



HAL
open science

Etude spatiale des congestions sur le réseau de sub-transmission français à partir de données publiques

Louise Petit, Martin Hennebel, Hugo Nahel

► **To cite this version:**

Louise Petit, Martin Hennebel, Hugo Nahel. Etude spatiale des congestions sur le réseau de sub-transmission français à partir de données publiques. JCGE 2024, Jun 2024, Le Croisic, France. hal-04904795

HAL Id: hal-04904795

<https://hal.science/hal-04904795v1>

Submitted on 21 Jan 2025

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Etude spatiale des congestions sur le réseau de sub-transmission français à partir de données publiques

Louise PETIT *[†]
Martin HENNEBEL *
Hugo NAHEL [†]

* GeePs - CentraleSupélec, Université Paris-Saclay, 9 Rue Joliot Curie, 91190 Gif-sur-Yvette

[†] EDF, 7 bd Gaspard Monge, 91120 Palaiseau

louise.petit@centralesupelec.fr

RESUME - Les prévisions de forte croissance de la pénétration des EnR variables, raccordées en grande partie sur les réseaux de répartition et de distribution, nous incitent à prendre en compte l'impact réseau de la partie sub-transmission (entre grand transport et distribution), dans les simulations de load flow européennes. Des congestions y sont observées dans certains pays européens, mais une modélisation explicite du réseau de sub-transmission européen reste trop complexe et limitée par les données disponibles. Dans l'optique d'une descente en granularité ponctuelle sur certaines parties du réseau de sub-transmission, cette étude propose une méthode d'identification des zones à risques de congestion à partir de données publiques. Si le manque de disponibilité de certaines données limite la précision des résultats, en France métropolitaine, une forte installation éolienne est le facteur le plus corrélé aux congestions RTE (observées pour beaucoup en sub-transmission en 2022). De plus, on observe sur la densité de maillage un effet de seuil, au-delà duquel les zones ne sont plus congestionnées.

ABSTRACT - Forecasts of strong growth in the penetration of variable renewable energies, connected for the most part to the sub-transmission and distribution networks, encourage us to take into account the network impact of the sub-transmission part (between main transmission and distribution) in the European load flow simulations. Congestion has been observed in some European countries, but explicit modelling of the European sub-transmission network remains too complex and limited by the available data. With the objective of a granularity descent on chosen parts of the sub-transmission network, this study proposes a method for identifying areas at risk of congestion based on public data. Although the lack of availability of certain data limits the accuracy of the results, in France, a high level of wind power installation is the factor most correlated with RTE congestion (observed for many in sub-transmission in 2022). In addition, there is a threshold effect on the meshing density, beyond which zones are no longer congested.

MOTS-CLES - Sub-transmission, congestions, open-data, SIG, éolien, maillage

1. Les congestions sur le réseau de sub-transmission : un facteur limitant pour le développement des énergies renouvelables

La transition énergétique implique une forte croissance de la pénétration des énergies renouvelables (EnR). RTE prévoit en moyenne une augmentation de +70% de la production d'énergie renouvelable, raccordée au réseau, d'ici 2030 [1]. Cependant, le réseau présente des limites physiques, notamment en courant. Les congestions sont définies comme les limitations induites par les contraintes thermiques d'intensité maximale transitant sur une ligne électrique. Les congestions peuvent dans certains cas être atténuées par les opérateurs de réseau en appliquant par exemple des mesures de redistribution des flux (redispatching).

En Europe, on peut observer dans certains pays des congestions sur les niveaux de tension intermédiaires entre les réseaux de transport et de distribution (les indicateurs diffèrent selon les pays). En Allemagne en 2021, 27% du total des mesures de gestion des congestions étaient prises par les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) pour des congestions sur le réseau public de distribution (RPD) [2] ; le RPD allemand incluant les niveaux de tension allant jusqu'à 110 kV. Dans une étude conjointe du MIT et du KIT [3], il est mentionné que 70% de l'écrêtement de l'année 2015 était effectué au sein du réseau de distribution du Schleswig Holstein. Les auteurs proposent une modélisation explicite du réseau 110 kV régional (kV) qui semble reproduire fidèlement les occurrences de congestions de 2015.

En Italie, en 2015 déjà, le gestionnaire de réseau de transport (GRT) enregistrait plus de 3000 h/an de congestions sur certains endroits du réseau dit de distribution haute tension (HVD), allant de 132 à 150 kV [4].

