

Rapport de fin de projet

- Reactive Power Market



Coécrit par : Thomas Buisseret (ORES), David Vangulick (ORES), Rik Vermeulen (Luminus) et
Maxime Kelder (Luminus)

Mai 2025

Table des matières

Résumé - Abstract.....	3
1) Introduction.....	4
1.1 Contexte.....	4
1.2 Démonstrateur.....	5
2) Définition du problème et objectifs du projet pilote.....	5
2.1 Définitions du problème.....	5
2.2 Objectifs du projet pilote.....	6
2.2.1 Objectifs d'ORES.....	7
2.2.2 Objectifs de Luminus.....	7
3) Résultats	7
3.1 Design de marché.....	7
3.2 Historique du projet.....	8
3.3 Résultats pour le GRD.....	8
3.3.1 Résultats techniques.....	8
3.3.2 Résultats économiques.....	9
3.4 Résultats pour le VSP.....	10
3.4.1 Résultats techniques.....	10
3.4.2 Résultats économiques.....	10
3.5 Simulations.....	11
3.5.1 Scénario sans modulation.....	11
3.5.2 Scénario « cos phi neutre ».....	12
3.5.3 Analyse des résultats.....	13
4) Prochaines étapes.....	15
4.1 Amélioration du design de marché.....	15
4.1.1 Lancement d'appels d'offre.....	15
4.1.2 Procédure de préqualification.....	15
4.1.3 Méthode d'évaluation et de facturation.....	15
4.2 Autres cas d'usage.....	15
5) Conclusions.....	16
6) Bibliographie.....	17

Résumé

De nouveaux défis en matière de gestion de la puissance réactive apparaissent avec l'arrivée massive des sources d'énergies renouvelables décentralisées sur le réseau HT1, en particulier aux points d'interface entre le GRT et le GRD. Pour mettre en œuvre une solution basée sur le marché afin de faire face à ces problèmes, ORES et Luminus ont réalisé un démonstrateur de service de compensation de la puissance réactive sur le réseau de distribution en 2024.

Un parc éolien de Luminus a fourni ce service pendant 10 mois pour compenser les besoins en réactif du poste de Villeroux. Les résultats obtenus sont encourageants : les coûts opérationnels relatifs à la puissance réactive pour ce poste ont été fortement réduits par rapport à l'année 2023. Bien que la solution mise en œuvre ait fait ses preuves techniques, un certain nombre d'améliorations possibles et de questions ouvertes persistent, notamment en ce qui concerne le design de marché et la réplicabilité de ce genre d'initiative. Nous pensons que ce type d'approche de marché est essentielle pour accélérer la transition énergétique en intégrant un maximum d'énergies renouvelables dans notre réseau à moindre coût pour l'ensemble de la société.

Abstract

New challenges in reactive power management are emerging with the massive arrival of decentralised renewable energy sources on the HV1 network, particularly at the interface points between the TSO and the DSO. In order to implement a market-based solution to these problems, ORES and Luminus have set up a demonstrator for a reactive power compensation service on the distribution network in 2024.

A Luminus wind farm provided this service for 10 months to compensate reactive power at the level of the Villeroux substation. The results are encouraging: the operational costs relating to reactive power for this substation have been significantly reduced compared with 2023. Although the solution implemented has proved its technical worth, a number of possible improvements and open questions remain, particularly with regard to market design and the replicability of this type of initiative. We believe that this type of market approach is essential to accelerate the energy transition by integrating as much renewable energy as possible into our grid at a lower cost to society as a whole.

1 Introduction

1.1 Contexte

En Belgique, la pénétration des énergies renouvelables décentralisées dans le réseau HT1 (6-15 kV) augmente régulièrement depuis plusieurs années, principalement en raison de la connexion de parcs éoliens à cette partie du réseau. Cela crée de nouveaux défis pour les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD). L'un d'entre eux est la gestion de la puissance réactive. En Wallonie, ces parcs éoliens sont généralement raccordés au poste HT2/HT1 par de longs câbles souterrains, qui produisent de grandes quantités d'énergie réactive. Cela survient surtout lorsque les éoliennes ne tournent pas et consomment une faible quantité d'énergie active [1]. On note que ces problèmes d'énergie réactive peuvent aussi survenir pour d'autres raisons et chez d'autres types d'utilisateurs du réseau.

Cette situation pose des problèmes techniques au gestionnaire du réseau de transport (GRT), car l'excès d'énergie réactive augmente le risque d'instabilité de la tension sur son réseau. Elle induit également des conséquences économiques au GRD, qui doit payer pour l'énergie réactive excédentaire réinjectée dans le réseau de transmission au niveau des postes. Ces coûts ont connu une forte croissance globale ces dernières années, comme le montre la Figure 1.

