

## Flux commerciaux, flux de transit et loop flows dans l'électricité : comment discriminer ?

Jacques Percebois\*, Stanislas Pommeret\*\*

@ 93853

**Mots-clés : électricité, interconnexions, loop flows, réseaux, transit**

***L'interconnexion des réseaux électriques européens vise à renforcer le marché unique de l'électricité. Trois types de flux transfrontaliers existent : les flux commerciaux, les flux de transit et les flux de bouclage (loop flows), souvent problématiques car ils parasitent les capacités disponibles pour le commerce. En 2023, les flux entre la France et ses voisins ont révélé des écarts significatifs entre flux commerciaux et physiques, notamment avec l'Allemagne et la Suisse. Ces écarts traduisent la prévalence des loop flows, notamment imputables à l'Allemagne qui utilise les réseaux voisins pour acheminer son électricité renouvelable.***

### Introduction

L'interconnexion des réseaux électriques est un élément important de la constitution d'un marché unique de l'électricité en Europe [CRE, 2024b]. À l'horizon 2030, tous les pays de l'Union doivent en principe avoir mis en place, sous forme de capacités d'interconnexion à leurs frontières, une proportion de 15 % de la capacité électrique nationale. À cela s'ajoute l'obligation d'ici 2026 de réserver 70 % de cette capacité d'interconnexion à des échanges commerciaux (règlement européen 2019/943). Car tous les échanges d'électricité aux frontières ne sont pas commerciaux.

On distingue trois types d'échanges aux frontières [Lauer, 2021 ; Riou, 2024 ; Swissgrid, 2022] :

- Des flux commerciaux planifiés (*scheduled flows*) : un producteur localisé dans un pays A vend de l'électricité à un client localisé dans un pays B et cela donne un flux physique

équivalent qui traverse la frontière de A vers B ;

- Des flux physiques non planifiés (*unscheduled flows*) : une partie de l'électricité vendue de A vers B transite par un pays C non impliqué dans la transaction commerciale, ceci en vertu des lois de Kirchhoff ; on parle de flux de transit ;
- Des flux physiques non planifiés sans transaction commerciale : de l'électricité circule d'un pays A vers un pays B (qui n'est pas impliqué dans la transaction commerciale) pour revenir ensuite dans le pays A par un autre point d'interconnexion entre les deux pays. L'électricité produite à l'intérieur du pays A sera bien consommée dans ce pays A, mais comme les réseaux nationaux sont congestionnés, elle utilise les lignes du pays B pour rejoindre le consommateur du pays A, ce qui limite d'autant les capacités de transport pour les échanges commerciaux d'électricité. On parle alors de flux de bouclage ou *loop flows*. Le terme flux de bouclage se discute au

\* Université de Montpellier.

\*\* Université Paris-Saclay.

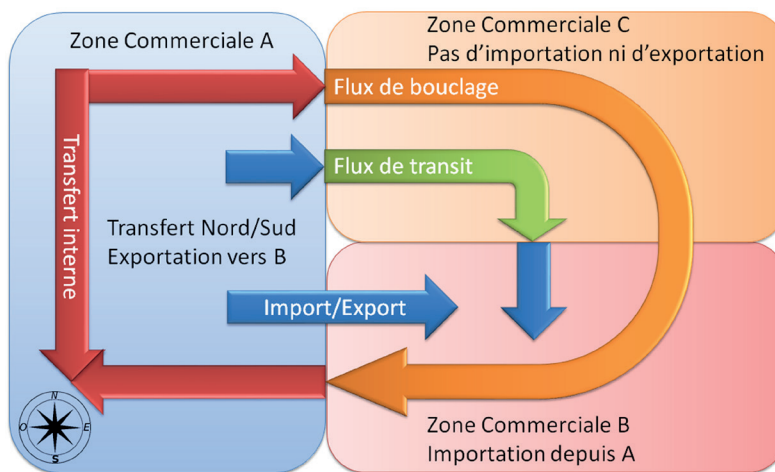
vu des lois de la physique et il vaudrait sans doute mieux parler de flux de dérivation parasites ; nous utiliserons principalement le terme consacré *loop flows* dans la suite de l'article.

La Figure 1 présente ces différents flux.

Pour optimiser les échanges entre pays, l'Union européenne a progressivement remplacé les enchères explicites aux frontières par des enchères implicites [OIE, 2023]. Il s'agit d'enchères horaires *day-ahead* portant sur les exportations et importations d'électricité évaluées en mégawattheures. Ces enchères permettent de rémunérer à la fois les producteurs et les transporteurs de l'électricité échangée. Avec les enchères explicites, les opérateurs (exportateurs et importateurs) devaient réserver les capacités aux interconnexions avant de connaître les prix sur les marchés de gros de part et d'autre de la frontière, ce qui avait pour inconvénient de choisir le flux commercial qui n'était pas nécessairement optimal. Avec les enchères implicites, les opérateurs présentent des offres prix-quantité sur les marchés journaliers, heure par heure, sans se soucier, antérieurement aux marchés spot, d'acquiescer des capacités aux interconnexions. Les bourses concernées font leur *clearing* en commun. Il en résulte dans un premier temps un prix spot horaire unique

correspondant à l'ensemble des offres. Si la somme des offres ne provoque pas de dépassement des capacités disponibles aux frontières, les offres sont retenues et le prix spot est commun. Si certaines capacités sont dépassées, les zones adjacentes sont séparées et les prix spot sont différents d'une zone à l'autre puisque les quantités exportées ou importées dans chaque zone seront différentes de celles qui étaient prévues initialement. On parle de *market coupling* si l'on obtient un marché virtuel unique entre plusieurs bourses tant que les capacités d'interconnexion ne sont pas saturées. On parle de *market splitting* lorsque le marché, unique au départ, est séparé en plusieurs marchés indépendants du fait des capacités d'interconnexions saturées. Le Tableau 1 présente la situation des interconnexions entre la France et ses pays limitrophes (source : RTE).

