



Pièce 2 : Analyse de la concurrence AQUIND

PRIVÉ ET CONFIDENTIEL

© AQUIND LIMITED, 2020



Copyright

Copyright © AQUIND Limited 2020. Tous droits réservés. Ce document est soumis au contrat et contient des informations confidentielles et propriétaires.

Aucune partie de ce document ne peut être reproduite sans l'autorisation écrite préalable d'AQUIND Limited.

Sommaire	
Analyse de la concurrence AQUIND	4
Contexte	4
Le présent document	4
Aperçu du marché	5
Aperçu du marché britannique	5
Aperçu du marché français	6
Indice de fourniture résiduelle	8
Contexte du RSI	8
Méthodologie	10
Modélisation du marché de Baringa	11
Analyse du RSI	15
Résultats de l'analyse du RSI	17
Analyse de sensibilité	22
HHI – Analyse de la concentration du marché	25
HHI	25
Part de marché	26
Concentration du marché britannique	26
Concentration du marché français	27
Introduction de l'interconnexion AQUIND	28
Mesures d'atténuation	31
Retenue stratégique de la capacité	31
Index	32

Analyse de la concurrence AQUIND

Contexte

L'interconnexion transfrontalière permet de réaliser des échanges d'électricité entre les marchés, en fournissant un accès aux marchés raccordés et en augmentant la taille des marchés de l'énergie. L'ouverture des marchés permet la participation d'un plus grand nombre d'acteurs du marché (acheteurs et vendeurs). Cela permet à de nouveaux venus d'augmenter l'efficacité et de dégager des bénéfices grâce à une pression concurrentielle sur les producteurs actuels.

L'impact de l'interconnexion AQUIND sur la concurrence dépend :

1. Des ententes existantes sur le marché en Grande-Bretagne et en France.
2. Des mesures qu'AQUIND met en place pour allouer la capacité entre les deux marchés.

En transférant l'électricité entre les marchés, les flux sur l'interconnexion AQUIND joueront un rôle dans la demande sur le marché de gros (consommation) ou l'offre (production) sur chaque marché.

Le présent document

Nous avons appliqué deux méthodes d'analyse de la concurrence pour évaluer l'impact d'AQUIND sur la concurrence :

1. Analyse de l'indice de fournisseur résiduel (RSI)

L'analyse du RSI vise à déterminer si AQUIND augmentera la capacité des fournisseurs d'énergie les plus importants de Grande-Bretagne et de France de manière à influencer de manière significative les prix du marché. Il s'agit d'une évaluation de la pivotalité. L'analyse est axée sur la position d'EDF Energy en Grande-Bretagne et d'Électricité de France en France (dénommées EDF dans ce document), en qualité de plus grand fournisseur dans les deux marchés.

L'analyse montre que l'introduction de l'interconnexion AQUIND, avec les limites de détention de capacité proposées incluses dans le cadre de la demande de dérogation, n'augmentera pas les possibilités pour EDF d'influencer les prix du marché en Grande-Bretagne ou en France. L'introduction de l'Interconnexion AQUIND limite de façon marginale le nombre d'heures des années modélisées, dans les cas où EDF est le fournisseur pivot.

2. Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)

Cette simple évaluation de l'HHI, basée sur les données de 2015, vise à déterminer l'impact d'AQUIND sur la part de marché de la production en Grande-Bretagne et en France. L'analyse montre qu'AQUIND aura un impact significatif sur la concentration du marché en Grande-Bretagne et en France.

Le reste de cette Pièce fournit un aperçu des marchés pertinents, suivi d'une analyse de l'impact de l'Interconnexion AQUIND sur la concurrence (RSI et HHI).

Aperçu du marché

L'analyse ci-dessous, ainsi que le contenu de cette Pièce, date de 2019, mais EDF reste le fournisseur pivot et donc les précédentes conclusions du RSI tiennent toujours. De même pour l'analyse de l'HHI, les modifications de la concentration du marché n'ont pas énormément évolué au cours des dernières années et ne nécessitent donc pas un complément d'analyse.

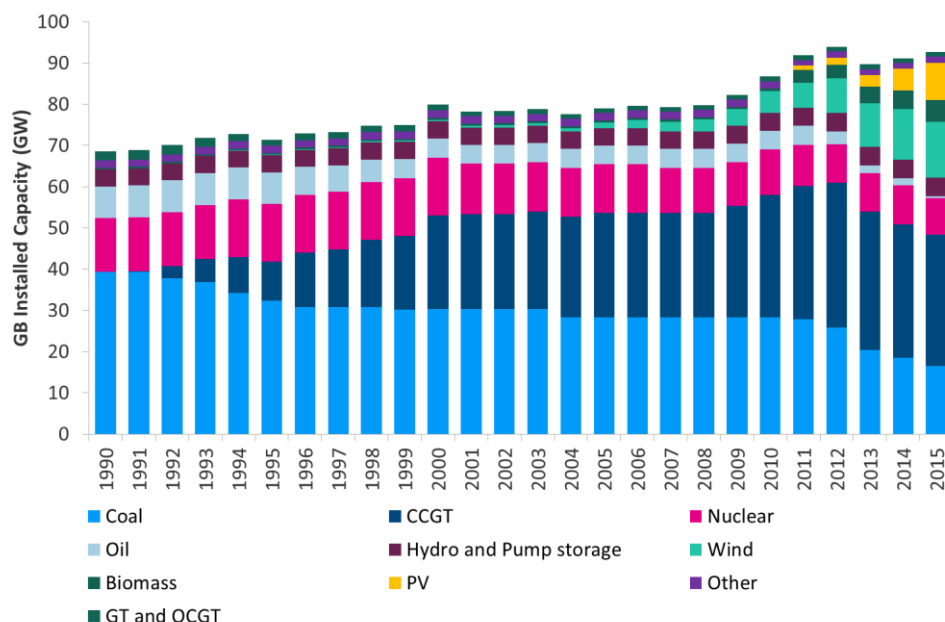
Aperçu du marché britannique

Le marché de l'énergie britannique se caractérise par une concurrence entre les « 6 grandes » entreprises de production et de distribution intégrées verticalement. Des développements récents ont vu l'entrée sur le marché d'acteurs du marché plus petits dans la production et l'approvisionnement, qui cherchaient à prendre une part du marché de consommation plus actif, ainsi que la tendance en faveur des énergies renouvelables et d'une petite production intégrée.

Les échanges sur le marché de gros de l'électricité en Grande-Bretagne se déroulent entre les producteurs et les distributeurs, sur une base non obligatoire et bilatérale. Les clients finaux britanniques peuvent choisir librement leur fournisseur d'énergie.

Depuis la privatisation en 1990, l'approvisionnement en énergie s'est transformé en Grande-Bretagne, passant d'une domination du charbon et du nucléaire à un mix de production plus diversifié aujourd'hui (voir la Figure 1). Depuis 2011, la capacité thermique totale en Grande-Bretagne a baissé et a été remplacée par les énergies renouvelables sous la forme de production photovoltaïque, éolienne et à partir de biomasse.

Figure 1 Évolution de la capacité du marché britannique depuis la privatisation¹



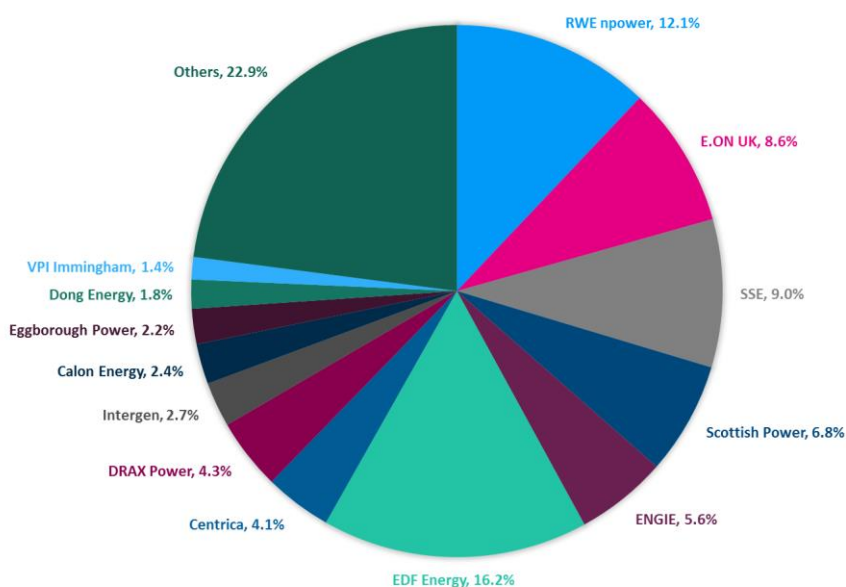
Par rapport aux autres États membres européens, la propriété des activités de production en Grande-Bretagne est très diversifiée. Comme indiqué dans la Figure 2, au moment de la rédaction, EDF avait

¹ Source : Digest of UK Energy Statistics 2015 du Ministère de l'énergie et du changement climatique

la part de marché la plus importante, mais elle représente à peine 16 % du marché total. Mesurées par rapport à la capacité installée, les deux plus grandes parts de marché suivantes sont détenues par RWE npower et SSE. Les 6 plus grandes entreprises de production détiennent environ 58 % du marché total, le reste étant composé de plusieurs autres producteurs plus petits, notamment Drax Power avec 4,3 % du marché.

Le marché britannique est inhabituel en cela qu'il y a un degré élevé de présence étrangère sur le marché. Mis à part Centrica (la branche en aval de l'opérateur historique British Gas) et SSE, les actionnaires de référence des principales entreprises sont situés à l'étranger. E.ON et RWE npower sont des filiales de sociétés allemandes, et EDF Energy est une filiale d'Électricité de France (EDF). Le portefeuille et les opérations commerciales d'ENGIE UK appartiennent à la multinationale française ENGIE (connue sous le nom de GDF Suez avant avril 2015) et au groupe japonais Mitsui. Scottish Power a été acquise par l'entreprise de distribution d'électricité espagnole Iberdrola en 2007.

Figure 2 Part de marché de la capacité britannique²



Aperçu du marché français

Le marché français se caractérise par une grande entreprise détenue par l'État, EDF. Bien que la libéralisation du marché ait vu la part de marché d'EDF se réduire au cours des dernières années, le marché français reste l'un des marchés les plus concentrés d'Europe.

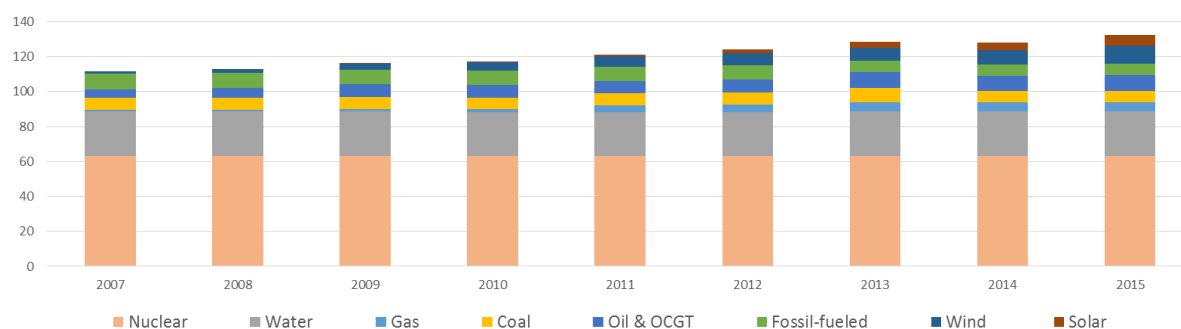
Au moment de la rédaction, le mix des capacités français était dominé en grande partie par les centrales nucléaires fournissant plus de 75 % de la production totale (plus de la moitié de la capacité installée française en 2015). Les énergies renouvelables en France ont continué à augmenter régulièrement au cours des dernières années, mais représentent toujours une petite proportion du mix des capacités global. Le mix des capacités restant comprend environ 20 % de la capacité provenant de l'énergie hydroélectrique et les combustibles fossiles représentant environ 15 % de la capacité installée en 2015.

