

# Description et utilisation du modèle Artelys Crystal Super Grid

Février 2024

Ce Working Paper s'inscrit dans le cadre des travaux préparatoires au chiffrage des priorités des partis politiques en vue de l'élection pour la Chambre des représentants de juin 2024 (DC2024).

**Abstract** - Le modèle Artelys Crystal Super Grid, développé par la société française Artelys, se focalise sur le secteur de l'électricité. Fonctionnant avec une haute résolution temporelle, il permet d'évaluer l'impact de mesures affectant le parc de production, par le biais de divers indicateurs. Ces derniers ont notamment trait à la sécurité d'approvisionnement, au coût de l'électricité, et à la durabilité du système, via les émissions de gaz à effet de serre. Ce modèle revêt donc une importance croissante au vu des défis attendant le système électrique. L'on pense notamment à l'accroissement des moyens de production intermittents, et au besoin croissant d'électricité, inhérent au rôle conféré à l'électrification pour atteindre la neutralité climatique.

## Table des matières

1. Introduction.....	1
2. Description du modèle.....	2
3. Indicateurs retenus.....	4
4. Entrées du modèle.....	6
5. Scénario de référence.....	7
6. Mesures possibles dans le cadre de DC2024.....	9
7. Exemple concret.....	10
Bibliographie.....	12

## Liste des tableaux

Tableau 1	Actifs de production/stockage d'électricité retenus dans le cadre de DC2024.....	6
Tableau 2	Résumé du prix des combustibles [ $\text{€}_{2022}/\text{MWh}$ ] et du $\text{CO}_2$ [ $\text{€}_{2022}/\text{t}$ ].....	7
Tableau 3	Moyens de production/stockage considérés pour la Belgique en 2033.....	8
Tableau 4	Résumé des capacités retenues dans le scénario illustratif (année cible 2030).....	10

## Liste des graphiques

Figure 1	Positionnement des indicateurs vis-à-vis du trilemme énergétique.....	5
Figure 2	Equilibre offre (→) et demande (←) sur le spot market/day ahead.....	5
Figure 3	Résultats de l'optimal dispatch sur les indicateurs.....	11

# 1. Introduction

La loi du 22 mai 2014<sup>1</sup>, modifiée par la loi du 30 juillet 2018, a chargé le Bureau fédéral du Plan de réaliser, pour chaque élection fédérale, le chiffrage des programmes électoraux des partis politiques représentés à la Chambre des représentants. Cette loi définit le chiffrage comme : « *un calcul, à court et à moyen terme, des conséquences pour les finances publiques, pour le pouvoir d'achat et l'emploi des divers groupes de revenus, pour la sécurité sociale ainsi que de l'impact sur l'environnement et la mobilité que pourrait engendrer la mise en œuvre de la liste des priorités* ».

Le modèle Artelys Crystal Super Grid, décrit dans la présente publication, se concentrera sur les mesures affectant le parc de production électrique. Il permettra d'évaluer leur impact sur l'environnement, par le biais des émissions de gaz à effet de serre, ainsi que sur la sécurité d'approvisionnement et le coût marginal de production.

Ce Working Paper se structure comme suit. Après une description générale du modèle (Section 2), les indicateurs retenus dans le cadre de DC2024 sont présentés (Section 3). Les données requises pour alimenter le modèle sont ensuite précisées (Section 4) et le scénario de référence est exposé (Section 5). Les mesures dont l'impact peut être évalué, pour DC2024, sont alors précisées (Section 6). Ce document se conclut par un exemple illustratif de chiffrage (Section 7), quantifiant l'impact d'une mesure spécifique sur les indicateurs retenus.

---

<sup>1</sup> Loi relative au chiffrage par le Bureau fédéral du Plan des programmes électoraux présentés par les partis politiques lors de l'élection pour la Chambre des représentants.

## 2. Description du modèle

Artelys Crystal Super Grid est un modèle développé par Artelys, une société française spécialisée dans l'optimisation, la modélisation du système énergétique, et l'aide à la décision. Il se focalise principalement sur le secteur de l'électricité et constitue le socle du modèle multi-énergie METIS, permettant à la Commission européenne de quantifier l'impact de propositions législatives relatives au marché de l'énergie (voir par exemple (European Commission, Directorate-General for Energy, 2019) et (European Commission, Directorate-General for Energy, 2023)).