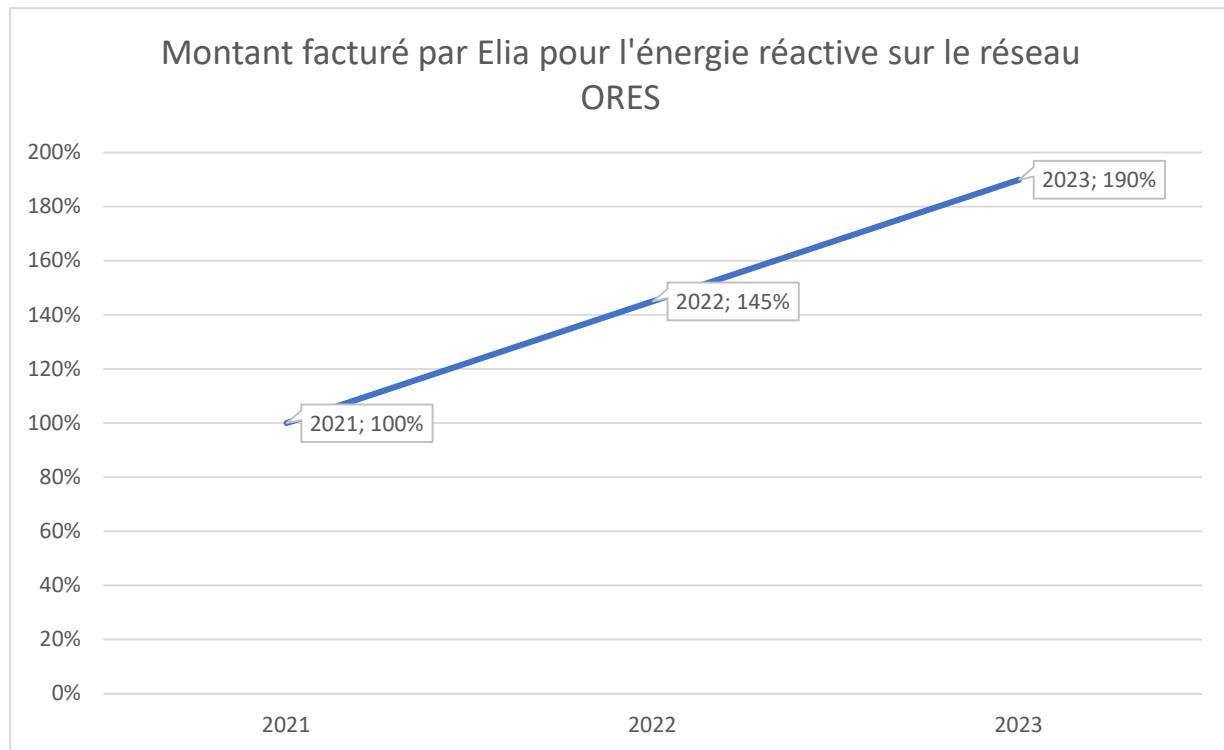


Figure 1: Evolution des couts d'opération liés à l'énergie réactive pour ORES. Référence : 2021=100.

En outre, ORES doit également se conformer aux exigences du code de réseau européen concernant la puissance réactive [2] afin d'éviter d'autres pénalités plus importantes.

Pour relever ces défis sur son propre réseau, le GRT rémunère les utilisateurs du réseau pour la fourniture de « services auxiliaires » afin de garantir la stabilité de la tension par la régulation de la puissance réactive [3]. Aucune solution similaire basée sur le marché n'a encore été mise en place par les GRD wallons. Cependant, la redevance réseau appliquée aux utilisateurs du réseau connectés au réseau HT1 wallon exige qu'ils paient pour leur surplus

d'énergie réactive, pendant les périodes d'injection ou de prélèvement de puissance active. Ils ont donc une incitation individuelle à améliorer leur facteur de puissance (tangente phi).

1.2 Démonstrateur

Afin de réduire ses coûts de gestion de la puissance réactive, ORES a lancé un démonstrateur avec Luminus (producteur et fournisseur d'énergie), en 2024. L'objectif était de tester la fourniture d'un service de compensation de la puissance réactive pendant un an. Ce service a été fourni en utilisant quatre turbines éoliennes pour compenser l'un des postes dont les coûts de gestion de la puissance réactive sont les plus élevés sur le réseau belge. Il s'agit du poste de Villeroux, situé en province Luxembourgeoise. On note que pour la réalisation de ce démonstrateur, une dérogation a été donnée par la CWaPE [4] et un rapport de mi-parcours a déjà été publié [5].

Nous analysons dans ce rapport de fin de projet les raisons qui ont mené à la réalisation de ce démonstrateur (Section 2) ainsi que les différents résultats obtenus (Section 3). Enfin, les prochaines étapes sont discutées (Section 4) avant de conclure (Section 5).

2 Définition du problème et objectifs du projet pilote

2.1 Définition du problème

La première étape avant de mettre en œuvre un nouveau mécanisme de marché pour la gestion de la puissance réactive est de comprendre le problème à résoudre. Du point de vue du GRD, l'objectif est de réduire ou d'éliminer l'énergie réactive excédentaire au niveau du poste afin de respecter les codes de réseau et de réduire les montants facturés par le GRT. Le mécanisme de ces factures est le suivant en Belgique : le GRD encourt des pénalités financières et paie un certain prix pour chaque MVAh excédentaire (par rapport à un certain ratio de puissance active et réactive) mesuré pour chaque quart d'heure au niveau du poste, celui-ci faisant l'agrégation des transformateurs qui s'y trouvent. Si l'on examine les postes pour lesquels ces pénalités se produisent le plus souvent, on distingue deux cas principaux.

1er cas : Le cas le plus représentatif concerne les postes auxquels un ou plusieurs parcs éoliens sont directement raccordés par des câbles souterrains, comme expliqué en introduction. Les couts relatifs à l'énergie réactive excédentaire concernent principalement l'énergie capacitive produite pendant les périodes de prélèvement, c'est-à-dire lorsqu'il n'y a pas de vent et que les éoliennes consomment alors une faible quantité d'énergie active. Une part d'énergie inductive excédentaire est également produite lorsque les éoliennes tournent. Les figures 2 et 3 (voir page suivante) illustrent graphiquement ce problème en présentant un flux des puissances réactives observées durant un mois de mars représentatif.

Si on prend l'exemple du poste de Villeroux en 2023, 72% de la facture envers le GRT est due au capacitif (pour 18.971 MVAh excédentaires) et 28% est due à l'inductif (pour 13.413 MVAh excédentaires). Au total, quatre champs éoliens sont directement raccordés à ce poste. En fonctionnant de manière standard, le champ éolien de Luminus connecté à ce poste produit sur une année représentative 1900 MVAh d'énergie inductive à l'injection et 613 MVAh d'énergie capacitive au prélèvement. Il faut ensuite diviser ces nombres par 4 pour obtenir les quantités de réactif par éolienne, puisqu'il y a 4 unités de production dans ce champ éolien (475 MVAh inductif / 153 MVAh capacitif).