Le système a été mis en place progressivement à partir de 2010 [NEMO, 2024]. En J-1, lors du couplage des marchés journaliers, les NEMO (*Nominated Electricity Market Operators*) exécutent l'algorithme EUPHEMIA (*Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm*) qui calcule les prix et alloue simultanément les capacités d'interconnexions transfrontalières dans toute l'Europe. Le coût des flux commerciaux est imputé aux opérateurs concernés, celui des flux



**Figure 1. Schéma illustrant la différence entre les flux de bouclage, de transit, d'import-export et interne sur un réseau électrique**

## Flux commerciaux, flux de transit et loop flows dans l'électricité : comment discriminer ?

Types d'enchères	France-Angleterre (National Grid)	France-Belgique (Elia)	France-Allemagne (Amprion-Transnet)	France-Italie (Terna)	France-Espagne (REE)	France-Suisse (Swissgrid)
Allocation en J-1	Enchères explicites	Enchères implicites	Enchères implicites	Enchères implicites	Enchères implicites	Enchères explicites

**Tableau 1. Nature des enchères aux interconnexions transfrontalières**

Source : RTE

Frontière	Millions d'euros
France – Espagne	310,2
France – Italie	320,8
France – Région Core (Allemagne-Belgique)	281,3
Recettes de congestion issues de l'équilibrage (Picasso)	5,8
Total	<b>918,1</b>

**Tableau 2. Recettes de congestion par frontière estimées pour 2024**

Source : [CRE, 2024a]

de transit liés à des flux commerciaux est mutualisé entre les gestionnaires de réseaux. Par définition, les *loop flows*, qui ne sont pas planifiés, ne participent pas aux enchères sur les capacités de transport et se comportent comme des passagers clandestins (*free-riding flows*). L'ACER, dans son rapport du 3 juillet 2024 [ACER, 2024], insiste sur le fait que les pays traversés par ces flux en boucle ne sont pas rémunérés par le pays à l'origine de ces flux. Le coût lié à ce transit est mutualisé sur les coûts des différents gestionnaires de réseaux. À cela s'ajoute le fait que ces *loop flows* réduisent la capacité d'interconnexion pour les besoins commerciaux.

Notons qu'en cas de congestions les gestionnaires de réseaux perçoivent des recettes qui doivent servir à entretenir ou développer les réseaux ou qui seront rétrocédées aux consommateurs (via une baisse du TURPE l'année suivante), ceci pour éviter que ces gestionnaires ne soient incités à provoquer ces congestions. Ce fut le cas en 2022, où la rétrocession fut importante, suite à l'envolée des prix de gros sur les marchés. En 2023, les recettes de congestion se sont établies à 1,939 milliard d'euros sur un chiffre d'affaires de RTE de 6,131 milliards d'euros. En 2024,

les recettes de congestion estimées devraient être de l'ordre de 0,918 milliard d'euros, une partie (0,502 milliard) servant à rémunérer les droits de transport non nominés (transit et *loop flows*) [CRE, 2024a]. Le Tableau 2 décompose ces recettes attendues selon les frontières de la France.

L'objet de cet article est de montrer l'importance de tels *loop flows* pour la France, souvent imputables à l'Allemagne qui, du fait de capacités de transport nord-sud insuffisantes, utilise les réseaux de pays limitrophes, que ce soit à l'est via la Pologne et l'Autriche ou à l'ouest via la Belgique, la France et la Suisse, pour transporter une partie de l'électricité renouvelable, notamment éolienne, produite dans le nord (en Baltique) vers les consommateurs industriels localisés dans le sud du pays (en Bavière), là où est concentrée une partie importante de la consommation d'électricité allemande. Cela explique l'importance des flux de transit via les pays limitrophes et parmi eux certains de ces flux de transit sont en fait des *loop flows*. De ce fait, des pays comme la Pologne ou la République tchèque ont mis en place des interrupteurs-déphaseurs. La Norvège qui est reliée à l'Allemagne par le Nordlink pense à couper cette interconnexion qui permet à l'Allemagne

d'exporter ses excédents d'électricité éolienne à certaines heures et d'importer de l'électricité hydraulique norvégienne quand le vent est défilant. Il en va de même avec le Baltic Cable qui relie l'Allemagne à la Suède. Dans les deux cas, cela perturbe le bon fonctionnement des marchés nordiques. Stockholm menace désormais de ne pas autoriser un nouveau câble de connexion de 700 MW avec l'Allemagne si Berlin ne réorganise pas son marché. «Il n'est pas juste que les Suédois paient des prix allemands pour des décisions allemandes», a déclaré la ministre suédoise de l'Énergie Ebba Busch [Connaissances des énergies, 2024]. C'est le paradoxe de l'exportateur qui perçoit des recettes lorsqu'il n'y a pas de vent en Allemagne, mais du coup paie plus cher l'électricité nationale et qui subit un effondrement des prix internes lorsque la production éolienne est forte en Allemagne.