De manière plus spécifique, il s'agit d'un modèle d'optimal dispatch. Dans ce type de modèle, l'on considère, d'une part, une demande d'électricité et, de l'autre, un parc de production. Le but consiste à déterminer le niveau de production de chaque unité permettant de minimiser le coût total de production, tout en satisfaisant la demande. Notons que le maintien, à chaque instant, d'un équilibre entre la production et la demande est fondamental à la stabilité du réseau électrique. L'analyse d'une année cible est ainsi typiquement conduite avec une granularité horaire.

A première vue, l'on pourrait penser que la résolution de ce problème est immédiate, et pourrait être effectuée de manière analytique. Le problème est toutefois plus complexe qu'il n'y paraît, et ce, pour deux raisons principales.

D'une part, la Belgique est fortement interconnectée à ses voisins, à l'instar de la plupart des autres pays européens. Ces interconnexions ne se limitent pas à combler les manques de production locale. Elles permettent également d'accéder, à tout instant, à la source d'électricité la moins onéreuse (dans la limite de la capacité des interconnexions). Ainsi, si de l'électricité peut encore être produite sur base de renouvelables, ou de nucléaire, chez nos voisins, nous l'importerons plutôt que de démarrer localement une centrale au gaz ou au fioul. Cela résulte en des flux continus, variables, et bidirectionnels, entre les pays voisins. L'optimal dispatch ne peut donc être réalisé en se restreignant au seul parc électrique belge. L'on doit, au contraire, se placer dans un contexte international. Cela requiert de modéliser, pour chaque pays considéré, le parc de production, la demande horaire d'électricité, la production horaire des sources intermittentes (éolien, solaire, hydraulique au fil de l'eau), et les capacités d'échange avec les pays voisins.

D'autre part, la gestion des moyens de stockage, qu'il s'agisse de batteries ou d'aménagements hydrauliques<sup>2</sup>, nécessite d'anticiper l'évolution des prix de l'électricité. Le moment le plus opportun pour décharger l'énergie stockée, ou remplir les stocks, ne peut être déterminé sur base de la seule connaissance du prix actuel de l'électricité. Cela requiert une estimation de son évolution dans les heures, voire les jours, qui suivent. Or, ces prix dépendent précisément du résultat de l'optimal dispatch. Un couplage est donc présent entre les périodes consécutives. Autrement dit, l'on ne peut chercher à minimiser les coûts en examinant chaque heure indépendamment l'une de l'autre. L'on doit, au contraire, procéder par « blocs » successifs. Dans la pratique, afin d'éviter que le modèle n'anticipe « trop » l'avenir, chaque « bloc » se limite à une période de quelques jours.

---

<sup>2</sup> Les stations de pompage-turbinage de Coo et de la Plate Taille sont des exemples de tels aménagements en Belgique.

Bien que complexe, la résolution de l'optimal dispatch s'avère primordiale pour mieux cerner la réaction du système électrique, en termes d'importations ou de la répartition de la production entre les différentes technologies, vis-à-vis des changements auxquels il est confronté. A titre d'exemples, mentionnons l'accroissement accéléré des moyens de production intermittents, tels que l'éolien et le solaire photovoltaïque, ou l'augmentation de la demande d'électricité, inhérente au rôle conféré à l'électrification pour atteindre la neutralité climatique.

### 3. Indicateurs retenus

Comme nous venons de le voir, l'optimal dispatch nous indique, pour chaque heure de l'année cible, la quantité d'électricité générée par chaque (catégorie d') unité(s) de production. Cette connaissance nous permet de déduire un certain nombre d'indicateurs. Parmi ceux-ci, quatre nous paraissent particulièrement intéressants dans le cadre de DC2024.