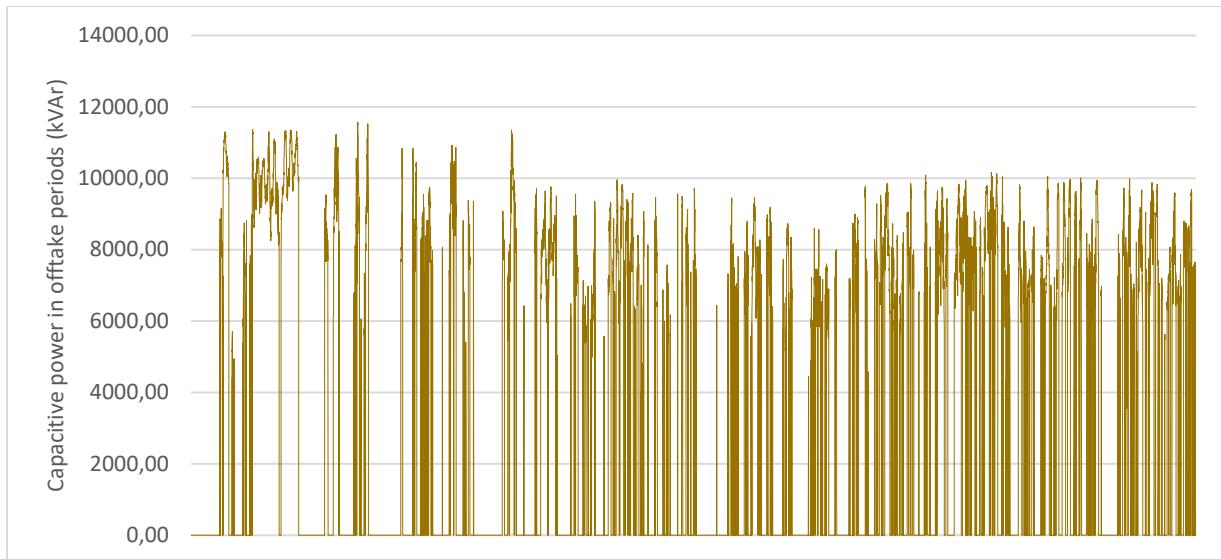


Figure 2: Puissance capacitive mesurée pendant le prélèvement de puissance active au niveau du poste, en kVAr (mois de mars représentatif).

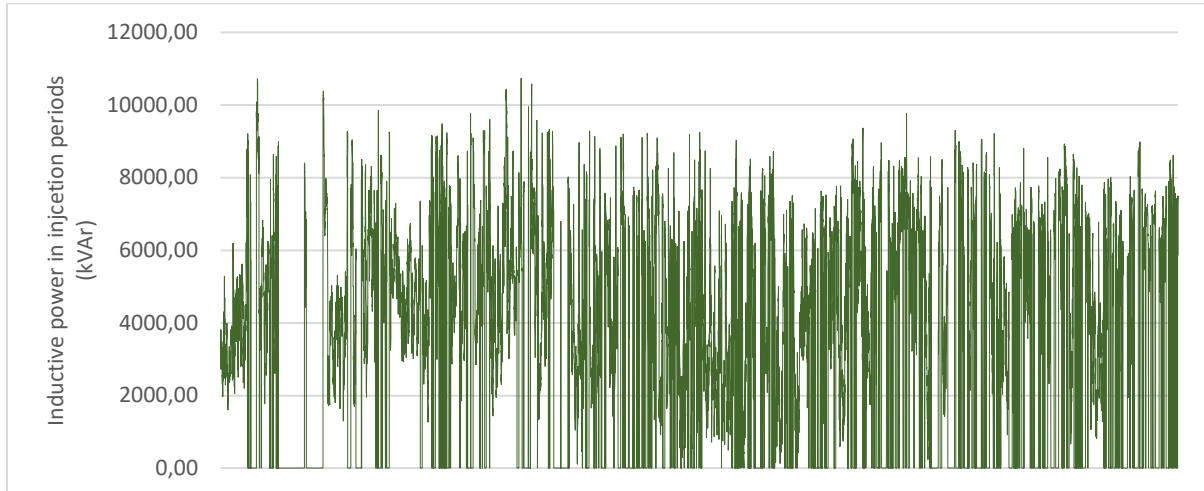


Figure 3: Puissance inductive mesurée pendant l'injection de puissance active au niveau du poste, en kVAr (mois de mars représentatif).

2eme cas : Nous observons au niveau de certains postes des problèmes de puissance réactive plus complexes à résoudre. Une plus grande variété d'actifs est généralement connectée à ces postes (par exemple, des industries, des batteries, etc.) et le besoin de compensation est plus variable et granulaire. Cette situation est différente du premier cas d'utilisation, où le besoin est presque toujours lié à la production ou à la consommation des éoliennes.

2.2 Objectifs du projet pilote

Les objectifs de chaque acteur sont présentés dans cette section. Ces acteurs sont ORES, en tant que GRD, et Luminus, qui sera désigné dans ce document comme le Voltage Service Provider (VSP)¹.

¹ Nous utilisons le même jargon qu'Elia (GRT) qui qualifie de cette manière les fournisseurs de service auxiliaire relatifs à la compensation d'énergie réactive.

