l'intensification des échanges énergétiques avec les pays voisins contribuera à répondre à la demande, au risque d'exposer la Belgique aux aléas de leurs propres trajectoires de production et de décarbonation.

La Figure 4 illustre les différentes options envisagées à court et à long terme par Elia pour combler le déficit de production domestique.

A court terme, il s'agirait de renforcer le soutien aux projets renouvelables pour accélérer leur développement, et de prolonger le nucléaire existant. Les développements plus ambitieux, comme de l'éolien en mer en dehors des eaux territoriales ou de nouvelles capacités nucléaires, peuvent prendre plus de dix ans à aboutir et des tensions sur l'approvisionnement électrique sont donc possibles si aucune mesure n'est prise rapidement.

En doublant la vitesse de déploiement de l'éolien terrestre, il pourrait fournir 12 TWh/an supplémentaires d'ici 2050. Si l'on quadruple leur vitesse de déploiement, les panneaux photovoltaïques présentent un potentiel supplémentaire de 41 TWh/an pour 2050. L'éolien en mer lointain (en-dehors des eaux territoriales) a la capacité de fournir jusqu'à 60 TWh/an supplémentaire à la même échéance.

La prolongation des réacteurs nucléaires existants pourrait fournir 29 TWh supplémentaires par an jusqu'en 2045, tandis que de nouvelles unités produiraient jusqu'à 60 TWh par an à l'horizon 2050.

Des centrales thermiques décarbonées (non-nucléaires) flexibles pourraient produire jusqu'à 30 TWh/an en 2050. Elles devraient être progressivement converties à des combustibles décarbonés. On peut noter qu'il existe déjà une flotte limitée de centrales thermiques alimentées en biomasse ou en déchets domestiques. Elia estime la capacité disponible à environ 1 GW [A14], qui pourrait donc correspondre à environ 8 TWh de production par an maximum. Aucune croissance de cette capacité n'est prévue, étant donné la disponibilité limitée de ce type de ressources. Elia mentionne également une capacité hydroélectrique limitée, d'environ 150 MW (maximum 1 TWh par an environ).

Les centrales thermiques (nucléaire et à combustible) présentent par ailleurs une importante inertie mécanique, utile à la stabilisation du réseau électrique, tel qu'il fonctionne actuellement. Cette inertie provient de la rotation des masses lourdes, comme les turbines et les alternateurs, qui continuent de tourner même en cas de perturbation soudaine sur le réseau. Elle agit comme un amortisseur face aux variations brusques de fréquence, en maintenant temporairement l'équilibre entre la production

Potentiel maximal de production supplémentaire d'électricité par source et par an, pour combler le déficit à l'horizon 2050

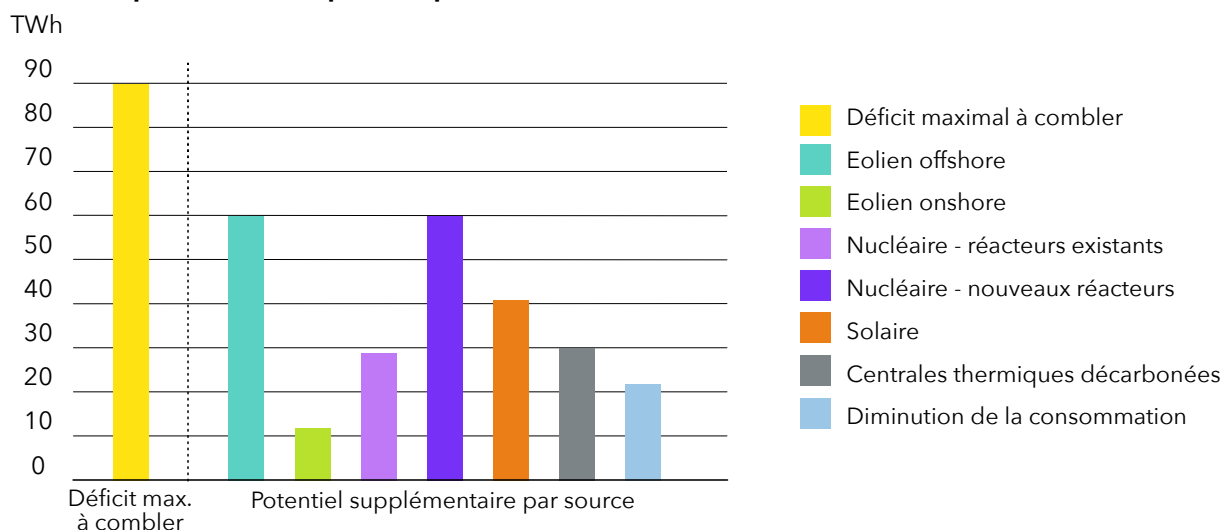


Figure 4 : Potentielles options décarbonées considérées par Elia pour combler le déficit de production nationale d'électricité en Belgique par rapport aux projections selon les mesures actuelles.