En France, RTE propose une carte interactive des contraintes réseau [5]. Sur les régions observées (Nouvelle-Aquitaine, Bretagne, Grand-Est, Hauts-de-France, PACA), une grande partie des contraintes sont sur des lignes en 63-90 kV (dans le réseau de répartition, appelé aussi réseau de transport régional). De plus, le GRT partage une liste prospective des éléments réseau qui seraient congestionnés au moins une fois dans les 3 à 5 prochaines années [6], sans donner les volumes annuels de congestion par ligne. 76% (en nombre) des lignes congestionnées sont en 63 ou 90 kV.

2. Identification et caractérisation des zones de contraintes sur les réseaux de répartition

Si les RPT et RPD ont été historiquement étudiés séparément, les évolutions du système électrique suggèrent davantage de coopération entre les opérateurs réseau, comme l'illustre la déclaration d'intention conjointe de l'ENTSO-E et de l'E-DSO en faveur du développement d'un jumeau numérique du réseau européen d'électricité [7]. Un pan de cette coopération concerne la modélisation et la gestion des contraintes réseau, notamment sur la partie 63-150 kV, entre transport et distribution, appelée **réseau de sub-transmission**, ou réseau de répartition en France.

Or, l'intégration de modèles RPD-RPT nationaux ou continentaux présente des enjeux sur la taille des problèmes d'optimisation. Une approche différenciée, consistant à n'intégrer aux modèles de RPT qu'une partie des réseaux de distribution, au lieu d'une représentation explicite à l'échelle nationale ou européenne, permettrait une diminution de la complexité tout en ayant une visibilité sur les congestions.

Dans l'optique d'une quantification de l'impact des congestions en sub-transmission sur les flux du réseau national français, on souhaite identifier un ensemble de critères permettant de sélectionner des zones sur lesquelles augmenter la granularité réseau. Plusieurs hypothèses peuvent être formulées vis-à-vis des facteurs pouvant induire des congestions sur le réseau de sub-transmission, ainsi que leur localisation :

- H1 : L'échelle spatiale d'influence du réseau de sub-transmission (l'échelle spatiale contenant les éléments de réseau de sub-transmission et les variables explicatives de leur comportement) est de taille régionale ou départementale.
- H2 : Une proximité avec les zones de forte production EnR peut induire des congestions
- H3 : Une distance géographique entre les centres de forte production EnR et les gros pôles de consommation peut induire des congestions entre les deux (c'est le cas en Allemagne [3] et en Italie [4]).
- H4 : les congestions sont plus susceptibles de se produire sur des réseaux ruraux (moins maillés, plus isolés).
- H5 : en observant les données caparéseau (parmi lesquelles la puissance restante disponibles sur les postes électriques pour y raccorder des EnR selon le plan S3REnR) [8], on peut supposer de plus fortes congestions à proximité des postes où la limite de raccordement EnR est atteinte.

On peut définir comme *facteur de congestion* un indicateur statistique qui serait corrélé au volume de congestions observé sur un panel de zones d'études. L'objectif principal est d' **identifier les facteurs corrélés aux congestions**, en utilisant diverses sources de données publiques géographiques. Cette méthode est appliquée sur certaines régions françaises mais généralisable à d'autres pays. On détaillera en Section 3. les données publiques utilisées dans l'étude, en Section 4. une méthode d'étude de corrélation entre différents indicateurs (géographiques, réseaux) et les congestions observées en France métropolitaine par RTE en 2022. Enfin on présentera en Section 5. les résultats.

3. Sélection des données géographique et de l'échelle d'étude

Afin d'identifier les facteurs de congestions prédominants en France métropolitaine et de quantifier cette influence, on procède à une étude de corrélation sur le territoire. Cet article propose une méthode d'étude géographique sur le logiciel libre de droit QGIS [9] en utilisant des données publiques.

3.1 Données disponibles

Les données suivantes sont superposées sur le logiciel QGIS. Tout d'abord, les données réseau :

- Le tracé géographique des lignes et câbles [10],
- Les postes électriques RTE [10],
- La capacité d'accueil des postes [8],

Puis les caractéristiques territoriales :