² Source : Digest of UK Energy Statistics 2015 du Ministère de l'énergie et du changement climatique

La production en France est fortement concentrée avec 98 % de la production d'électricité provenant de trois entreprises, soit au moment de la rédaction :

- ▶ **EDF** a le plus grand parc de production, avec des centrales nucléaires d'une capacité totale de 63 GW. C'est le seul exploitant de centrale nucléaire en France. Les actifs de production d'EDF comprennent également des centrales hydroélectriques produisant 20 GW et d'autres centrales thermiques produisant 15 GW.
- ▶ **Engie/GDF Suez** est le deuxième producteur en termes de capacité : elle possède une capacité de production d'électricité d'environ 10 GW, dont 50 % de centrales éoliennes et hydroélectriques.
- ▶ **E.ON/Uniper** possède des centrales à charbon produisant 1,2 GW, des centrales CCGT produisant 0,8 GW et quelques capacités de production d'énergie éolienne et solaire.³ Cinq des centrales à charbon d'E.ON/Uniper ont fermé en 2015 suite à la Directive européenne sur les grandes installations de combustion.

Figure 3 Mix des capacités françaises (GW) par type de combustible 2007-2015⁴



³ Source : RTE et Uniper. Production de charbon d'E.ON/Uniper dans les centrales Émile Huchet 6 (595 MW) et Provence 6 (595 MW) ; centrales alimentées au gaz Émile Huchet 7 et 8 (414 MW chacune). Source Uniper : https://www.eon.com/content/dam/eon-com/Investoren/cmd/Uniper_Equity_Story_Appendix.pdf

⁴ Source : Site web RTE http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/prod/realisation_production.jsp

Indice de fourniture résiduelle

AQUIND a réalisé une analyse de la concurrence à l'aide de l'indice de fourniture résiduelle (RSI) afin d'établir si le projet pourrait avoir des répercussions négatives sur la concurrence en Grande-Bretagne ou en France. Bien que cette analyse ait été réalisée à partir d'une modélisation datant de 2017, les principes et les résultats clés restent valables pour cette Demande de dérogation, étant donné les modifications relativement mineures apportées aux paramètres du marché au cours de cette période.

L'analyse vise à déterminer si AQUIND augmentera la capacité des plus grands fournisseurs d'énergie de Grande-Bretagne et de France de manière à influencer de manière significative les prix du marché. Il s'agit d'une évaluation de la pivotalité. L'analyse se concentre sur la position d'EDF Energy, en Grande-Bretagne, et d'Électricité de France, en France, en qualité de plus grand fournisseur sur les deux marchés.

L'analyse montre que l'introduction de l'interconnexion AQUIND n'augmentera pas les possibilités pour EDF d'influencer les prix du marché en Grande-Bretagne ou en France. L'introduction de l'interconnexion AQUIND limite de façon marginale le nombre d'heures des années modélisées, dans les cas où EDF est le fournisseur pivot.

Le contexte de l'analyse, ainsi que les hypothèses, la méthodologie et les résultats sont présentés dans cette section.

Contexte du RSI

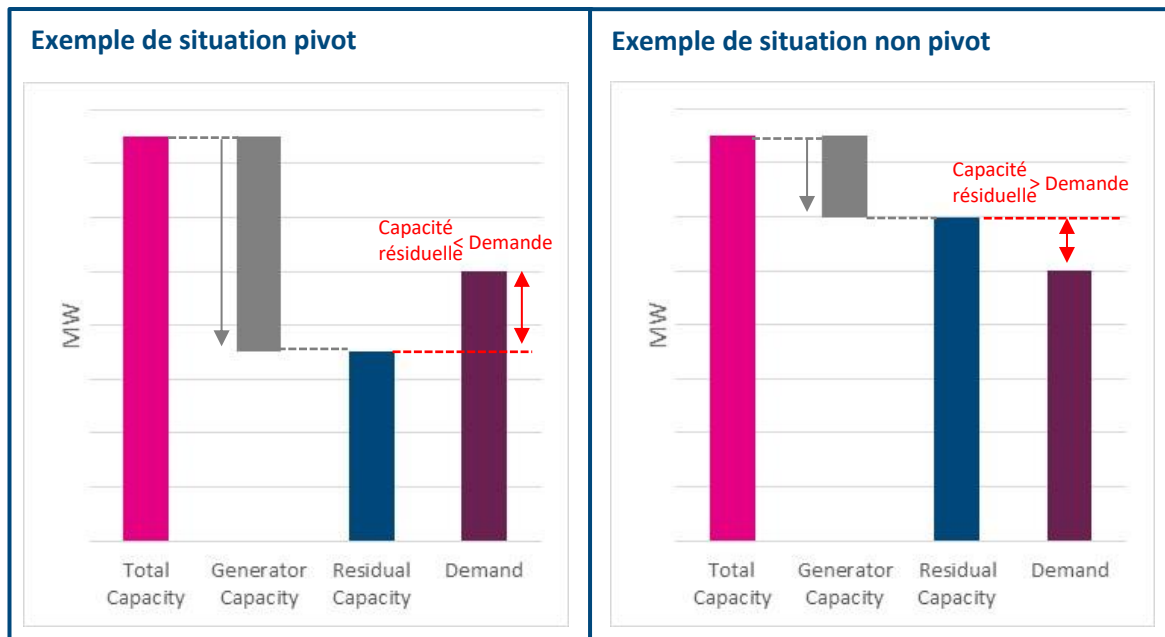
Le RSI mesure le potentiel d'une entreprise à exercer un pouvoir sur le marché au comptant, en examinant s'il serait possible de répondre à la demande au cours d'une année sans la capacité de l'entreprise productrice spécifique.

Le RSI est calculé en divisant la capacité résiduelle par la demande, tandis que la capacité résiduelle est calculée en soustrayant la capacité non souscrite de l'entreprise de la capacité totale. Lorsque le RSI est supérieur à 100 %, les autres fournisseurs du marché, c.-à-d. autres que l'entreprise faisant l'objet d'une enquête, ont une capacité suffisante pour répondre à la demande. Si le RSI est inférieur à 100 %, alors l'entreprise productrice spécifique sera tenue de répondre à la demande et cette entreprise sera donc considérée comme un acteur pivot du marché⁵.

La Figure 4 présente un exemple de situation pivot et non pivot. La Figure 4 n'est qu'un instantané de la pivotalité pendant une heure. Les calculs horaires sont ensuite évalués sur l'année afin d'établir le nombre total d'heures pendant lesquelles une entreprise indique une pivotalité – cela fournit une estimation du RSI.

⁵ Il convient de noter que le seuil de 100 % ne représente que la demande et non les exigences en matière de capacité de réserve.

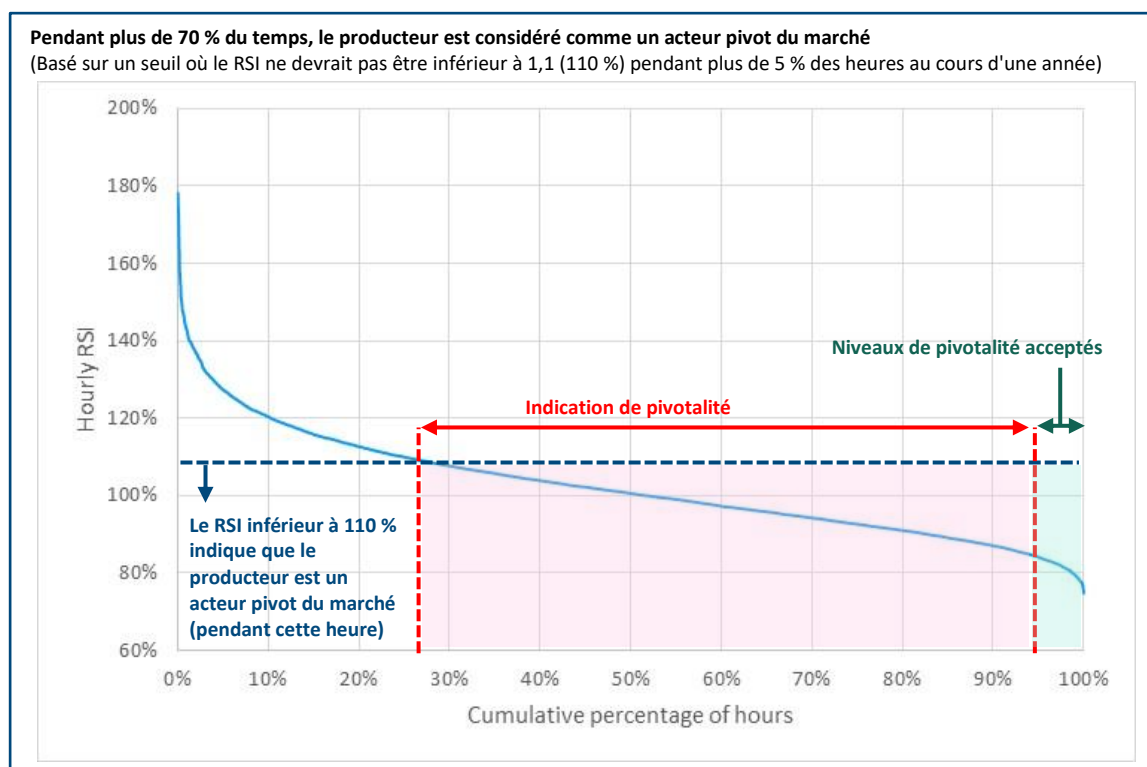
Figure 4 Exemple théorique d'une situation pivot et non pivot



Il n'existe pas de consensus sur la valeur critique du RSI. Le California Independent System Operator (CASIO) a élaboré le RSI et a suggéré qu'il ne devait pas être inférieur à 1,2 (120 %) pendant les périodes de pointe ou inférieur à 1,1 (110 %) pendant les périodes creuses, pendant plus de 5 % des heures au cours d'une année⁶. Une valeur de RSI inférieure à ce seuil pendant un certain nombre d'heures au cours de l'année indique qu'une entreprise peut influencer le prix du marché. La Figure 5 présente un exemple dans lequel le RSI dépasse ce seuil.

⁶ Ces seuils sont également appliqués par d'autres organisations (par exemple, London Economics).

