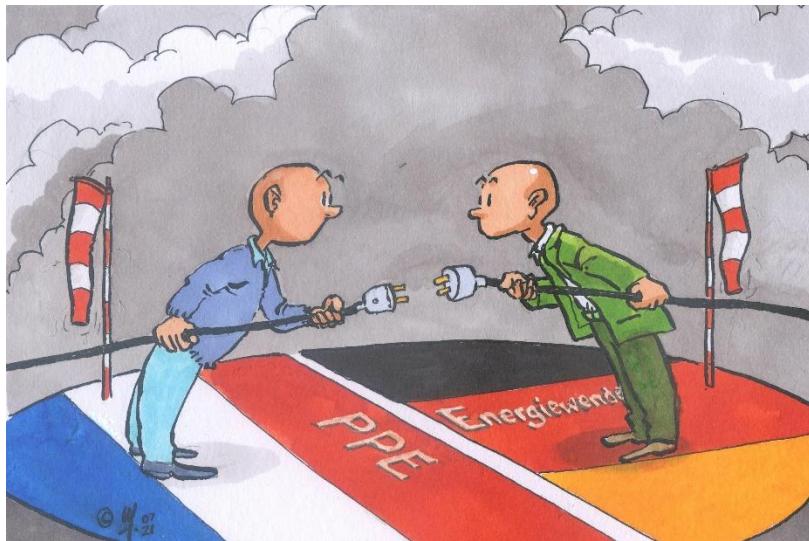


Fiche N°5

La distribution d'électricité européenne est déstabilisée par les « loop-flows » erratiques



PNC estime que le **niveau d'interconnexions européen est déjà suffisant** et que tout développement supplémentaire ne servira que les pays affichant idéologiquement un objectif irréaliste fondé sur le « 100% renouvelable ».

Sur des interconnexions transfrontalières déjà encombrées de surproduction intermittentes, RTE devrait installer des transformateurs déphaseurs pour nous protéger, en particulier lorsque les capacités de modulation à la baisse sont réduites pour des raisons techniques et de sécurité, et pour nous garder de productions dangereusement excédentaires des EnRi des pays voisins.

PNC rappelle enfin que la meilleure solution pour limiter ces perturbations reste de disposer d'une puissance pilotable adaptée au niveau d'intermittence, ce que la France n'a plus (baisse de 12 GW depuis 2010) et refuse de rétablir dans sa PPE. La Cour fédérale des comptes allemande ne dénonce-t-elle pas **le retard pris par l'Allemagne dans la construction de capacités de moyens pilotables de secours, qui n'en resteront pas moins indispensables pour les périodes sans vent ni soleil**.

On parle de « Loop Flows » (flux en boucle), lorsque l'électricité emprunte le chemin le plus favorable d'un producteur à un consommateur, sans respect des frontières, et de « free rider flows » les flux qui bénéficient de la liberté de trajet offerte par la Commission européenne aux surproductions intermittentes, assimilables sur les réseaux à une électricité clandestine. PNC rappelle que la **stabilité du réseau européen**, et donc français, est déjà perturbée et fragilisée par des fluctuations, notamment en ce qui concerne la fréquence (voir annexe) et que cette problématique sera fortement exacerbée par les submersions des réseaux liées aux « loops flows ».

PNC-France estime que chaque État-membre doit démontrer qu'il est capable de gérer sa production, avec ses propres flexibilités de production comme de consommation. A minima des contrats clairs et engageants doivent être signés avec ses voisins. **Une telle règle mettrait chaque pays face à ses responsabilités et réduirait considérablement les investissements dans les réseaux domestiques et transfrontaliers.**

Une situation de plus en plus explosive

Des investissements extrêmement conséquents sont prévus dans les prochaines années sur les réseaux de transports et de distribution d'électricité pour faire face au développement à marche forcée des EnRi (Énergies renouvelables intermittentes, éolien et solaire) diffuses. RTE et ENEDIS ont récemment annoncé un plan d'investissement massif, avec l'approbation de la