Graphique adapté sur la base du document *Belgian Electricity System Blueprint 2035–2050* (Elia).

et la consommation. Dans un système électrique de plus en plus alimenté par des sources renouvelables décentralisées et moins inertielles, comme le photovoltaïque ou l'éolien, cette inertie reste une ressource précieuse pour assurer la stabilité instantanée du réseau. Elle sera un paramètre important à prendre en compte dans la transition vers des réseaux décarbonés.

Elia estime également qu'un système intégrant un levier de suffisance, c'est-à-dire une réduction de la consommation énergétique fondée sur des changements de comportement et des choix de société, pourrait contribuer à réduire le déficit estimé de 22 TWh/an en 2050. La prise en compte de ce potentiel supplémentaire de réduction de la demande confirme l'importance du débat sur la sobriété énergétique, entendue comme un levier complémentaire à l'efficacité énergétique pour réduire la demande en énergie finale [A15]. Climact et le VITO soulignaient déjà cette complémentarité dans une étude précédente [A16]. L'association negaWatt, active en France et en Belgique, met également l'accent dans ses études sur la sobriété comme premier levier à activer avant l'efficacité énergétique, suivie de la transition vers des sources décarbonées [A17] [A18]. En France, leur scénario de décarbonation à l'horizon 2050 repose sur une division par trois de la consommation d'énergie primaire et un triplement de la production d'énergie renouvelable (notamment grâce à une part importante de bioénergie), permettant ainsi de se passer des énergies fossiles et du nucléaire [A17]. Il est en cela similaire

au scénario le plus énergétiquement sobre de l'ADEME. En Belgique, negaWatt estime que notre consommation d'énergie finale peut être divisée par deux à l'horizon 2050 par rapport à 2019, pour atteindre 245 TWh/an, dont un peu moins de la moitié serait consommée sous forme d'électricité (112 TWh/an). Par rapport aux projections d'Elia, il s'agit donc d'une diminution plus importante de la consommation finale, couplée à un plus faible taux d'électrification. Dans le scénario qui permet d'atteindre la neutralité carbone à moindre coût, cette demande limitée en électricité décarbonée serait principalement satisfaite par l'éolien (57 TWh/an), et le solaire (46 TWh/an) [A17]. Ces valeurs sont en ligne avec les projections d'Elia sur la base des mesures actuelles. Selon negaWatt, la sobriété énergétique présente donc un potentiel beaucoup plus important que ce qu'Elia prévoit, et elle permettrait d'éviter le recours à de nouvelles capacités nucléaires et à l'éolien en mer hors des eaux territoriales.

Si des investissements sont tout de même nécessaires pour aller au-delà des mesures actuelles, les choix technologiques qui seront faits auront bien entendu un impact direct sur les coûts pour la collectivité. Selon Elia, parmi les différentes options envisagées, le développement de l'éolien en mer hors des eaux territoriales ressort comme l'une des solutions les plus économiques, tandis que l'absence totale d'initiative structurante à grande échelle (ni éolien en mer lointain, ni nucléaire supplémentaire) constituerait le scénario le plus coûteux. Tous les scénarios analysés par

Centrale nucléaire, Doel. Photo : Nicolas Hippert sur Unsplash.