Figure 5 Exemple représentatif d'un producteur ayant une capacité suffisante pour influencer le prix du marché



Limites de cette analyse

La théorie de la concurrence fait observer qu'il n'existe aucune mesure analytique parfaite de la concentration. Toutes les mesures, y compris le RSI, présentent quelques lacunes :

- ▶ Elles ne tiennent pas compte du fait qu'une entreprise a une bonne raison d'exercer un pouvoir sur le marché.
- ▶ Elles ne tiennent pas compte des nouveaux venus sur le secteur de l'approvisionnement ou des modifications de la demande. Par exemple, une plus grande participation du côté de la demande et une meilleure réactivité vis-à-vis des clients peuvent accroître l'élasticité de la demande en électricité et ainsi affaiblir tout pouvoir sur le marché pouvant être exercé par les grands producteurs.
- ▶ Dans son application simple, le RSI suppose que les centrales de tous les acteurs soient techniquement en mesure de répondre à la demande. Il est également préférable d'utiliser la capacité non souscrite plutôt que la capacité totale, mais il peut ne pas être évident de déterminer quelle capacité n'est pas souscrite.

Méthodologie

La définition du RSI est la suivante :

$$RSI = \frac{\text{Approvisionnement total} - \text{Approvisionnement du vendeur le plus important}}{\text{Demande totale}}$$

Où :

Approvisionnement total = (Capacité de production maximale - Arrêts des centrales)⁷
+ Importation nette totale

Aux fins de cette analyse, la capacité souscrite du vendeur le plus important n'a pas été prise en compte, ces données n'étant pas accessibles au public. La présente étude étant axée sur la modification du RSI suite à l'interconnexion AQUIND, nous ne considérons pas que cela a des répercussions importantes sur l'étude. Cette approche est prudente puisqu'elle suppose qu'une valeur de « l'approvisionnement du plus vendeur le plus important » supérieure à l'offre de capacité non souscrite réelle serait mise en pratique (c.-à-d. si elle était réduite en raison de la rigidité de la capacité souscrite).

Nous avons pris en compte la nature rigide de la production d'énergies renouvelables sur le réseau et dans le portefeuille d'EDF en Grande-Bretagne et en France. Cela signifie que le calcul de l'approvisionnement total fait intervenir :

- ▶ La capacité disponible totale pour la capacité de toutes les énergies non renouvelables (en tenant compte des arrêts prévus et imprévus).
- ▶ La production d'énergies renouvelables (éoliennes et solaires).

La même distinction s'applique pour la part de la capacité d'EDF (« offre du vendeur le plus important ») en Grande-Bretagne et en France. Cette distinction est courante dans les calculs du RSI puisqu'elle représente la nature rigide des énergies renouvelables dans le calcul du RSI.

Modélisation du marché de Baringa

Afin de comprendre l'impact à court et à long terme de l'interconnexion sur la concurrence sur le marché, le RSI est calculé pour trois années spot (2025, 2030 et 2035), à l'aide de l'analyse de Baringa de 2017 concernant AQUIND.

« L'approvisionnement total » et la « demande totale » sont déterminées sur une base horaire par la modélisation de la répartition paneuropéenne du marché de gros de l'électricité. Les résultats du modèle de marché ont été extraits dans le cadre du Cas de référence 2017 qui représente le point de vue central de Baringa concernant l'évolution des marchés de l'énergie européens. En vertu de ce scénario, les gouvernements continuent de poursuivre une politique énergétique équilibrée, tentant de répondre aux exigences parfois conflictuelles de la sécurité de l'approvisionnement, de la structure de marché concurrentielle et du développement durable. Pour chacun des scénarios suivants, nous avons extrait les données horaires pour les années 2025, 2030 et 2035 :

- ▶ Scénario de référence, sans l'interconnexion AQUIND (contrefactuel).
- ▶ Scénario de référence, avec l'interconnexion AQUIND.

L'entreprise dominante en France et en Grande-Bretagne est Électricité de France (EDF) et par conséquent sa production représente « l'offre du vendeur le plus important » dans cette analyse du RSI⁸. Pour calculer la future part de marché d'EDF en France et en Grande-Bretagne, nous avons pris en compte la part de marché par technologie dans le marché d'aujourd'hui. La méthodologie suivante a été appliquée pour calculer la future part de marché d'EDF dans les deux pays :

⁷ Cela équivaut à la disponibilité totale des producteurs.

⁸ Il convient de noter que l'on part du principe que qu'EDF Energy (au Royaume-Uni) et EDF (en France) sont une seule et même société, la première étant affiliée à la seconde.

1. La part de marché globale d'EDF, par type de combustible et par pays, a été établie pour 2016.
2. Les grandes centrales électriques (~100 MW et plus) appartenant à EDF ont été mises en correspondance avec les producteurs pertinents dans le modèle de marché de Baringa.
3. La part de marché globale d'EDF, par rapport aux grandes centrales électriques identifiées par l'exercice de mise en correspondance des producteurs, a servi à établir sa part de marché pour les centrales plus petites.
4. Enfin pour toutes les nouvelles centrales électriques, il est généralement admis qu'EDF conserverait des parts de marché similaires à celles de 2016, par type de combustible et par pays.

Le modèle de marché de Baringa est utilisé pour prévoir la production horaire disponible, pour chaque producteur, par type de combustible. Pour référence, les productions disponibles, par type de combustible, pour l'année 2025 sont présentées à la Figure 6 et à la Figure 7. Les deux pays se caractérisent par des niveaux croissants de production éolienne et solaire intermittente à l'avenir. L'effet de la baisse de la production flexible sur le réseau signifie que l'on peut s'appuyer sur une partie plus faible de l'offre totale pour répondre à la demande.

Figure 6 Disponibilité des producteurs en France, 2025

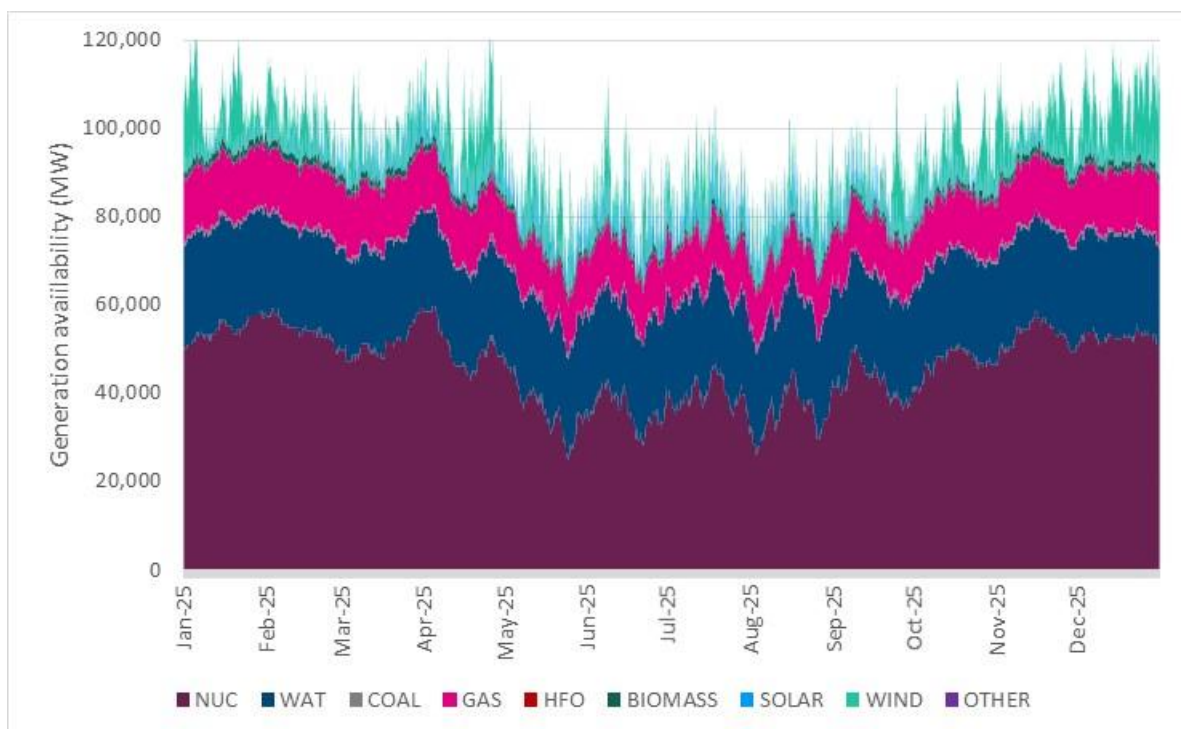
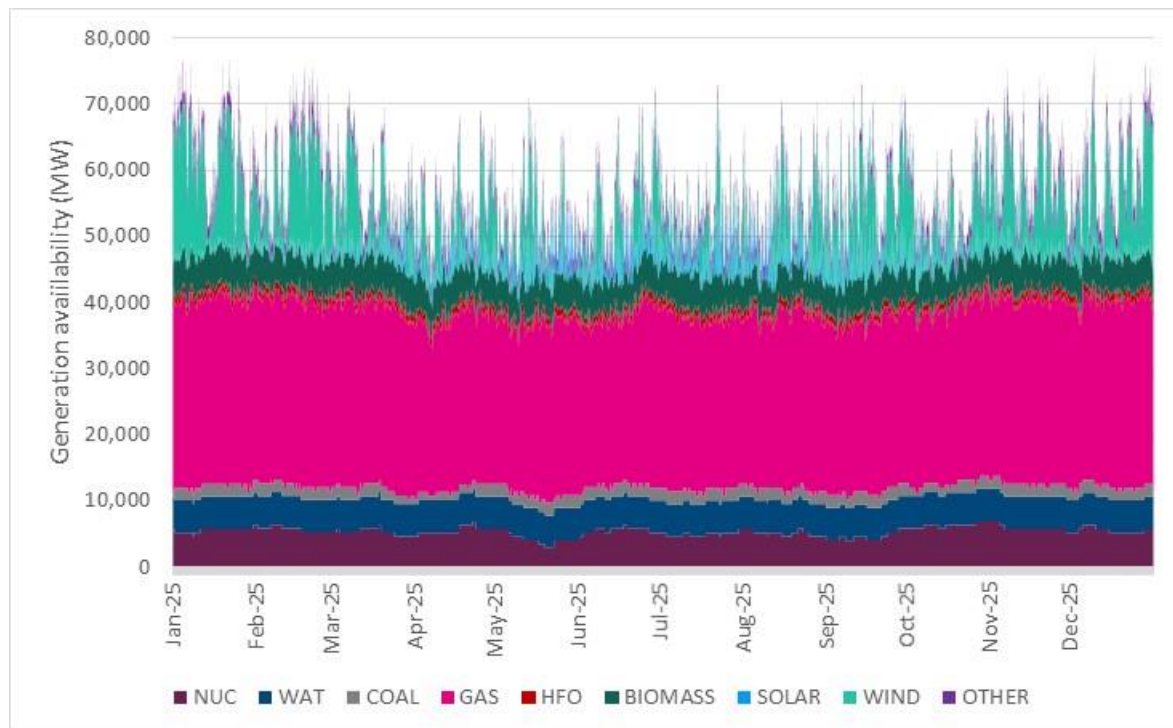
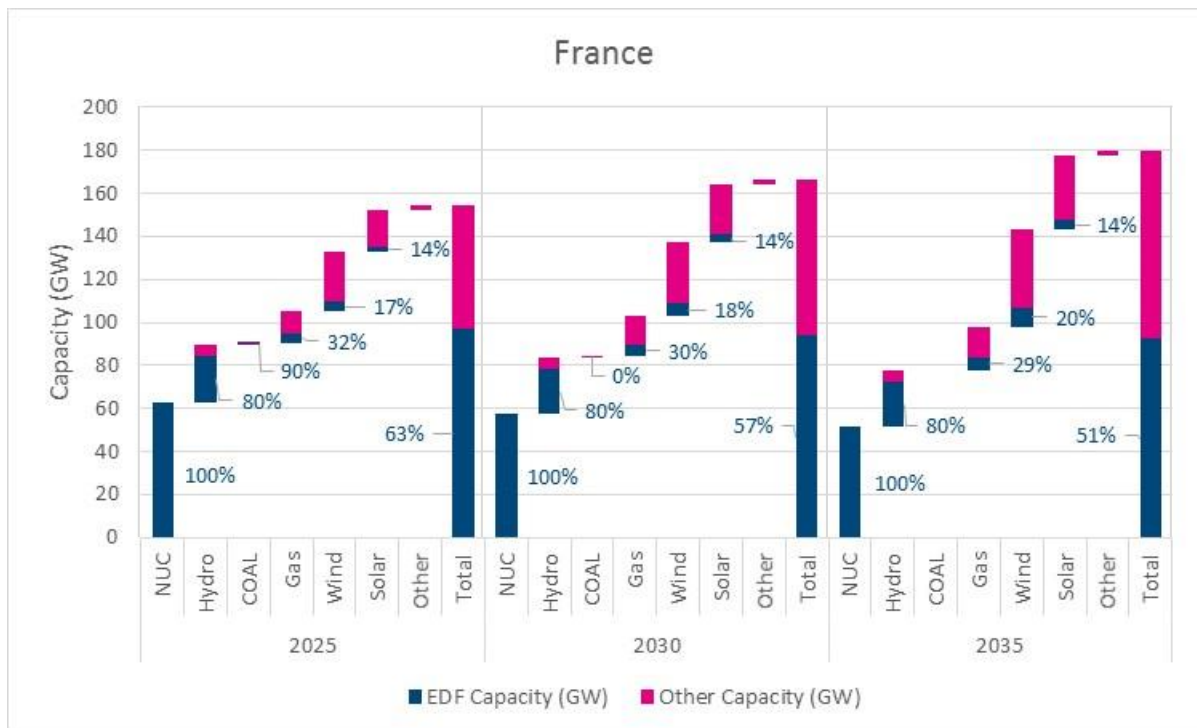


