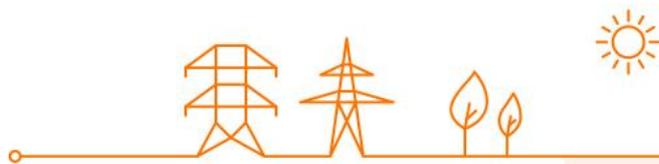


Proposition de liste de projets prioritaires pour l'année 2023 dans le cadre des incitants d'équilibrage

Avril 2022



Contents

1.	Evaluation des modalités de pré-qualification, contrôle et pénalités des services mFRR et aFRR	5
2.	Studie over de mogelijkheden en eventuele evoluties voor de correctie van de perimeter van de BRP in geval van activatie van mFRR of redispatch energiebidningen.....	9
3.	MVAR service - review and recommendations for design optimisations	12
4.	Cartes de capacités d'accueil de raccordement de production, consommation et stockage	15
5.	Cost benefit analysis on Requirements for Generators applicable on existing and new generating units between 1 and 25 MW	18
6.	Implémentation d'une solution pour le transfert d'énergie (ToE) en aFRR basée sur l'utilisation d'échange de blocs d'énergie (Exchange of Energy Blocks – EoEB).....	22
7.	Prédiction des “Deterministic Frequency Deviation” (DFD) et de la contribution d'Elia.....	25
	Annex 1	28



Introduction & Contexte

Le 28 juin 2018, conformément à l'article 12 de la Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, la CREG a adopté l'Arrêté (Z)1109/10 fixant la méthodologie tarifaire pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport pour la période réglementaire 2020-2023.

L'article 27 de cet Arrêté précise que la promotion de l'équilibre du système donne lieu à l'octroi d'un incitant qui est fonction de l'atteinte d'objectifs fixés annuellement par la CREG. Chaque année, le gestionnaire du réseau peut proposer à la CREG une liste de projets dont la réalisation au cours de l'année suivante est prioritaire de son point de vue. Après consultation, la CREG fixe la liste des projets à réaliser au cours de l'année suivante et décrit les objectifs à atteindre pour chacun d'eux. La CREG indique également la part de l'incitant associé à chaque objectif ainsi que la date (ou les dates) de réalisation cible(s).

La présente note constitue la proposition d'Elia Transmission Belgium (ci-après Elia) d'une liste de projets en vertu de l'article 27 de l'Arrêté fixant la méthodologie tarifaire.

La liste comprend les projets suivants:

1. Evaluation des modalités de pré-qualification, contrôle et pénalités des services mFRR et aFRR
2. Studie over de mogelijkheden en eventuele evoluties voor de correctie van de perimeter van de BRP in geval van activatie van mFRR of redispatch energiebedingen
3. Mvar service - review and recommendations for design optimisations
4. Cartes de capacités d'accueil de raccordement de production, consommation et stockage
5. Cost benefit analysis on Requirements for Generators applicable on existing and new generating units between 1 and 25 MW
6. Implémentation d'une solution pour le transfert d'énergie (ToE) en aFRR basée sur l'utilisation d'échange de blocs d'énergie (Exchange of Energy Blocks – EoEB)
7. Prédiction des "Deterministic Frequency Deviation" (DFD) et de la contribution d'Elia

Pour chaque projet, une explication détaillée est donnée sur les raisons pour lesquelles ce projet est prioritaire pour 2023. En outre, pour chaque projet, Elia propose un montant associé conformément à la disposition selon laquelle la somme de tous les montants ne peut toutefois pas dépasser 2.500.000 €/an.



Les interactions nécessaires ont été prévues avec les acteurs de marché dans le cadre des différents incitants. Dans un souci de faisabilité pour les acteurs de marché, il sera toutefois important de garder l'organisation de celles-ci la plus efficace possible. Certaines interactions pourront dans ce cadre être organisées, au besoin, dans le cadre du Workgroup Balancing si un workshop spécifique ne s'avère pas nécessaire.



Proposition de liste de projets prioritaires pour l'année 2023

1. Evaluation des modalités de pré-qualification, contrôle et pénalités des services mFRR et aFRR

Description

L'objectif de cet incitant est d'évaluer le système de contrôle et de pénalités ainsi que les conditions de préqualification et le processus de préqualification et de proposer des révisions le cas échéant. Pour chacun des thèmes listés, les obstacles potentiels à la participation au marché, qu'ils soient de nature financière ou autres, doivent être identifiés et évalués. Pour chaque obstacle potentiel, l'impact sur le développement du marché pour la fourniture de services aFRR et mFRR sera évalué. Une liste prioritaire d'obstacles identifiés sera établie en concertation avec les acteurs de marché et avec la CREG et, pour ces obstacles, des alternatives seront proposées afin de réduire l'impact autant que possible.

Cette évaluation est basée, entre autres, sur l'expérience des acteurs de marché avec le modèle d'équilibrage belge et sur leurs expériences dans d'autres pays européens. Par conséquent, la participation des acteurs de marché belges est indispensable au succès de cet incitant.

L'éventuelle adaptation des T&C BSP aFRR ou mFRR et l'implémentation des modifications qui en résulteraient ne font pas partie de cet incitant. Concrètement, l'incitant consiste à, pour les services d'équilibrage aFRR et mFRR :

- Pour la préqualification
 - Identification des exigences/critères de préqualification existants, des processus de préqualification (y compris le calendrier et les étapes préparatoires chez le BSP) ;
 - Identification, en concertation avec les acteurs de marché, des obstacles à la participation potentiels et évaluation qualitative de l'impact des exigences de préqualification sur le développement du marché
- Pour la partie contrôle et pénalités :
 - Identification paramètres et critères utilisés dans les des contrôles et pénalités existants associés à la participation au service mFRR ou aFRR et relatifs au respect



des obligations résultant de l'offre de capacité d'équilibrage ("Missing MW " et "MW not made available") et au contrôle d'activation¹;

- Identification et évaluation de l'impact de chacun des éléments identifiés ci-dessus sur la participation des acteurs du marché en termes opérationnels et/ou financiers, en concertation avec les acteurs de marché ;
- Pour les 2 parties, sur base de la liste des obstacles à la participation et de leur impact :
 - Identification, en concertation avec les acteurs de marché et avec la CREG, des priorités qui seront adressées dans le cadre de cet incitant
 - Pour ces sujets identifiés comme prioritaires, identification et analyse d'approches alternatives afin de faciliter la participation au marché et proposition de modification de l'approche, y compris les éventuelles conditions préalables à remplir avant la mise en œuvre

Cette étude fera l'objet de workshops avec les acteurs de marché ainsi que d'une consultation publique après concertation avec la CREG.