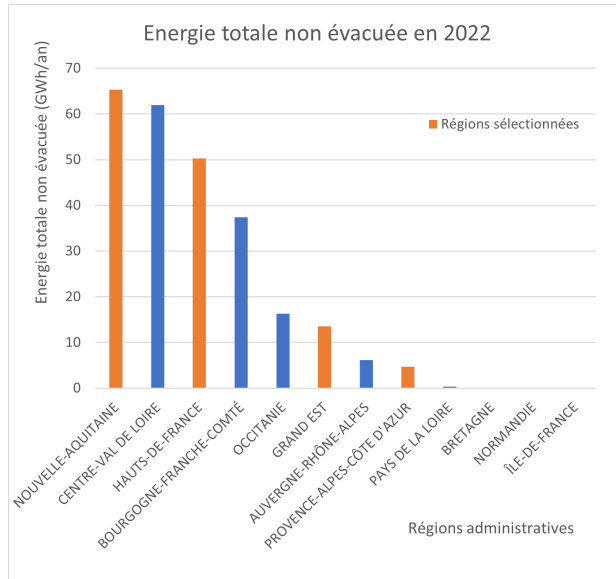
- Le découpage par maille IRIS du territoire [11] (partition du territoire par maille de 2 000 habitants, ou maille fictive pour les zones moins peuplées)
- La production électrique à la maille IRIS [12], que l'on agrège par maille IRIS, type de production, et niveau de tension de raccordement
- La densité de population, données carroyées à la maille 1km² [13]
- La consommation électrique par secteur d'activité à la maille IRIS [14], que l'on agrège par maille IRIS et type de consommateur.

3.2 Données des contraintes RTE S3REnR

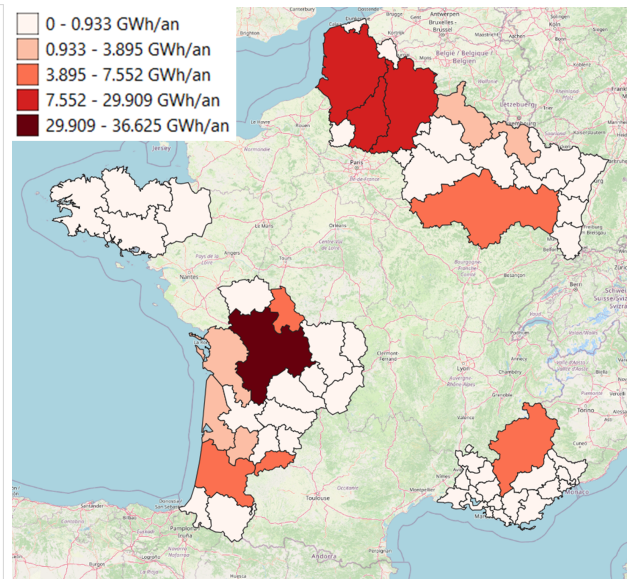
Une carte interactive RTE fournit, par zone, les données de contraintes réseau de l'année 2022 [5], avec :

- **le volume total d'énergie non transmis** (en MWh/an, somme des volumes d'énergie non transmis, sur l'année, sur l'ensemble des lignes, câbles et transformateurs du réseau RTE)
- **Le nombre d'occurrences de contraintes** sur les lignes, câbles et transformateurs à l'année
- **la puissance totale non transmise** (en MW/an, somme sur tous les éléments réseaux congestionnés, de la puissance résiduelle qui n'a pas pu être transmise du fait de la congestion, sur l'année)

La France y est divisée en 133 zones de surfaces variables et selon une méthode non documentée (mais semblant suivre une topologie de réseau et rassemblant des mailles IRIS). On étudie 5 régions dont 3 présentant des contraintes (voir figure 1a). Elles forment un échantillon de 59 zones, dont 23 présentent effectivement des contraintes, cf figure 1b (contours obtenus par géoréférencement et tracé manuel à partir de [5]).



(a) Energie totale non évacuée en 2022, par région administrative



(b) Contraintes en France par puissance totale non évacuée (MW)

3.3 Choix de l'échelle d'étude contraint par les données S3REnR

La taille de la maille d'étude dépend de l'échelle d'impact du réseau de sub-transmission. Les données prospectives de contraintes (3-5 ans, RTE) [6] montrent les 3 noeuds les plus influents pour chaque élément contraint. Un calcul, pour les lignes 63 et 90 kV, de la distance géographique entre leur centroïde et chacun des 3 postes influents, permet de visualiser le rayon d'impact du réseau de répartition. La distribution normale des distances respectives aux lignes congestionnées pour les 1er, 2ème et 3ème postes les plus influents est donnée figure 2, montrant une distance maximum au 3ème poste le plus influent de 60 km, ce qui valide l'hypothèse (H1) d'une échelle d'impact entre régionale et départementale pour le réseau de sub-transmission.

Les données S3REnR présentent une granularité contraignante car ne correspondant à aucun découpage administratif connu, tout en conservant une échelle intermédiaire entre régionale et départementale. L'étude est donc effectuée à la maille des zones de contraintes RTE, les données publiques y sont alors agrégées, les zones RTE formant l'échantillon pour l'étude de corrélation.