Figure 7 Disponibilité des producteurs en GB, 2025



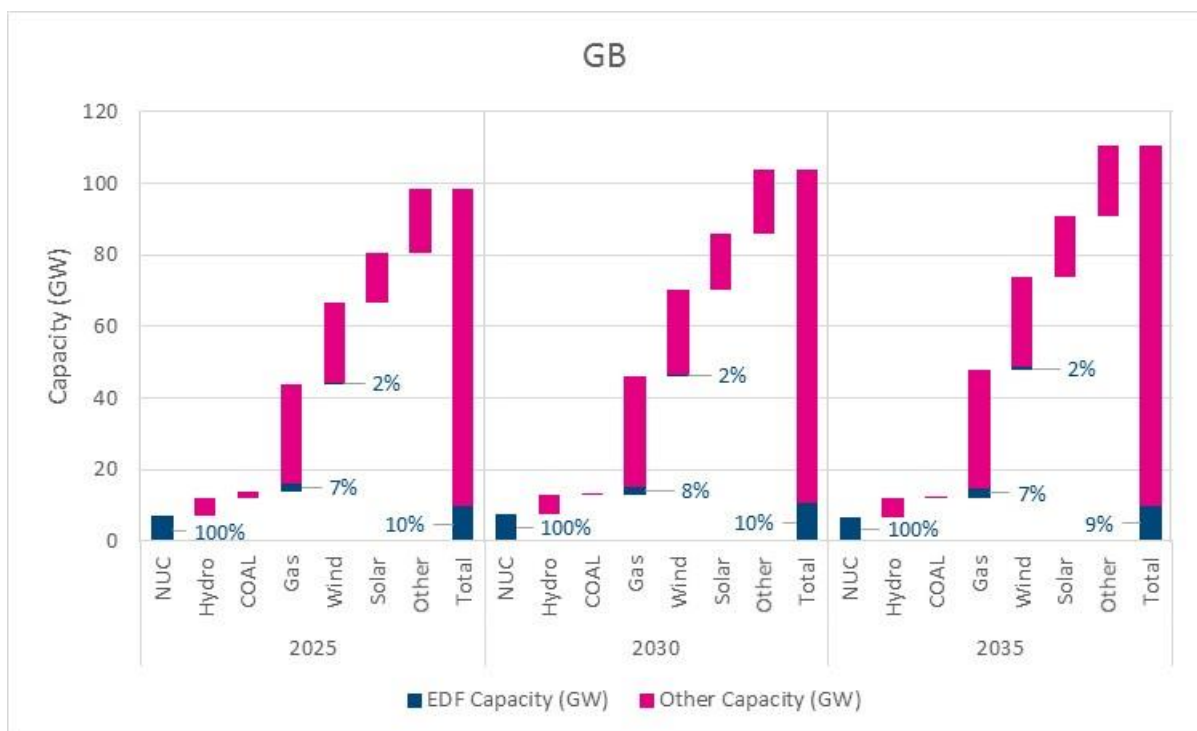
En cartographiant la propriété des activités de production d'EDF directement dans le modèle, il est possible d'établir la production horaire disponible prévue des producteurs d'EDF. La Figure 8 et la Figure 9 indiquent la part de marché prévue pour EDF, par type de combustible, pour chacune des années spot choisies. La capacité totale d'EDF est présentée à la Figure 10 et à la Figure 11.

Figure 8 Part de marché prévue d'EDF par type de combustible en France (par capacité)



*Les pourcentages indiquent la part de marché d'EDF par type de combustible

Figure 9 Part de marché prévue d'EDF par type de combustible en GB (par capacité)



*Les pourcentages indiquent la part de marché d'EDF par type de combustible

Figure 10 Part de la capacité totale prévue d'EDF en France (MW)

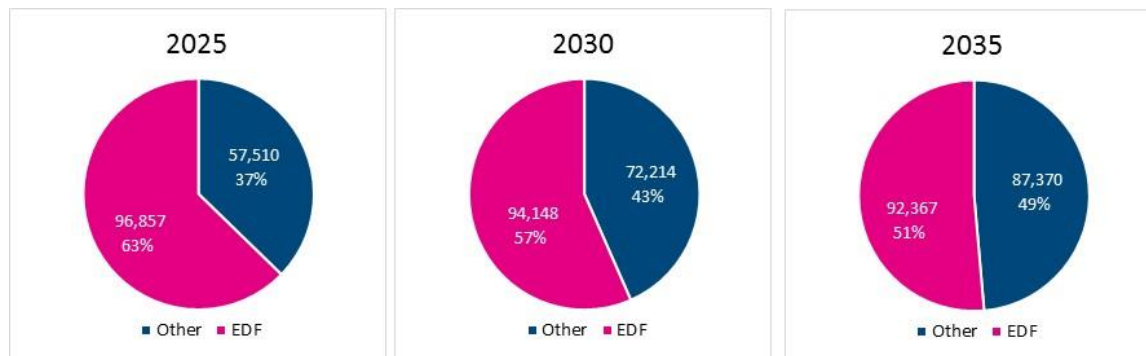
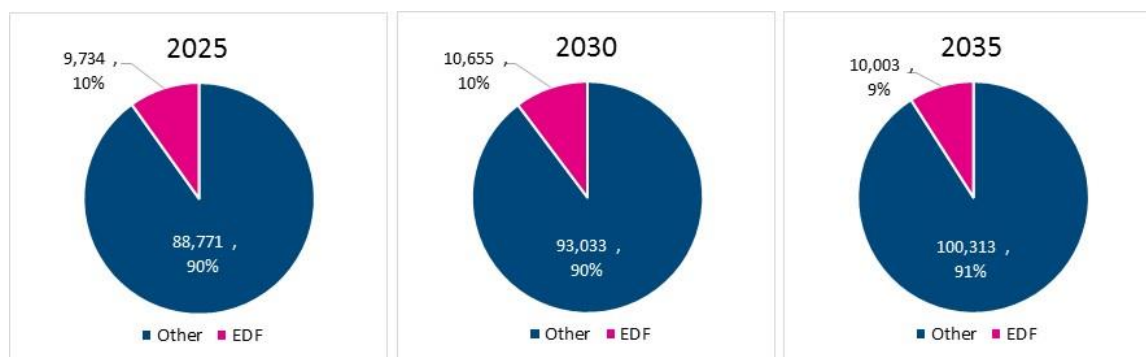


Figure 11 Part de la capacité totale prévue d'EDF en GB (MW)



Au moment de la rédaction, toutes les centrales nucléaires en France appartiennent à EDF, représentant ainsi une capacité de 63 GW en 2025. La part de marché d'EDF en France est donc importante et l'entreprise devrait posséder environ 63 % de la capacité de production de la France cette année-là. EDF possède actuellement plus de la moitié des centrales au charbon et au fioul en France, toutefois elles devraient être fermées progressivement d'ici 2025. La part de marché d'EDF en 2025 devrait donc être inférieure à celle de 2016. Entre 2025 et 2035, la part de marché d'EDF devrait encore se réduire puisque la capacité nucléaire dans le pays diminue tandis que la production éolienne et solaire augmente.

Par rapport aux autres États membres européens, la propriété des activités de production en Grande-Bretagne est très diversifiée. Le marché de l'énergie britannique se caractérise par une concurrence entre les « 6 grandes » entreprises de production et de distribution intégrées verticalement (notamment EDF Energy). Des développements récents ont vu l'entrée sur le marché d'acteurs du marché plus petits dans la production et l'approvisionnement, qui cherchaient à prendre une part du marché de consommation plus actif, ainsi que la tendance en faveur des énergies renouvelables et d'une petite production intégrée. La part de marché de la capacité totale d'EDF en Grande-Bretagne est par conséquent inférieure puisqu'elle devrait seulement être de 10 % en 2025. Elle devrait rester relativement constante en 2030, avec une légère baisse en 2035 en raison du démantèlement des anciennes centrales nucléaires.

Analyse du RSI

Par rapport à la taille globale du marché en Grande-Bretagne et en France (>150 GW en 2025 en France et >90 GW en Grande-Bretagne au moment de la rédaction), l'introduction d'AQUIND représente un changement relativement insignifiant. L'impact global sur le RSI devrait donc être faible. Lorsque

l'interconnexion AQUIND importe, l'approvisionnement disponible total dans le pays importateur augmente, en théorie, ce qui augmente le RSI de ce pays. En pratique, l'allocation de la capacité transfrontalière déterminera l'impact du projet sur le RSI.

Par exemple, dans un scénario extrême, si EDF pouvait exporter l'électricité de la Grande-Bretagne vers la France, via l'interconnexion, alors « l'approvisionnement du vendeur le plus important » augmenterait en France. La même théorie s'appliquerait si EDF devait exporter l'électricité de la France vers la Grande-Bretagne (c.-à-d. que la pivotalité pourrait en conséquence diminuer en Grande-Bretagne).

Hypothèses relatives à la propriété de la capacité

Les hypothèses relatives à la propriété de la capacité concernant la capacité d'AQUIND sont par conséquent cruciales pour connaître les répercussions sur la concurrence. La Demande de dérogation d'AQUIND n'inclut pas de dérogation d'accès des tiers au réseau et à ce titre, toutes les capacités seront allouées de manière concurrentielle à travers des offres de capacité réglementées. Cette approche correspond totalement au mécanisme de répartition, utilisé sur toutes les autres interconnexions réglementées. Nous en concluons que cela supprime la possibilité pour toute partie d'utiliser la capacité d'AQUIND d'une manière anticoncurrentielle.