Date de Livraison et Livrables:

- Au cours de l'année 2023 : workshop(s) pour assurer le suivi et l'alignement de cet incitant avec les acteurs de marché.
- Septembre 2023 : date limite pour le lancement d'une consultation publique ;
- Novembre 2023 : date limite pour l'organisation d'un workshop pour discuter de l'intégration des différentes réactions des acteurs du marché ou de la motivation à ne pas retenir certaines réactions le cas échéant ;
- 23 décembre 2023 : date limite de dépôt à la CREG du rapport final comprenant des recommandations, le rapport de consultation, un plan d'implémentation le cas échéant et le compte-rendu du workshop susmentionné.

Montant associé: 500k€.

Contexte et justification

Préqualification

Certains points potentiels d'améliorations ont été identifiés dans le processus de préqualification actuel (liste non exhaustive):

¹ Les aspects liés à l'activation control de la mFRR qui sont introduits dans le nouveau design et qui nécessitent par conséquent un retour d'expérience après raccordement à MARI ne font pas partie de l'incitant.



- Les utilisateurs du réseau qui changent de BSP doivent être soumis à nouveau processus de préqualification. Le temps associé à ce processus implique des pertes de rentrées pour l'utilisateur du réseau concerné, ce qui implique potentiellement des effets de verrouillage pour les utilisateurs du réseau qui envisageraient un changement de BSP pour valoriser leur flexibilité.
- Le processus de préqualification est conçu pour les moyens de balancing centralisés. Des adaptations pourraient s'avérer souhaitables pour les moyens de balancing décentralisés (à noter toutefois que le scope de l'incitant se limite à la HT et à la MT. La participation des moyens raccordés au réseau BT n'est pas incluse).
- Le processus de préqualification actuel n'est pas prévu pour des assets qui n'ont pas la possibilité de se rendre disponibles sur l'ensemble des CCTU.

Contrôle et pénalités

Le régime de contrôle et de pénalités actuel a été conçu lors de la roadmap 2020. Lors de cet exercice, un soin particulier a été mis dans l'alignement des principes et du dimensionnement des pénalités entre chaque produit, ce qui est essentiel pour limiter autant que possible la complexité.

Depuis l'entrée en vigueur des T&C correspondants, les acteurs de marché ont exprimé la demande de revoir certains mécanismes de contrôle et de pénalités des services concernés. Lors de l'établissement de la roadmap du programme EU balancing, visant à connecter Elia aux plateformes européennes MARI et PICASSO, la priorité a été assignée aux modifications nécessaires au raccordement aux plateformes. Par conséquent, la révision du régime de contrôle et de pénalités n'a pas été incluse dans le scope. Par ailleurs, la réflexion devant se mener de manière cohérente pour aFRR, mFRR et FCR pour les raisons mentionnées ci-dessus, il est important de l'organiser en dehors du processus du design d'un produit en particulier.

A noter que des réflexions sont en cours dans la coopération FCR pour harmoniser entre TSOs le contrôle et les pénalités, raison pour laquelle la FCR n'est pas explicitement repris dans le scope de l'incitant.

Contexte européen

Il est important de souligner que les *Implementation Frameworks* d'aFRR et de mFRR n'harmonisent entre TSO ni les conditions de préqualification, ni les régimes de contrôle et de pénalités. Cependant, ils prévoient dans les Articles 16 un cadre pour poursuivre le travail d'harmonisation :

- *(a) all TSOs shall continuously evaluate the terms and conditions for BSPs in order to identify harmonisation needs. A stakeholder survey shall be organised every year, with the first survey occurring during the first operational year of the aFRR(mFRR)-Platform. This survey shall support*



the identification by all TSOs of a short list of prioritised harmonisation needs with close involvement of all relevant regulatory authorities;

- *(g) all TSOs shall submit an amended aFRRIF (mFRRIF) including the common harmonisation proposal no later than 36 months after the aFRR(mFRR)-Platform becomes operational. The next aFRRIF (mFRRIF) amendment including the common harmonisation proposal shall be submitted no later than 36 months after the previous aFRRIF (mFRRIF) amendment.*

Compte tenu de ces éléments et du planning associé, les analyses réalisées dans le cadre de l'incitant permettront d'alimenter les discussions au niveau européen et, à condition que les sujets de l'incitant soient retenus pour faire partie de la prochaine vague d'harmonisation, d'y refléter les attentes des acteurs de marché belges.



2. Studie over de mogelijkheden en eventuele evoluties voor de correctie van de perimeter van de BRP in geval van activatie van mFRR of redispatch energiebidningen

Beschrijving

Uitvoering van een studie handelend over de perimeter correcties die worden uitgevoerd bij de activatie van mFRR energiebidningen en redispatching energiebidningen in het kader van recente en toekomstige ontwikkelingen. De studie omvat:

- a) Een overzicht van de verschillende mogelijkheden voor correctie van de BRP-perimeter alsook desgevallend de impact van deze mogelijkheden op andere designelementen;
- b) Een evaluatie van elke mogelijkheid voor BRP-perimetercorrectie op basis van verschillende criteria. Deze analyse neemt onder andere onderstaande elementen in rekening:
 - o de mogelijkheden en implicaties in het kader van de opsplitsing van de rollen SA en BRP in geval van de activatie van redispatch energiebidningen;
 - o de impact op de financiële drijfveren voor de correcte levering van de geactiveerde redispatch en/of mFRR energiebidningen. Deze analyse houdt rekening met de huidige toestand en de relevante evoluties (bijvoorbeeld in het kader van de integratie van de Europese balanceringsplatformen);
 - o de impact op de allocatie van de evenwichtsverantwoordelijkheid in geval van de niet correcte levering van de geactiveerde diensten;
- c) Een voorstel van de meest geschikte perimeter correcties (indien van toepassing verschillend voor mFRR en redispatching activaties) op basis van de analyse uitgevoerd in punt a) en b) in een context waar de BRP en da SA verschillende partijen kunnen zijn.
- d) Een inschatting van de impact van de implementatie voor Elia en voor de marktpartijen van de in punt c) voorgestelde perimeter correcties en een beschrijving van de randvoorwaarden voor een implementatie.