CRE, de 100 et 96 Mds€ d'ici 2040. Ces investissements viennent d'être esquissés dans le SDDR de RTE (Schéma De Développement du Réseau)

En parallèle, la Commission européenne prône le développement sans limites **des interconnexions transfrontalières** en faisant en sorte que la capacité des interconnexions ne soit plus un facteur limitant pour « fluidifier » les échanges entre les opérateurs de divers pays. Cet investissement pour les seules interconnexions est estimé à 500 Mds€ sur une trentaine d'années, et doit être réparti entre les différents opérateurs de réseaux (électricité, biogaz et hydrogène). De manière plus globale la Commission estime à 584 milliards € les investissements nécessaires pour l'ensemble des réseaux électriques européens au cours de cette décennie. Nous sommes face à un mur d'investissements qui se répercute dans les prochaines années sur le TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité), composante importante du prix de l'électricité en France.

La faible densité des énergies éoliennes et solaires oblige à multiplier les points de production qui peuvent être éloignés des points de consommation (les EnRi sont au Nord pour l'éolien et au Sud pour le solaire avec des périodes de productions maximales temporellement distinctes). Par ailleurs, les puissances injectées dans le réseau, généralement à basse ou moyenne tension (BT ou MT), doivent être rehaussées en haute tension (THT) avant d'être redistribuées sur tout le territoire, voire en Europe. Il s'ensuit un surdéveloppement du réseau à tous les niveaux pour faire face à des pics de puissance considérables, avec des alternances des sens de distribution. Cette complexité fragilise la distribution d'électricité, fragilité qui sera amplifiée avec le développement de l'éolien en mer dont les fluctuations de production sont extrêmement brutales. **Il en découlera une grande volatilité des prix en Europe**, déjà observée aujourd'hui.

Ces investissements considérables sont imposés par la Commission européenne malgré les divergences entre les politiques énergétiques des États-membres, entre les partisans du « tout renouvelables » et ceux prônant plutôt une saine « neutralité technologique ». Ainsi, des pays ayant une base de production décarbonée robuste (nucléaire ou hydraulique comme la France), n'ont pas besoin d'un surdéveloppement du réseau imposé par le faible rendement productif des EnRi (de l'ordre de 19 % en Europe et de 20 % en France en moyenne annuelle). Les pics de production dépasseront largement le niveau de consommation.

Les interconnexions avec les pays voisins.

Le besoin d'interconnexions transfrontalières, qui est indispensable pour tirer parti du foisonnement des moyens de production en Europe et pour limiter les investissements en moyens de production dans chaque pays, était historiquement lié à 2 raisons :

- La solidarité des pays interconnectés en matière de sûreté du système électrique : en cas d'arrêt brutal d'un moyen de production de forte puissance, ou de perte d'une ligne THT, il est en effet plus facile de maintenir la fréquence du système électrique grâce à un parc plus important de machines tournantes (essentiellement centrales nucléaires ou fossiles). Il s'agit d'un secours mutuel entre pays au cas où un incident grave viendrait à se produire sur un des réseaux nationaux. Les réactions aux incidents doivent être quasi instantanées pour éviter l'effondrement du réseau (blackout). Ceci implique que les liaisons soient en courant alternatif pour être sensibles aux variations de fréquence.
- Les pointes d'appel n'ont pas lieu exactement aux mêmes moments dans les pays interconnectés. En faisant appel aux importations il est donc possible d'éviter de s'équiper en moyens de pointe superflus, qui sont très coûteux et peu utilisés.

Les interconnexions existantes, en forte croissance depuis quelques années, sont déjà largement suffisantes pour répondre à ces 2 injonctions.