La France ne génère pas de *loop flows* car le territoire français est fortement maillé, que ce soit entre le nord et le sud ou entre l'est et l'ouest du territoire.

Nous étudions ici les flux de transit entre l'Allemagne, la Belgique, la France, la Suisse et l'Italie, et essayons de repérer ce qui correspond à des *loop flows* au sein de ces flux de transit. Nous n'y parvenons que partiellement. Une façon de lever cette difficulté serait peut-être de quantifier les flux de transit entre tous les pays limitrophes de l'Allemagne, que ce soit à l'est ou au nord (Suède et Norvège), mais il n'est pas certain que le résultat soit totalement probant.

## 1. Méthodologie

Dans ce qui suit, on dénomme les flux horaires définis par ENTSO-E Transparency Platform [ENTSO-E, 2024] et disponibles, via des requêtes API (interfaces de programmation d'applications), gratuitement sur le site d'ENTSO-E, par :

- flux physique (FP), le flux physique mesuré entre la France et ses voisins continentaux,
- flux commercial (FC), le flux commercial prévu entre la France et ses voisins continentaux.

Pour ces deux flux horaires, FP et FC, les séries temporelles comportent 8760 points pour l'année 2023. Par convention, les flux physique et commercial (FP & FC) sortant de la France seront positifs (exportations) et les flux physique et commercial (FP & FC) entrant en France seront négatifs (importations). On notera Allemagne, la zone commerciale correspondant à l'Allemagne-Luxembourg, et Italie, la zone commerciale correspondant à l'Italie du Nord.

On notera  $FP_{Pays}(t)$ , respectivement  $FC_{Pays}(t)$ , le flux physique, respectivement le flux commercial, de la France vers *Pays* à une date *t* correspondant à une des 8760 heures de l'année 2023. On définit le flux de transit entre la France et *Pays* par :

$$FT_{Pays}(t) = FP_{Pays}(t) - FC_{Pays}(t)$$

On définit le bilan commercial, respectivement le bilan physique, comme la somme des flux commerciaux, respectivement physiques, sur les 8760 heures de l'année 2023 :

$$\begin{cases} BC_{Pays} = \sum_{8760 \text{ heures}} FC_{Pays}(t) \\ BP_{Pays} = \sum_{8760 \text{ heures}} FP_{Pays}(t) \end{cases}$$

Par extension, on définit le bilan du transit comme :

$$BT_{Pays} = BP_{Pays} - BC_{Pays}$$

Dans ce qui suit, nous noterons par  $\overline{X(t)}$  la valeur moyenne de la série temporelle  $X(t)$  sur l'année 2023.

### 2. Résultats

#### 2.1. Bilans annuels

L'étude ci-après s'intéresse à la mise en évidence de *loop flows* entre la France et les pays qui lui sont limitrophes ; on regarde les flux commerciaux et les flux physiques aux frontières heure par heure au cours de l'année 2023. Le Tableau 3 donne le solde annuel des flux commerciaux, d'une part, et le solde des flux physiques constatés, d'autre part. En l'absence de flux de transit nets et de *loop flows*, les flux physiques et les échanges commerciaux devraient être égaux (flèches rouges nulles dans la Figure 2). On va supposer ici que les flux de transit sont assimilés à des *loop flows* car il est difficile de séparer les deux en pratique. Cette hypothèse peut sembler héroïque et pour la lever il faudrait calculer tous ces flux pour tous les pays limitrophes de l'Allemagne, ce que nous nous proposons de faire dans une prochaine étude.

Dans le cas où les flux commerciaux sont supérieurs aux flux physiques, deux cas sont possibles : soit on a affaire à un flux commercial qui n'a pas été fourni, soit on a affaire à une superposition de flux de transit (y compris *loop flows*) qui se compensent.

D'un point de vue global, la France exporte 1,34 TWh ( $BT_{Total}$ ) de moins que la quantité commerciale négociée.

On constate par ailleurs qu'avec l'Allemagne les échanges commerciaux sont relativement équilibrés, même si la France demeure exportatrice nette d'électricité (0,43 TWh). En revanche, on peut soupçonner des *loop flows* positifs puisque le solde du flux physique excède largement le flux commercial (8,87 TWh).

Avec la Belgique, la France est exportatrice nette d'électricité sur le plan commercial (2,08 TWh) et le différentiel entre les échanges

commerciaux et les échanges physiques nets se monte à 0,90 TWh, ce qui est sensiblement moindre qu'avec l'Allemagne.

Avec l'Espagne, les échanges commerciaux font apparaître une importation nette d'électricité de la France pour une quantité non négligeable (1,87 TWh) ; les échanges physiques ne font pas apparaître de *loop flow* puisque le différentiel entre les flux physiques et commerciaux est de 0,18 TWh. Cela peut sembler logique puisque la péninsule ibérique est un cul-de-sac électrique, exception faite d'une petite interconnexion avec le Maroc.