2.2.1 Objectifs d'ORES

L'objectif de ce démonstrateur pour ORES est de développer une solution pragmatique de compensation basée sur le marché pour répondre au premier cas présenté ci-dessus (lié principalement aux parcs éoliens). Divers paramètres doivent être analysés : viabilité technique et économique du service de compensation de la puissance réactive, intérêt des acteurs de marché pour la fourniture de ce type de service, conception du design de marché à mettre en œuvre, etc. À long terme, l'objectif global de ce projet est de pouvoir reproduire l'utilisation de ces services afin de réduire les coûts d'exploitation globaux du réseau liés à la gestion de la puissance réactive. On rappelle que ces couts, péréquatés en Wallonie, se répercutent sur le tarif de l'ensemble des utilisateurs finaux du réseau wallon.

2.2.2 Objectifs de Luminus

Ce démonstrateur visait à évaluer la viabilité de la fourniture d'un service d'énergie réactive, ainsi que les étapes techniques et contractuelles nécessaires à la mise en œuvre et à la surveillance des services du point de vue d'un producteur d'énergie éolienne.

3 Résultats

Dans cette section sont présentés tous les résultats observés au cours du projet. Nous discutons donc dans un premier temps du design de marché mis en place, des étapes importantes du projet et les divers impacts mesurés tant sur l'aspect technique (sur les différents assets) qu'économique.

3.1 Design de marché

Nous décrivons dans cette section le modèle de marché mis en œuvre pour la création d'un service de compensation de la puissance réactive tel que celui testé dans le démonstrateur. La conception se veut simple, avec aussi peu de barrières à l'entrée que possible pour le VSP : l'objectif est dans un premier temps de tester le concept pour en valider les avantages techniques et économiques. Par conséquent, aucune procédure de préqualification n'a été mise en place. Il n'y a pas non plus de sanctions ou pénalités en cas de non fourniture du service. Enfin, le choix du prestataire pour rendre le service de compensation est technologiquement neutre.

Le service requis (setpoint) est le suivant : le VSP doit compenser la puissance réactive au maximum de sa capacité, aussi bien en injectant qu'en consommant de la puissance active, de manière permanente pendant 1 an. Cette consigne « permanente » n'est cependant utile que pour les postes présentant des déséquilibres de puissance réactive suffisamment importants et constants : dans les autres cas, une consigne plus fine doit être appliquée (voir le 2eme cas discuté en Section 2.1). Les quantités d'énergie réactive compensées sont ensuite mesurées a posteriori, sur une base mensuelle.

Le VSP est payé ex post tel qu'illustiqué dans l'Equation 1, de manière mensuelle. Le montant total reçu par le VSP (T) est égal à la somme de l'énergie capacitive compensée lors du prélèvement (C) multipliée par le prix du MVArh (p), de l'énergie inductive compensée lors de l'injection (I) également multipliée par p et du remboursement de la part de l'énergie réactive

de la redevance de réseau (R). Il est en effet logique de rembourser cette partie puisque le VSP dégrade son propre facteur de puissance afin de fournir un service au réseau.

$$(1) \quad T(\text{€}) = C(MVARh) * p(\text{€}/MVARh) + I(MVARh) * p(\text{€}/MAVRh) + R(\text{€})$$

3.2 Historique du projet

Avant de présenter les résultats, nous revenons sur le calendrier annoncé du projet et les étapes majeures ayant eu lieu durant l'année 2024 dans le Tableau 2 ci-dessous.

Date	Évènement
1 ^{er} janvier 2024	Début du projet : le service est mis en place
1 ^{er} mars 2024	Rectification de la consigne : une erreur de compréhension liée aux conventions de signe est corrigée. Dès lors, on peut considérer que le démonstrateur technique fonctionne correctement à partir de cette date. Cette rectification est expliquée plus en détails dans le rapport de mi-parcours [5].
Mi-juillet 2024	Augmentation du service : suite à une amélioration technique, le champ éolien peut à présent compenser de plus grandes quantités d'énergie réactive (voir Figure 3).
Fin juillet 2024	Rédaction du rapport de mi-parcours
31 décembre	Fin du projet : le service est mis à l'arrêt

3.3 Résultats pour le GRD

Nous présentons dans cette section les résultats obtenus du point de vue d'ORES, en ce qui concerne la gestion du réactif au niveau du poste.

3.3.1 Résultats techniques

Au cours des 10 mois de bon fonctionnement, un total de 6393 MVarh de compensation a été fourni par les quatre éoliennes au niveau du poste. 1208 MVarh d'énergie capacitive ont été compensés pendant les périodes de prélèvement de puissance active, et 5185 MVarh d'énergie inductive ont été compensés pendant les périodes d'injection. Ces quantités sont mesurées directement au niveau de la connexion du VSP au poste (comptage ORES). La Figure 4 montre l'évolution mensuelle des quantités de service fournies au cours des 10 mois. On constate une augmentation en juillet : elle est due à une amélioration technique de la part de la VSP qui lui permet de compenser une quantité supplémentaire de MVarh à partir de ce moment.