Elia montrent que plus la Belgique parvient à baisser sa consommation d'énergie finale (par l'efficacité et/ou la sobriété), et plus elle investit dans des capacités décarbonées locales (solaire, éolien et/ou nucléaire), plus elle réduit sa dépendance aux importations, limite le besoin de recourir à des centrales thermiques flexibles, et augmente la part du temps où les prix de l'électricité sont bas. Le coût total du système électrique par MWh produit, qui comprend les investissements et les coûts opérationnels fixes et variables (y compris ceux liés aux réseaux et à l'import/export), et qui ne doit pas être confondu avec le prix sur le marché de gros, ni celui payé par les consommateurs·trices, se situerait aux alentours de 110 à 120 €/MWh dans le scénario de référence, en fonction des choix réalisés. Il serait plus affecté par les incertitudes sur le coût du nucléaire que par celles concernant l'éolien en mer. Le coût total annuel du système (reprenant les mêmes contributions globales) se situerait quant à lui dans une fourchette allant de 19 à 23 milliards d'euros par an. Cette fourchette étroite cache cependant une grande variabilité en termes d'investissements nécessaires et de coûts opérationnels. La somme des investissements et des coûts

fixes est d'environ 10 milliards d'euros par an pour le scénario où la Belgique dépendrait le plus des imports d'électricité et de molécules vertes, contre plus de 20 milliards d'euros pour un investissement massif dans la production décarbonée nationale (éolien en mer et nucléaire), qui ferait de la Belgique un pays exportateur net d'électricité.

Dans les scénarios ambitieux en termes de production décarbonée domestique, la production nationale permet de couvrir jusqu'à 90% de la demande en électricité à l'horizon 2050 (contre environ 50% à politique inchangée). Par ailleurs, ces investissements permettent d'augmenter de 65% le nombre d'heures à moins de 50 €/MWh dans les scénarios bien planifiés, contre moins de 30% dans les scénarios les plus contraints. Une telle stratégie renforce la résilience du système tout en maintenant les coûts sous contrôle pour les consommateurs·trices. À l'inverse, un retard dans les décisions structurantes entraînerait une dépendance accrue vis-à-vis des marchés étrangers, exposant la Belgique à des risques de volatilité des prix et de sécurité d'approvisionnement à partir de 2036.

Le défi de l'intermittence du solaire et de l'éolien

Deux des principales sources potentielles d'énergie décarbonée en Belgique, le vent et le soleil, présentent toutefois une limite bien connue : leur intermittence, aussi bien à l'échelle quotidienne que saisonnière. Cette caractéristique rend leur intégration dans un système électrique plus complexe à mesure que leur part dans le mix augmente. Pour garantir un approvisionnement fiable, plusieurs leviers techniques doivent être mobilisés.

Il existe quatre grandes options pour faire face à cette intermittence :

1. Stocker l'énergie produite en excès pour la consommer plus tard (stockage) ;
2. Adapter la demande en fonction de la production disponible (flexibilité) ;
3. Prévoir des unités pilotables capables d'assurer la continuité du service en cas de besoin (back-up) ;
4. Importer de l'électricité depuis des systèmes voisins plus disponibles ou mieux équilibrés (import).

Un mix de ces quatre leviers devra nécessairement être mis en œuvre, dans des proportions qui dépendront principalement de la part des renouvelables intermittents dans le mix énergétique national. Comme le montrent les échanges suscités par le récent blackout en Espagne, dont les causes précises ne font pas encore consensus à ce jour [A19] [A20], la robustesse du système devient ainsi un critère essentiel, avec la nécessité de répondre aux incertitudes liées à chaque type de production tout en garantissant la continuité du service.

Bien qu'elle se concentre sur la question du stockage, la Figure 5 illustre clairement la montée en puissance du défi de l'intermittence à mesure que le taux de pénétration de l'éolien et du solaire augmente en Europe. Ce raisonnement peut être étendu aux trois autres leviers. Dans le cas particulier du stockage, on observe que les besoins émergent dès que l'éolien et le

solaire atteignent 20% de la production d'électricité. Entre 20 et 60%, des systèmes de stockage de courte durée (quelques heures) permettent de stabiliser le réseau. Au-delà de 60%, le recours à du stockage de moyenne durée (plusieurs jours à une semaine) devient indispensable. Enfin, à des taux de pénétration supérieurs à 80%, un stockage saisonnier s'avère nécessaire. À nouveau, une combinaison des quatre leviers doit idéalement être mise en place à ce stade avancé.