Leveringstermijn en deliverables:

- Tijdens het kalenderjaar 2023: een of meerdere workshops met het oog op het verzekeren van de opvolging van deze stimulans door de verschillende actoren;
- 1 september 2023: uiterste begindatum van de openbare raadpleging van punten a), b) en c) van de hierboven beschreven studie na overleg met de CREG;
- 31 oktober 2023: overhandiging van de volgende documenten aan de CREG:
 - Een raadplegingsverslag



- Het finale rapport van de studie vermeld in de beschrijving, met inbegrip van een gemotiveerd designvoorstel voor het (al dan niet) wijzigen van de huidige perimeter correcties toegepast voor mFRR en redispatching diensten;
- 22 december 2023: overhandiging van een gemotiveerd implementatievoorstel, desgevallend inclusief planning voor indiening van nieuwe voorstellen van de betreffende type-overeenkomsten (voor BRP en/of SA en/of BSP).

Betrokken bedrag: 300k€.

Context en rechtvaardiging

- Momenteel voert Elia in geval van activatie van mFRR- of redispatch-energiebiedingen een perimetercorrectie uit met het besteld flexibiliteitsvolume (Ereq) voor de kwartieren waarin Elia de activatie gevraagd heeft. Deze perimetercorrecties volgen de zogenaamde "blokbenadering".
- De perimetercorrectie met het besteld flexibiliteitsvolume zou (op sommige momenten) een stimulans kunnen geven voor het niet (volledig) leveren van de gevraagde dienst. Dit is in het bijzonder het geval wanneer de richting van de gevraagde activatie niet in overeenstemming is met de stimulansen die via het onevenwichtstarief worden gegeven. Dit kan vandaag het geval zijn voor bepaalde activaties van redispatch energiebiedingen, namelijk in geval de geactiveerde redispatch energiebieding in de andere richting gaat dan de stimulans en activaties voor het behoud van het evenwicht. Bovendien zou dit, met de integratie van de Europese platformen voor de activatie van mFRR energiebiedingen, ook een mogelijkheid kunnen worden voor activaties van mFRR energiebiedingen op bepaalde tijdstippen. Bijgevolg rijst de vraag of een alternatieve perimetercorrectie (bv. met het geleverd flexibiliteitsvolume), aangevuld met extra stimulansen in het kader van de activatiecontrole, niet geschikter zou kunnen zijn.
- Voor redispatchingdiensten vereist de voorziene opsplitsing van de SA en de BRP mogelijk een wijziging van de momenteel toegepaste perimetercorrectie. Dit omdat een perimetercorrectie met het besteld flexibiliteitsvolume zou impliceren dat een onvolmaakte levering van een door de SA aangeboden redispatchi energiebieding een impact zou hebben op het onevenwicht van de BRP (die mogelijk een andere partij is dan de SA). In dit verband voorzagt het oorspronkelijke iCAROS-ontwerp in een overschakeling van een correctie van de BRP met het besteld flexibiliteitsvolume naar een correctie van de BRP met het geleverd flexibiliteitsvolume. Dit met als doel de mogelijke impact op de perimeter van de BRP te neutraliseren. Er zijn echter belangrijke open vragen in verband met het in 2017 voorgestelde ontwerp die zorgvuldig dienen te worden geanalyseerd. Bepaalde vragen handelen over de evenwichtsverantwoordelijkheid in het geval van een onvolmaakte levering van de gevraagde dienst (d.w.z., welke partij is verantwoordelijk voor onevenwichten veroorzaakt door onvolmaakte activaties? Hoe zouden de kosten in verband met



dergelijke onevenwichten worden gedekt? Is dit in overeenstemming met het regelgevend kader?). Bovendien is er de vraag of een perimetercorrectie met het geleverde flexibiliteitsvolume al dan niet voldoende zou zijn om de financiële impact op alle betrokken marktpartijen te neutraliseren.

- Met de recente wijzigingen aan de profielen voor de activatie van redispatch- en mFRR-energie hebben de marktpartijen en de CREG vragen gesteld over de blokbenadering die momenteel wordt toegepast voor de perimetercorrecties, en meer bepaald over de vraag of het nodig is om rekening te houden met de periodes van ramping.
- In de context van deze verschillende vragen en evoluties beoogt deze studie een holistische analyse uit te voeren waarbij deze verschillende aspecten beschouwd worden om zo het meest geschikte ontwerp te bepalen voor de correcties van de perimeter die moeten worden toegepast in geval van activatie van mFRR- en redispatch-energiebiedingen.



3. MVAR service - review and recommendations for design optimisations

Description

Le but de cet incitant est d'analyser comment le design du service de maintien de la tension et de réglage de la puissance réactive (service MVAR) peut être amélioré afin d'optimiser l'efficacité du service, les volumes pouvant être offerts et la rémunération. Cet incitant consistera en une analyse du service MVAR actuel et visera à déterminer quels aspects il est opportun de faire évoluer ou modifier. Il comprendra :

- Une identification , en concertation avec les acteurs de marché et la CREG, des éléments techniques du design existant qu'il serait opportun d'améliorer sur base du retour d'expérience du design actuel² (cette liste contiendra à tout le moins les modalités d'application pour les pénalités). Sur cette base, pour les éléments considérés lors de la concertation susmentionnée comme prioritaires, des propositions d'améliorations seront proposées et discutées;
- Sur base d'un benchmark, une étude sur les composants qu'il serait opportun de prendre en compte dans le cadre d'une rémunération de l'activation (formule de rémunération « type » pour l'activation) ;
- Une analyse plus spécifique des améliorations de design potentielles qui pourraient faciliter la participation au service des unités ou volumes non obligatoires (ex : unités de consommation ou augmentation de bande technique pour les unités faisant l'objet d'une obligation au-delà des limites obligatoires). Les aspects suivant pourraient en particulier être analysés :
 - Sur base de la concertation avec les acteurs de marché mentionnée ci-dessus, une identification des évolutions de design du produit qu'il y a lieu d'adapter ou de mettre en place pour débloquer ou faciliter la participation volontaire de certaines unités telles que les bancs de condensateurs et les unités de consommation (exemple : la mise en place de processus simplifiés pour la préqualification et la communication des consignes de puissance réactive...);
 - Le mécanisme le plus adéquat pour faciliter la participation des unités dont la participation au service n'est pas obligatoire ;

² Notamment sur base du retour d'expérience accumulé en Belgique durant l'implémentation et l'exécution du nouveau design en 2021 et 2022 mais aussi sur base d'autres constatations ou commentaires des acteurs de marché.



- L'étude tiendra également compte du ratio entre d'une part les efforts d'implémentation des améliorations identifiées pour faciliter la participation volontaire, et d'autre part la plus-value de ces volumes volontaires (par exemple en termes de volumes supplémentaires escomptés et/ou du prix auquel ces volumes pourraient être offerts).