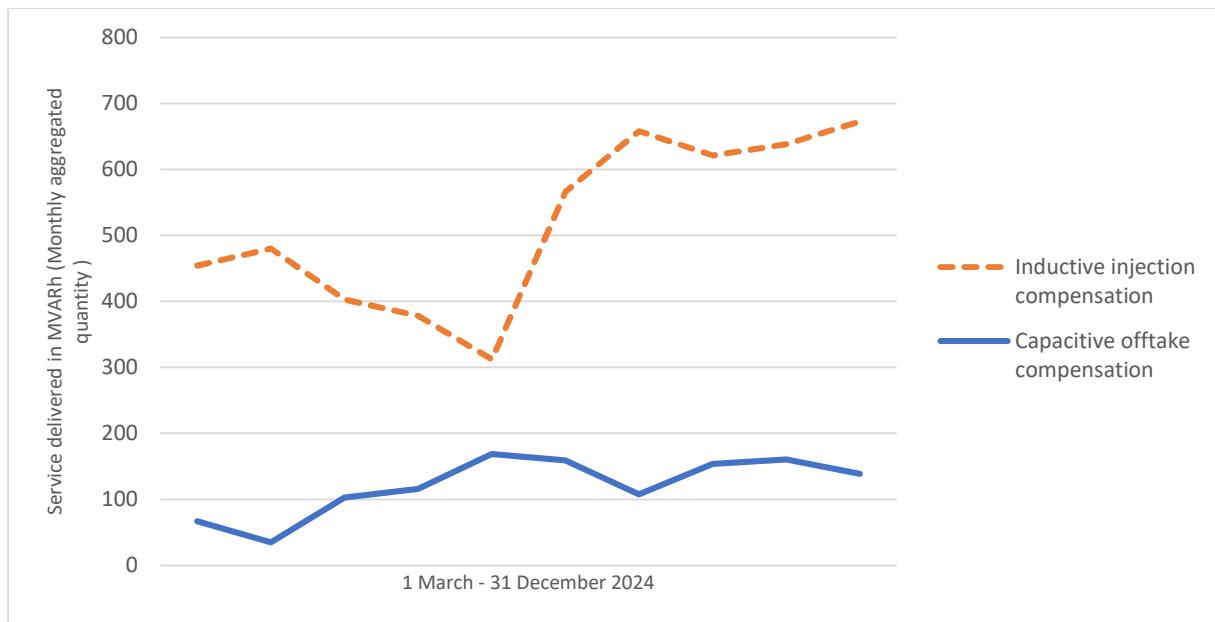


Figure 4: Compensation mensuelle d'énergie réactive en MVArh du 1er mars au 31 décembre 2024 (données du démonstrateur).

On constate que les montants de 'Capacitive offtake compensation' sont plus faibles car ils correspondent aux périodes où les éoliennes ne tournent pas, soit environ 20% du temps. De plus, moins de puissance réactive peut être compensée pendant ces périodes. Ceci est détaillé dans la Section 3.4.

3.3.2 Résultats économiques

Le poste sur lequel le démonstrateur a été exécuté était historiquement le deuxième plus coûteux en termes de pénalités pour l'énergie réactive excédentaire sur une base annuelle. Le Tableau 1 montre l'évolution du coût de la gestion de la puissance réactive pour ce poste. On constate qu'en 2024, l'année où le service a été testé, le montant facturé par le GRT diminue approximativement de moitié. En outre, l'analyse de rentabilité reste très positive, même si l'on additionne les coûts associés à la rémunération du VSP.

Année	2021	2022	2023	2024
<i>Coût total de la puissance réactive (facture du GRT) pour le poste démonstrateur</i>	100	108,6	96,5	42,06 En prenant en compte la rémunération du service du VSP: 53,71

Tableau 1: Évolution annuelle des coûts liés à la puissance réactive pour le poste démonstrateur (valeurs relatives). Référence : 2021=100.

On nuance toutefois ces premiers résultats par plusieurs facteurs. Premièrement, la méthodologie tarifaire (en ce qui concerne la tarification du réactif) du GRT a changé à partir de janvier 2024. Ce facteur n'étant pas pris en compte dans le tableau ci-dessus, il est possible que ce changement de méthode soit une variable omise qui impacte les résultats mesurés. De plus, on rappelle que le service fourni (1) n'a fonctionné qu'à partir de mars et (2) a été « augmenté » à partir de juillet, ce qui nuance à la baisse l'impact potentiel du service si celui-ci avait fonctionné à plein régime pendant l'année complète.

L'analyse économique est approfondie par les simulations réalisées en Section 3.5 (voir ci-après).

3.4 Résultats pour le VSP

3.4.1 Résultats techniques

Un producteur éolien peut fournir de la puissance réactive de deux manières différentes.

La première consiste à utiliser la génératrice, où l'excitation du rotor est employée pour générer de la puissance réactive. Le principe repose sur la surexcitation ou la sous-excitation du rotor pour produire de la puissance capacitive ou inductive. Dans les deux cas, la production de puissance réactive entraîne des pertes, notamment des effets Joules. Cependant, cette méthode ne peut pas être utilisée lorsque l'éolienne ne produit pas (par exemple, en l'absence de vent) ou lorsqu'elle est à entraînement direct.

La deuxième manière consiste à utiliser l'électronique de puissance. Cette méthode implique de convertir un signal AC en un signal DC, puis de le reconvertisir en AC, en utilisant des convertisseurs au sein de l'éolienne pour moduler la puissance réactive. La quantité de puissance réactive générée est relativement limitée par rapport à la méthode précédente. Cette approche peut être utilisée en l'absence de vent. Cependant, une petite consommation de puissance active doit être prise en compte, ce qui représente un coût direct pour le producteur. De plus, cette méthode n'est pas toujours applicable, notamment pour les anciennes éoliennes.

Dans le cas des éoliennes du projet, les capacités de compensation au niveau de chaque éolienne sont de 350 kVAr lorsque la production est nulle, et de 900 kVAr lorsque l'éolienne produit. Au niveau du poste du GRD, ceci se traduit par un service maximale rendu de respectivement 277 kVAr lorsque la production est nulle et de 336 kVAr lorsque l'éolienne produit.