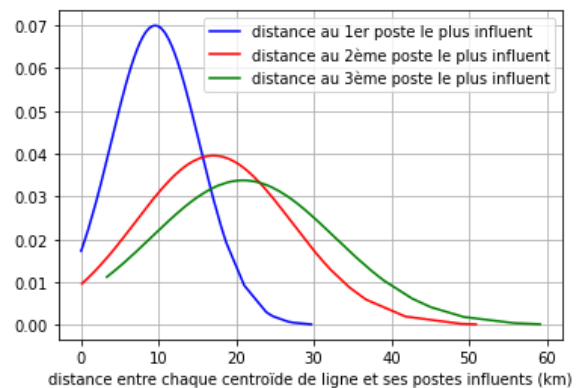


Figure 2: Distribution normale des distances entre les centroïdes des lignes 63 et 90 kV congestionnées, et leur 1er, 2ème et 3ème postes les plus influents

4. Méthode d'étude de corrélation

4.1 Agrégation des données et calcul d'indicateurs par zone de contraintes RTE

L'agrégation des données géographiques par zone RTE est automatisée via l'interface Python de QGIS (jointure par localisation), de même pour le calcul d'indicateurs. Afin d'évaluer les hypothèses et d'avoir une vue exhaustive entre les paramètres, 79 indicateurs (géographiques, réseau, calcul de combinaison d'indicateurs) sont calculés (cf table I). Les indicateurs pour lesquels moins de 10 zones présentent des valeurs sont ensuite supprimés (un échantillon trop faible ne peut décrire une réelle corrélation). Parmi les 79 indicateurs, 64 sont retenus. Le jeu de données brut est donc composé de 59 zones RTE et, pour chacune, 64 indicateurs (matrice 59x64).

4.2 Normalisation

Une normalisation est nécessaire afin d'éliminer le caractère extensif des variables d'étude et maximiser la comparabilité des résultats entre zones de tailles variées. Deux méthodes de normalisation du jeu de données brutes sont proposées :

- par la surface

- par le réseau de répartition : pour des raisons historiques de développement du réseau, une partie du réseau de sub-transmission français est en 63 kV, l'autre en 90 kV. On normalise donc les indicateurs par le nombre de postes électriques de répartition (63 kV + 90 kV).

Tableau I: Indicateurs étudiés

Type de données	Champ d'indicateurs	Objectif d'étude et hypothèse concernée	Nb d'indicateurs
Géographique	Puissance totale installée et énergie annuelle produite par moyen de production	localiser la production EnR (H2) et la comparer à la consommation (H3)	20
	Consommation annuelle par secteur	idem (H3)	5
	Statistiques sur la population et sa répartition	étudier le lien entre une faible densité d'habitations et les congestions (H3, H4)	6
	Superficie des zones	normaliser les données	1
Réseau	Nb de postes électriques par niveau de tension	observer le lien avec la densité de réseau (H4)	5
	Longueur et nombre de ligne et câbles par niveaux de tension	idem (H4)	20
	Données caparéseau sur la capacité disponibles pour raccordement S3REnR, capacité totale d'accueil des postes, puissance des transfos, ...	observer la disponibilité restante sur les postes (H5)	7
	Nb de croisement de frontières des lignes et câbles par niveau de tension	observer l'interconnexion aux zones voisines (H4)	10
	Niveau de maillage par niveau de tension	idem (H4)	5

La normalisation s'obtient par la division de chaque indicateur par la donnée normalisante de la zone RTE j :

$$\forall (j, k), \quad \widehat{x}_{j,k} = \frac{x_{j,k}}{n_j} \quad (1)$$

Avec :

k l'index du champ indicateur (le champ indicateur étant par exemple la puissance totale éolienne installée)

$x_{j,k}$ l'indicateur brut

n_j la valeur normalisante (par exemple la surface de la zone j)

$\widehat{x}_{j,k}$ l'indicateur normalisé

On obtient alors 3 jeux de données de même taille (59x64) : le jeu de données brutes et un jeu de données normalisé pour chaque normalisation. Une matrice d'autocorrélation est calculée pour chaque jeu de donnée, grâce à la fonction python `pandas.dataframe.core()`. Elle utilise la méthode de *Pearson*, qui renvoie le coefficient de corrélation linéaire entre 2 jeux de données (en l'occurrence ici, corrélation d'un jeu de données avec lui-même)

5. Résultats

Les coefficients de corrélation pour les données brutes sont présentés en annexe (figure 5) mais présentent un intérêt limité car des corrélations sont induites par l'influence de la surface sur les variables extensives.