En 2024, l'éolien et le solaire ont produit environ 30% de l'électricité en Belgique [A21]. Ce contexte explique l'essor des projets de stockage par batteries [A22], dont la capacité totale devrait permettre, d'ici deux ans, de stocker et restituer une puissance supérieure à celle d'un réacteur nucléaire (1500 MW) pendant environ 4 heures. L'équivalent de deux réacteurs supplémentaires (2400 MW), disponible pour une durée similaire, serait en cours de développement [A23]. On notera aussi l'existence, depuis les années 1970, de la centrale de pompage-turbinage de Coe, qui, en pompant de l'eau d'un bassin inférieur vers deux bassins supérieurs (250 m plus haut), permet de stocker et de restituer une puissance équivalente à un réacteur nucléaire pendant plus de 5 heures [A24]. Le développement rapide du renouvelable intermittent explique aussi en partie la transition confirmée de la Belgique vers un statut d'importateur net, amorcée dès 2023 [A25]. Un autre élément déterminant pour cette transition a été la fermeture définitive de deux réacteurs nucléaires en 2022 et 2023 [A26]. Cette dernière a d'ailleurs aussi conduit à la mise en œuvre du « Capacity Remuneration Mechanism » (CRM) [A27], qui rémunère entre autres la garantie de disponibilité de centrales thermiques au gaz qui peuvent être opérées de façon flexible [1].

Trois des quatre leviers nécessaires à l'intégration du renouvelable intermittent (stockage, import et back-up)

[1] À cet égard, on notera qu'historiquement, la France opère ses centrales nucléaires de façon plus flexible qu'en Belgique, où elles étaient utilisées pour couvrir la base de la demande, de façon constante. Étant donné le poids de ces centrales dans la production française (>70% jusqu'en 2020), certaines devaient être conçues pour pouvoir faire varier leur production en fonction de la demande.

Cette analyse des leviers technologiques disponibles pour combler le déficit domestique de production électrique est confortée par l'étude PATHS2050 d'EnergyVille. Les différents résultats pour la capacité de production éolienne prévue en 2050 sont tout à fait en ligne avec les fourchettes présentées comme possibles par Elia : de 10 à 17 GW sur terre, et de 13 à 23 GW en mer, grâce à un potentiel de 16 GW hors des eaux territoriales belges. 4 à 8 GW de nouvelle puissance nucléaire sont aussi considérés comme disponibles, au-delà de la prolongation potentielle des deux plus jeunes réacteurs existants jusqu'en 2045. En ce qui concerne la production photovoltaïque, EnergyVille envisage, après optimisation des coûts globaux, une capacité installée de 37 à 46 GW en 2050, ce qui est significativement inférieur au potentiel maximal estimé à 100 GW. Ce potentiel est lui-même proche des 98 MW atteignables selon Elia en quadruplant la vitesse actuelle d'installation.

Dans les différents scénarios étudiés par Climact et le VITO, la demande électrique estimée pour 2050 (maximum +50%) mène à des productions renouvelables annuelles plus faibles

que celles projetées par Elia : de 40 à 50 TWh/an pour le solaire photovoltaïque, de 20 à 30 TWh/an pour l'éolien terrestre, et de 20 à 40 TWh/an pour l'éolien offshore. Ces fourchettes sont en réalité en ligne avec celles prévues par Elia sur la base des mesures actuelles (respectivement 41, 25 et 29 TWh/an, voir Figure 3).

Selon toutes ces études, la décarbonation de la quasi-totalité de l'électricité en Belgique d'ici 2050 est donc atteignable, à condition d'investir résolument dans l'efficacité, la sobriété, et dans des capacités nationales bas carbone (renouvelable ou nucléaire) pour combler le déficit généré par l'augmentation future de la consommation d'électricité. Dans leurs scénarios, le secteur électrique est en effet quasiment neutre en CO₂ en 2050. Rappelons qu'il pourrait alors représenter jusqu'à 80% de la consommation finale d'énergie en Belgique. En revanche, si la Belgique reste dépendante des importations pour couvrir 35 à 45% de ses besoins, le contenu carbone des mix étrangers déterminera ses émissions résiduelles. Ces résultats montrent donc que les objectifs climatiques et la question de la souveraineté énergétique sont étroitement liés.

Photo : Filipe Sizilio sur Unsplash.

sont donc déjà activés ou en cours de déploiement. Le quatrième, la flexibilité, est déjà partiellement pris en compte : le CRM inclut en effet la possibilité pour de grand-e-s consommateurs-trices de proposer de moduler temporairement leur demande. D'autres formes de flexibilité doivent encore émerger, notamment dans les usages résidentiels et tertiaires (chauffage des bâtiments, recharge intelligente des véhicules électriques, et stockage local).