3.4.2 Résultats économiques

Les coûts directs de la fourniture de services de puissance réactive dépendent de plusieurs facteurs :

- La technologie de l'éolienne et la méthode utilisée pour fournir la puissance réactive (voir paragraphe précédent)
- Coût de l'électricité au moment de la demande (fonction du contrat de fourniture)
- Du tarif de réseau (augmentation de la pointe et du volume d'énergie active prélevé)

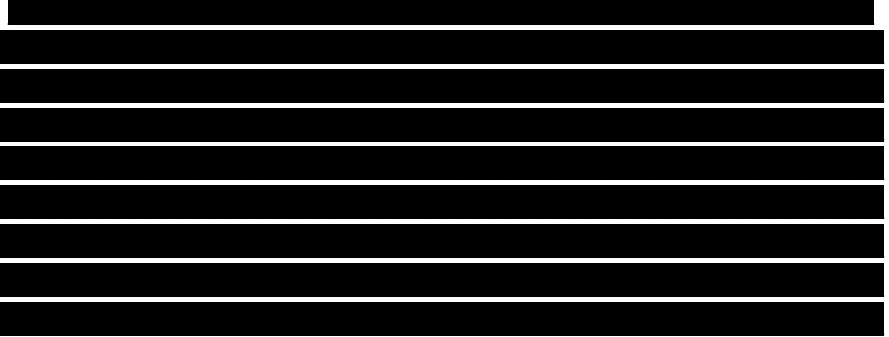
D'autres coûts varient également en fonction de la technologie utilisée :

- L'usure prématurée de l'électronique de puissance et d'autres composants due à l'échauffement, un coût difficilement quantifiable.
- Les investissements initiaux nécessaires pour rendre ce service disponible, qui peuvent varier considérablement d'un parc éolien à l'autre, allant d'une simple mise à jour logicielle à l'installation de nouveaux équipements dans l'éolienne.

Du point de vue du producteur, pour définir le coût de la fourniture du service, il est possible de faire des hypothèses sur les investissements initiaux nécessaires ainsi que sur les coûts directs, malgré quelques incertitudes concernant la délivrance du service lorsque l'éolienne injecte. Cependant, en ce qui concerne l'usure prématurée et l'échauffement, il est essentiel de prendre en compte une marge de risque pour couvrir les incertitudes liées aux dépenses

d'exploitation futures (OPEX) associées à la fourniture de ces services. L'utilisation de l'électronique de puissance pour produire du réactif crée en effet de la chaleur qui n'aurait pas été produite durant le fonctionnement normal de l'éolienne. Ceci a pour conséquence un impact physique sur les éléments. Malheureusement il est très difficile de quantifier ce risque. Nous avons essayé d'avoir davantage de données sur ce composant, mais sans succès à ce jour.

Dans le cas des éoliennes du projet, l'investissement initiale était limité car seule une mise à jour logicielle sur place n'a été nécessaire, étant donné que le matériel nécessaire avait déjà été investi par le passé.



3.5 Simulations

Nous évaluons dans cette section les gains économiques pour ORES réalisés lors du projet de manière plus précise en simulant deux scénarios alternatifs. Ces simulations, réalisées avec l'aide d'Elia, permettent notamment de contourner le biais relatif au changement de méthode tarifaire (voir Section 3.3.2). De plus, ces simulations ne portent que sur les 10 mois où le service a été effectif, c'est-à-dire de mars à décembre 2024. Pour évaluer ces gains, nous comparons donc à chaque fois la facture Elia « réelle » pour ces dix mois avec celle simulée pour chaque scénario respectivement.

3.5.1 Scénario sans modulation

Le premier scénario permet de comprendre le gain réalisé en simulant un comportement du champ éolien similaire à celui observé en 2023 ou lors des années précédentes, c'est-à-dire sans gestion « intelligente » de la puissance réactive.

Pour simuler ce comportement sur l'année 2024, nous prenons les hypothèses suivantes :

- On considère que l'énergie active injectée ou consommée pendant les 10 mois ne varie pas en fonction de l'activation ou non du service de compensation de réactif. Cela permet de garder les données observées pour l'énergie active comme composante fixe. On sait toutefois que ce n'est pas entièrement vrai : en effet, on observe une légère consommation additionnelle de puissance active des turbines lorsque les éoliennes fournissent un service dans les conditions « Wind free ». Ce delta est toutefois trop peu important que pour être considéré dans les simulations menées ci-après.
- Une relation directe entre l'énergie active injectée ou consommée (données observées en 2024) et l'énergie réactive générée (données simulées) est établie. Cette relation est approximée par l'Equation 2, où y est la variable dépendante et représente la puissance réactive générée par le champ éolien (comptage ORES au poste) en kVAr et x est la variable indépendante qui représente la somme de la puissance active mesurée pour les

4 turbines (comptage Luminus) en kW. Cette relation est construite sur base des données historiques de 2023.

$$(2) \quad y(kVAr) = 0,000002x^2 + 0,0011x - 302,4$$

Une fois les comptages de puissance réactive simulés de la sorte pour le champ éolien, nous créons à l'aide d'Elia une nouvelle facture « fictive » pour les 10 mois en intégrant ces changements dans les données de comptage agrégées du poste de Villeroux. La facture ainsi générée donne les résultats suivants :

Scénario	Facture réelle	Facture simulée scénario 1
<i>Coût de la puissance réactive (facture du GRT) pour le poste démonstrateur de mars à décembre 2024</i>	100	126,94

Tableau 2: Estimation du gain obtenu grâce au service en comparaison avec le scénario 1 (pas de modulation) en valeurs relatives. Référence : Total de la facture réelle=100.

On estime à 26,94 points de pourcentage les économies pour ces 10 mois sur la facture GRT grâce à la mise en place du service en comparaison avec la situation « sans modulation » telle qu'observée les années précédentes.

3.5.2 Scénario « cos phi neutre »

Le deuxième scénario permet de simuler un comportement du VSP qui cherche à optimiser son cos phi de manière à minimiser sa pénalité individuelle liée au réactif, sans pour autant vouloir apporter un service de compensation au réseau. Il y a donc une gestion intelligente de la puissance réactive au niveau du champ éolien et une compensation moindre que dans la situation « avec service » testée en 2024, mais celle-ci n'est cette fois pas rémunérée par le GRD.