En figures 3a et 3b sont présentés l'ensemble des coefficients de corrélation entre la puissance totale à compenser (définie en 3.2) et tous les indicateurs pour le jeu de données normalisées par la surface. On retrouve, comme attendu, une forte corrélation avec les données de contraintes RTE (Energie non évacuée et Nombre de contraintes).

Les deux premiers indicateurs obtenus à partir des open data sont ceux liés à l'éolien : le volume annuel d'énergie et la puissance totale installée éolienne. Leurs coefficients de corrélation sont supérieurs à 0,59 pour la normalisation par le nombre de postes de sub-transmission (cf table IIa), supérieurs à 0.53 pour la normalisation par la surface (cf table IIb). Les autres facteurs sont, en valeur absolue, inférieurs à 0,39.

Enfin, on peut observer en figure 4a la puissance totale à compenser en fonction de la densité de maillage. On remarque que toutes les zones sauf une présentant des contraintes (P totale à compenser > 0) se situent en dessous d'une densité de maillage de $8.0 * 10^{-4}$ (en nombre de lignes/nombre de noeuds/km²). Si des zones en dessous de ce seuil ne présentent pas de congestions, au delà de ce seuil, toutes les zones sauf une ne présentent aucune contraintes (P totale à compenser = 0 MW). Une hypothèse quant à la différence de densité de maillage selon les zones pourrait être liée au double usage du réseau de sub-transmission : raccordement des EnR (topologie de réseau en bras ou boucle) et répartition vers la consommation régionale (topologie en bras ou boucle en milieu rural, en maille en milieu urbain).

On en déduit plusieurs analyses :

- L'éolien, que ce soit par sa puissance installée comme par sa production annuelle, sort du lot comme le facteur étant le plus corrélé aux congestions, et ce pour les normalisations par la surface comme par le nombre de postes

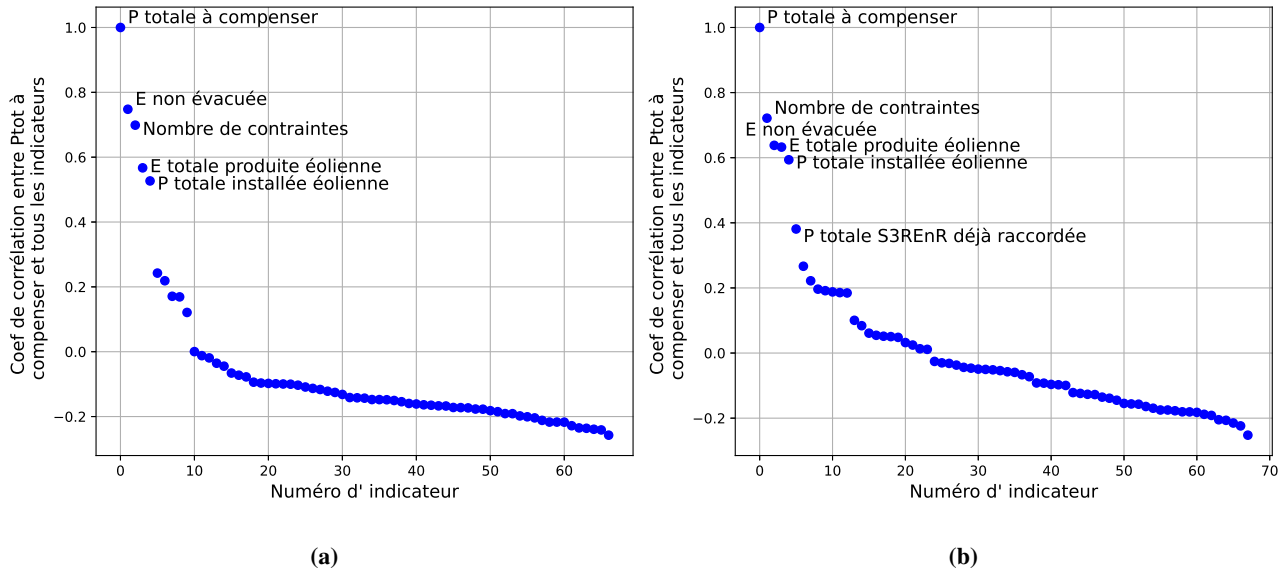


Figure 3: Coefficients de corrélation entre Ptot à compenser et tous les indicateurs, jeu de données normalisé par la surface figure a), normalisé par le nombre de postes de sub-transmission figure b)