Dans leur scénario basé sur la sobriété énergétique, negaWatt prévoit d'assurer la robustesse du système en doublant nos capacités d'interconnexion et en développant des capacités de stockage sous forme de batteries (60 GWh) et de chaleur (1200 GWh) [A17].

Encore une fois, aucun levier ne suffira seul : c'est leur combinaison qui assurera la résilience du système. En Belgique, les signaux de stress apparaissent déjà : entre 2023 et 2024, le nombre d'heures de prix négatifs sur le marché de l'électricité a augmenté de 83 %, pour atteindre 408 heures [A25]. Mais ces signaux annoncent aussi des opportunités : le stockage et la flexibilité deviennent de plus en plus attractifs d'un point de vue économique. Ceci est d'autant plus vrai dans les pays où les énergies renouvelables variables sont déjà très présentes, tels que l'Espagne, et qui doivent se préparer à assurer la robustesse du système par des leviers de plus en plus développés. À nouveau, la complémentarité entre solutions techniques sera déterminante.

Évolution des besoins de stockage en fonction de la part d'énergies renouvelables sur le réseau

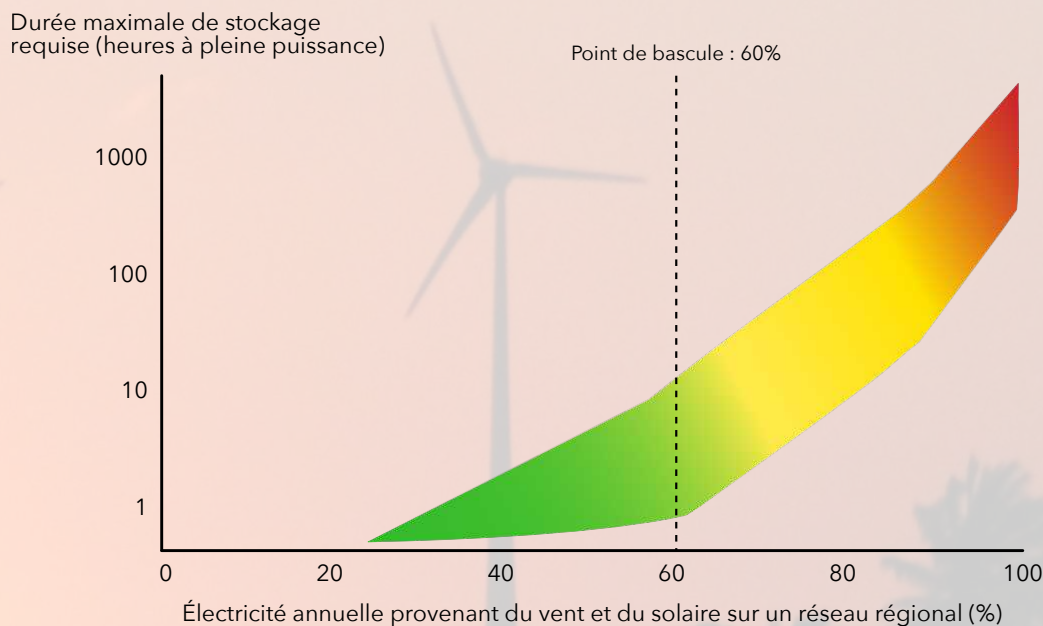


Figure 5 : Besoins de stockage dans l'hypothèse où seul le levier du stockage est utilisé, et non les trois autres leviers. Graphique adapté sur la base du graphique *Energy Storage Targets 2030 and 2050* (European Association for Storage of Energy).

Contribuer localement à la décarbonation de l'électricité : le photovoltaïque domestique

Parmi les solutions de production d'électricité à domicile, les panneaux photovoltaïques (PV) s'imposent comme l'option la plus accessible et la plus mature. Comparés à l'éolien domestique ou aux petites unités de cogénération à la biomasse ou au biogaz, les panneaux PV sont plus simples à installer, et plus adaptés aux environnements urbains et résidentiels.

