

# Détermination du calendrier optimal de mise en œuvre de la réforme du pas de règlement des écarts en France

Rapport pour la Commission de régulation de l'énergie

**31 juillet 2018**

**Non-confidentiel**

# Table des matières

Informations importantes	4
Glossaire	5
Synthèse de l'étude	6
Détermination du calendrier optimal de mise en œuvre de la réforme	6
Évolutions d'ordre réglementaire et contractuel induites par la mise en œuvre de la réforme	10
Executive summary	12
Establishing the optimal reform implementation timeline	12
Mapping regulatory and contractual developments induced by the reform	16
<b>Section 1</b>	
Introduction	17
Contexte	17
Objectifs de l'étude	18
Structure du rapport	18
<b>Section 2</b>	
Approche méthodologique de l'étude	20
Introduction	20
Approche méthodologique de l'analyse coûts-bénéfices ENTSO-E	20
Bénéfices induits par une harmonisation du PRE au niveau européen	21
Coûts induits par une harmonisation du PRE au niveau européen	26
Approche méthodologique de l'analyse coûts-bénéfices de cette étude	28
Impacts et bénéfices potentiels induits par la Réforme	28
Coûts induits par la Réforme	30
Identification des évolutions règlementaires et contractuelles liées à la Réforme	31
<b>Section 3</b>	
Analyse coûts-bénéfices de la Réforme au niveau du système électrique français	33
Introduction	33
Impacts et bénéfices potentiels liés à la Réforme	33
Retours des acteurs lors de la consultation	33
Bénéfices potentiels d'une mobilisation plus efficace des ressources d'équilibrage	35
Conclusions sur les impacts et bénéfices potentiels	42
Coûts liés à la Réforme	43
Coûts projet – Investissements	44
Coûts projet – Coûts récurrents additionnels	47

	Coûts indirects	47
	Estimation des coûts pour les autres acteurs du système électrique français	48
	Analyse en valeur actuelle nette des impacts et bénéfices potentiels et coûts de la Réforme	51
	Analyse centrale	51
	Sensibilités	53
	Conclusions de l'analyse coûts-bénéfices	55
<b>Section 4</b>	Evolution réglementaires requises par la Réforme	57
	Introduction	57
	Panorama des sujets potentiellement concernés par des évolutions d'ordre réglementaire	57
	Analyse des évolutions par champ réglementaire	58
	Gestion et équilibrage du système	58
	Gestion et accès au réseau	64
	Opération des marchés	72
	Soutien aux énergies renouvelables	76
	Rétro-planning de mise en œuvre de la Réforme	79
	Définition du chemin critique de mise en œuvre de la Réforme : La révision des règles RE-MA et des règles relatives au comptage et leur mise en œuvre technique	79
	Mise en œuvre technique : étapes critiques	79
	Planning nominal : mise en œuvre de la Réforme début ou mi-2023	80
	Planning resserré : Mise en œuvre de la Réforme mi-2021	81
	Planning confortable : Mise en œuvre de la réforme en 2024/2025	82
	Conclusions de l'identification des évolutions réglementaires associées à la Réforme	82
<b>Section 5</b>	Conclusions et recommandations	84
	Détermination du calendrier optimal de mise en œuvre de la Réforme	84
	Évolutions d'ordre réglementaire et contractuel induites par la mise en œuvre de la Réforme	86
<b>Annexe A</b>	Méthodes d'estimation des principaux bénéfices identifiés par Frontier Economics	87
	Réduction des coûts d'équilibrage	87
	Augmentation de la liquidité sur les marchés intrajournaliers	88
<b>Annexe B</b>	Guide méthodologique accompagnant la demande de données relative au passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes en France	90
	Contexte et processus	90
	Impacts de la réforme du pas de règlement des écarts sur le système électrique français	92
	Format de la demande de données	105
<b>Annexe C</b>	Liste des répondants aux consultations	112
	Première consultation	112
	Deuxième consultation	112
<b>Annexe D</b>	Synthèse des réponses quantitatives détaillées concernant les coûts de la Réforme	113
<b>Annexe E</b>	Synthèse des réponses qualitatives concernant les impacts et bénéfices potentiels de la Réforme	114

<b>Annexe F</b>	Principes de l'analyse en valeur actuelle nette et discussion du paramètre de taux d'actualisation	117
	Principes d'une analyse en valeur actuelle nette	117
	Taux d'actualisation	118

## Informations importantes

Ce rapport a été préparé par la société FTI France SAS sous le nom de Compass Lexecon (« Compass Lexecon ») à l'attention de la Commission de régulation de l'énergie (« la CRE ») dans le cadre de l'étude relative au calendrier de mise en œuvre d'un pas de règlement des écarts de 15 minutes en France, conformément à l'acte d'engagement signé par l'entité adjudicatrice de la CRE en date du 5 février 2018 (le « Contrat »).

Ce rapport a été préparé au bénéfice exclusif de la CRE dans le contexte de l'étude relative au calendrier de mise en œuvre d'un pas de règlement des écarts de 15 minutes en France.