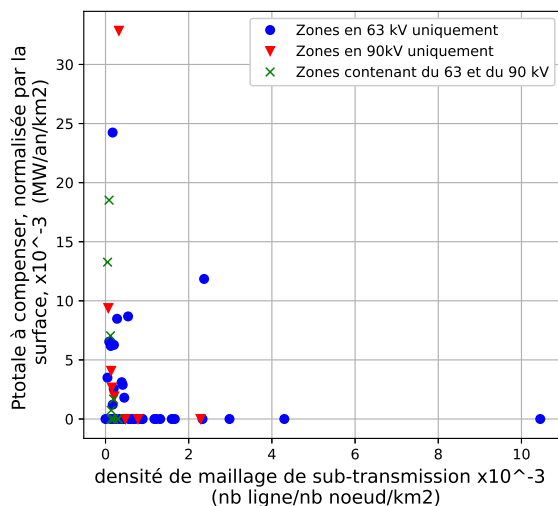
Tableau II: Corrélations pour les données normalisées : par le nombre de postes de sub-transmission (tab II.a); normalisées par la surface (tab II.b)

<i>coefs de corrélation</i>	Ptot à compenser	Nb de contraintes	Etot non évacuée
Etot éolien	0.63	0.75	0.16
Ptot éolien	0.59	0.70	0.14
Ptot EnR raccordée	0.38	0.44	0.09

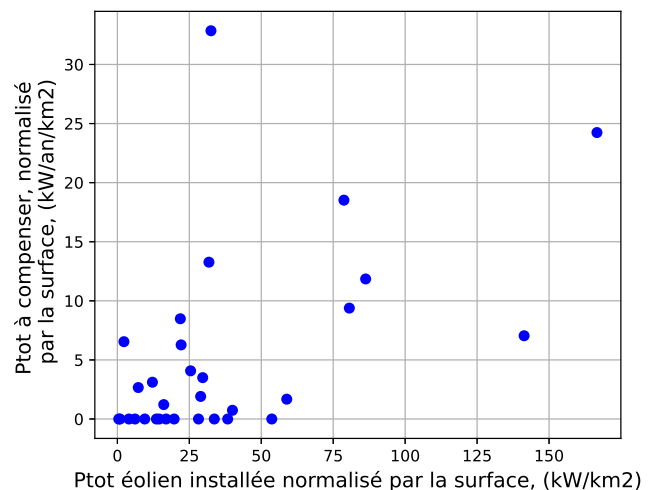
(a)

<i>coefs de corrélation</i>	Ptot à compenser	Nb de contraintes	Etot non évacuée
Etot éolien	0.57	0.57	0.40
Ptot éolien	0.53	0.52	0.36
P totale EnR raccordée	0.24	0.24	0.13

(b)



(a)



(b)

Figure 4: Puissance totale à compenser en fonction : de la densité de maillage figure a), de la puissance éolienne installée figure b), (données normalisées par la surface)

de répartition, ce qui **va dans le sens de (H2)**. Il faut cependant noter que l'éolien (en puissance totale installée et énergie annuelle produite) présente une corrélation moyennement forte, si l'on regarde la figure 4b. La taille de l'échantillon d'étude (59 zones, dont 23 seulement présentent des congestions) reste cependant limitante. Une étude sur un échantillon plus élevé permettrait de valider ou invalider cette corrélation.

- La corrélation entre les contraintes RTE et la conjonction d'une forte capacité éolienne éloignée des pôles de

consommation, n'est pas observée directement avec nos données (cf figure 6 en annexe), ce qui **ne permet pas de valider (H3)**. Cependant, pour cette conjonction à 3 critères, la maille d'étude n'est peut-être pas pertinente, car on ne voit pas apparaître une anti-corrélation entre la capacité éolienne au km² et la densité de population. Il faudrait une maille plus fine, ce que ne nous permet pas le jeu de données RTE [5], pour visualiser, à l'échelle locale, la distance entre production et consommation, et révéler un potentiel besoin de flexibilité.

- On observe un effet de seuil lié à la densité de maillage du réseau de sub-transmission, ce qui **va dans le sens de (H4)**. On peut supposer qu'un maillage plus dense augmente la capacité physique, ainsi que les variantes de topologies pour que le GRT traite les congestions de manière préventive en exploitation. On peut donc, dans l'objectif d'une méthode de descente en granularité sur des zones à risques de congestions, éliminer parmi les zones potentielles celles qui présentent une densité de maillage supérieure à ce seuil (25% des zones sur l'échantillon d'étude), soit les zones très maillées, ou moins maillées mais sur une faible surface.
- On ne remarque pas de corrélation particulière avec les données de caparéseau sur les capacités d'accueil des postes, ce qui **ne valide pas (H5)**.