Depuis une décennie, au lieu d'améliorer la sécurité, ces liaisons transfrontalières tendent à importer un risque majeur de déstabilisation des réseaux domestiques et européens. Ce risque est lié au développement de capacités intermittentes considérables, non pilotables, présentant des variations de puissance potentielles cent fois plus élevées en 2035 qu'il y a une quinzaine d'années. Ce constat nous interroge :

- Faut-il vraiment renforcer les interconnexions ? Ce serait contre-productif car, pour pallier la réticence des habitants face aux lignes THT, les gestionnaires de réseaux nationaux investissent de plus en plus dans des liaisons souterraines en courant continu. Or le courant continu ne permet plus d'assurer la solidarité européenne vis-à-vis du réglage de fréquence. De plus les lignes enterrées requièrent des investissements 8 à 10 fois plus élevés.
- Faut-il vraiment renforcer les interconnexions au risque de favoriser les « loop flows » ou des « free rider flows » ? Pour transporter de l'électricité entre 2 régions mal interconnectées au sein d'un même pays, on la fait passer chez les voisins via les interconnexions : ce sont les « loop flows ». C'est simple et clairement abusif. Les interconnexions transfrontalières sont saturées épisodiquement en fonction des caprices de la météo, ainsi que les réseaux de distribution domestiques des pays traversés. Il en résulte de lourds problèmes d'instabilités, sur la tension en particulier, qui augmentent dangereusement avec l'envolée des capacités intermittentes, mettant en danger la continuité de fourniture. Les pays, envahis par des électrons non souhaités, se voient donc obligés, c'est la demande de la Commission européenne, de surdimensionner leurs propres réseaux au risque de se voir infliger des amendes pour non-adhésion au principe de libre circulation de l'électricité en Europe. C'est ainsi que l'Allemagne en abuse pour compenser son incapacité à acheminer son électricité produite dans le Nord venté vers les zones de consommation au Sud (et vice-versa pour le solaire).

La France, vu sa position centrale en Europe, devient ainsi une grande zone de transit d'une électricité THT qu'elle ne consomme pas. Nous servons de hub (plaquette tournante de distribution) sans le vouloir, nos réseaux THT sont parfois congestionnés et nous nous trouvons dans l'obligation de les renforcer. Cette congestion est également synonyme d'une incertitude sur les livraisons contractuelles transfrontalières : ces flux non contractuels (on dit non nominés), mais imposés aux interconnexions transfrontalières, peuvent ainsi réduire les flux contractuels et fragiliser le fonctionnement de notre économie.

RTE anticipe des capacités d'échange en très forte croissance, **bien au-delà des importations retenues lors des périodes de tension en France**. RTE écrit en effet : « *Il convient de noter que la prise en compte des importations dans l'évaluation du niveau de sécurité d'approvisionnement [de la France] ne signifie pas pour autant que la France compte sur des importations d'électricité à la hauteur des capacités techniques d'interconnexion. La survenue d'épisodes de tension simultanée dans plusieurs pays, un faible niveau de marges dans les pays voisins ou une corrélation de phénomènes climatiques (vague de froid, anticyclone, etc.) peut en effet conduire à des imports d'électricité largement inférieurs aux capacités techniques d'interconnexion, les moyens de production locaux étant avant tout sollicités pour satisfaire la demande locale* ». On ne peut que souscrire à ce diagnostic et à cette prudence élémentaire destinée à préserver une sécurité d'alimentation suffisamment souveraine du pays, mais cela pose clairement la question de l'utilité réelle d'interconnexions surdimensionnées, ainsi que de moyens considérables de flexibilité imposés par l'intermittence. Devons-nous nous conformer à la doctrine de la CE de la « **plaquette de cuivre** » européenne, supposée permettre d'égaliser sans limites les prix de marché de l'électricité dans tous les pays européens ? Ce rêve idéologique

des promoteurs du « tout marché » ne tient pas compte du fait que le prix de l'électricité est indexé sur le coût de plus en plus élevé du transport de l'électricité, via le TURPE (Tarif d'Utilisation du Réseau Public de l'Électricité) qui représente déjà entre un tiers et un quart de la facture. Une fois encore le consommateur, comme notre besoin de souveraineté dans une Europe divisée, sont oubliés.

Tout laisse à penser qu'une fois de plus aucune étude d'impact sérieuse n'a été réalisée.