Date de Livraison et Livrables :

- Au cours de l'année 2023 : un ou plusieurs workshops avec les acteurs de marché pour identifier les éléments de design prioritaires qu'il serait opportun d'améliorer et pour concerter les acteurs de marché sur les évolutions proposées.
- 30 septembre 2023 : date limite pour le lancement d'une consultation publique concernant l'étude ;
- 23 décembre 2023 : soumission à la CREG de l'étude ci-dessus adaptée en fonction des commentaires résultant de la consultation publique ainsi que d'un rapport de consultation. Dans le cas où l'étude recommande l'implémentation d'améliorations pour le service de maintien de la tension et de réglage de la puissance réactive, soumission à la CREG d'une proposition de plan d'implémentation de ces adaptations.

Montant associé: 450k€.

Contexte et justification

Le service de maintien de la tension et de réglage de la puissance réactive a fait l'objet d'une révision lors d'une étude réalisée par Elia en 2018. Cette étude a notamment démontré qu'un changement de l'organisation générale du service était nécessaire et a proposé une évolution du mécanisme de « procurement » du service passant d'un mécanisme de participation volontaire uniquement via un appel d'offre à prix libre (sujet à une analyse du caractère raisonnable par le régulateur et limitation par arrêté royal) à un mécanisme de participation obligatoire pour certaines unités³, volontaire pour le reste, via des contrats standards basés sur un ou des prix régulé(s) définis en avance⁴.

Cette étude est l'opportunité de s'interroger sur base du retour d'expérience du design actuel et en concertation avec les acteurs de marché et la CREG, sur les éléments de design pour lesquels il serait

³ Sur base de leur capacité définie dans la réglementation européenne (RfG) et belge (RTF, General Requirements)

⁴ A l'heure actuelle la vision recommandée en 2018 n'a pas complètement été implémentée en conformité avec le cadre légal actuel.



intéressant de chercher des améliorations afin d'optimiser l'efficacité du service, les volumes pouvant être offerts et la rémunération.



Elia Transmission Belgium SA/NV

Boulevard de l'Empereur 20 | Keizerslaan 20 | 1000 Brussels | Belgium

4. Cartes de capacités d'accueil de raccordement de production, consommation et stockage

Description

Le but de cet incitant est de développer des outils et de les configurer correctement afin de pouvoir publier régulièrement la capacité du réseau à accueillir, pour un horizon donné, le raccordement de nouvelles unités de production, de consommation ou d'unités de stockage tout en respectant les critères de raccordement au réseau. Une première publication devra être proposée en 2023.

L'objectif d'une telle publication est de pro-activement supporter l'évolution du mix énergétique belge ainsi que l'électrification de la consommation en communiquant, de manière transparente, les points de raccordement potentiellement disponible pour des raccordements et par la négative, les points de raccordement pour lesquels une anticipation de demande est à prévoir afin que le renforcement du réseau puisse avoir lieu avant la mise en service de ce raccordement.

Cet incitant sera divisé en deux parties :

1. Une première partie consistant à clarifier avec les parties externes concernées des hypothèses les plus adéquates pour cette détermination:
 - Clarifier la référence de réseau considérée (infrastructure de référence, possibilité de renforcement dans un temps limité (par exemple ajout d'une travée de raccordement dans un poste) et année(s))
 - Clarifier la couverture visée (réseau fédéral, régional, raccordement en moyenne tension)
 - Clarifier la référence à prendre en compte pour le mix énergétique considéré (capacité au-delà de la puissance réservée, capacité synchrone ou asynchrone des puissances pouvant être raccordée, ...)
 - Clarifier les hypothèses sur la capacité proposée (permanente ou flexible, contraintes additionnelles possibles en période de coupure planifiée d'ouvrage de réseau, ...)
 - Clarifier les contraintes réseau prises en compte (capacité thermique des ouvrages, tension, courant circuit, ...) pour une installation standard respectant les prescriptions techniques (contribution en courant de court-circuit, échange de puissance réactive avec le réseau, ...)
 - Synthèse et validation des hypothèses pouvant être prises en compte pour une première publication en 2023 et des hypothèses nécessitant des analyses plus poussées, hors scope d'une telle publication, et réalisées dans le cadre d'études d'orientation. Il est attendu que seule la capacité qui assure la sécurité N-1, en absence de coupure planifiée,



sur quelques horizons temporels (e.g. 2025 et 2030) et sans alternative de renforcement de l'infrastructure de réseau, pourra réalitement être déterminée. Un choix unique fait pour les autres paramètres n'ajoute pas forcément de la complexité mais mène à d'autres messages.

2. En accord avec les hypothèses validées lors de la première partie, des développements informatiques permettant un calcul semi-automatique des possibilités de raccordement seront réalisées et une publication sera proposée.
 - La publication, des cartes de capacités de raccordement de production, consommation et stockage, pourra être intégrée sur le site Web d'Elia.
 - Une séance de présentation externe de cette publication sera réalisée.

Date de Livraison et Livrables:

- Au premier semestre 2023 : Un ou plusieurs workshops seront réalisés afin de clarifier l'objectif de la publication des cartes de capacités de raccordement de production, consommation et stockage et d'en valider les hypothèses.
- Fin Q3 2023, un outil sera développé et de premiers résultats « drafts » pourront être discutés avec la CREG
- Fin Q4 2023, la publication des cartes de capacités de raccordement de production, consommation et stockage et l'organisation d'une séance d'information publique.

Montant associé: 300k€.

Contexte et justification

Le réseau électrique est développé afin de faciliter les objectifs belges d'évolution du mix énergétique, de faciliter le couplage des marchés et de permettre le raccordement des utilisateurs de réseau (consommateurs, producteurs ou unité de stockage) qui en manifestent la demande de la manière la plus économique possible. Afin d'éviter des investissements non-valorisés, la marge disponible dans le réseau pour le raccordement d'utilisateurs de réseau est créée de manière opportuniste, à l'occasion de travaux réalisés à la fin de vie d'ouvrage existants ou permettant l'augmentation des capacités de marché ou réalisés dans le cadre du raccordement d'autres utilisateur de réseau.

Cette marge, souvent appelée capacité d'accueil, n'est pas connue du grand public ce qui ne facilite pas les demandes de raccordements. Certains utilisateurs de réseau sont disposés à réaliser leurs projets là où de la capacité est disponible à court terme alors que d'autres utilisateurs préféreraient commencer les démarches de demande de raccordement plus tôt afin de disposer à un endroit bien précis d'une capacité disponible dans le bon timing.