6. Conclusion

L'approche géographique avec QGIS et Python pour rassembler et traiter des open data, permet de confronter des caractéristiques réseau, telles que les congestions, avec des paramètres géographiques locaux, afin d'en dégager des tendances de corrélations pour un pays.

Parmi les nombreux indicateurs calculés, l'éolien sort du lot comme étant le plus corrélé aux congestions réseau, et ce avec 2 normalisations, par la surface et par le nombre de postes de sub-transmission. On notera ensuite un effet de seuil pour la densité de maillage, au delà duquel on n'observe quasiment plus de congestions.

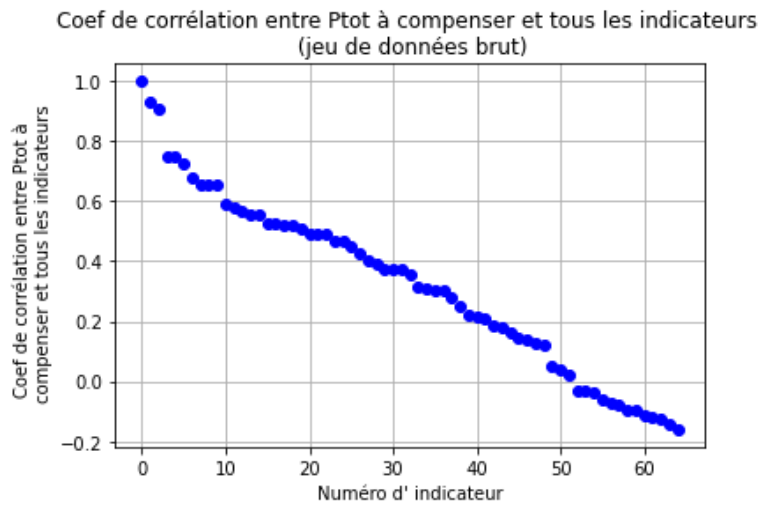
Les limites identifiées de cette étude viennent de la difficulté d'exploitation des données de contraintes. La taille de l'échantillon reconstitué est limité (59 zones tracées dont 23 congestionnées) et les données de contraintes agrègent tous les niveaux de tension. Par ailleurs, le volume de congestions en France reste faible aujourd'hui, même si les prévisions de croissance EnR, d'écrêtement et de dimensionnement économique du réseau, indiquent une tendance à l'augmentation.

Une suite de cette étude pourrait être d'effectuer une descente de granularité sur les zones dont le réseau de sub-transmission est le moins densément maillé et présentant une forte production éolienne, au sein d'un modèle de réseau comme celui de PyPSA-Eur [15] en utilisant les données géographiques de cette étude. On pourrait alors simuler des scénarios à risque de congestions sur le réseau de sub-transmission, afin d'observer l'impact de cette représentation explicite ponctuelle du réseau de répartition sur les flux du réseau de grand transport. Enfin, répliquer la méthode de recherche d'indicateurs corrélés aux congestions pourrait s'appliquer dans d'autres pays avec les données locales, afin d'envisager une descente en granularité dans les zones désignées par ces indicateurs.