Quand les excès sèment les graines de la révolte

PNC estime que le niveau d'interconnexions européen est déjà suffisant et que tout développement supplémentaire ne servira que les pays affichant idéologiquement un objectif tout renouvelable irréaliste. Les capacités intermittentes envisagées en Europe en 2035 sont colossales, environ 1000 GW selon RTE (pour mémoire la France aura fin 2024 environ 155 GW installés dont 48 GW d'EnRi intermittentes).

Il y a déjà quelques années, des États-membres de l'Est de l'Europe avaient mis en place des déphaseurs permettant de couper les connexions transfrontalières face aux excès de production allemands. En décembre 2014 c'est l'absence de production intermittente allemande qui met en émoi deux pays ayant des mix électriques robustes. La figure 1 montre l'évolution de cette production du 9 au 15 décembre 2024 : pendant deux jours les productions d'EnRi allemandes ont été très faibles, inférieure à 4 GW avec un minimum de 0,078 GW pour une puissance totale installée de 168 GW. Dans le même temps le prix spot s'envole et frôle les 1000 €/MWh.

L'Allemagne, s'appuyant sur les interconnexions, s'est alors alimentée dans les pays voisins, la Suède et la Norvège en particulier, provoquant une envolée des prix dans ces deux pays, pourtant largement autosuffisants. Le ministre norvégien de l'énergie annonce alors sa volonté de **couper les interconnexions avec l'Allemagne**, dont l'instabilité du marché entraîne une « **situation absolument merdique** » (sic). La Suède annonce alors la même décision.

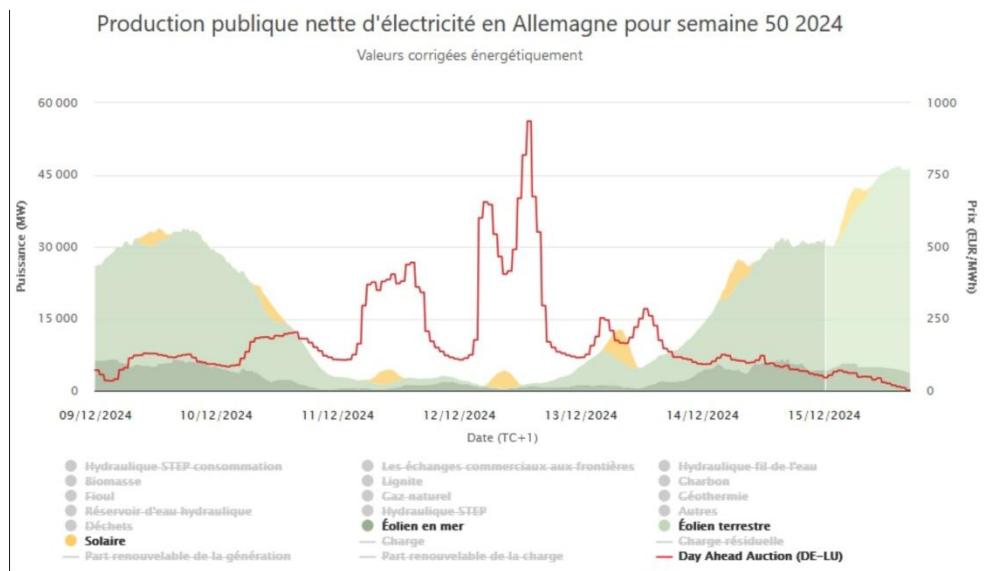


Fig. 1 : Quand Éole et Hélios se reposent les prix flambent

Ces deux exemples montrent que la liberté de circulation des électrons entre états ne sera pas acceptable pour les pays inondés par ces surplus non sollicités, ou pillés quand la météo devient trop défavorable. La France se trouve en première ligne avec son nucléaire modulable. Il s'agit là d'une véritable bombe à retardement **susceptible de mettre en péril la**

solidarité entre les pays européens, atteints dans leurs intérêts économiques majeurs. Mais ni RTE, ni la CRE, ni bien sûr le gouvernement ne semblent anticiper cette question.