Elia Transmission Belgium SA/NV

Boulevard de l'Empereur 20 | Keizerslaan 20 | 1000 Brussels | Belgium

Durant les 10 dernières années, la majorité des demandes de raccordement était orientée vers le raccordement d'unités de productions décentralisées. Cependant, depuis quelques années, le raccordement d'unité de stockage et de consommateurs souhaitant électrifier leurs processus est en nette augmentation et cette évolution devrait rester structurellement présente si la Belgique veut réussir sa transition énergétique.

Il paraît donc important qu'Elia facilite le raccordement de ces nouveaux usages d'énergie électrique sans pour autant induire des coûts importants d'anticipation d'investissements pour la société. Une communication efficace des possibilités et limitations du réseau électrique paraît donc une bonne approche.



Elia Transmission Belgium SA/NV

Boulevard de l'Empereur 20 | Keizerslaan 20 | 1000 Brussels | Belgium

5. Cost benefit analysis on Requirements for Generators applicable on existing and new generating units between 1 and 25 MW

Description

L'objectif de cet incitant est de réaliser une analyse de type coût-bénéfice sur l'opportunité d'appliquer, aux unités de production d'électricité considérées comme existantes d'une puissance installée comprise entre 1 et 25 MW (non compris) et raccordées au réseau de transport, une ou plusieurs prescriptions actuellement uniquement applicables aux nouvelles unités de production d'électricité de type B. Les prescriptions à évaluer sont les prescriptions applicables aux nouvelles unités de production d'électricité de type B (PPM et SPGM) reprises dans le document « Exigences d'application générale du NC RfG », en vertu de l'Article 7(4) du règlement (UE) 2016/631 de la Commission européenne du 14 avril établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (ci-après : NC RfG).

L'analyse coût-bénéfice évaluera, pour un ensemble de prescriptions données applicables aux nouvelles unités de production d'électricité de type B, d'une part les bénéfices pour le réseau de transport d'appliquer une ou plusieurs de ces prescriptions aux unités de production d'électricité existantes d'une puissance entre 1 et 25 MW raccordées au réseau de transport et d'autre part les coûts associés à l'application de ces prescriptions qui incomberaient aux propriétaires de ces installations de production d'électricité existantes.

Cet incitant sera divisé en 5 phases :

Phase 1 : Préparation

Dans cette première phase, Elia réalisera, pour les unités raccordées au réseau de transport :

- un inventaire détaillé des unités de production d'une puissance comprise entre 1 et 25 MW (non compris). L'inventaire comprendra les catégories suivantes et permettra un classement par : puissance installée, niveau de tension, technologie, unité considérée comme existante (au sens des différentes législations applicables) ou nouvelle, (et tout autre critère pertinent pour l'analyse).
- une comparaison pour les unités de production d'électricité d'une puissance entre 1 et 25 MW (non inclus) entre les prescriptions applicables d'une part aux unités de production



d'électricité considérées comme existantes et d'autre part aux unités de production d'électricité considérée comme nouvelles

- une première évaluation des différentes prescriptions en termes de gain pour le réseau (bénéfices à définir) et de leur importance
- une proposition de prescriptions à étudier via une analyse coût-bénéfice
- une proposition de canevas pour l'inventaire des coûts et l'évaluation des bénéfices

Phase 2 : Evaluation avec les acteurs de marché

Elia entamera un trajet de discussions avec les acteurs de marché qui portera sur :

- les prescriptions identifiées dans la phase préparatoire
- la méthodologie envisagée pour l'analyse coût-bénéfice
- la méthodologie d'évaluation des coûts associés à l'application de ces prescriptions qui incomberaient aux propriétaires de ces installations de production d'électricité existantes et la collecte des données relatives à ces coûts

Phase 3 : Collecte de données et analyse coût-bénéfice

Dans cette phase Elia :

- collectera en collaboration avec les acteurs de marché les données des coûts associés à l'application de ces prescriptions qui incomberaient aux propriétaires de ces installations de production d'électricité existantes
- évaluera, pour un ensemble de prescriptions sélectionnées, les bénéfices pour le réseau de transport d'appliquer ces prescriptions aux unités de production d'électricité existantes d'une puissance entre 1 et 25 MW.

Phase 4 : Lancement d'une consultation publique

Dans cette phase, Elia lancera une consultation publique d'une durée minimale d'un mois compilant les résultats des trois premières phases

Phase 5 : Rapport final et recommandation

Elia rassemblera dans un rapport final les conclusions des différentes phases ainsi que les conclusions de la consultation publique. Sur cette base, Elia formulera des recommandations.



Date de Livraison et Livrables:

- Premier trimestre 2023 : Elia réalisera la phase préparatoire (Phase 1) et livrera pour la fin mars à la CREG un rapport préparatoire
- Pour fin avril 2023, Elia et la CREG se seront mis d'accord sur les prescriptions à prendre en compte pour les phases suivantes
- Deuxième et troisième trimestre 2023 : workshops et discussions avec les acteurs de marché pour la mise en œuvre des phases 2 et 3
- 30 septembre 2023 : date limite pour le lancement de la consultation publique
- Quatrième trimestre 2023 : rédaction des documents prévus lors de la phase 5
- 23 décembre 2023 : remise du rapport à la CREG comportant des recommandations.

Montant associé: 300k€.

Contexte et justification

Suite à l'adoption du Troisième Paquet Energie, différents codes de réseau ont rédigés (NC RfG, NC DCC, NC HVDC). Ces codes ont pour but d'une part de créer des conditions de concurrence homogène entre les Etats membres de l'Union européenne et d'autre part d'assurer une plus grande robustesse des réseaux électriques en définissant des critères de raccordement à ces réseaux qui tiennent compte des évolutions du paysage énergétique.

Le règlement (UE) 2016/631 de la Commission européenne du 14 avril établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (NC RfG) définit les exigences pour le raccordement des nouvelles installations de production d'électricité. Au niveau belge fédéral, ces exigences sont détaillées dans l'arrêté royal établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci du 22 avril 2019 (Partie 3, Livre 1, Titre 4). Au niveau belge régional, le document « Exigences d'application générale du NC RfG », en vertu de l'Article 7(4) NC RfG détaille les prescriptions à appliquer.