Investir dans le photovoltaïque permet de contribuer concrètement au développement du solaire, une des options incontournables pour réussir la transition énergétique. Cette production locale est d'autant plus utile si elle est directement consommée sur place, en ne transitant pas par le réseau. L'autoconsommation doit être donc privilégiée, en particulier pour les usages énergivores comme le chauffage, l'eau chaude sanitaire et la recharge de véhicules électriques. Cela implique, dans l'idéal, d'adapter sa consommation aux heures de production solaire (flexibilité), ou de stocker l'électricité produite pendant quelques heures ou quelques jours pour l'utiliser plus tard. Le stockage domestique via des batteries reste encore coûteux mais progresse rapidement. Des solutions émergent également pour le stockage domestique de chaleur grâce à des technologies compactes à combiner avec une pompe à chaleur [A28]. Injecter son excédent de production sur le réseau ne doit cependant pas être considéré comme problématique : cela contribue dans tous les cas à la décarbonation de l'énergie, même si cela reporte la responsabilité de la gestion de l'intermittence vers les réseaux.

Le site des autorités wallonnes consacré à l'énergie propose un simulateur en ligne développé par Energie Commune pour estimer la rentabilité d'une installation photovoltaïque selon votre profil (orientation du toit, consommation, etc.) [A29]. Il tient compte du taux d'autoconsommation et d'un prix de revente sur le réseau différent du prix d'achat. Le site présente aussi les aides disponibles, dont les prêts à 0%, ainsi que des conseils pour choisir une installation fiable. Des recommandations utiles permettent aussi d'éviter les offres de leasing souvent moins avantageuses, mais qui offrent une solution pour pallier un manque de capacité d'investissement ou d'emprunt. Enfin, les Guichets Énergie Wallonie offrent un accompagnement gratuit et personnalisé [A30].

Panneaux solaires photovoltaïques. Photo : Bérangère Jouret.

> Conclusions

La décarbonation quasi-totale de la production d'électricité d'ici 2050 est un objectif techniquement atteignable en Belgique, mais il faudra pour cela consentir des efforts particulièrement importants. Contrairement à des pays comme le Canada ou la France, qui disposent déjà d'un mix électrique majoritairement bas carbone grâce à l'hydroélectricité ou au nucléaire, la Belgique part d'un système encore largement tributaire du gaz. La situation belge illustre plus largement les défis que rencontrent les pays densément peuplés, aux ressources renouvelables limitées et à forte dépendance historique aux énergies fossiles. À ce titre, elle constitue un cas emblématique pour d'autres régions confrontées à des contraintes similaires, en Europe comme ailleurs.

Dans le cadre de la transition énergétique, la consommation finale d'énergie est appelée à diminuer significativement grâce aux gains d'efficacité, dus entre autres à l'électrification des usages, et à la sobriété énergétique, dont le potentiel peut fortement varier d'une source à l'autre. Cette évolution s'accompagnera au maximum d'un doublement de la consommation d'électricité, qui pourrait représenter jusqu'à 80% des usages finaux en 2050, contre 17% aujourd'hui. Répondre à une demande croissante d'électricité décarbonée exigera une transformation profonde du système électrique.

Si la sobriété et l'efficacité énergétique ne suffisent pas, cela impliquera d'investir massivement dans des capacités nationales bas carbone. Les options technologiques principalement disponibles en Belgique sont l'éolien terrestre, l'éolien en mer, le solaire photovoltaïque, et le nucléaire. En parallèle, il faudra garantir la robustesse du système face à l'intermittence croissante en développant des capacités de stockage, des mécanismes de flexibilité, des moyens de secours pilotables, et en renforçant les interconnexions. Aucun levier ne suffira seul : c'est leur combinaison intelligente qui assurera un approvisionnement fiable, soutenable et aligné avec les objectifs climatiques.

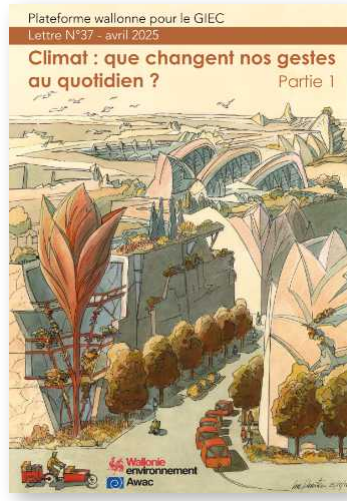
Les scénarios analysés par Elia montrent qu'une stratégie ambitieuse, fondée sur un investissement anticipé et bien planifié, permettrait de couvrir jusqu'à 90% de la demande en électricité par une production nationale bas carbone. Elle conduirait aussi à une part plus importante d'heures à bas prix sur le marché de gros. Le coût total annuel du système électrique se situerait alors entre 19 et 23 milliards d'euros, selon les choix technologiques effectués. Cette fourchette relativement étroite masque toutefois une forte variabilité entre les investissements requis (de 10 à plus de 20 milliards d'euros par an) et les coûts opérationnels. En particulier, les scénarios reposant sur des capacités nationales élevées nécessitent des investissements plus importants, mais permettent de mieux contrôler les coûts à long terme. À l'inverse, une dépendance accrue aux importations exposerait le pays à la volatilité des prix et à des risques sur la sécurité d'approvisionnement dès 2036. Cette conclusion dépasse d'ailleurs le seul cas belge : sans décisions claires et planifiées à temps, les trajectoires deviennent partout plus coûteuses, plus incertaines, et plus vulnérables aux aléas extérieurs.