PNC-France estime que chaque État-membre doit démontrer qu'il est capable de gérer sa production, avec ses propres flexibilités de production comme de consommation. A minima des contrats clairs et engageants doivent être signés avec ses voisins. **Une telle règle mettrait chaque pays face à ses responsabilités et réduirait considérablement les investissements dans les réseaux.**

Des interconnexions transfrontalières déjà suffisantes pour nos besoins nationaux

Nos interconnexions, en pleine croissance, sont déjà largement au-dessus du niveau requis pour assurer en toute sécurité l'équilibre de notre réseau. Selon la CRE, la capacité commerciale moyenne constatée mise à disposition par RTE en 2023 a atteint 20,6 GW à l'export (soit une augmentation de 21 % par rapport à 2020). À l'import, elle atteint 18,7 GW (+31 % par rapport à 2020), représentant plus de 12,5 % des capacités installées du parc de production français. En regard, les échanges entre la France et ses voisins ont été au maximum de 12,9 GW à l'importation et de 15 GW à l'exportation en 2022/2023.

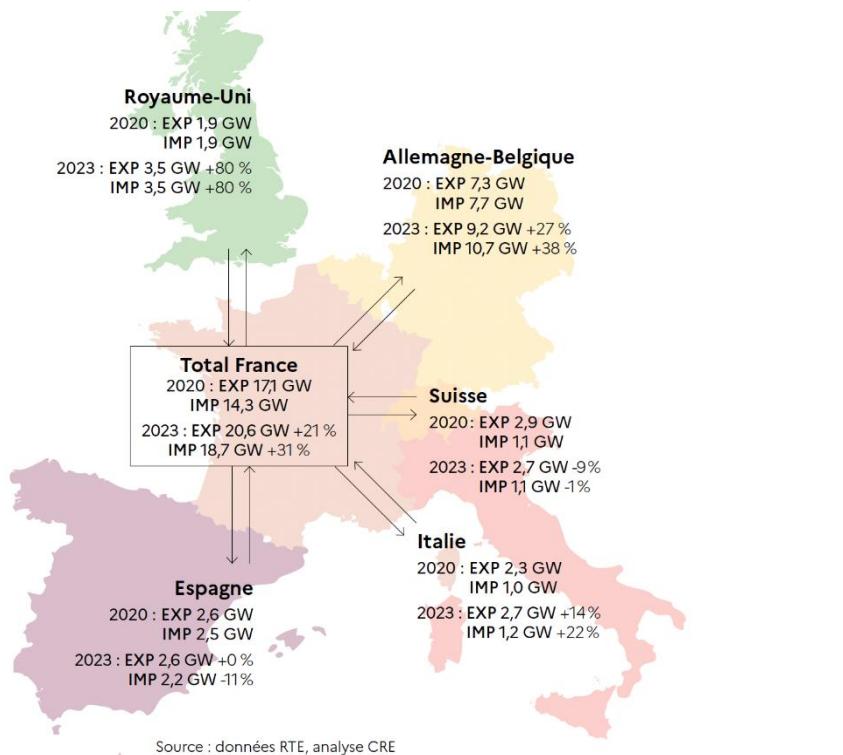


Fig. 2 : Capacités de transfert des connexions transfrontalières en 2023

Or nos principaux voisins, en arrêtant (ou en prévoyant d'arrêter) à court terme la totalité de leurs parcs nucléaires et fossiles pilotables sont en train de les remplacer par de gigantesques capacités intermittentes (Allemagne, Belgique, Espagne, Portugal, Italie). D'autres, comme le Royaume-Uni le font aussi car ils ont pris du retard dans le remplacement de leur parc nucléaire. Or les 1000 GW d'éolien et de solaire, qui pourraient nous cerner à partir de 2035, vont submerger notre réseau s'ils continuaient à bénéficier d'un accès prioritaire, aux dépens des moyens de production pilotables. Les nouvelles interconnexions déjà en cours de construction, soit 2,7 GW, ou en cours d'étude, soit 5,5 GW, vont encore aggraver cette menace.