Pour apprécier l'impact sur la manière dont la capacité pourrait être allouée sur AQUIND, cette analyse du RSI est donc menée dans le cadre de trois scénarios, pour lesquels diverses parts de la capacité de l'interconnexion sont allouées à EDF :

- ▶ 0 % de la capacité totale d'AQUIND alloué à EDF
- ▶ 20 % de la capacité totale d'AQUIND alloués à EDF (il convient de noter que ce chiffre est basé sur une limite de 20 % de la capacité d'importation pour toute partie ayant une part de marché dominante dans le marché importateur)
- ▶ 100 % de la capacité totale d'AQUIND alloués à EDF

La principale analyse suppose que les utilisateurs de l'interconnexion réagissent aux signaux des prix du marché (c.-à-d. que si les prix en France sont inférieurs aux prix britanniques, alors la Grande-Bretagne importera l'électricité de France, et vice-versa). Bien qu'en pratique nous pourrions nous attendre à ce que les acteurs du marché réagissent aux signaux des prix, nous avons également envisagé une sensibilité selon laquelle nous assouplissons cette hypothèse.

Les limites de la capacité imposées dans le calcul du RSI signifient qu'EDF peut posséder jusqu'à 20 % de la capacité d'importation pluriannuelle disponible totale de la France, c.-à-d. 20 % de 1 660 MW (lorsque 1 660 MW représente 80 % de 2 075 MW). Si l'interconnexion n'est pas entièrement utilisée, nous partons tout de même du principe qu'EDF possède le volume de capacité qui aura déjà été alloué.⁹

Il convient de souligner que le scénario, dans lequel 100 % de la capacité de l'Interconnexion AQUIND sont alloués à EDF, est purement théorique. Toutefois, ce scénario offre une représentation d'un scénario théorique le plus défavorable.

⁹ Par exemple, si AQUIND est uniquement utilisée à 50 % pendant une heure spécifique, offrant un flux de 1 000 MW, nous partons du principe que 320 MW de la capacité auront tout de même été alloués à EDF puisque ce volume a déjà été attribué via les adjudications de capacité pluriannuelles.

Résultats de l'analyse du RSI

CASIO a suggéré des seuils afin d'indiquer si une entreprise pouvait influencer le prix du marché. Le seuil suivant a été appliqué afin de fournir une indication de la concentration du marché :

- ▶ Le RSI ne devrait pas être inférieur à 1,1 (110 %) pendant plus de 5 % des heures au cours d'une année

Le Tableau 1 et le Tableau 2 indiquent le nombre de fois où le RSI est inférieur à ce seuil.

Tableau 1 RSI pour EDF – France

Allocation à EDF de la capacité d'AQUIND		Nombre de fois où le RSI est inférieur à 110 % (indiquant la pivotalité)					
		2025		2030		2035	
		N°	%	N°	%	N°	%
0 %	Sans AQUIND	8 756	99,9 %	8 720	99,5 %	8 592	98,1 %
	Avec AQUIND	8 756	99,9 %	8 720	99,5 %	8 581	98,0 %
	% de modification	0,0 %		0,0 %		-0,1 %	
20 %	Sans AQUIND	8 756	99,9 %	8 720	99,5 %	8 592	98,1 %
	Avec AQUIND	8 756	99,9 %	8 720	99,5 %	8 581	98,0 %
	% de modification	0,0 %		0,0 %		-0,1 %	
100 %	Sans AQUIND	8 756	99,9 %	8 720	99,5 %	8 592	98,1 %
	Avec AQUIND	8 756	99,9 %	8 720	99,5 %	8 583	98,0 %
	% de modification	0,0 %		0,0 %		-0,1 %	

Tableau 2 RSI pour EDF – GB

Allocation à EDF de la capacité d'AQUIND		Nombre de fois où le RSI est inférieur à 110 % (indiquant la pivotalité)					
		2025		2030		2035	
		N°	%	N°	%	N°	%
0 %	Sans AQUIND	391	4,5 %	448	5,1 %	376	4,3 %
	Avec AQUIND	268	3,1 %	312	3,6 %	288	3,3 %
	% de modification	-31,5 %		-30,4 %		-23,4 %	
20 %	Sans AQUIND	391	4,5 %	448	5,1 %	376	4,3 %
	Avec AQUIND	293	3,3 %	335	3,8 %	303	3,5 %
	% de modification	-25,1 %		-25,2 %		-19,4 %	
100 %	Sans AQUIND	391	4,5 %	448	5,1 %	376	4,3 %
	Avec AQUIND	395	4,5 %	459	5,2 %	399	4,6 %
	% de modification	1,0 %		2,5 %		6,1 %	

Impact en France

En France, le RSI est presque toujours inférieur à 110 %, même sans l'interconnexion AQUIND, ce qui traduit l'importance de la part de marché de la production existante d'EDF. Il y a une légère amélioration pour l'avenir, en raison de l'hypothèse selon laquelle EDF connaît une petite réduction

de sa part de marché en 2030 et 2035. Cette amélioration est insuffisante pour ramener le RSI aux seuils requis.

L'impact de l'interconnexion AQUIND sur la concurrence sur le marché en France est minime pour deux raisons :

1. Il n'y a pas souvent d'importations en France dans la mesure où les prix de l'électricité sont généralement supérieurs en Grande-Bretagne¹⁰
2. La part de marché d'EDF est déjà considérable et donc l'effet d'une interconnexion de 2 GW est faible. Même si les 2 GW de la capacité de l'interconnexion étaient alloués à EDF, cela n'entraînerait qu'une augmentation marginale de sa part de marché globale dans les scénarios d'importation.

Impact en Grande-Bretagne

En Grande-Bretagne, EDF a une part de marché plus petite qu'en France et en conséquence, le RSI est supérieur à 110 % la plupart du temps. Cela indique qu'EDF n'est pas un acteur pivot du marché. En 2030, l'évaluation du RSI baisse très légèrement en deçà du seuil si l'on considère les scénarios sans l'interconnexion AQUIND (c.-à-d. que le RSI tombe en dessous de 110 % pendant plus de 5 % de l'année). L'influence croissante d'EDF sur le marché en 2030 peut être attribuée à l'introduction de la nouvelle production nucléaire (c.-à-d. Hinkley Point C), ce qui accroît la capacité d'EDF de plus de 3 GW. La part de marché d'EDF se réduit à nouveau en 2035 en raison du démantèlement de certaines de ses centrales nucléaires existantes.

Un RSI supérieur, associé à une capacité de production plus petite, signifie que l'impact de l'interconnexion AQUIND est plus évident en Grande-Bretagne qu'en France. L'interconnexion AQUIND apporte (jusqu'à) 2 GW de capacité supplémentaires au pays et améliore donc fondamentalement le RSI.

- ▶ En supposant qu'aucune partie de la capacité de l'interconnexion n'est allouée à EDF, le RSI s'améliore pour chacune des trois années spot.
- ▶ Si 100 % de la capacité de l'interconnexion sont alloués à EDF, le RSI diminuera généralement et le nombre de fois où le RSI tombe en dessous de 110 % augmentera. Il convient de noter que ce scénario particulier n'est pas réaliste puisque les règles énoncées dans la demande de dérogation ne permettraient pas à EDF d'utiliser 100 % de la capacité de l'interconnexion.

La Figure 12 et la Figure 13 présentent les courbes de durée du RSI dans chacune des années spot choisies pour la France et la Grande-Bretagne, en supposant qu'aucune partie de la capacité de l'interconnexion n'est allouée à EDF. Ces graphiques réitèrent à quel point l'impact global de l'interconnexion AQUIND est faible (et qu'il est donc impossible de faire une distinction entre le scénario « avec » et « sans » pour AQUIND). La Figure 14 et la Figure 15 mettent également en évidence la façon dont l'allocation de différents niveaux de capacité de l'interconnexion à EDF a un effet minimal sur les résultats généraux. Cela est principalement dû à la taille de l'interconnexion (2 GW) par rapport à celle de l'ensemble des marchés français et britannique.

¹⁰ Pendant l'année, les résultats indiquent que les flux de Grande-Bretagne vers la France (via AQUIND) ont lieu pendant 5 heures en 2025, 34 heures en 2030 et 135 heures en 2035

Figure 12 Courbe de durée du RSI pour la France (en supposant que 0 % de la capacité de l'interconnexion est alloué à EDF)

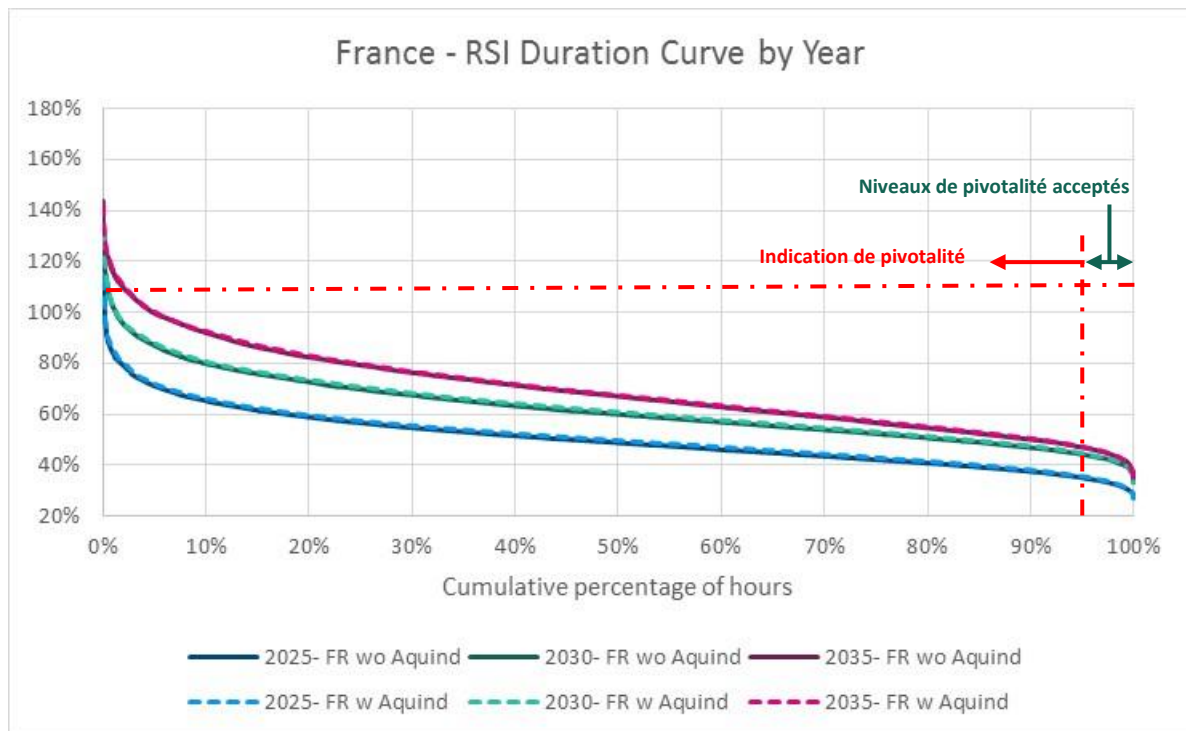


Figure 13 Courbe de durée du RSI pour la GB (en supposant que 0 % de la capacité de l'interconnexion est alloué à EDF)