Bien que les exigences reprises dans le NC RfG soient applicables aux nouvelles installations de production d'électricité, l'article 4 du NC RfG définit le cadre de l'application de ces exigences aux installations de production d'électricité considérées comme existantes. En effet,

- l'article 4.1 prévoit l'application de toutes ou d'une partie des exigences du NC RfG aux installations de production d'électricité considérées comme existantes soit en cas de modernisation substantielle (art. 4.1, a) pour les unités de type C et D soit lorsque l'autorité de régulation ou un état membre décide d'appliquer, sur proposition du GRT, certaines



exigences du NC code RfG à une unité de production d'électricité existante (4.1, b) après réalisation d'une analyse coût-bénéfice

- l'article 4.3 permet au GRT de proposer à l'autorité de régulation compétente l'application de toutes ou d'une partie des exigences du NC RfG à un ensemble d'unités de production d'électricité existantes également après réalisation d'une analyse coût-bénéfice.

Les articles 4.3, 4.4, 38 et 39 du NC RfG précisent la façon dont l'analyse coût-bénéfice doit être réalisée.

Cette analyse de type coût-bénéfice permettra, dans le futur, de servir de base objective pour les décisions du régulateur portant, pour les unités de production d'électricité existantes d'une puissance installée comprise entre 1 et 25 MW (non compris), sur :

- l'application des articles 4.1, b) et 4.3 du NC RfG
- une possible prolongation de la dérogation existante⁵ à l'application du principe de modernisation substantielle aux unités de production d'électricité considérées comme existantes, d'une puissance installée maximale inférieure à 25 MW et d'une tension au point de raccordement supérieure ou égale à 110 kV (qui sont par définition considérées comme type D)

⁵ Voir: Beslissing CREG (B)2358 van 31 maart 2022

Beslissing over het verzoek van de NV Elia Transmission Belgium van 28 oktober 2021 tot afwijking van de toepassing in artikel 4.1, a) van de Europese netcode RfG voor bestaande elektriciteitsproductie-eenheden van het type D met een maximaal geïnstalleerd vermogen lager dan 25 MW en een spanning op het aansluitingspunt hoger dan of gelijk aan 110 kV.

Artikel 60(1) en artikel 63(6) en (8) van de verordening (EU) 2016/631 van de Commissie van 14 april 2016 tot vaststelling van een netcode betreffende eisen voor de aansluiting van elektriciteitsproducenten op het net



6. Implémentation d'une solution pour le transfert d'énergie (ToE) en aFRR basée sur l'utilisation d'échange de blocs d'énergie (Exchange of Energy Blocks – EoEB)

Description

A partir du mois de mai 2022, Elia souhaite discuter avec la CREG et le marché d'une solution alternative au problème de transfert de l'énergie, basée sur l'échange de blocs d'énergie (Exchange of Energy Blocks – EoEB). Cette discussion, qui aura lieu dans le cadre des Working Groups Consumer Centric Market Design (WG CCMD), a pour objectif de définir une solution générique applicable, entre autres, à tous les services d'équilibrage ainsi qu'à tous les niveaux de tension.

A la suite de ces discussions, Elia propose d'implémenter cette solution simple, basée sur l'échange de blocs d'énergie (EoEB), dans le cadre du service d'équilibrage aFRR, en vue de permettre la valorisation de la flexibilité par un BSP indépendant du BRP/fournisseur.

Dans ce cadre, Elia souhaite tester cette solution, sur une base volontaire, avec les BSPs, BRPs, Suppliers et Utilisateurs du Réseau de Transport manifestant un intérêt. Ce test peut prendre place sous le couvert d'un régime d'Opt-Out, permettant ainsi de respecter à tout moment le cadre régulé.

Il s'agit ici d'implémenter une solution générique, qui pourrait aisément être étendue après 2023, en tenant compte du résultat du test effectué, aux autres services d'équilibrage ainsi qu'à tous les niveaux de tension.

Une implémentation rapide de la solution permettra, entre autres, une facilitation de la participation de nouveaux entrants au service d'équilibrage aFRR ainsi qu'un accès au marché européen de l'énergie d'équilibrage aFRR (grâce à la plateforme PICASSO).



Simultanément, les Règles pour le Transfert d'Énergie seront adaptées en conséquence, tenant compte du design discuté durant la deuxième partie de l'année 2022 avec la CREG et les acteurs de marché dans le cadre des Working Groups CCMD6.

En proposant une implémentation de la solution parallèlement à la soumission pour approbation des règles de Transfert d'Énergie, Elia souhaite ainsi accélérer la mise à disposition pour le marché, en particulier pour un BSP indépendant, d'une solution facilitant l'accès des Utilisateurs du Réseau de Transport au service d'équilibrage aFRR. Cette solution pourra ainsi être rapidement étendue aux autres services d'équilibrage ainsi qu'à tous les niveaux de tension inférieurs.

Date de Livraison et Livrables:

- 15 novembre 2023 : mise à disposition de la plateforme EoEB permettant de tester la solution⁷ avec les parties de marché ayant manifesté un intérêt.
- 31 décembre 2023: soumission à la CREG pour approbation des Règles de Transfert d'Énergie mises à jour.

Montant associé: 300k€.

Contexte et justification

Depuis 2021, Elia travaille sur le développement d'un design d' « Exchange of Energy Blocks » (EoEB) visant à permettre l'échange des blocs d'énergie entre particuliers ou entre particuliers et professionnels.

Ces EoEB constituent une solution générique permettant des applications diverses telles que les échanges « Peer-to-Peer », la possibilité d'avoir plusieurs BRPs et fournisseurs d'énergie derrière un point d'accès ainsi que la possibilité d'offrir des services de flexibilité via un tiers (FSP indépendant du BRP/fournisseur).

En particulier pour la fourniture de flexibilité, le design EoEB constitue une alternative prometteuse au ToE. En effet, il adresse certains des désavantages de ce dernier, pouvant s'avérer encore plus importants en

⁶ Le 1er WG CCMD est programmé le 5 mai 2022.

⁷ Le test est conditionné à l'intérêt des parties de marché souhaitant y participer.



basse tension, avec, entre autres, une simplification administrative pour faciliter l'accès de plus petits acteurs et plus de d'effet de « lock-in ».

En 2022, Elia prévoit de développer plus en détail le design EoEB et d'adresser les questions identifiées ensemble avec les acteurs de marché, et en particulier pour son application à la flexibilité.

Par ailleurs, Elia souhaite analyser et implémenter cette solution en premier lieu pour l'aFRR puisque ce service d'équilibrage n'autorise, pour le moment, pas d'option simple permettant la participation d'un BSP indépendant du BRPsource/Fournisseur⁸.