Le premier indicateur n'est autre que la quantité de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) liée à la production d'électricité. Afin d'être cohérent avec le système ETS (*Emissions Trading System*), régissant notamment les émissions du secteur électrique, les émissions de méthane (CH<sub>4</sub>) et de protoxyde d'azote (N<sub>2</sub>O) ne seront donc pas comptabilisées<sup>3</sup>. Celles-ci demeurent, dans tous les cas, assez limitées (les facteurs d'émissions spécifiques de gaz à effet de serre<sup>4</sup> varient tout au plus de 2% si l'on intègre le méthane et le protoxyde d'azote).

Le second indicateur est le coût marginal de l'électricité, moyenné sur l'année. Ce dernier est défini comme le coût variable (opération, entretien, combustible, et certificat d'émissions de CO<sub>2</sub>) de la dernière centrale (et donc la plus onéreuse) mise en service pour assouvir la demande d'électricité. Sur le marché de gros, c'est ce coût marginal qui définit le prix de l'électricité (voir encadré 1). Notons que ce coût ne doit pas être confondu avec le prix final de l'électricité, lequel inclut notamment les frais de transmission sur le réseau et les taxes. Il donne toutefois un bon aperçu de la valeur que revêt l'électricité à un instant donné. Il peut ainsi influencer les choix d'investissements dans le secteur, et servir de référence pour établir les prix sur d'autres marchés (e.g. les *futures contracts*).

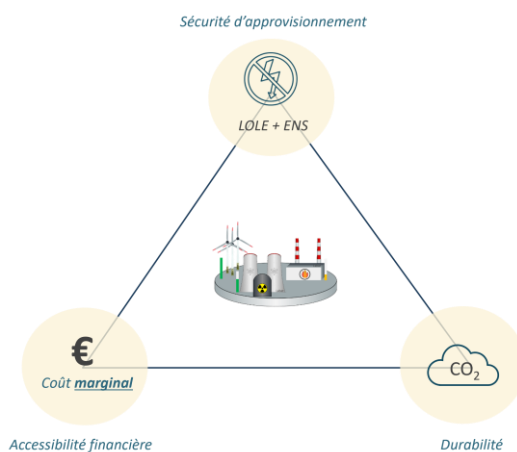
Les deux derniers indicateurs sont le « *loss of load expectation* » (LOLE) et le « *energy not served* » (ENS). Le *loss of load expectation* donne le nombre d'heures durant lesquelles la demande d'électricité ne peut être satisfaite, faute de production nationale et d'importations suffisantes. Le *energy not served* correspond à la quantité d'énergie qui n'a pu être fournie durant cette période. Ces deux indicateurs sont donc complémentaires : l'un renseigne sur l'occurrence du problème, l'autre sur sa sévérité.

La combinaison de ces indicateurs permet de situer le système énergétique vis-à-vis du trilemme énergétique (cf. figure 1). Ce dernier vise à garantir un système à la fois durable, accessible financièrement, et assurant la sécurité de l'approvisionnement.

<sup>3</sup> Annexe I de la Directive 2003/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 octobre 2003 établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union et modifiant la directive 96/61/CE du Conseil.

<sup>4</sup> Ce facteur est défini comme le rapport entre la quantité de gaz à effet de serre et la quantité de combustible consommée.

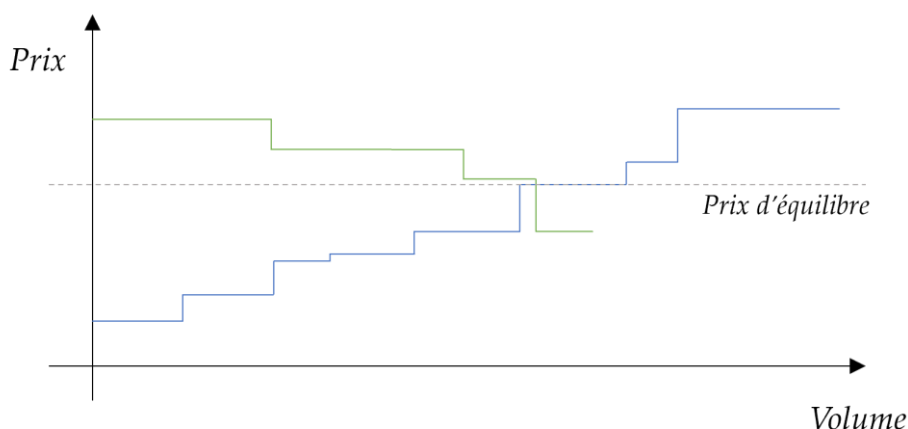
Figure 1 Positionnement des indicateurs vis-à-vis du trilemme énergétique