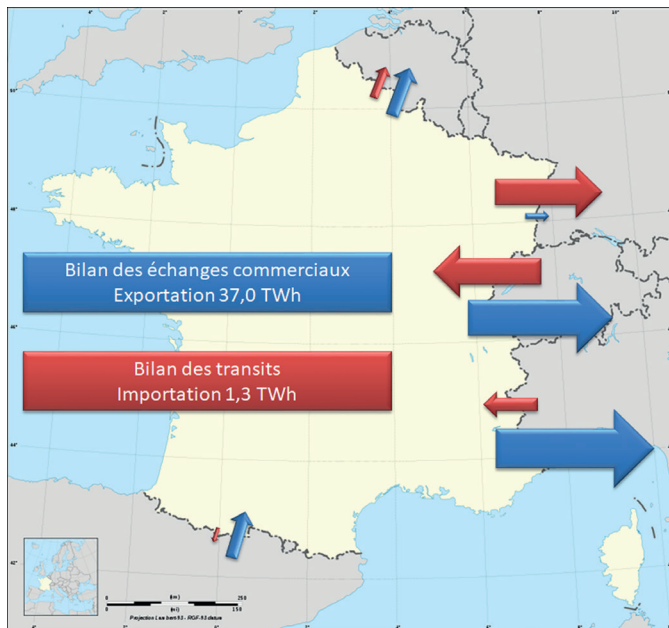
Avec l'Italie, les chiffres font apparaître une exportation commerciale nette massive (20,03 TWh) et des échanges physiques inférieurs aux échanges commerciaux (-2,31 TWh). La France exporte physiquement 2,31 TWh de moins que ce qui est vendu sur le plan commercial, ce qui signifie qu'il y a probablement des congestions de réseau à la frontière franco-italienne. Notons que le différentiel entre les deux est faible (moins de 10 %).

Avec la Suisse, la France est commercialement exportatrice nette d'électricité puisque le solde est largement positif (16,36 TWh), mais avec un différentiel physique-commercial extrêmement important (-8,98 TWh). À la différence de l'Italie, le différentiel entre les deux est élevé (de l'ordre de 50 %).

Dans un rapport de juin 2022, la CRE [CRE, 2022] a montré que la corrélation entre la production d'éolien en Allemagne et la baisse des importations d'électricité de la France (à un moment où la disponibilité du nucléaire français était réduite) était due à des *loop flows*, une partie de la production d'éolien allemand limitant les capacités commerciales disponibles sur le réseau aux frontières.

Pays	BC <sub>Pays</sub> (TWh)	BP <sub>Pays</sub> (TWh)	BT <sub>Pays</sub> (TWh)
Belgique	2,08	2,99	0,90
Allemagne	0,43	9,29	8,87
Italie	20,03	17,72	-2,31
Espagne	-1,87	-1,70	0,18
Suisse	16,36	7,38	-8,98
Total	37,04	35,69	-1,34

**Tableau 3. Bilan annuel des flux commerciaux, physiques et de transit de la France avec ses voisins continentaux**



**Figure 2. Bilan des flux commerciaux et de transit de la France avec ses voisins continentaux pour l'année 2023**

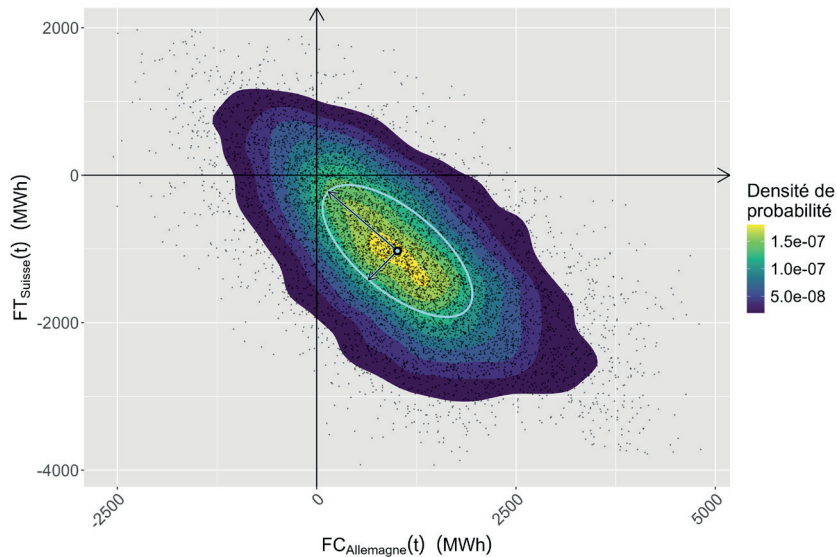
Les flèches en bleu correspondent aux échanges commerciaux; les flèches en rouge aux bilans des flux de transit. La surface des flèches est proportionnelle à la grandeur représentée. Le sens de la flèche indique le sens du bilan (négatif pour un bilan rentrant et positif pour un bilan sortant).

## 2.2. Analyse des flux de transit

L'analyse des bilans annuels a montré que près de 9 TWh transiteraient de la Suisse vers l'Allemagne par le réseau électrique français. Pour mieux comprendre ce flux de transit entre la Suisse et l'Allemagne, nous avons analysé la distribution des points ( $FT_{\text{Allemagne}}(t)$ ,  $FT_{\text{Suisse}}(t)$ ) issus des séries temporelles des flux de transit avec l'Allemagne et la Suisse. Cette distribution est

illustrée sur la Figure 3. La répartition des points est homogène et la densité de probabilité que l'on peut estimer à partir des points ne montre pas de structures locales marquées [R Core Team, 2025; Wickham, 2016].