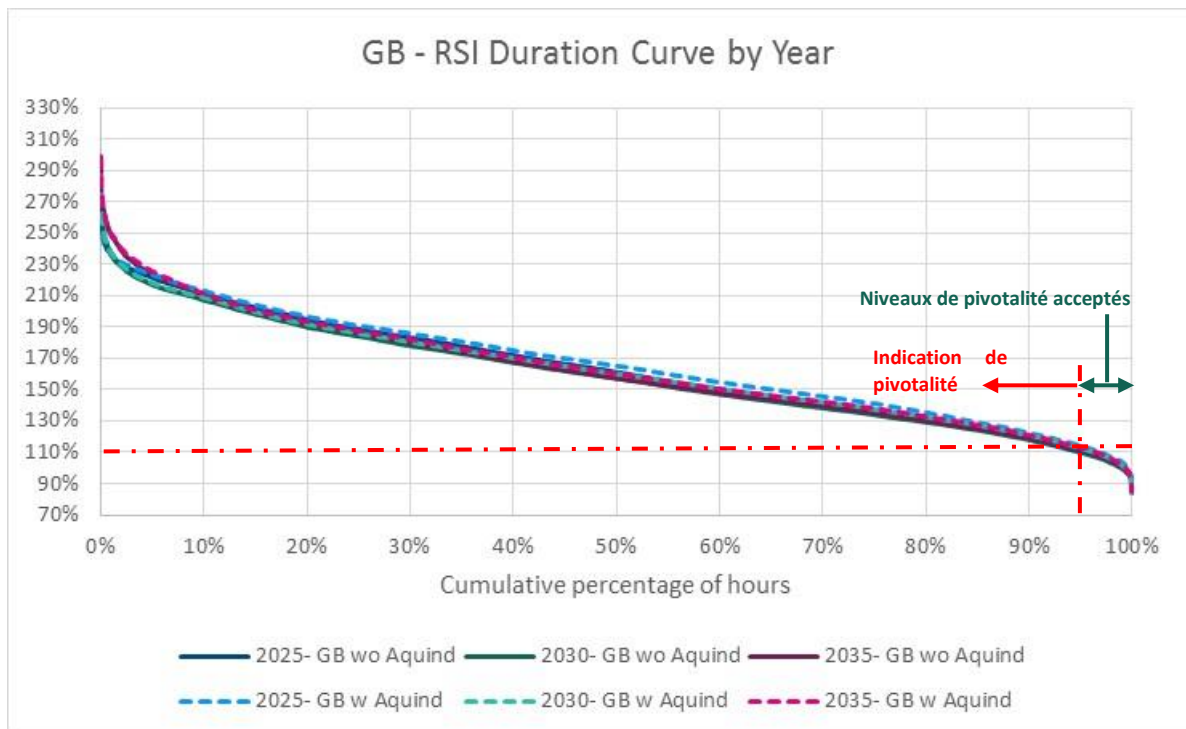


Figure 14 Courbe de durée du RSI pour la France avec divers niveaux de capacité de l'interconnexion alloués à EDF, 2035

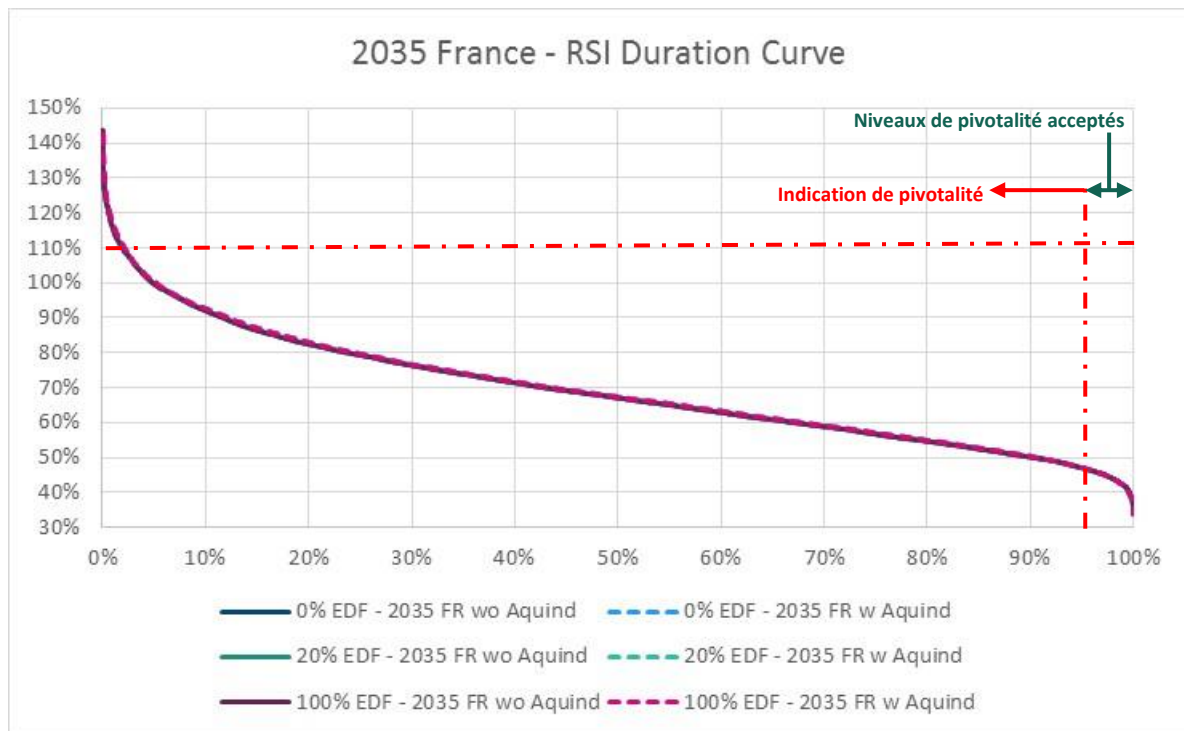
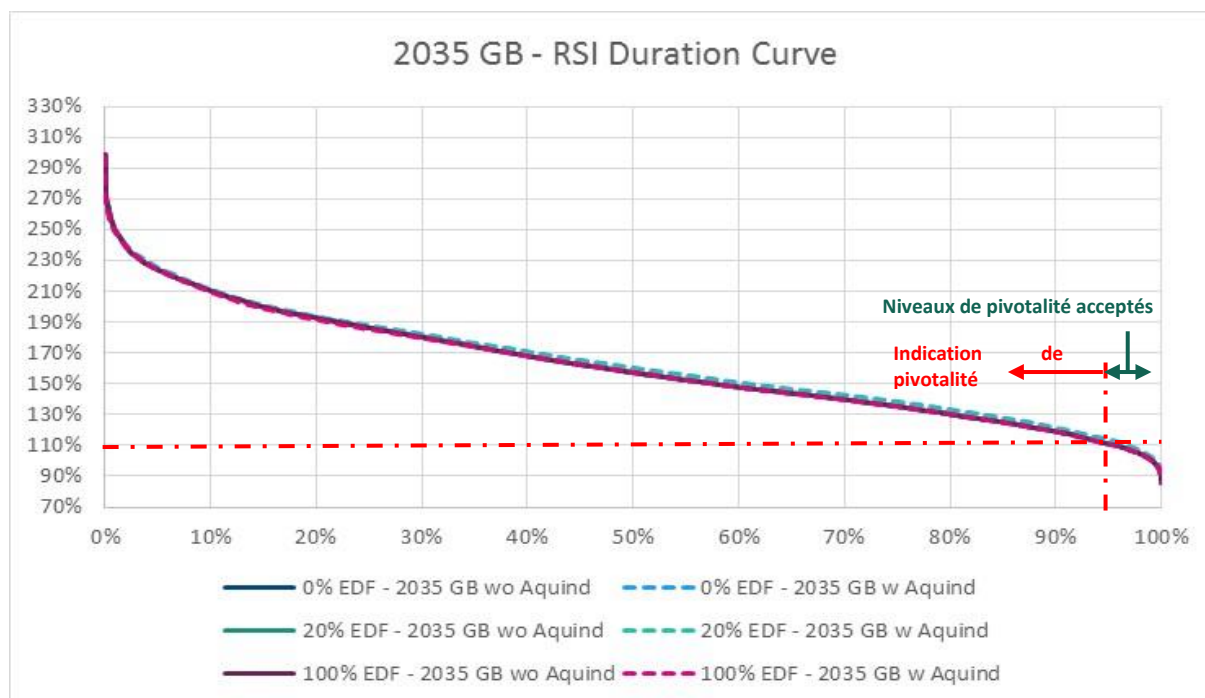


Figure 15 Courbe de durée du RSI pour la GB avec divers niveaux de capacité de l'interconnexion alloués à EDF, 2035



Analyse de sensibilité

Dans l'analyse ci-dessus, l'impact de l'interconnexion AQUIND est basé sur les flux réels tirés du modèle de marché de Baringa. Cela suppose que les flux sur l'interconnexion respectent les signaux des prix du marché. Si un acteur du marché ne respecte pas ces principes visant un gain stratégique, par exemple en achetant une capacité précise dans une direction opposée à la direction économique, la capacité de l'interconnexion disponible complète, plutôt que les flux réels, devra également être prise en compte lors du calcul du RSI.

Une étude de sensibilité a été menée afin de déterminer l'impact du RSI, si les signaux des prix et la direction du flux ne sont pas respectés (c.-à-d. qu'une capacité de l'interconnexion de 2 GW est disponible pour l'importation tout au long de l'année dans l'un ou l'autre pays, quels que soient les signaux des prix). Il convient de noter qu'elle est considérée comme une étude théorique et qu'en réalité, il est hautement improbable qu'un acteur du marché choisisse d'exporter l'électricité à l'encontre des prix du marché. Le Tableau 3 et le Tableau 4 présentent les résultats de cette analyse de sensibilité.

Tableau 3 Concentration du marché d'EDF en France (sensibilité)

Allocation à EDF de la capacité d'AQUIND		Nombre de fois où le RSI est inférieur à 110 %					
		2025		2030		2035	
		N°	%	N°	%	N°	%
0 %	Sans AQUIND	8 756	99,9 %	8 720	99,5 %	8 592	98,1 %
	Avec AQUIND	8 756	99,9 %	8 720	99,5 %	8 581	98,0 %
	% de modification	0,0 %		0,0 %		-0,1 %	
20 %	Sans AQUIND	8 756	99,9 %	8 720	99,5 %	8 592	98,1 %
	Avec AQUIND	8 757	99,9 %	8 724	99,6 %	8 595	98,1 %
	% de modification	0,0 %		0,0 %		0,0 %	
100 %	Sans AQUIND	8 756	99,9 %	8 720	99,5 %	8 592	98,1 %
	Avec AQUIND	8 760	100,0 %	8 739	99,8 %	8 659	98,8 %
	% de modification	0,0 %		0,2 %		0,8 %	

Tableau 4 Concentration du marché d'EDF en GB (sensibilité)

Allocation à EDF de la capacité d'AQUIND		Nombre de fois où le RSI est inférieur à 110 %					
		2025		2030		2035	
		N°	%	N°	%	N°	%
0 %	Sans AQUIND	391	4,5 %	448	5,1 %	376	4,3 %
	Avec AQUIND	268	3,1 %	312	3,6 %	288	3,3 %
	% de modification	-31,5 %		-30,4 %		-23,4 %	
20 %	Sans AQUIND	391	4,5 %	448	5,1 %	376	4,3 %
	Avec AQUIND	299	3,4 %	344	3,9 %	320	3,7 %
	% de modification	-23,5 %		-23,2 %		-14,9 %	
100 %	Sans AQUIND	391	4,5 %	448	5,1 %	376	4,3 %
	Avec AQUIND	422	4,8 %	495	5,7 %	459	5,2 %
	% de modification	7,9 %		10,5 %		22,1 %	

L'analyse de sensibilité indique que, même si les 2 GW de la capacité de l'interconnexion ont été mis à disposition d'EDF à tous moments (avec 100 % de la capacité alloués à EDF), l'impact sur le RSI, sur le marché français, sera insignifiant. Dans le cas où l'allocation à EDF est limitée à 20 %, il n'y a aucun impact global sur le RSI.