Encadré 1 Marché de gros (spot market/day-ahead)

Sur le marché de gros de l'électricité (*spot market/day ahead*), chaque producteur propose des volumes d'électricité aux prix qu'il souhaite. Ces derniers couvrent, à minima, les coûts variables de production (coût du combustible, d'émission du CO<sub>2</sub>, d'entretien, etc.). Les acheteurs, de leur côté, proposent d'acquérir une quantité donnée d'électricité à un prix donné. Les offres sont alors classées par ordre croissant de prix, tandis que les demandes le sont par ordre décroissant. L'équilibre du marché (*clearing price*) correspond au point auquel les « courbes » s'intersectent (figure 2). Les producteurs dont les offres sont retenues se voient alors octroyer le prix d'équilibre, et ce, pour l'ensemble de leur production. Celui-ci correspond au coût marginal du système. En fonction de leur coût variable, des bénéfices plus ou moins importants seront ainsi engrangés par les différents producteurs.

Figure 2 Equilibre offre (→) et demande (←) sur le spot market/day ahead



## 4. Entrées du modèle

Afin de réaliser l'optimal dispatch, et pouvoir déduire les indicateurs que nous venons de parcourir, tant le parc de production que la demande d'électricité doivent être modélisés.

Artelys Crystal Super Grid permet la modélisation d'un large éventail de technologies. Dans le cadre de DC2024, 18 technologies de production seront considérées. Celles-ci, détaillées en tableau 1, permettent de représenter assez fidèlement la plupart des unités actuellement installées, ou en phase de développement. En outre, la possibilité d'effacer une partie de la demande, lorsque la production s'avère insuffisante (le *Demand Side Response*), est également considérée.

**Tableau 1 Actifs de production/stockage d'électricité retenus dans le cadre de DC2024**

Thermique	Autre
Nucléaire	Hydroélectricité au fil de l'eau
Lignite	Centrales de lac
Charbon	Stations de transfert d'énergie par pompage
Turbine à gaz à cycle combiné	Solaire photovoltaïque
Turbine à gaz à cycle ouvert	Centrale solaire thermodynamique (CSP)
Turbine à gaz conventionnelle	Eolien en mer
Fioul	Eolien terrestre
Autres non-renouvelables (e.g. petites unités de cogénération)	Batteries
Biofuel/biomasse	
Autres renouvelables (e.g. incinérateurs)	

Chacun de ces actifs est caractérisé par un certain nombre de paramètres. Certains ont trait aux propriétés économiques (e.g. coût variable de production). D'autres concernent les caractéristiques physiques (e.g. puissance nominale, efficacité, facteur d'émissions de gaz à effet de serre).

Ces paramètres sont issus de plusieurs sources, dont les données historiques nationales, les documents accompagnant les scénarios réalisés par ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*), le World Energy Outlook de l'Agence internationale de l'Energie, et le rapport (De Vita, et al., 2018) lié au projet européen Asset<sup>5</sup> (*Advanced System Studies for Energy Transition*).

Les valeurs et références utilisées pour les principaux paramètres sont données dans la section suivante, une fois le scénario de référence abordé.

<sup>5</sup> Les paramètres figurant dans ce dernier ont, notamment, été utilisés dans le dernier scénario énergétique de référence de la Commission européenne.



## 5. Scénario de référence

Comme indiqué en Section 2, l'optimal dispatch doit être effectué en se plaçant dans un contexte international. Afin d'assurer un maximum de cohérence entre les données caractérisant les différents pays, notre point de départ sera l'étude relative à l'évaluation de l'adéquation des ressources européennes (*European Resource Adequacy Assessment -ERAA-*) réalisée par ENTSO-E. A titre d'information, cette étude sert également de base à l'étude bisannuelle d'adéquation et flexibilité conduite par Elia, le gestionnaire du réseau belge de transport d'électricité, également membre d'ENTSO-E.