Après l'analyse et l'élaboration d'un design concerté avec les différents stakeholders en 2022, Elia propose pour 2023 de concrétiser le développement du design EoEB pour la flexibilité (via un BSP indépendant) en aFRR. Par ailleurs, Elia constate que certains acteurs de marché participant actuellement à différents services d'équilibrage sous le régime d'Opt-Out sont demandeurs de recevoir des informations détaillées quant aux volumes activés et délivrés par point de livraison (DP) afin d'effectuer leur settlement financier (FSP-BRPFSP-BRPsource-Fournisseur).

C'est pourquoi Elia propose un incitant combinant :

- 1) une partie implémentation qui pourrait se faire dans le cadre réglementaire actuel. En effet, les acteurs disposant d'un accord Opt-Out pourraient tester les modalités EoEB et utiliser les données pour effectuer leur settlement ;
- 2) une partie description précise de règles (dans les ToE rules ou autre document régulé) soumises à la CREG pour démarrer un trajet d'approbation réglementaire du concept qui aura été discuté en 2022 et décrit en détail en 2023.

⁸ Actuellement un contrat Pass-Through pour l'utilisateur de réseau ou un accord Opt-Out entre le FSP et son BRP, le Fournisseur et le BRPsource sont des prérequis à la participation.



7. Prédiction des “Deterministic Frequency Deviation” (DFD) et de la contribution d’Elia

Description

La fréquence et l'amplitude dans les anomalies déterministes de fréquence ("DFD") observées dans la zone synchrone Europe continentale reste encore très élevé; et la contribution de la zone de contrôle d’Elia même avec les mesures déjà appliquées tel que le MTU de 15 minutes sur le marché intrajournalier transfrontalier, continue à dépasser régulièrement encore les limites de qualité appliquées au niveau Européen

En référence à l'étude sur les DFDs réalisées en 2019, si aucune mesure n'est prise en Europe continentale pour stopper l'aggravation du problème des DFDs, il en résulterait les risques suivants (i) surcharge des lignes à haute tension lors des changements d'heure (ii) utilisation des FCR à d'autres fins (c.-à-d. DFD) que celles auxquelles ils sont normalement destinés (stabilisation de la fréquence après un incident), d'où l'impossibilité de stabiliser la fréquence lorsque les deux événements se produisent simultanément (iii) réaction plus lente du système aux variations de fréquence pendant le DFD, d'où un risque accru de déconnexion des unités de production.

Afin de garantir une fréquence adéquate (régulation) à tout moment, de nouveaux critères de qualité plus stricts sont convenus dans le cadre de la coopération opérationnelle entre les opérateurs de réseau en Europe continentale, que chaque opérateur de réseau doit respecter et qui tiennent mieux compte de la question du DFD.

Par conséquent, suite au nombre de cas de DFDs qui ne diminuent pas encore assez, et étant donné le temps nécessaire au marché pour intégrer de manière significative les MTU de 15 minutes au niveau du marché intrajournalier transfrontalier, Elia propose de développer, sur base de l'étude de 2019 (analysant la problématique des DFDs), une solution complémentaire qui consistera à activer pro-activement du mFRR et/ou à adapter le réglage de la sortie du LFC sur base d'algorithmes

- de prédiction du déséquilibre du système européen au changement de MTU
- et de prédiction de la contribution de la zone Elia au-delà des critères ENTSO-e pendant la MTU suivante,

afin de diminuer la contribution de la zone de réglage belge aux DFDs européens.



L'objectif principal étant qu'en l'absence de mesures convaincantes et efficaces, Elia ne doit pas contracter davantage de réserve (FCR, aFRR) pour couvrir spécifiquement le déficit de qualité par rapport aux DFDs.

La première partie de l'incitant consiste à sélectionner un modèle de gestion de données (type machine learning, modèle de régression logistique, neural network, Support Vector Machine...) qui permettra de prédire les DFDs et la contribution⁹ de la zone Elia par rapport aux critères ENTSOe (variable chaque année).

Lors de cette partie Elia comparera les modèles, à partir de données historiques retenus grâce une corrélation statistique, sur base du degré de précision de leurs prédictions et de leur performance. Au terme de cette phase, Elia sélectionnera le modèle le plus performant et les données les plus pertinentes, l'évaluera sur base d'une comparaison explicite basée notamment sur des indicateurs statistiques et décrira alors les caractéristiques du modèle en termes des performances requises.

La deuxième partie de l'incitant vise à implémenter l'unique modèle sélectionné par Elia en mode expérimental en vue de confirmer les performances de ce modèle lors de situations spécifiques¹⁰, élaborer les principes d'activation de la mFRR afin d'en maximiser son usage à des fins de mitigations des DFDs et d'effectuer une phase de test (parallel run, si cela est pertinent) sur des données temps réel en mettant l'outil à disposition pour les équipes opérationnels

La troisième et dernière partie consiste à fournir des recommandations et, moyennant des résultats positifs, un plan d'implémentation pour une utilisation systématique et un monitoring de nos performances.

Date de Livraison et Livrables:

- 03 Février 2023 : Finalisation des jeux de données sélectionnés et des limites des modèles testés (modèle de machine learning régression logistique, Neural Network & Support Vector Machine) selon l'approche décrite en Annexe 1.

- 01 Septembre 2023 : Consultation d'un projet de rapport de l'étude reprenant
 - Une description de la méthode utilisée pour sélectionner les jeux de données, des modèles comparés (voir Annex1, une justification de la sélection du modèle

⁹ Actuellement, la contribution maximale est fixée à 217MW.

¹⁰ Il va de soi qu'Elia ne peut nullement être tenu pour responsable des conditions rencontrées pour tester le modèle et fera donc avec les situations temps réels qui se produisent durant le parallel run.



implémenté sur base des indicateurs statistiques (et autres) quant aux avantages et inconvénients des différents modèles).

- Une analyse de résultats de la comparaison en termes de robustesse et en fonction des différentes situations
 - Une proposition de publication dans le format et horizon de temps les plus adéquats
 - Des recommandations en termes d'implémentation (de l'outil) si résultats positifs
- 22 Décembre 2023 : Rapport final (incluant les résultats des tests – minimum 1 mois) et le cas échéant, plan d'implémentation

Montant associé: 350k€.

Contexte et justification

L'objectif de cette étude est d'analyser en détail comment mettre en place un outil de prévision des DFDs et de la contribution d'Elia en lien avec le critère ENTSOe de manière fiable, « cost-efficient » et qui permettrait aux dispatchers d'avoir à leur disposition un indicateur pour activer du mFRR et/ou adapter le réglage de la sortie du LFC dans le cadre de l'équilibrage du système au moment des DFDs.