Les résultats pour le marché britannique indiquent un niveau de sensibilité élevé par rapport à la disponibilité de la capacité de l'interconnexion. Les modifications seront plus importantes en 2035, si 100 % de la capacité a été allouée à EDF. Dans ce cas, l'impact de l'interconnexion est suffisante pour que le RSI tombe en dessous de 110 % pendant 5,2 % de l'année. Le Tableau 5 indique que, dans le cadre de ce scénario, l'impact de l'Interconnexion AQUIND vise à réduire le RSI pour chacune des trois années spot.

Tableau 5 Concentration du marché d'EDF en GB (sensibilité)

Allocation à EDF de la capacité d'AQUIND		Nombre de fois où le RSI est inférieur à 110 %					
		2025		2030		2035	
		N°	%	N°	%	N°	%
40 %	Sans AQUIND	391	4,5 %	448	5,1 %	376	4,3 %
	Avec AQUIND	323	3,7 %	380	4,3 %	347	4,0 %
	% de modification	-17,4 %		-15,2 %		-7,7 %	

HHI – Analyse de la concentration du marché

Les parts de marché ou les ratios de concentration sont un outil simple et utile à la fois afin de montrer la concentration d'un marché à un moment donné. L'analyse de l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI, Herfindahl-Hirschman Index) d'AQUIND a été réalisée comme suit :

- ▶ Premièrement, nous examinons la structure de marché et la concentration du marché actuelles en Grande-Bretagne et en France.
- ▶ Deuxièmement, nous envisageons l'impact de l'Interconnexion AQUIND sur la concentration des marchés français et britannique mesurée par l'HHI. Cette analyse simple utilise les flux de l'interconnexion IFA 2015 comme indicateur de l'impact de l'interconnexion AQUIND sur la production en Grande-Bretagne et en France. Cet impact est mesuré en comparant l'HHI avant et après la prise en compte des flux de l'interconnexion.

HHI

Il existe de nombreuses façons de mesurer la concentration du marché sur un marché. Pour cette analyse, nous avons utilisé l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI).

L'HHI mesure la concentration du marché concerné, à un moment donné, en calculant la somme des parts de marché au carré de tous les acteurs du marché sur un marché. L'analyse HHI peut se lire comme suit :

- ▶ Une valeur HHI inférieure à 1 000 suggère un marché ultra concurrentiel et non concentré
- ▶ Un HHI entre 1 000 et 1 800 indique un marché modérément concentré
- ▶ Un HHI supérieur à 1 800 indique un marché ultra concentré.

Le niveau de 1 800 est souvent considéré comme étant le seuil pour un niveau de concurrence acceptable. Les valeurs de l'HHI sont calculées pour les deux capacités de production et pour la production énergétique.

L'analyse de l'HHI ainsi que les mesures de la concentration offrent une mesure utile permettant d'effectuer une comparaison mais également de présenter certaines lacunes :

- ▶ Elles ne tiennent pas compte du fait qu'une entreprise a une bonne raison d'exercer un pouvoir sur le marché.
- ▶ Elles ne tiennent pas compte des modifications éventuelles de l'offre (c.-à-d. les nouveaux venus possibles) ou des modifications de la demande (c.-à-d. la réactivité du côté de la demande). Une modification de la réactivité vis-à-vis des clients peut, par exemple, réduire le pouvoir sur le marché puisque les clients réagissent davantage aux prix de l'électricité (ce qui accroît l'élasticité de la demande).
- ▶ Lorsqu'un HHI est appliqué à la capacité (par rapport à la production), il se peut qu'il ne prenne pas en compte la capacité technique de production de chaque acteur du marché.

Aux fins de cette analyse, nous avons estimé l'HHI en Grande-Bretagne et en France sur la base de la production énergétique plutôt que sur la capacité installée, ce qui évite d'avoir à formuler des hypothèses sur la capacité techniquement disponible. L'analyse est basée sur une évaluation statique pour 2015.

Nous avons d'abord examiné la concentration du marché actuelle en Grande-Bretagne et en France pour 2015. Nous avons ensuite introduit une interconnexion théorique, basée sur le profil des flux réel pour 2015 de l'interconnexion IFA existante, afin d'évaluer l'impact d'une nouvelle interconnexion sur la concentration du marché en Grande-Bretagne et en France. Cette analyse simple offre une vision de l'impact probable de l'interconnexion AQUIND sur la concurrence, d'après la direction dominante du flux prévue sur l'interconnexion.

Part de marché

La part de marché est une entrée directe de la mesure de l'HHI. La part de marché peut également être utilisée seule pour examiner dans quelle mesure un acteur du marché peut être dans une position dominante. Les autorités nationales concernées définissent rarement un seuil pour exprimer la domination puisque les conditions spécifiques du marché, et la mesure dans laquelle la domination est présente, ne sont pas universelles. Par exemple, il est tout aussi important d'évaluer la part de marché d'une entreprise par rapport aux autres, l'entrée facile sur le marché, les obstacles au marché et la taille globale de l'entreprise.

Dans les procédures antitrust européennes, la Commission européenne considère que « si une société a une part de marché inférieure à 40 %, il est peu probable qu'elle ait une position dominante ». Cela fournit une mesure utile pour envisager l'impact d'AQUIND sur la part de marché en Grande-Bretagne et en France. Toutefois, dans le cadre de cette évaluation de la domination, nous exigeons une évaluation du marché des produits – c.-à-d. la mesure dans laquelle il existe un substitut au produit, dans ce cas la capacité transfrontalière franco-britannique – et du marché géographique – c.-à-d. la zone de marché pour laquelle les impacts sur la concurrence devraient être évalués.

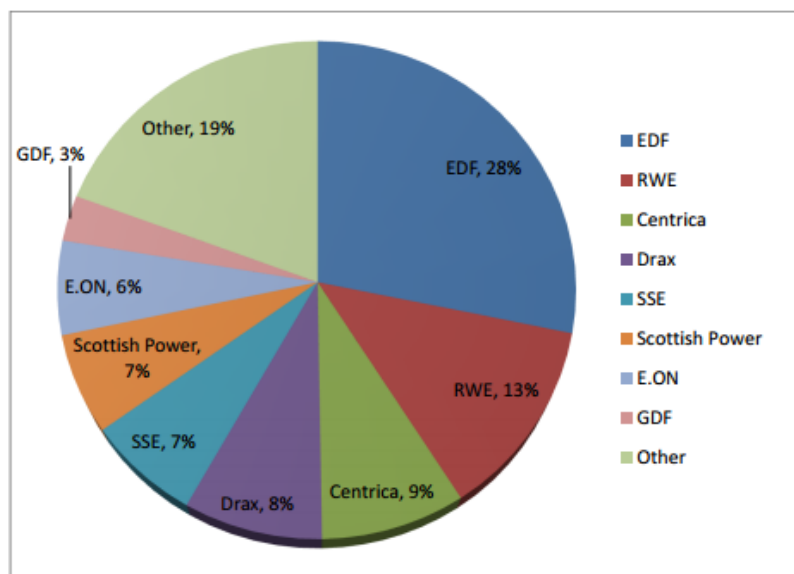
Concentration du marché britannique

Le marché de la production britannique se caractérise par de nombreux acteurs du marché. Au moment de la rédaction, EDF détenait la plus grande part du marché de la production britannique et devrait maintenir cette position à l'avenir. Comme cela est démontré dans la Figure 16 ci-dessous, l'analyse de l'HHI de l'Ofgem pour le marché de gros britannique révèle une faible concentration du marché britannique.¹¹ L'Ofgem a calculé que l'HHI total s'élève à 1 267. Cette valeur est en deçà du seuil de 1 800 et s'approche du seuil de 1 000, qui est considéré comme représentant un marché concurrentiel non concentré.

L'analyse de l'Ofgem montre qu'EDF détient la plus grande part de marché par volume mesuré (28 %), sur la base de l'analyse de 2015. La seconde part de marché par volume mesuré est détenue par RWE (13 %), suivie de Centrica (9 %) et Drax (8 %). Bien que nous reconnaissons que la part de marché seule n'est pas une mesure parfaite de la domination du marché, la part de marché d'EDF est bien inférieure au seuil de 40 % défini par la Commission européenne (comme expliqué ci-dessus).

¹¹ Ces informations sont incluses dans le rapport national 2016 de l'Ofgem soumis à la Commission européenne, qui est accessible [ici](#) sur le site Web de l'Ofgem.

Figure 16 Part du marché de gros de l'électricité en 2015 en GB, sur la base du volume mesuré¹²



Concentration du marché français

Le marché de l'électricité français est dominé par EDF et par conséquent, toutes les estimations de l'HHI pour la France fournissent une valeur bien supérieure à 1 800, ce qui indique un marché ultra concentré.

En France, au moment de la rédaction, EDF avait une position dominante sur le marché de gros de l'électricité, avec plus de 98 % de la capacité de production détenue par trois entreprises : EDF, GDF Suez et E.On/Uniper. En supposant que le reste de l'électricité française est produite par un petit acteur du marché, avec une part de marché de la production totale de moins de 2,5 %, une approximation de l'HHI pour la France est présentée dans le Tableau 6 ci-dessous.

Tableau 6 HHI du marché de l'électricité français en 2015

	Part de marché	HHI
EDF	90 %	8 100
GDF Suez/Engie	5 %	25
E.On/Uniper	2,5 %	6
Autre	2,5 %	0
Total	100 %	8 131

RTE rapporte une production française pour 2015 de 547 GWh.¹³ En 2015, plus de 75 % de l'électricité française étaient produits par l'énergie nucléaire, dont la capacité totale est détenue par EDF. Le Tableau 7 présente une ventilation de la production totale française en 2015, par type de combustible, telle que rapportée par RTE.

¹² Analyse de l'Ofgem Voir note de bas de page 2.

¹³ RTE : http://www.rte-france.com/sites/default/files/presentation_des_seef_2015.pdf

Tableau 7 Production d'électricité estimée en France en 2015

Production d'électricité	GWh	Production totale en pourcentage
Nucléaire	416 797	76 %
Charbon	8 646	2 %
Pétrole	3 810	1 %
Gaz	21 924	4 %
Hydraulique	59 079	11 %
Énergies renouvelables	36 510	7 %
Total	546 767	100 %

Introduction de l'interconnexion AQUIND

Impact d'AQUIND sur le marché britannique

Le marché de la production britannique bénéficie actuellement d'une faible concentration du marché, comme l'a montré l'analyse de l'HHI ci-dessus. La faible concentration du marché britannique devrait se poursuivre à l'avenir dans la mesure où les nouveaux acteurs du marché continuent à accroître leur part de marché, réduisant ainsi la part de marché des 6 grands fournisseurs d'énergie.