L'édition de l'ERAA retenue est celle de 2023, dont la version définitive a été publiée mi-décembre 2023<sup>6</sup>. Cela en fait donc l'un des scénarios les plus à jours. Parmi les années cibles y figurant, c'est l'année 2033 qui a été retenue. Cela nous place dans un horizon de 10 ans, ce qui est comparable à ce qui fut fait lors du précédent chiffrage, en 2019.

Outre les capacités installées pour les différentes technologies et pays, l'ERAA fournit un grand nombre de données, telles que :

- Les profils de demande horaire d'électricité ;
- La génération horaire des renouvelables (éolien terrestre, éolien en mer, photovoltaïque, centrale solaire thermodynamique) ;
- Les coûts variables de la plupart des technologies.

Notons que, pour les coûts variables ne figurant pas dans l'ERAA, l'étude (De Vita, et al., 2018) est utilisée.

S'agissant des prix des combustibles et des permis d'émission du CO<sub>2</sub>, les projections de l'IEA (International Energy Agency, 2022) et les valeurs considérées dans l'ERAA ont été comparées avec d'autres sources. Cela nous a amené aux valeurs reprises au tableau 2.

**Tableau 2** Résumé du prix des combustibles [€<sub>2022</sub>/MWh] et du CO<sub>2</sub> [€<sub>2022</sub>/t]

Charbon	Lignite	Gaz naturel	Nucléaire	Pétrole brut	CO <sub>2</sub>
7,96	7,02	26,47	1,89	36,68	133,72

Les facteurs d'émission de CO<sub>2</sub> sont déduits du rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC/IPCC) (International Panel for Climate Change, 2006).

La composition du parc de production des pays européens pourra légèrement différer de celle présentée dans l'ERAA 2023, si des incohérences étaient relevées, ou si des données plus récentes étaient disponibles. Pour la Belgique, les valeurs retenues sont résumées en tableau 3. Celles-ci tiennent compte des éléments suivants :

- Prolongation de Doel 4 (1 039MW) et Tihange 3 (1 038MW) jusqu'en 2035 ;

<sup>6</sup> <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/eraa-downloads/>

- Mise en service de 3 500MW d'éolien en mer dans la Zone Princesse Elisabeth (valeur supérieure du projet), d'ici 2030 ;
- Extension du volume de stockage de la station de pompage-turbinage de Coe (+387MWh entre fin 2022 et fin 2023) et de sa puissance de turbinage (+81MW entre fin 2022 et fin 2025) ;
- Mise en service des turbines à gaz à cycle combiné de Seraing (885MW) et Flémalle (875MW) en 2025, et mise hors service de l'ancienne turbine à vapeur de Seraing<sup>7</sup> (170MW) en 2024 et de la turbine à cycle combiné de Vilvorde<sup>8</sup> (105MW en avril 2023 et 170MW en 2025).

**Tableau 3 Moyens de production/stockage considérés pour la Belgique en 2033**

Moyen de production	Puissance Installée [MW]
Centrales nucléaires	2077
Centrales au gaz, dont	7078
Centrales à cycle combiné	6150
Centrales à cycle ouvert	623
Centrales classiques	305
Centrales au fioul	140
Hydraulique au fil de l'eau	151
Stations de pompage-turbinage	1305
Eolien en mer	5761
Eolien terrestre	6238
Solaire photovoltaïque	16250
Centrales biomasse/biofuel	354
Autres renouvelables	615
Autres non-renouvelables	1594
Batteries	1233
Gestion de la demande ( <i>Demand Side Response</i> )	3090

Notons que, dans une optique « politique inchangée », l'évolution attendue du parc thermique, et de l'éolien en mer, est relativement certaine. Toutefois, l'évolution future de la capacité installée d'éolien terrestre et de photovoltaïque, ainsi que la demande d'électricité, est entourée d'une plus grande incertitude. C'est pourquoi, pour établir notre scénario de référence, un compromis a été réalisé entre les projections figurant dans diverses sources, telles que l'étude d'adéquation et flexibilité publiée par Elia à l'été 2023, la version provisoire du plan national énergie climat soumise en juin par la Belgique à la Commission européenne, et les résultats des perspectives que nous avons réalisées avec le modèle PRIMES et qui paraîtront début 2024. La demande d'électricité en résultant est de 116TWh (les capacités de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque sont reprises en tableau 3).