Dans l'annexe, nous avons rappelé les principales caractéristiques des distributions normales bivariées. Pour aller plus loin dans l'analyse, nous avons calculé la matrice de covariance de



**Figure 3. Caractérisation du flux transitant entre l'Allemagne et la Suisse par le réseau français**

Les points sont les données primaires : un point pour chacune des heures de l'année 2023 (8760 heures). L'isosurface représente la densité de probabilité qu'un flux de transit observé avec l'Allemagne corresponde à un flux de transit observé avec la Suisse. L'ellipse est la représentation graphique des vecteurs et valeurs propres de la matrice de covariance de la densité de probabilité. Cette ellipse est centrée sur la valeur moyenne des points.

la distribution que nous avons ensuite diagonalisée. Les valeurs ( $\lambda_1 > \lambda_2$ ) et vecteurs propres de cette matrice sont représentés sous la forme d'une ellipse centrée sur la moyenne des points de la distribution :

$$\begin{cases} x_c = \overline{FT_{\text{Allemagne}}(t)} = 1012 \text{ MWh} \\ y_c = \overline{FT_{\text{Suisse}}(t)} = -1025 \text{ MWh} \end{cases}$$

L'angle  $\theta$  que fait le grand axe de l'ellipse avec l'axe des abscisses est égal à l'angle que fait le vecteur propre associé à la plus grande valeur propre  $\lambda_1$ . La longueur des demi-axes de l'ellipse est égale à l'écart-type.

$$\begin{cases} \theta \equiv 137^\circ \text{ mod } 180^\circ \\ a = \sqrt{\lambda_1} = \sigma_1 = 1182 \text{ MWh} \\ b = \sqrt{\lambda_2} = \sigma_2 = 537 \text{ MWh} \end{cases}$$

Le fait que les valeurs propres soient significativement différentes montre que les deux variables sont partiellement corrélées. Le fait que l'angle  $\theta$  soit très proche de  $135^\circ$  indique que le flux de transit observé à la frontière suisse est anticorrélé à celui observé à la frontière allemande. Ainsi une augmentation du flux de transit à la frontière suisse se traduit statistiquement par une diminution, de même amplitude, du flux de transit à la frontière allemande et vice versa. Les importations depuis l'Allemagne augmentent en même temps que les exportations vers la Suisse, lesquelles repartent largement vers l'Allemagne. La valeur de l'écart-type suivant le grand axe donne une mesure de l'étendue des valeurs possibles pour les flux de transit. Cela traduit bien le fait que le réseau électrique français voit transiter une partie des échanges entre l'Allemagne et la Suisse. Notre analyse ne permet toutefois pas de faire la différence entre un flux de transit entre l'Allemagne et la Suisse et un flux en boucle d'un de ces deux pays.