> Notes et références

- [A1] 1 térawattheure (TWh), équivalent à un milliard de kilowattheures (kWh) correspond à la consommation annuelle d'électricité d'environ 300 000 ménages belges.
- [A2] SPF Economie, 2025, "Belgian Energy Data Overview", <https://economie.fgov.be/nl/themas/energie/energie-cijfers/belgian-energy-data-overview>
- [A3] Iweps, "Consommation d'énergie par secteur/vecteur", consulté en juin 2025, <https://www.iweps.be/indicateur-statistique/consommation-denergie-secteur-vecteur/>
- [A4] SPF Economie, 2025, "Belgian Energy Data Overview", <https://economie.fgov.be/nl/themas/energie/energie-cijfers/belgian-energy-data-overview>
- [A5] Elia, 2024, "Belgian Electricity System Blueprint for 2035-2050", https://www.elia.be/en/press/2024/09/20240924_elia-publishes-blueprint-for-the-belgian-electricity-system-2035-2050
- [A6] Voir notre Lettre n°37 sur l'empreinte carbone de certaines activités quotidiennes : "Climat: que changent nos gestes au quotidien? Partie 1", <https://plateforme-wallonne-giec.be/Lettre37.pdf>
- [A7] EnergyVille, 2025, "PATHS2050 Coalition - Belgian Energy System Pathways 2025: Executive Summary", <https://perspective2050.energyville.be/>
- [A8] Climact et VITO, pour le SPF Santé Publique, DG Environnement, 2021, "Scenarios for a climate neutral Belgium by 2050"
- [A9] AFCN, "Centrales nucléaires en Belgique", consulté en juin 2025: <https://afcn.fgov.be/fr/dossiers/centrales-nucleaires-en-belgique>
- [A10] ADEME, 2024, "Prospectives - Transition(s) 2050 - Synthèse", <https://librairie.ademe.fr/societe-et-politiques-publiques/5071-prospective-transitions-2050-synthese-edition-2024-9791029718885.html>
- [A11] Lettre n°37: "Climat: que changent nos gestes au quotidien? Partie 1", <https://plateforme-wallonne-giec.be/Lettre37.pdf>
- [A12] Conseil Consultatif Canadien de l'Électricité, 2024, "L'avenir électrique du Canada: Un plan pour réussir la transition", <https://ressources-naturelles.canada.ca/source-energie/l-avenir-electrique-canada-plan-reussir-transition#a4>
- [A13] Régie de l'Énergie du Canada, 2023, "Avenir énergétique du Canada en 2023 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2050 – Supplément", <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/avenir-energetique-canada/supplement-donnees-2023/>
- [A14] Elia, 2023, "Adequacy and flexibility study for Belgium: 2024-2034", <https://www.elia.be/fr/marche-de-electricite-et-reseau/adequation/etudes-adequation>
- [A15] Voir notre Lettre n°28 qui traite du projet SlowHeat (<https://www.slowheat.org>) et des pratiques de chauffage qui permettent de repenser la notion de confort thermique pour diminuer son impact sur le climat: "« Crise » énergétique et climat : comment agir rapidement ?", <https://plateforme-wallonne-giec.be/Lettre28.pdf>
- [A16] Climact et VITO, pour le SPF Santé Publique, DG Environnement, 2013, "Scenarios for a climate neutral Belgium by 2050"
- [A17] negaWatt Belgique, 2025, "negaWatt Belgium Scenario 2025: A sufficiency scenario for Belgium", <https://www.negawatt.be/que-fait-on/le-scenario-negawatt-belgium/>
- [A18] Wiese et al., Nature communications, 2024: "The key role of sufficiency for low demand-based carbon neutrality and energy security across Europe", <https://www.nature.com/articles/s41467-024-53393-0>
- [A19] Gouvernement espagnol, 2025, "Versión no confidencial del informe del comité para el análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad del 28 de abril de 2025", <https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/resumenes/Documents/2025/Informe-no-confidencial-Comite-de-analisis-28A.pdf>
- [A20] Red Eléctrica, 2025, "Red Eléctrica presenta su informe del incidente del 28 de abril y propone recomendaciones", https://www.ree.es/sites/default/files/2025-06/NP_RedElectrica_InformeOS_180625.pdf
- [A21] Elia, 2025, "Mix électrique 2024", https://www.elia.be/-/media/project/elia/shared/documents/press-releases/2025/20250102_press-release_electricity-mix-2024_fr.pdf
- [A22] L'Echo, "Projets de batteries bloqués en Wallonie, "toute la valeur est en train de partir en Flandre", consulté en juin 2025, <https://www.lecho.be/entreprises/energie/projets-de-batteries-bloques-en-wallonie-toute-la-valeur-est-en-train-de-partir-en-flandre/10609693.html>
- [A23] Le Soir du 12/09/2024: "La capacité des parcs belges de batteries va être multipliée par dix": <https://www.lesoir.be/622147/article/2024-09-12/la-capacite-des-parcs-belges-de-batteries-va-etre-multipliee-par-dix>
- [A24] ENGIE, 2022, "50 ans Centrale de Coö" : <https://corporate.engie.be/fr/energy/hydraulique/centrale-daccumulation-par-pompage-de-coo>
- [A25] CREG, 2025, "Study on the functioning and price evolution of the Belgian wholesale electricity market - Monitoring Report 2024", <https://www.creg.be/fr/publications/etude-f2965>
- [A26] AFCN, "Centrales nucléaires en Belgique", consulté en juin 2025: <https://afcn.fgov.be/fr/dossiers/centrales-nucleaires-en-belgique>
- [A27] SPF Economie, "Mécanisme de rémunération de capacité (CRM)", consulté en juin 2025, <https://economie.fgov.be/fr/themes/energie/securite-dapprovisionnement/electricite/mecanismes-de-capacite/mecanisme-de-remuneration-de>
- [A28] Destore, "Destore - Votre solution de stockage thermique pour pompes à chaleur", consulté en juin 2025, <https://www.destore.energy/>
- [A29] Service Public de Wallonie, "Le solaire photovoltaïque", consulté en juin 2025, <https://energie.wallonie.be/fr/le-solaire-photovoltaique.html?IDC=6185>
- [A30] Service Public de Wallonie, "Guichets énergie Wallonie", consulté en juin 2025, <https://energie.wallonie.be/fr/guichets-energie-wallonie.html?IDC=6946>