Annex 1

Cette annexe décrit la manière dont Elia prévoit d'incorporer certaines recommandations fournies par la CREG (concernant le processus de data mining), sachant que certaines de ces recommandations ont déjà été prises en compte dans certains projets précédents mais surtout dans les limites des possibilités techniques notamment concernant la puissance de calcul à disposition.

Tenant compte des différents points évoqués par la CREG par le passé, les paragraphes suivants décrivent la façon dont Elia compte continuer l'étude data mining dans ce domaine.

- 1) Le modèle utilisera environ une vingtaine de variables indépendantes pour réaliser ces prédictions.
 Note : Dans le cas d'un modèle autorégressif, qui regarde jusqu'à X_{qh} dans le passé, certaines de ces variables seraient utilisées simultanément à des moments différents. Dans d'autres termes, la prédiction du DfD ou de la contribution d'Elia au moment T_0 peut utiliser la valeur des variables de $T-X$ à $T-1$.
 Dans le cadre de l'utilisation d'autres familles de modèles, nous pouvons utiliser comme features ces valeurs des variables évaluées à des moments différents, de façon à capturer la nature autorégressive, pouvant ainsi multiplier par X le nombre de features. Bien évidemment toutes ces features ne seraient pas systématiquement utilisées, ce serait en fonction de leur pertinence vis-à-vis de la variable dépendante (cf. point 3).
- 2) Lors de la construction d'un modèle de prédiction, il est rare que toutes les variables de l'ensemble de données sélectionnés initialement soient utiles pour la construction du modèle. Par ailleurs, l'ajout de variables redondantes réduit la capacité de généralisation du modèle et peut également réduire la précision globale du classificateur tout en augmentant la complexité globale. Donc un exercice de "feature selection" sur base supervisé et non-supervisé sera effectué pour trouver le meilleur ensemble de données permettant de construire notre modèle.
- 3) Jusqu'à aujourd'hui, nous avons été confrontés à des problèmes de valeurs manquantes en temps réel. Comme pour les précédents projets, nous prévoyons l'utilisation de méthodes d'imputation de variables manquantes. Suivant les recommandations émises par la CREG dans le cadre de l'incitant RT DGO Allocation de 2019. Le cas échéant et dans les limites des capacités de calcul à notre disposition nous pourrions utiliser la méthode MICE (Multivariate Imputation by Chained Equations).
 Concernant la transformation et création de nouvelles variables, parmi la vingtaine de variables mentionnées au point 1, il y en a certaines qui sont des transformations obtenues avec des variables de base. Nous pouvons explorer cette possibilité avec les modèles basés sur des réseaux de neurones artificiels, en utilisant des fonctions d'activation différentes pour la couche d'entrée du réseau.
- 4) Le projet séparera le jeu de test et le jeu de training de données. En effet, dans le cadre d'un modèle prédictif de série temporelle, nous entraînons le modèle avec des données qui précèdent les données de test. De cette façon, le modèle est entraîné et validé dans des conditions proches des conditions d'utilisation. Afin de valider la consistance des performances obtenues, nous pouvons répéter cette séquence d'entraînement et de test sur différentes périodes temporelles, de façon similaire à une approche de type « k-fold cross-validation » mais adaptée à la prédiction de séries temporelles.
- 5) Nous pouvons utiliser la corrélation entre la variable dépendante et les variables indépendantes, sur le jeu de training pour effectuer une sélection de variables. Pour réduire la multi-colinéarité des variables indépendantes (tout comme la dimensionnalité du modèle), nous pouvons aussi procéder à une



décomposition en composantes principales (PCA), ou à une Recursive Feature Extraction (RFE) et ne retenir qu'un nombre limité de ces composantes pour limiter la complexité et le risque d'overfitting.

- 6) En termes de comparaison des différentes familles de modèles:
- a. Nous pouvons comparer 3 modèles : un modèle de régression logistique, un modèle basé sur des réseaux de neurones artificiels (ANN) et un modèle basé sur du Support Vector Machine (SVM), tout en remarquant que ce dernier modèle présente un risque de tomber dans du sur apprentissage.
 - b. Nous allons évaluer les performances obtenues avec un modèle basé sur un réseau de neurones artificiels ANN et un modèle basé sur du Support Vector Machine (SVM)
 - i. En ce qui concerne un modèle sur base d'un réseau de neurones artificiels (ANN), nous proposons de nous limiter à un réseau à 3 couches : couche d'entrée, 1 couche cachée et couche de sortie. Ce réseau de neurones relativement simple permettrait déjà de capturer des effets non-linéaires et interactions entre variables que le modèle régression ne capture pas. La couche d'entrée pourrait effectuer les transformations, y compris non-linéaires, de variables (cf. point 2) et la couche cachée pourrait identifier les interactions entre variables. A noter que pour maîtriser le temps de calcul nécessaire à calculer les paramètres optimaux de l'ANN, nous devons éventuellement réduire le nombre de features dans ce modèle, autrement la couche d'entrée et la couche cachée pourraient déjà avoir un nombre assez élevé de neurones (TBC – 2000 neurones) ce qui rendrait l'espace de recherche pour l'apprentissage assez conséquent. Un autre type d'ANN qui serait envisageable est un réseau de type Long-short term memory (LSTM), qui pourrait capturer des effets autorégressifs non-linéaires au niveau du DFD.
 - ii. Pour les modèles de type SVM, nous allons utiliser les modèles spécialisés dans la régression, des modèles de la famille SVR (Support Vector Regression). Ici aussi, nous devons éventuellement limiter le nombre de features dans le modèle, de façon à garder un temps d'apprentissage raisonnable.

Tous ces modèles seront entraînés suivant des procédures similaires à du « k-fold cross-validation », mais adaptées à la prédiction de séries temporelles (training set devant être chronologiquement avant le test set) sur le training set. Ensuite la performance de ces modèles sera mesurée sur l'ensemble d'une période de test. Etant donné que tous ces modèles fournissent une prédiction d'une variable dépendante continue, le DFD, la performance sera mesurée en utilisant des indicateurs statistiques tels que le R², MAE, RMSE, P99 de l'erreur, erreur max, précision et recall... De notre point de vue, la combinaison de plusieurs indicateurs est pertinente afin d'évaluer les avantages et inconvénients de chaque modelé (biais ou variance, erreur moyenne ou erreurs extrêmes...)