Pour simuler ce comportement sur l'année 2024, nous prenons les hypothèses suivantes :

- On considère que la puissance active injectée ou consommée pendant les 10 mois ne varie pas en fonction de l'activation ou non du service de compensation de réactif. Cela permet de garder les données observées pour la puissance active comme composante fixe.
- On fixe, pour l'ensemble des 10 mois, une valeur de 0 pour la puissance réactive mesurée au poste (comptage ORES), que les éoliennes soient en situation d'injection ou de prélèvement. La pénalité individuelle payée par Luminus pour la puissance réactive est donc nulle.

Une fois les comptages de puissance réactive simulés de la sorte pour le champ éolien, nous créons à l'aide d'Elia une nouvelle facture « fictive » pour les 10 mois en intégrant ces

changements dans les données de comptage agrégées du poste de Villeroux. La facture ainsi générée donne les résultats suivants :

Scénario	Facture réelle	Facture simulée scénario 2
<i>Coût de la puissance réactive (facture du GRT) pour le poste démonstrateur de mars à décembre 2024</i>	100	119,68

Tableau 3: Estimation du gain obtenu grâce au service en comparaison avec le scénario 2 (cos phi neutre) en valeurs relatives. Référence : Total de la facture réelle=100.

On estime à 19,68 points de pourcentage les économies pour ces 10 mois sur la facture GRT grâce à la mise en place du service en comparaison avec la situation « cos phi neutre ».

3.5.3 Analyse des résultats

Nous présentons dans le Tableau 4 une comparaison plus globale des 2 scénarios testés par rapport à la facture effectivement payée de mars à décembre 2024.

Scénario	Facture réelle	Scénario 1 (sans modulation)	Scénario 2 (cos phi neutre)
<i>Coût de la puissance réactive (facture du GRT) pour le poste démonstrateur de mars à décembre 2024</i>	100	126,94	119,68

Tableau 4: Estimation du gain obtenu grâce au service sur les factures GRT en comparaison avec les scénarios 1 et 2 en valeurs relatives. Référence : Total de la facture réelle=100.

Les résultats obtenus par ces simulations semblent confirmer l'intérêt économique pour la mise en place de ce genre de service de compensation : en effet, cela permet de réduire la facture du GRT relative à la puissance réactive de respectivement 26,94 (scénario 1) ou 19,68 (scénario 2) points de pourcentage.

Il faut toutefois soustraire à ces gains le cout du service de compensation (payé au VSP) pour connaitre l'entièreté de la valeur du business case. On obtient alors les valeurs présentées dans le Tableau 5 ci-après. On remarque dans celui-ci que (1) les gains sont logiquement moindres que dans le Tableau 4 et (2) que le scénario « cos phi neutre » présente un business case globalement meilleur que l'utilisation du service de compensation de 2024.

Scénario	Avec service (scénario de référence)	Scénario 1 (sans modulation)	Scénario 2 (cos phi neutre)
<i>Coût total de la puissance réactive (facture du GRT + cout du service) pour le poste démonstrateur de mars à décembre 2024</i>	100	104,48	98,50

Tableau 5: Estimation du gain total obtenu grâce au service en comparaison avec les scénarios 1 et 2 en valeurs relatives. Référence : Business case avec service de compensation=100.

On peut dès lors tirer plusieurs conclusions et observations :

- Il est difficile d'évaluer le business case global du service de manière précise. On observe en effet une différence assez flagrante entre les résultats empiriques extrêmement positifs présentés dans le Tableau 1 (Section 3.3.2) et ceux plus mitigés des simulations dans le Tableau 5. Cette différence peut probablement s'expliquer par deux phénomènes majeurs : premièrement, il est possible que le changement de méthodologie tarifaire appliqué à partir de janvier 2024 contribue (en plus ou moins) grande partie à la réduction de la facture totale mise en évidence dans le Tableau 1. Cela mènerait alors à une surestimation des gains réels apportés par le service. A l'inverse, la prudence appliquée dans certains choix d'hypothèses de construction des simulations pourrait mener à une légère sous-estimation des gains engendrés par la mise en place du service. On peut donc considérer, avec un degré de confiance acceptable, que la valeur réelle du business case se trouve probablement entre ces deux tableaux et est au minimum neutre voir, dans la majorité des cas, positive.
- Les résultats des simulations présentent un intérêt certain pour le scénario 2 comparativement au scénario 1. Le Tableau 5 va même plus loin en présentant un business case globalement plus avantageux pour le GRD pour ce scénario 2, dans lequel une part plus faible du réactif est compensé sans rémunération.
- Les résultats présentés dans le Tableau 5 soulignent qu'il est difficilement possible d'augmenter le prix du service de compensation, sans quoi il n'y aurait plus d'intérêt économique pour la mise en place de ce type de service du point de vue du GRD. En revanche, toute diminution du prix du service permettrait d'accentuer la valeur du business case par rapports aux deux scénarios alternatifs.
- Il reste à déterminer, entre ces scénarios, quel est celui pour lequel le business case est le plus avantageux pour le VSP. Cette analyse n'est pas menée dans ce rapport² mais permettrait également d'aboutir à un résultat plus juste sur l'analyse de l'efficience économique globale du service.

² Certains éléments de réponses sont néanmoins discutés en Section 3.4.2.

4 Prochaines étapes

Les résultats encourageants démontrés dans la section précédente semblent confirmer l'intérêt pour la réPLICATION de ce genre d'appel au marché dans le cadre de la compensation de puissance réactive au niveau des postes haute tension. Pour que ce genre de processus puisse « s'industrialiser » de manière pérenne, nous listons ici deux points d'attention majeurs.