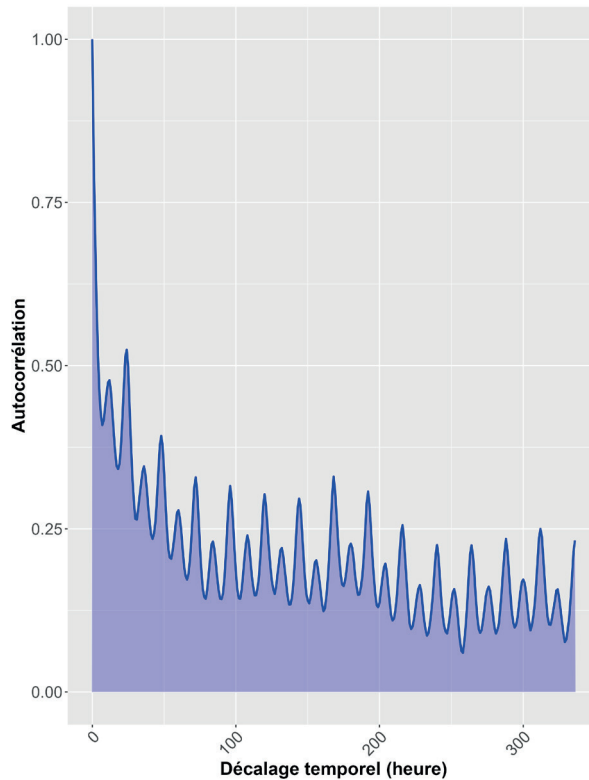


Figure 4. Fonction d'autocorrélation de la série temporelle *Transit*

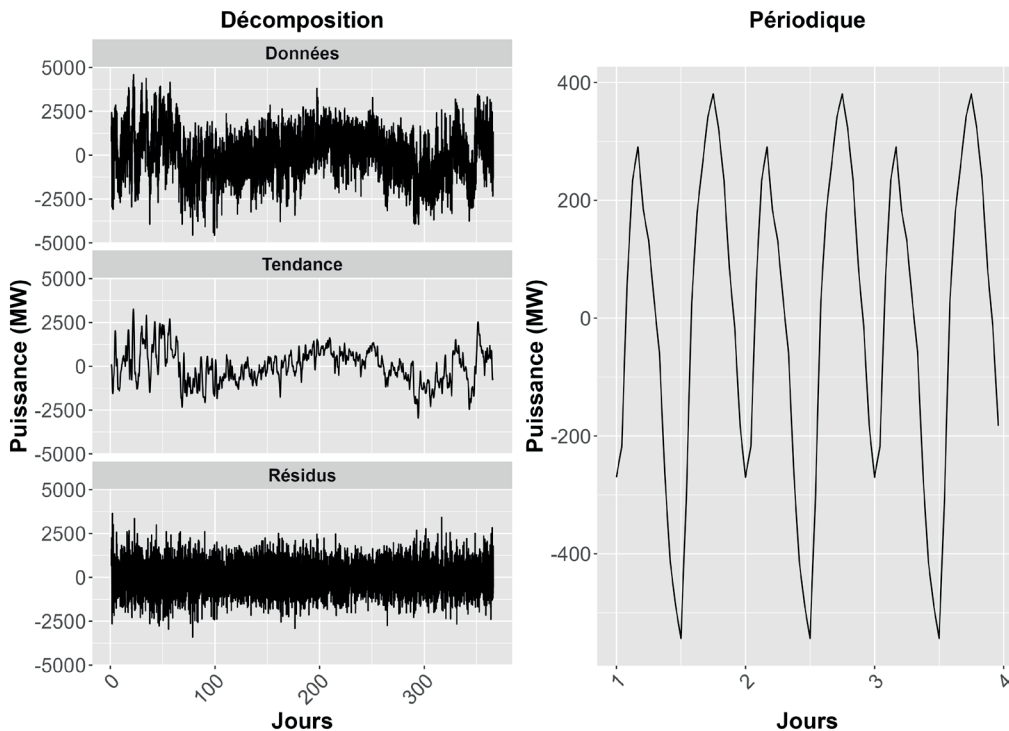
Les observations ci-dessus nous amènent à définir les séries temporelles *Transit* et *Erreur* et à étudier leurs propriétés :

$$\left\{ \begin{aligned} Transit(t) &= \frac{(FT_{\text{Allemagne}}(t) - \overline{FT_{\text{Allemagne}}(t)}) - (FT_{\text{Suisse}}(t) - \overline{FT_{\text{Suisse}}(t)})}{\sqrt{2}} \\ Erreur(t) &= \frac{(FT_{\text{Allemagne}}(t) - \overline{FT_{\text{Allemagne}}(t)}) + (FT_{\text{Suisse}}(t) - \overline{FT_{\text{Suisse}}(t)})}{\sqrt{2}} \end{aligned} \right.$$

La série temporelle *Transit* est caractéristique du flux de transit électrique entre la Suisse et l'Allemagne transitant par la France. Si *Transit* est positif (respectivement négatif), le flux va de la Suisse vers l'Allemagne (respectivement de l'Allemagne vers la Suisse). Cette série temporelle correspond à la projection des données sur le grand axe de l'ellipse (cf. *supra*). La série *Erreur* correspond à la projection des données

sur le petit axe de l'ellipse; cette série peut être interprétée comme une déviation des données par rapport à un *Transit* « pur ».

Lorsque l'on calcule la fonction d'autocorrélation (Figure 4) de la fonction *Transit*, on observe la présence d'une composante périodique et la présence d'une décroissance rapide et d'une décroissance plus lente. La composante périodique peut être liée au cycle de consommation journalier ou au cycle de production photovoltaïque. La décroissance rapide pourrait quant à elle être imputable à la production éolienne. En effet, dans une étude précédente, nous avons démontré que la fonction d'autocorrélation de la production éolienne est caractérisée par un déclin mono-exponentiel de temps caractéristique 38 heures [Percebois et Pommeret, 2018].



**Figure 5. Décomposition de la série temporelle *Transit* en trois composantes : une composante journalière, une composante tendancielle sur l'année et une composante résiduelle**

L'analyse de la série temporelle *Transit* nous a conduits à la décomposer en 3 séries : i) une série périodique de période 24h00, ii) une série tendancielle sur l'année et iii) une série erreur. Cette décomposition est illustrée sur la Figure 5. La composante périodique montre un flux de l'Allemagne vers la Suisse maximum au pic de production solaire et deux flux maxima de la Suisse vers l'Allemagne le matin tôt et en fin d'après-midi.

## Conclusion

Le problème des *loop flows* n'est pas à proprement parler un problème de marché ; c'est un problème de réseau induit par les effets de débordements (*spillover effects*) qu'exerce la politique énergétique allemande sur ses voisins au niveau des interconnexions transnationales. Le poids élevé des énergies intermittentes explique dans une large mesure ces problèmes récurrents de réseaux. Ainsi, parmi les flux de transit qui passent par la France, une partie est constituée de *loop flows* qui ne donnent pas lieu à rémunération. Ces *loop flows* sont largement imputables à l'Allemagne qui, faute d'un réseau de transport national suffisant, fait passer une partie de sa production d'électricité renouvelable (éoliennes en mer principalement), localisée dans le nord en

Baltique, par la France pour rejoindre la Bavière où se trouve localisée une partie importante de la consommation d'électricité. Le phénomène risque de s'intensifier avec le développement massif des renouvelables en Allemagne.