<sup>7</sup> <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/tijdelijke-buitenwerkingstelling-stoomturbinsteg-centrale-seraing.pdf>

<sup>8</sup> <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/21-34-EBL-SPF-mise-a-l-arret-definitive-central-de-Vilvorde.pdf>

## 6. Mesures possibles dans le cadre de DC2024

Les mesures dont l'impact peut être évalué avec Artelys Crystal Super Grid, dans le cadre de DC2024, se divisent en deux catégories. D'une part, celles modifiant directement la capacité d'une technologie de production. D'autre part, celles ayant un impact indirect.

Au rang des premières, l'on peut citer :

- Une prolongation de Tihange 1, telle qu'évoquée dans la presse par le Premier Ministre.
- Une augmentation additionnelle de la capacité éolienne en mer du Nord. L'État dispose, en effet, d'un contrôle direct sur celle-ci, les concessions domaniales ne pouvant être accordées qu'à la suite d'une procédure de mise en concurrence. Par ailleurs, le déroulement de cette procédure, ainsi que les conditions d'octroi, sont déterminés par le Roi après avis de la CREG.
- Une augmentation de la capacité photovoltaïque, imposée par des mesures réglementaires. Un exemple d'une telle mesure est l'obligation pour les industries, consommant annuellement plus d'1GWh en Flandre, de produire une partie de leur électricité au moyen de panneaux photovoltaïques.

Concernant les mesures impactant indirectement le parc électrique, via la demande d'électricité, l'on peut notamment citer celles influençant le déploiement de véhicules électriques, ou la mise en œuvre de pompes à chaleur dans les bâtiments. Ces mesures requerront un examen au cas par cas afin de voir s'il nous est possible de les traduire en une variation de la demande horaire d'électricité.

Notons que les « mesures », représentant davantage un objectif qu'une mesure directement implémentable, ne seront pas retenues. Un exemple d'une telle mesure serait : « augmenter la capacité éolienne terrestre à xGW en 2033 ». De même, les mesures dont il est invraisemblable qu'elles se concrétisent d'ici 2033 ne seront pas évaluées. A titre d'exemple, la création d'une nouvelle centrale nucléaire ne pourra être examinée dans cet exercice, la durée de construction moyenne dépassant 10 ans.

## 7. Exemple concret

Pour illustrer le fonctionnement d'Artelys Crystal Super Grid, nous présentons le chiffrage d'une mesure concrète.

Au moment de conclure la rédaction de cette publication, la version définitive de l'ERAA 2023 n'était pas encore publiée. Cet exemple ne pouvait donc se baser sur le scénario de référence qui sera utilisé pour DC2024. C'est dès lors un scénario plus ancien, réalisé par Artelys sur base du TYNDP 2020<sup>9</sup>, qui a été considéré dans cet exemple. Notons que celui-ci ne tient, par exemple, pas compte de la prolongation des deux unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3. Les résultats présentés dans cette section le sont donc à titre purement illustratif.

La capacité éolienne en mer du Nord figurant dans le TYNDP 2020 était de 4271MW pour 2030. Cela nous permet de considérer l'augmentation de la capacité éolienne en mer du Nord à 5 761MW (projet actuel) comme mesure additionnelle. Les capacités du reste du parc demeurent inchangées. A titre d'information, celles-ci sont reprises en tableau 4.