Pour la Grande-Bretagne, l'interconnexion AQUIND fournira à d'autres acteurs du marché l'occasion de concurrencer les fournisseurs britanniques actuels. Sur la base de l'analyse des parts de marché actuelles, nous ne considérons pas qu'un acteur du marché de la production britannique bénéficie d'une position dominante sur le marché.¹⁴ Nous avons toutefois envisagé l'impact que l'apport de l'interconnexion AQUIND aurait sur la concentration du marché.

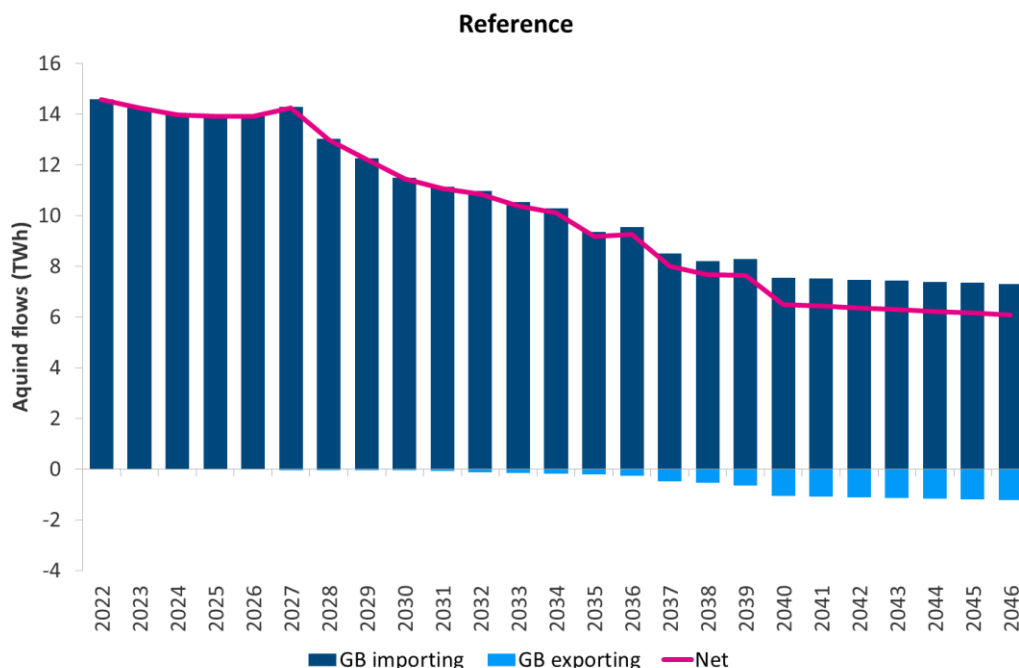
Pour cette analyse, nous avons utilisé les flux énergétiques annuels de l'IFA en 2015, comme indicateur pour AQUIND, ainsi que les données sur la concentration du marché en Grande-Bretagne, afin d'envisager l'impact qu'aurait une interconnexion franco-britannique supplémentaire sur la concentration du marché de la production britannique.

En 2015, le flux net sur l'IFA a donné lieu à 14,4 TWh d'importations sur le marché britannique.¹⁵ Cela vient des 14,6 TWh de flux depuis la France vers la Grande-Bretagne et des quelques 0,18 TWh de flux depuis la Grande-Bretagne vers la France. Ce modèle de flux économique, avec le prix britannique dépassant le prix français entraînant ainsi des importations britanniques, devrait prévaloir puisque le prix en Grande-Bretagne continue à être plus élevé que le prix en France dans la modélisation d'AQUIND. La Figure 17 ci-dessous présente les résultats de la modélisation AQUIND dans le cadre du Cas de référence montrant cette tendance.

¹⁴ Même EDF, avec une part de marché de 28 % basée sur l'analyse de 2015, a une part de marché bien inférieure aux seuils identifiés par les autorités de la concurrence européennes.

¹⁵ Source des données de l'ENTSO-E : <https://www.entsoe.eu/db-query/exchange/detailed-electricity-exchange>

Figure 17 Utilisation d'AQUIND, analyse du Cas de référence 2017 pour AQUIND¹⁶



Bien que l'analyse de 2015 porte sur une seule année, nous pouvons voir, d'après l'analyse ci-dessus, qu'elle est représentative des flux prévus pour AQUIND pendant une partie importante de l'exploitation de l'interconnexion.

Nous avons supposé que les 14 TWh d'importations britanniques nettes supplantent toute autre production en Grande-Bretagne. Dans la mesure où AQUIND fournira probablement des importations d'électricité de base à la Grande-Bretagne, aux fins de cette analyse, nous supposons que les flux de l'IFA de 2015 supplanteront principalement la production de charbon et de gaz en Grande-Bretagne. En calculant la part de marché des acteurs du marché responsables de la production de charbon et de gaz en Grande-Bretagne, ainsi que le ratio de charbon et de gaz en proportion de la production britannique totale, nous pouvons calculer la modification de la part de marché suite aux importations britanniques depuis la France.

Pour la Grande-Bretagne, notre analyse conclut que l'introduction d'une interconnexion supplémentaire avec un modèle de flux conforme à celui de l'IFA aurait un impact insignifiant sur la concentration du marché de la production britannique. L'analyse entraîne une modification de l'HHI de la Grande-Bretagne, qui passe de 1 267 à 1 278. Cela confirme la position, énoncée au niveau qualitatif précédemment dans cette section.

Impact d'AQUIND sur le marché français

En France, la direction des flux constatée sur l'interconnexion IFA en 2015, conformément à ce qui a été prévu pour AQUIND et illustré à la Figure 17, entraînerait une demande supplémentaire. Nous supposons que cette demande serait satisfaite par une production mixte en France, à savoir, selon nous, une capacité thermique, comme le gaz ou le charbon.

¹⁶ Source : analyse de Baringa

La capacité thermique d'EDF en France s'élève à 12,2 GW, ce qui représente jusqu'à 70 % de la capacité thermique totale en France (la capacité thermique totale retenue par RTE était de 18 GW en 2015).¹⁷ Aux fins de cette analyse, nous supposons que la capacité thermique restante en France se partage entre les autres grandes entreprises de production GDF Suez/Engie et E.On. En pratique, d'autres petits acteurs du marché sont responsables d'une partie de la production thermique française. Dans la mesure où ces acteurs du marché détiennent au total seulement une petite part du marché de la production totale en France (moins de 2,5 %), nous supposons que la modification de la part du marché de la production thermique aurait un impact important sur la concentration du marché de la production totale et donc sur les modifications de réduction de la part de marché pour ces parties dans notre analyse.

La production supplémentaire résultant des exportations de l'IFA devrait donc augmenter la production d'EDF, de GDF Suez/Engie et d'E.On proportionnellement à leur capacité de production thermique supposée en 2015. Nous avons calculé l'HHI qui en résulte pour le marché de la production française afin de montrer comment cela change avec l'ajout des flux de l'IFA de 2015. Comme prévu, l'impact des flux de l'IFA sur la production française annuelle totale a une incidence négligeable sur l'HHI du marché de la production français. Cette analyse simple montre que l'HHI baisse légèrement, passant de 8 131 à 8 040. Cela découle en grande partie de la part de marché de la production thermique d'EDF en France, qui est nettement inférieure à sa part de marché de la production totale. En supposant que la production supplémentaire nécessaire pour répondre à la demande française via l'interconnexion est atteinte grâce à la production thermique, cela pourra réduire la part de marché de la production globale d'EDF.

Tableau 8 HHI du marché de l'électricité français avec des exportations supplémentaires

	Part de marché	HHI
EDF	89,5 %	8 005
GDF Suez/Engie	5,3 %	28
E.On	2,8 %	8
Autre	2,4 %	0
Total	100,0 %	8 040

¹⁷ http://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/prod/parc_reference.jsp

Mesures d'atténuation

Retenue stratégique de la capacité

En plus de l'impact d'une interconnexion sur la part de marché, de l'HHI et du RSI, il est important d'envisager dans quelle mesure une nouvelle interconnexion pourrait entraîner un abus de marché de manière plus générale.

Les règles d'allocation de capacité pour les interconnexions électriques transfrontalières sont destinées à garantir un accès transparent et non discriminatoire à la capacité. Une allocation de la capacité concurrentielle suivant ces principes devrait faciliter les échanges transfrontaliers et via la pression concurrentielle provenant des enchères de capacité, réduire le risque qu'une partie gagne une part significative de la capacité de l'interconnexion.

Pour toutes les infrastructures transfrontalières, le risque d'une manipulation du marché, et en particulier la possibilité d'une retenue stratégique de la capacité, est une préoccupation essentielle des décideurs politiques.

La retenue stratégique de la capacité est une forme d'abus de marché qui, en théorie, peut être exercé sur la capacité de l'interconnexion transfrontalière. En théorie, il pourrait y avoir une retenue stratégique de la capacité lorsqu'un acteur du marché est en mesure de retenir la capacité transfrontalière de manière à ce qu'elle profite aux portefeuilles de production existants dans les marchés raccordés – par exemple, en réduisant l'offre sur un marché importateur, ce qui augmenterait artificiellement le prix du marché. Lorsque cette même partie détient une part importante du marché de la production et que la perte de revenus via la retenue de la capacité n'est pas significative, ce type d'action de jeu peut générer des profits sur le marché de gros pour le portefeuille de la partie qui effectue la retenue.

La retenue stratégique de la capacité est généralement plus préoccupante pour un marché ultra concentré. Cette activité entraînerait un transfert du surplus social des consommateurs vers les producteurs, sur le marché importateur, en raison de prix du marché de gros plus élevés résultant de la baisse de l'offre énergétique. En outre, ce type de jeu de marché entraînerait un niveau d'échanges moins efficace entre les marchés, dans la mesure où les échanges efficaces du point de vue économique ne seraient pas réalisés.

La retenue stratégique de la capacité électrique transfrontalière est généralement atténuée dans certaines conditions de revente de la capacité lorsque celle-ci n'est pas utilisée. Les principes de l'obligation d'utiliser les droits sous peine de perte définitive (« use-it-or-lose-it ») ou de vente (« use-it-or-sell-it ») obligent les détenteurs de la capacité à désigner et utiliser les droits relatifs à la capacité transfrontalière ou leur font perdre ces droits de revente aux autres acteurs du marché.

Nous en concluons que, dans la mesure où toute la capacité d'AQUIND sera mise à disposition via des produits réglementés compétitifs, nous ne prévoyons pas qu'un acteur du marché puisse utiliser la capacité d'AQUIND pour réaliser des gains anticoncurrentiels en Grande-Bretagne ou en France.

Index

ACGC	Attribution de la capacité et gestion de la congestion
ACT	Allocation de capacité à terme
DGC	Directives sur la gestion de la congestion
EDF	Électricité de France
ENTSO-E	Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport
FR	France
GB	Grande-Bretagne
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
GWh	GigaWatt heure
HHI	Indice de Herfindahl-Hirschman
IC	Interconnexion
IFA	Interconnexion France-Angleterre
Les 6 grands	Les 6 grands fournisseurs d'énergie britanniques
PV solaire	photovoltaïque solaire
RTE	Réseau de transport d'électricité
TWh	Térawatt heure
UIOLI	Use-it-or-lose-it (obligation d'utiliser les droits sous peine de perte définitive)
UIOSI	Use-it-or-sell-it (obligation d'utiliser les droits sous peine de vente)