Deux solutions semblent possibles pour limiter ce comportement de *free-riding* :

- Développer massivement les investissements dans le réseau de transport nord-sud en Allemagne, mais cela est coûteux (plusieurs centaines de milliards d'euros) et se heurte à l'opposition de populations hostiles à la présence de lignes UHT.
- Créer deux bourses d'échanges d'électricité en Allemagne, l'une au nord et l'autre au sud. Les flux provenant des éoliennes localisées dans le nord et destinés aux industriels localisés dans le sud de l'Allemagne ne pourraient plus alors être considérés comme des transactions internes à une même zone d'enchères et leur transit devrait être négocié y compris avec les réseaux des pays limitrophes de l'Allemagne. Les prix de gros devraient être différents entre la bourse du nord et celle du sud, probablement plus faibles au nord et plus élevés au sud une grande partie du temps. Cela inciterait les producteurs d'électricité à investir davantage dans le sud, ce qui serait une bonne chose, mais cela pourrait aussi inciter les consommateurs du sud soit à limiter leur consommation soit à se localiser davantage dans le nord du pays. Notons que rien n'empêche le régulateur allemand de pratiquer une certaine péréquation tarifaire au niveau des péages d'accès au réseau pour atténuer ces disparités de prix entre le nord et le sud du pays [Riou, 2024]. La Commission européenne souhaite d'ailleurs remodeler le design des zones de prix en Europe, particulièrement dans les pays où existent des congestions internes. Notons qu'il existe déjà 4 zones tarifaires en Suède et 5 en Norvège, ce qui n'est pas le cas dans les autres pays de l'Union européenne, Italie exceptée. L'idée serait de se rapprocher du modèle nordique, du moins pour les pays où existent des congestions internes sur les

réseaux de transport. La question principale dans le cas de l'Allemagne sera de déterminer la frontière entre les deux zones, probablement en suivant la frontière qui sépare les *länder* entre eux.

La seconde solution est-elle moins coûteuse que la première ou l'inverse? Seule une évaluation socioéconomique (ESE) des deux options peut permettre de le dire. On peut envisager de calculer le coût de la création de deux zones (coût pour les consommateurs et pour la collectivité) et de comparer ce coût à celui du contrefactuel que serait l'option de renforcer le réseau à haute tension entre le nord et le sud du pays. L'analyse devrait intégrer à la fois des coûts microéconomiques (au niveau des producteurs, transporteurs et consommateurs d'électricité) et des coûts macroéconomiques (au niveau de la collectivité nationale et des collectivités locales).

### REMERCIEMENTS

Les auteurs remercient les deux relecteurs pour leurs remarques et suggestions.

### RÉFÉRENCES

ACER, 2024. Transmission capacities for cross-zonal trade of electricity and congestion management in the EU, 2024 Market Monitoring Report, [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER\\_2024\\_MMR\\_Crosszonal\\_electricity\\_trade\\_capacities.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER_2024_MMR_Crosszonal_electricity_trade_capacities.pdf).

Connaissances des énergies, 2024. «La ministre suédoise de l'Énergie est "furieuse contre les Allemands"», 19 décembre 2024, <https://www.connaissancesdesenergies.org/afp/la-ministre-suedoise-de-lenergie-est-furieuse-contre-les-allemands-241219>.

CRE, 2022. Analyse et enseignements sur le pic de prix sur l'enchère journalière pour le 4 avril 2022, <https://www.cre.fr/documents/rapports-et-etudes/analyse-et-enseignements-sur-le-pic-de-prix-sur-l-enchere-journaliere-pour-le-4-avril-2022.html>.

## Flux commerciaux, flux de transit et loop flows dans l'électricité : comment discriminer ?

CRE, 2024a. Délibération n° 2024-16, [https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/240125\\_2024-16\\_Communication\\_prealable\\_2024.pdf](https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/import/240125_2024-16_Communication_prealable_2024.pdf).

CRE, 2024b. Les interconnexions françaises au cœur de l'Europe : vitales face à la crise, indispensables pour la décarbonation, <https://www.cre.fr/documents/rapports-et-etudes/les-interconnexions-francaises-au-coeur-de-leurope-vitales-face-a-la-crise-indispensables-pour-la-decarbonation.html>.

ENTSO-E, 2024. ENTSO-E Transparency Platform, <https://transparency.entsoe.eu/>.

Lauer H., 2021. La modernisation des réseaux électriques – talon d'Achille de l'*Energiewende*, Allemagne Energies, 2 novembre 2021, <https://allemagne-energies.com/tag/loop-flows/>.

NEMO, 2024. Single Day-Ahead Coupling (SDAC), <https://www.nemo-committee.eu/sdac>.

OIE, 2023. Le couplage des marchés européens de l'électricité, [https://observatoire-electricite.fr/IMG/pdf/fiche\\_oie\\_couplage\\_des\\_marches.pdf](https://observatoire-electricite.fr/IMG/pdf/fiche_oie_couplage_des_marches.pdf).

Percebois J., Pommeret S., 2018. "Cross-subsidies Tied to the Introduction of Intermittent Renewable Electricity. An Analysis Based on a Model of the French Day-Ahead Market", *The Energy Journal*, 39(3), 245-268, <https://doi.org/10.5547/01956574.39.3.jppe>.

R Core Team, 2025. The R Project for Statistical Computing, <https://www.r-project.org/>.

Riou J.-P., 2024. Focus sur les loop flows, Le Mont Champot, 24 juillet 2024, <https://lemontchampot.blogspot.com/>.

Swissgrid, 2022. Fiche d'information Critère des 70 % de l'UE, <https://www.swissgrid.ch/fr/home/newsroom/positions.html>.

Synertics, 2024. Synertics – Bidding Zones, <https://synertics.io/blog/74/bidding-zones>.