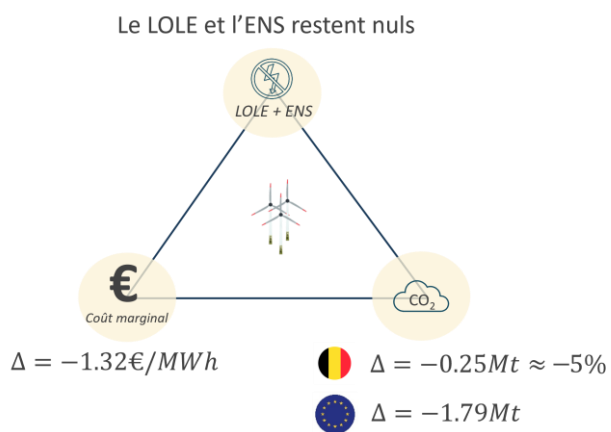
**Tableau 4** Résumé des capacités retenues dans le scénario illustratif (année cible 2030)

Moyen de production	Puissance Installée [MW]
Centrales nucléaires	0
Centrales au gaz, dont	8443
Centrales à cycle combiné	7606
Centrales à cycle ouvert	50
Centrales classiques	787
Centrales au fioul	158
Hydraulique au fil de l'eau	275
Stations de pompage-turbinage	1150
Eolien en mer	4271
Eolien terrestre	4279
Solaire photovoltaïque	10454
Autres renouvelables	747
Autres non-renouvelables	1324
Batteries	740

L'optimal dispatch mène aux résultats représentés en figure 3. L'on peut y constater que, comme attendu, cette mesure entraîne une réduction d'émissions de CO<sub>2</sub> en Belgique. L'on peut toutefois être surpris de l'impact limité de cette mesure sur celles-ci. En effet, le déploiement de près d'1,5GW d'éolien en mer du Nord ne permet qu'une réduction de 5% des émissions liées à la production d'électricité en Belgique (-0,25Mt). Cependant, si l'on s'intéresse à l'impact de cette mesure au niveau européen, l'on observe une réduction nettement plus importante (-1,79Mt, soit 7 fois plus qu'au niveau belge). Grâce aux interconnexions, l'installation de cette capacité a donc également été bénéfique à d'autres pays. Elle leur a ainsi permis d'accéder à des moyens de production moins onéreux et plus décarbonés. Cette mesure permet également une réduction du coût marginal du système (-1,32€/MWh). S'agissant de la sécurité d'approvisionnement, les indicateurs LOLE et ENS restent nuls, un renforcement du parc ne pouvant créer de problème d'approvisionnement.

<sup>9</sup> <https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/download-data/>

Figure 3 Résultats de l'optimal dispatch sur les indicateurs



## Bibliographie

De Vita, A., Kielichowska, I., Mandatowa, P., De Vos, L., Dadkhah, A., Dekelver, G., . . . Zazias, G. (2018). *Technology pathways in decarbonisation scenarios*.

European Commission, Directorate-General for Energy. (2019). *Effect of high shares of renewables on power systems*.

European Commission, Directorate-General for Energy. (2023). METIS 3, study S5 – The impact of industry transition on a CO<sub>2</sub>-neutral European energy system.

International Energy Agency. (2022). *World Energy Outlook*.

International Panel for Climate Change. (2006). IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.

## Chiffrage des programmes électoraux 2024

La loi du 22 mai 2014 confie au Bureau fédéral du Plan la tâche du chiffrage des programmes électoraux présentés par les partis politiques en vue de l'élection pour la Chambre des représentants. Dans le cadre des travaux préparatoires au chiffrage pour les élections de juin 2024 (DC2024), le Bureau fédéral du Plan publie une série de documents techniques à l'attention des partis politiques, des médias et du public.

La coordination du projet est assurée par Baudouin Regout (br@plan.be), Bart Hertveldt (bh@plan.be) et Igor Lebrun (il@plan.be).

Rue Belliard 14-18, 1040 Bruxelles  
+32-2-5077311  
www.plan.be  
contact@plan.be

## Contributions

Cette publication a été rédigée par Christophe Labar (cl@plan.be).

Reproduction autorisée, sauf à des fins commerciales, moyennant mention de la source.

Éditeur responsable : Baudouin Regout

Dépôt légal : D/2024/7433/9