References

- [1] RTE. *Futurs énergétiques 2050*. Tech. rep. 2021. URL: <https://rte-futursenergetiques2050.com/documents>.
- [2] Bundesnetzagentur. "Bericht Netzengpassmanagement Gesamtes Jahr 2021". de. In: (2022). URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Zahlen%20Ganzes%20Jahr2021.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- [3] Hans Schermeyer, Claudio Vergara, and Wolf Fichtner. "Renewable energy curtailment: A case study on today's and tomorrow's congestion management". en. In: *Energy Policy* 112 (Jan. 2018), pp. 427–436. ISSN: 0301-4215. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.10.037. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421517307115>.
- [4] Alberto Berizzi et al. "Decentralized congestion mitigation in HV distribution grids with large penetration of renewable generation". en. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 71 (Oct. 2015), pp. 51–59. ISSN: 0142-0615. DOI: 10.1016/j.ijepes.2015.02.023. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061515001064> (visited on 06/01/2023).
- [5] RTE. *Publication des études de contraintes - S3REnR*. 2022. URL: <https://www.contraintes-reseau-s3renr-rte.com/> (visited on 08/21/2023).
- [6] RTE. *Contraintes résiduelles prospectives sur le RPT à horizon 3 à 5 ans (à novembre 2023)*. 2023. URL: <https://odre.opendatasoft.com/explore/dataset/contraintes-region/> (visited on 01/03/2024).
- [7] ENTSO-E. *ENTSO-E and DSO Entity signed today the Declaration of Intent for developing a Digital Twin of the European Electricity Grid*. URL: <https://www.entsoe.eu/news/2022/12/20/entso-e-and-dso-entity-signed-today-the-declaration-of-intent-for-developing-a-digital-twin-of-the-european-electricity-grid/>.
- [8] *Capacité d'accueil en production du réseau*. URL: <https://capareseau.fr/> (visited on 12/08/2023).
- [9] QGIS Development Team, QGIS Association. *QGIS Geographic Information System*. URL: <https://www.qgis.org>.
- [10] *Open Data Réseaux Énergies (ODRÉ)*. URL: <https://opendata.reseaux-energies.fr/> (visited on 03/20/2023).
- [11] *Open Data Soft*. URL: <https://public.opendatasoft.com/explore/?sort=modified> (visited on 12/08/2023).
- [12] *Agence ORE*. URL: <https://www.agenceore.fr/> (visited on 04/13/2023).
- [13] *Accueil - Insee - Institut national de la statistique et des études économiques*. URL: <https://www.insee.fr/fr/accueil>.
- [14] *Enedis Open Data*. URL: <https://data.enedis.fr/pages/accueil/> (visited on 12/08/2023).
- [15] Jonas Hörsch et al. *PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system*. 2018.

7. Annexes



(a) Coefficients de corrélation entre Ptot à compenser et tous les indicateurs (jeu de données brut)

Indicateur	Ptot_à_comp	Nb_contr	E_non_ev
Ptot_à_comp	1,000	0,931	0,909
Nb_contr	0,931	1,000	0,933
E_non_ev	0,909	0,933	1,000
Puissance EnR	0,751	0,743	0,589
Etot_EOLIE	0,748	0,705	0,546
Ptot_EOLIE	0,726	0,682	0,522
area	0,679	0,750	0,607
Puissance cur	0,656	0,636	0,551
lenlin225	0,656	0,632	0,515
Nombre de tr:	0,655	0,656	0,565
Ind_count	0,592	0,696	0,626
lencab90	0,581	0,647	0,629
CP_225	0,569	0,455	0,415
lenlin400	0,558	0,611	0,441
CP_90	0,555	0,652	0,588
Ind_sum	0,526	0,497	0,464
Econs_INDU	0,526	0,530	0,410
clin90	0,522	0,588	0,501
ccab90	0,520	0,510	0,431
lenlin90	0,510	0,593	0,517

(b) Valeur des coefficients entre Ptot à compenser et tous les indicateurs, supérieurs à 0.5 (jeu de données brut)

Figure 5: Coefficients de corrélation pour le jeu de données brut

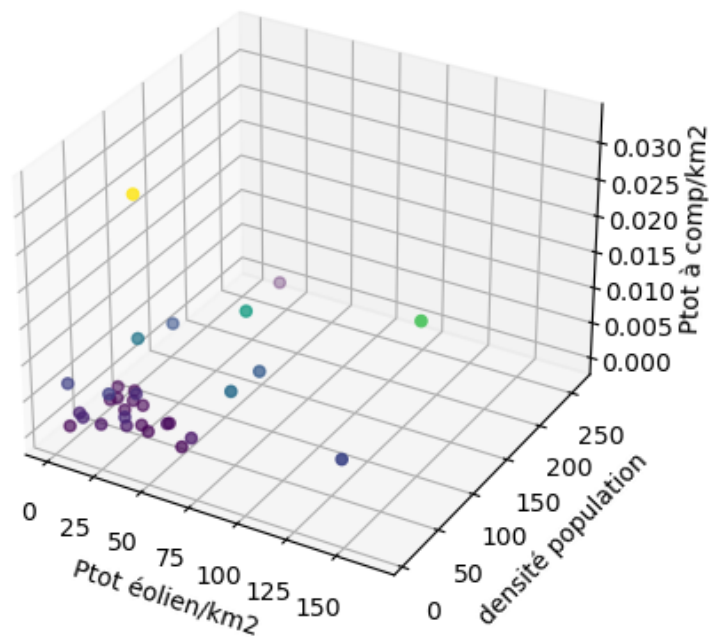


Figure 6: Ptotale à compenser/km² (az) en fonction de la capacité éolienne installée/km² (ax) et de la densité de population (ay) (gradient de couleur en fonction de la valeur de z)