Wickham H., 2016. *ggplot2: Elegant Graphics for Data Analysis*, Springer-Verlag, Ed.

## Annexe. Distribution normale multivariée

L'équation d'une distribution normale bidimensionnelle, aussi appelée distribution normale multivariée ou distribution gaussienne multivariée pour le cas à deux variables, est donnée par la fonction de densité de probabilité suivante :

$$f(x, y) = \frac{1}{2\pi\sqrt{\det(\Sigma)}} \exp\left(-\frac{1}{2}z^T \Sigma^{-1}z\right)$$

où :

- $z = \begin{pmatrix} x - \mu_x \\ y - \mu_y \end{pmatrix}$  est le vecteur des écarts par rapport aux moyennes de X et Y.
- $\Sigma$  est la matrice de covariance, définie comme :

$$\Sigma = \begin{pmatrix} \sigma_x^2 & Cov(X, Y) \\ Cov(X, Y) & \sigma_y^2 \end{pmatrix}$$

- $\mu_x$  et  $\mu_y$  sont les moyennes des variables X et Y.
- $\sigma_x^2$  et  $\sigma_y^2$  sont les variances de X et Y.
- $Cov(X, Y)$  est la covariance entre X et Y.
- $\Sigma^{-1}$  est l'inverse de la matrice de covariance.
- $\det(\Sigma)$  est le déterminant de la matrice de covariance.

La matrice de covariance décrit la dispersion et la relation entre les variables X et Y. Les éléments sur la diagonale sont les variances de X et Y, et les éléments hors diagonale sont les covariances entre X et Y.

### Valeurs propres et écarts-types

Dans le cas d'une distribution normale multidimensionnelle (par exemple, bidimensionnelle), les valeurs propres de la matrice de covariance sont directement liées aux écarts-types des données projetées sur les axes définis par les vecteurs propres. Voici comment ils sont reliés :

- Les valeurs propres de la matrice de covariance représentent la quantité de variance dans les directions des vecteurs propres correspondants.
- L'écart-type dans la direction d'un vecteur propre est donné par la racine carrée de la valeur propre associée.

Pour une valeur propre  $\lambda_i$  (avec  $i$  correspondant à l'indice du vecteur propre), l'écart-type  $\sigma_i$  dans la direction de ce vecteur propre est :

$$\sigma_i = \sqrt{\lambda_i}$$

## Flux commerciaux, flux de transit et loop flows dans l'électricité : comment discriminer ?

Interprétation géométrique des vecteurs propres :

- Dans le cas d'une distribution normale bidimensionnelle, les vecteurs propres définissent les axes des ellipses d'isodensité (les contours où la probabilité de trouver un point est constante).
- L'angle  $\theta$  que fait la première valeur propre avec l'axe des abscisses donne la proportionnalité entre les variables :

$$y - \mu_y = (x - \mu_x) \tan(\theta)$$

- Les longueurs des axes de ces ellipses (qui correspondent aux écarts-types dans ces directions) sont proportionnelles aux racines carrées des valeurs propres.
  - Premier vecteur propre : définit l'axe de l'ellipse qui représente la direction de la plus grande dispersion des données. La longueur de cet axe est proportionnelle à  $\sigma_1 = \sqrt{\lambda_1}$ , où  $\lambda_1$  est la plus grande valeur propre.
  - Deuxième vecteur propre : définit l'axe perpendiculaire au premier, avec une longueur proportionnelle à  $\sigma_2 = \sqrt{\lambda_2}$ , où  $\lambda_2$  est la deuxième valeur propre.

Plus l'écart entre les valeurs propres est important, plus la corrélation entre les variables est importante. Lorsque les valeurs propres sont égales, les variables sont indépendantes.

### BIOGRAPHIES

**JACQUES PERCEBOIS** est professeur émérite à l'Université de Montpellier, doyen honoraire de la Faculté d'Économie. Il est le fondateur du CREDEN et d'un master en économie de l'énergie. Il enseigne ou a enseigné à l'Université de Grenoble, où il fut directeur de l'IEPE, à l'École des mines de Paris et à l'IFPEN. Il a été membre de plusieurs conseils scientifiques et de plusieurs commissions nationales sur l'énergie. Il est aujourd'hui membre du conseil scientifique de Framatome.

**STANISLAS POMMERET** est ingénieur de l'École nationale supérieure des techniques avancées (énergie électronucléaire, 1987), docteur en Sciences (Chimie-Physique, 1991) et habilité à diriger les recherches (Chimie-Physique, 1998) de l'Université Paris-Sud 11. Il a créé et présidé l'interdivision énergie de la Société Chimique de France de janvier 2015 à décembre 2021. Il a présidé la Société Chimique de France de 2021 à 2024. Il est le référent énergie de la direction de la Recherche fondamentale du CEA. Il est l'auteur de plus de 100 publications dans le domaine de la chimie-physique et de l'énergie.

#### À lire également dans *La Revue de l'Énergie*

- Renouvelables et réseaux électriques : regards France-Allemagne, *Florence Billault-Chaumartin, Marie Petitot, Eli Rakotomisa (n° 657, juillet-août 2021)*
- Marché de l'électricité : comment faire face aux épisodes de prix extrêmes?, *Jacques Percebois, Stanislas Pommeret (n° 662, mai-juin 2022)*

À retrouver sur [www.larevuedelenergie.com](http://www.larevuedelenergie.com).