Cette Lettre vous a intéressé-e ?

Lisez la Lettre précédente qui traite du potentiel de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans 4 champs : les transports, l'alimentation, le chauffage et de l'isolation du logement et l'habillement.



Abonnez-vous gratuitement à la Lettre



www.plateforme-wallonne-giec.be

(Re)découvrez nos Lettres précédentes sur l'atténuation

Réductions d'émissions (atténuation) et 'budgets carbone'

33 : Comment faire payer la pollution ?



29 : Limites à la croissance : que dit le GIEC ?



28 : « Crise » énergétique et climat : comment agir rapidement ?



25 : Changements climatiques 2022 : atténuation



22 : Systèmes alimentaires et climat - De la ferme à la table



10 : Réconcilier habitat et climat



9 : Empreinte carbone



3 : Budget carbone



Ce document peut être reproduit, y compris sous forme adaptée, à condition de respecter les droits de reproduction propres aux sources citées dans cette Lettre, quand il y a lieu, et d'indiquer le site plateforme-wallonne-giec.be ainsi que le nom des auteur-e-s du contenu reproduit. Cette Lettre a fait l'objet de corrections éditoriales en septembre 2025.

Photo de couverture : Nikola Johnny Mirkovic pour Unsplash

Editeur responsable : Pr Jean-Pascal van Ypersele, UCLouvain, Chemin du Cyclotron 2, bte L7.01.15 (PwG), B-1348 Louvain-la-Neuve, Belgique.