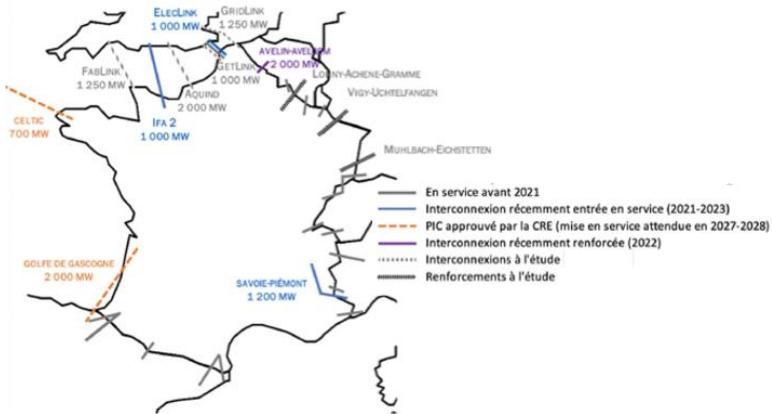


Fig. 3 – Les projets d'extension des interconnexions transfrontalières (sourcer TE)

La France, au centre de l'Europe, est victime de la réglementation européenne, d'inspiration allemande, subit une réglementation contraignant un pays à dimensionner son réseau THT pour ne pas limiter les flux transfrontaliers et doit de plus contraindre sa base nucléaire à adapter sa production à ces invasions d'électrons intermittents.

xxxxxxxxxxxx

Annexe : focus sur les « loop-flows »

L'implantation disséminée des énergies renouvelables électriques intermittentes (EnRi) implique de lourds investissements dans le réseau de distribution de basse tension auquel elles sont majoritairement connectées, afin de lui permettre de refouler les 2/3 de leur production vers le réseau de transport. Ce réseau doit également adapter ses infrastructures pour répondre aux aléas de chaque zone de production afin de prendre en charge chacun de leurs records en puissance, lorsque les conditions météorologiques leur sont favorables.

Un développement suffisant des réseaux de transport et de distribution est l'une des conditions strictes pré requises pour tout mix électrique à forte proportion d'énergies renouvelables, ainsi que l'avait clairement énoncé RTE dans son rapport conjoint avec l'AIE.

Le présent focus sur les loop flows allemands propose de mettre en lumière à la fois le dérapage du retard pris par les réseaux de transport THT allemands, malgré les milliards d'euros qui sont consacrés à leur nécessaire développement, mais aussi les conséquences de ce retard sur la sécurité de l'approvisionnement français et, par là même, sur son prix.

Rappel sur le marché couplé de l'électricité

Afin d'optimiser les capacités d'interconnexion, le **couplage du marché européen de l'électricité** permet de mettre aux enchères à la fois la fourniture électrique et la capacité de d'interconnexion correspondante. Concernant le marché journalier, les ordres sont reçus jusqu'à midi pour une livraison le lendemain. Deux opérateurs de marché sont habilités à opérer en France : Epex et Nord Pool. A partir des ordres reçus, le cours du lendemain est alors calculé heure par heure par l'algorithme Euphemia, en fonction de l'offre et de la demande et des disponibilités du réseau, fournies par des centres de coordination technique, tels que Coreso pour la région Centre-Ouest, la péninsule ibérique et l'Italie du Nord.

La description de ces mécanismes est développée dans « *Le marché de l'électricité selon Marcel Boiteux* ».

Des passagers clandestins

Lors de leur livraison, les flux physiques de ces transactions transitent quasi instantanément (200 000 km/seconde) sur le réseau européen en suivant la voie de la moindre résistance et non le chemin le plus court. Et si des échanges prévus à l'intérieur d'une même zone d'encheres (Internal Commercial Trade : ITC) ne programmment aucun transit par les réseaux voisins, les congestions des propres lignes de cette zone ne les en détournent pas moins vers ceux-ci.