4.1 Amélioration du design de marché

L'achat et la mise en place d'un service auxiliaire pour la compensation du réactif demande en réalité un enchainement d'étapes qui forment un design de marché défini. Le design mis en place dans le cadre de ce démonstrateur se voulait simplifié au maximum pour se concentrer sur les résultats techniques et économiques, en minimisant donc les étapes nécessaires. Les améliorations ou changements à apporter à ces étapes sont décrits ci-après. On note que ces changements pourront être discutés et coconstruits avec l'aide de la CWaPE et des acteurs de marché dans les années à venir.

4.1.1 *Lancement d'appel d'offre*

Bien qu'un contrat bilatéral ait été conclu entre ORES et Luminus pour réaliser un démonstrateur, les futurs appels d'offre pour l'obtention de ce genre de service devront mettre en concurrence les différents VSP. Cela pourra se faire, par exemple, par l'usage d'une plateforme de flexibilité locale [6] ou d'un autre processus similaire permettant la publication d'appels d'offre de manière à ce que ceux-ci puissent être visibles par tous les potentiels acteurs de marché.

4.1.2 *Procédure de préqualification*

Un test de qualification pendant une période définie sans rémunération du service doit être programmé pour garantir la capacité technique du prestataire à fournir le service demandé.

4.1.3 *Méthode d'évaluation et de facturation*

Bien que fonctionnelles, les méthodes utilisées pour l'évaluation de la performance du service sont également perfectibles. En effet, il faudrait mener des simulations similaires (voir plus précises) à celles réalisées en Section 3.5 pour chaque use case afin de quantifier avec exactitude les potentiels gains générés par le service de compensation et donc le prix qu'ORES serait prêt à payer pour celui-ci. De plus, la méthode de facturation (settlement) et de baseline (mesure de la « quantité » de service fourni) pourrait, elle aussi, être revue en ajoutant par exemple une pénalité pour les périodes pendant lesquelles le service n'est pas rendu.

4.2 Autres cas d'usage

Comme expliqué en Section 2.1, nous observons sur certains postes des besoins plus ponctuels et granulaires de compensation en puissance réactive. Si ceux-ci génèrent des pénalités globalement plus faibles pour ORES, il convient toutefois de s'y intéresser pour continuer à améliorer l'efficience d'opération du réseau. Pour cela, de nouveaux travaux seront menés courant de l'année 2025 afin de déterminer quel type d'appel d'offre ORES doit publier pour subvenir aux besoins de ces postes « non prioritaires ».

On rappelle également que ce genre de service de compensation peut théoriquement être rendu par d'autres actifs que les turbines éoliennes (par exemple, les BESS). Il est donc probable que de futurs tests techniques (lors des phases de préqualification, par exemple) soient nécessaires pour déployer à son plein potentiel le marché de service auxiliaire de gestion du réactif sur le réseau ORES.

5 Conclusion

La réalisation de ce projet pilote a permis de mettre en lumière, tant pour ORES que pour Luminus, une série de résultats concernant la mise en place d'un service auxiliaire de compensation de puissance réactive au niveau du réseau de distribution. Les premières fondations du design de marché ont été établies et le démonstrateur a permis de vérifier la capacité technique du champ éolien à fournir un service de compensation de puissance réactive : 6393 MVarh ont pu être compensés. De plus, ORES a également pu confirmer via ce projet l'intérêt économique pour la mise en place de ce genre de solution de marché sur son réseau haute tension, bien que la valeur exacte du business case soit difficile à déterminer avec précision.

Ce projet ouvre également de belles perspectives pour l'avenir : la réPLICATION de ce type d'appel au marché permettra une gestion plus efficiente du réseau électrique de distribution en réduisant les couts opérationnels liés à la puissance réactive. On note toutefois que des travaux supplémentaires sont nécessaires pour « industrialiser » ce genre de processus à grande échelle, sur l'ensemble du réseau.

Ces travaux et ce rapport final ont été rendus possible grâce à la collaboration fructueuse entre les différents acteurs impliqués : ORES, Luminus, Elia et la CWaPE. Nous pensons fortement que ce type de démarche innovante et collaborative est essentielle pour accélérer la transition énergétique en intégrant un maximum d'énergies renouvelables dans notre réseau à moindre coût pour l'ensemble de la société.

6 Bibliographie

- [1] Ćetković, D., Žutolija, J., & Komen, V. (2024). Voltage Rise Mitigation in Medium-Voltage Networks with Long Underground Cables and Low Power Demand. *Energies*, 17(13), 3174. <https://doi.org/10.3390/en17133174>
- [2] Commission Regulation (EU) 2016/1388 of 17 August 2016 establishing a Network Code on Demand Connection, 15 U.S.C. § 1 (2016). <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/1388/oi/eng>
- [3] Elia Group. (n.d.). *Becoming a Voltage Service Provider*. Elia.be. Retrieved January 12, 2025, from <https://www.elia.be/en/electricity-market-and-system/system-services/becoming-a-voltage-service-provider>
- [4] MISE EN ŒUVRE DU PROJET-PILOTE REACTIVE POWER MARKET PORTÉ PAR ORES ASSETS. (2024, January 1). CWaPE.be. <https://www.cwape.be/sites/default/files/cwape-documents/CD24a30-CWaPE-0866-D%C3%A9cision%20projet-pilote%20RPM -version%20anonymis%C3%A9e%20site.pdf>
- [5] Buisseret, T. B. (2024). Projet « Reactive Power Market » : Rapport d'analyse de mi-parcours. In CWaPE.be. <https://www.cwape.be/sites/default/files/cwape-documents/Rapport%20mi-parcours%20%3B%20Reactive%20Power%20Market%20-%20Pour%20publication%20site%20internet.pdf>
- [6] Valarezo, O., Gómez, T., Chaves-Avila, J. P et al. (2021). Analysis of new flexibility market models in Europe. *Energies*, 14(12), 3521. <https://doi.org/10.3390/en14123521>