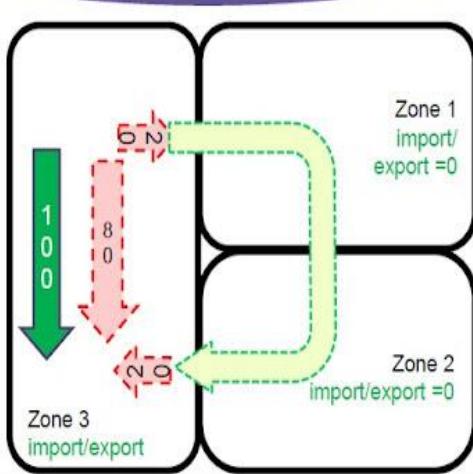
Le gestionnaire du réseau européen Entso-e en illustre le principe ci-dessous.

Dans cette illustration, la zone 3 programme une livraison intérieure, du nord au sud de 100, mais la congestion relative des lignes de 3 entraîne le transit de 20 par les zones 1 et 2 avant de revenir dans le sud de la zone.

Le document complet mérite qu'on y prête attention pour comprendre les différents types de flux : programme net agrégé externe (ANE), flux de charge, de soulagement, de transit, inattendu ...

La part croissante de ces loop flows non programmés est clairement dénoncée par l'Entso-e dans le préambule de son rapport au titre **explicite « Concilier le marché avec la physique »**. Car ces loop flows réduisent les capacités d'interconnexion qui sont vitales pour tout système électrique à forte composante intermittente.

- Internal Commercial Trade (ICT)
Schedules create Internal Flows and potentially Loop Flows in a meshed AC network, depending on the electrical distance between source and sink.
- An Internal Flow is defined as the physical flow on a line where the source and sink and the complete line are located in the same zone.
- A Loop Flow is defined as the physical flow on a line where the source and sink are located in the same zone and the line or even part of the tie-line is located in a different zone.



In this simplified example these flows are visible as there is no source or sink in Zones 1 and 2 zone.

Les prévisions du centre de coordination technique

Pour déterminer les capacités d'interconnexion disponibles, le centre de coordination technique Coreso se fonde, selon sa réponse à notre question, sur un modèle du réseau électrique (CGM, Common Grid Model) qui constitue une prévision de l'état du réseau au moment de chaque échange prévu.

Ce CGM consiste en une description du système électrique (éléments de réseau, unités de production et points de consommation) qui permet de calculer les flux physiques d'électricité sur chaque élément de réseau. Les flux physiques ainsi calculés comprennent aussi bien les flux de bouclage (loop flows) non nominés que les flux résultant de nominations.

A partir de ce CGM, des variations d'échanges commerciaux transfrontaliers sont simulées afin de déterminer les échanges maximaux admissibles. **Ce maximum prend bien en considération les flux de bouclage non nominés qui sont reflétés dans le CGM.**

L'Agence pour la coopération des régulateurs d'énergie (ACER)

Ces flux non nominés, ou flux de boucle (loop flows), sont décrits comme des « passagers clandestins (free-rider flows) par l'ACER qui les dénonce dans un **rapport du 3 juillet 2024** sur les congestions du réseau. La provenance de ces loop flows y est clairement décrite comme liée aux fortes productions des éoliennes du nord de l'Allemagne, notamment lorsqu'elle est combinée avec des importations de Scandinavie, et que les congestions du réseau allemand font transiter par les Pays-Bas, la Pologne, la république tchèque, l'Autriche, la Belgique et la France. **Ces passagers clandestins peuvent mobiliser plus de 40% de la capacité disponible et même plus de 50%.**

Ce qui limite d'autant les capacités d'importation de ces pays, malgré leurs efforts de renforcement de leurs interconnexions, et pose même un problème en regard de l'obligation de chaque État membre d'assurer **70% des capacités disponibles pour les échanges aux frontières**, faisant ainsi l'objet de demandes de dérogations par les pays les plus touchés.

Le rapport accablant de la Cour fédérale des comptes

La Cour des comptes fédérale allemande a publié un **rapport sur l'Energiewende** en mars 2024. Si ce rapport fait état d'un retard sur le développement prévu des EnRi, il stigmatise particulièrement celui du réseau supposé permettre de les transporter à longue distance. Elle constate que les besoins de ce réseau progressent plus vite que les investissements qui lui sont consacrés. Avec un déficit croissant, chiffré à 6 000 km de lignes de transport (ubertragungsnetze) pour 2023.

Le rapport dénonce : « *Les coûts d'expansion du réseau à l'avenir seront nettement plus élevés qu'auparavant. Selon les premières estimations de l'Agence fédérale des réseaux, les coûts liés à l'extension du réseau pour la période 2024 à 2045 s'élèvent à plus de 460 milliards d'euros. De nouvelles augmentations de coûts sont à prévoir.* »

Il relève également la lourde sous-estimation des coûts du réseau de distribution : *Les Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD) devraient investir pas moins de 150 milliards d'euros d'ici 2045. Selon de nouvelles informations parues dans la presse, les besoins d'investissement pendant cette période pourraient même s'élever à 250 milliards d'euros.* »

A ces coûts s'ajoutent ceux des services système qui devraient augmenter considérablement, « *en particulier les coûts de gestion de la congestion du réseau, pour atteindre 6,5 milliards d'euros par an d'ici 2028.* » La Cour fédérale des comptes dénonce d'ailleurs également **le retard pris dans la construction de capacités de moyens pilotables de secours qui n'en resteront pas moins indispensables pour les périodes sans vent ni soleil.**

La sécurité française menacée

Le 4 avril 2022, la France pulvériseait le record de prix du marché en devant recourir aux offres d'équilibrage (**DMO et Domin**) que RTE a dû accepter à 2 987,78 €/MWh, entre 7 heures et 9 heures, en raison de la forte consommation liée au froid et de la faible disponibilité du parc nucléaire.

Les interconnexions avec l'Allemagne qui sont prévues pour éviter une telle divergence de prix grâce aux importations, n'ont alors pas pu jouer leur rôle en raison des loop flows allemands provoqués par une production éolienne particulièrement élevée, avec 37 844 MW à 8 heures,

soit dans le 94^{ème} percentile depuis le 1^{er} janvier. Dans son **rapport de juin 2022** sur cet événement, la CRE montre en effet la **corrélation systématique entre production éolienne allemande et baisse des capacités d'importation française** en raison des loop flows, avec seulement **3 597 MW de capacités d'import** disponibles depuis la Belgique et l'Allemagne, le 4 avril à 8 heures, pour une capacité totale de **15 720 MW** et une capacité moyenne disponible de **8 364 MW**.

Dans le contexte difficile du 4 avril, les interconnexions étaient destinées à permettre à la coopération entre États de faire converger les cours par des importations. Ce qui est systématique tant qu'elles ne sont pas saturées. Cette coopération est pourtant la profession de foi du développement des EnRi qui misent sur une mutualisation toujours plus large.

Son coût est exponentiel, la faillite du 4 avril 2022 n'augure rien de bon !

LISTE DES FICHES TECHNIQUES

Fiche 1 : L'évolution de la consommation électrique en France, entre croyance et incertitudes.

Fiche 2 : L'invasion des productions intermittentes, le défi du maintien de l'équilibre du réseau électrique.

Fiche 3 : L'impact très sous-estimé de la variabilité des EnRi.

Fiche 4 : Quel niveau d'EnRi peut-on supporter en France ?

Fiche 5 : La distribution d'électricité européenne est déstabilisée par des « loop-flows » erratiques liés à la libre circulation d'une électricité intermittente non contrôlée.

Fiche 6 : De quelle puissance disponible aura-t-on besoin en 2026 (sur la base des chiffres 2019) ?

Fiche 7 : La flexibilité du nucléaire face au développement des EnRi prévu dans la PPE3.

Fiche 8 : La flexibilité ? Un nouveau mantra ? Les doutes de RTE (et les inquiétudes de PNC-France) sur la flexibilité.

Fiche 9 : Prix de l'électricité - Evolution, réalisme, impact de l'intermittence.

Fiche 10 : L'évolution du TURPE et son impact sur le prix de l'électricité.

Fiche 11 : Les émissions évitées de CO2 par le solaire et l'éolien.

Fiche 12 : Comment financer le nouveau nucléaire sous les contraintes imposées par l'Europe ?