Compass Lexecon décline toute responsabilité et rejette toute obligation de diligence envers quiconque (à l'exception de la CRE aux termes du Contrat) pour le contenu du rapport. En conséquence, Compass Lexecon rejette toute responsabilité pour toutes conséquences résultant du fait qu'une personne (autre que la CRE sur la base ci-dessus) aurait agi, ou se serait abstenue d'agir, en se fondant sur ce rapport, ou de décisions prises ou non prises au titre de ce rapport.

Ce rapport contient des informations obtenues ou provenant de diverses sources. Compass Lexecon n'accepte aucune responsabilité concernant la vérification ou l'établissement de la fiabilité de ces sources, ni concernant la vérification des informations ainsi fournies.

Compass Lexecon ne fait aucune déclaration, ni ne donne aucune garantie, expresse ou tacite, d'aucune sorte à quiconque (à l'exception de la CRE aux termes du Contrat) quant à l'exactitude ou l'exhaustivité du rapport.

Ce rapport est rédigé sur la base des informations dont Compass Lexecon dispose à la date de sa rédaction. Il ne tient pas compte des informations nouvelles éventuelles qui auraient pu être portées à notre connaissance après la date du rapport. Nous ne sommes aucunement tenus de mettre à jour le rapport, ni d'informer un destinataire dudit rapport de ces nouvelles informations.

Tous droits d'auteur et autres droits de propriété intellectuelle sur le rapport demeurent la propriété de Compass Lexecon. Tous droits sont réservés.

### **Avis relatif aux Droits d'Auteur**

© 2018 FTI France SAS. Tous droits réservés.

## Glossaire

<b>Abréviation</b>	<b>Définition</b>
ACER	Agence pour la Coopération des Régulateurs de l'Energie
ARENH	Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique
CAM	Commission d'accès au marché
CARD / CART	Contrat d'accès au réseau de distribution / transport d'électricité
CNEN	Conseil national d'évaluation des normes
CNIL	Commission nationale informatique et libertés
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CSE	Conseil supérieur de l'énergie
CURDE / CURTE	Comité des clients utilisateurs du réseau de distribution / transport d'électricité
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
DTR	Documentation technique de référence
EB	Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique
EDA	Entité d'ajustement
ELD	Entreprise locale de distribution
ENR	Energies renouvelables
ENTSO-E	Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
MCO	Maintien en condition opérationnelle
NEBEF	Notification d'échange de blocs d'effacement
PDL	Point de livraison
PRE	Pas de règlement des écarts
RE	Responsable d'équilibre
RE-MA	Règles relatives aux responsables d'équilibre et au mécanisme d'ajustement
RR / RC	Réserves rapides et complémentaires
SI	Système d'information
TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
UE	Union européenne
VAN	Valeur actuelle nette

# Synthèse de l'étude

En application des articles 53 et 62 du règlement européen relatif à l'équilibrage du système électrique<sup>1</sup>, un pas de règlement des écarts harmonisé de 15 minutes doit être effectif dans tous les pays de l'Union européenne au plus tard trois ans après l'entrée en vigueur de ce règlement, soit au début de l'année 2021. Les autorités nationales de régulation de l'énergie des pays concernés par la réforme du pas de règlement des écarts ont toutefois la possibilité d'accorder une dérogation jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2025 à la demande du gestionnaire de réseau de transport ou de leur propre initiative.

Dans ce contexte, la Commission de régulation de l'énergie a retenu le cabinet FTI Compass Lexecon Energy pour la réalisation d'une étude visant, d'une part, à déterminer le calendrier optimal de mise en œuvre de la réforme du pas de règlement des écarts au niveau de la France, et, d'autre part, à identifier les évolutions réglementaires et contractuelles qui pourraient s'avérer nécessaires pour une telle réforme.

## Détermination du calendrier optimal de mise en œuvre de la réforme

La détermination du calendrier optimal de mise en œuvre de la réforme s'est appuyée sur une analyse des coûts et bénéfices associés à plusieurs scénarios temporels afin d'identifier la date permettant de maximiser les bénéfices nets au niveau de la France.

### **La méthodologie développée pour cette étude s'inspire des travaux menés entre 2014 et 2016 par ENTSO-E en relation avec l'harmonisation du pas de règlement des écarts<sup>2</sup>.**

Ces travaux constituent un précédent important dans la mesure où ils s'appuient sur une méthodologie d'analyse coûts-bénéfices discutée et validée en concertation avec de nombreux acteurs européens. La méthodologie identifie plusieurs postes de coûts, reflétant les impacts multiples d'une modification du pas de règlement des écarts sur une grande majorité des acteurs du système électrique, ainsi que des bénéfices en termes notamment de réduction des coûts d'équilibrage pour le système et d'amélioration de la liquidité des marchés intrajournaliers.

Un certain nombre d'ajustements à la méthodologie d'ENTSO-E, décidés en concertation avec la Commission de régulation de l'énergie et les parties prenantes en France, ont été mis en

---

<sup>1</sup> Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique,  
<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017R2195&from=EN>

<sup>2</sup> Les différentes étapes de ces travaux sont disponibles sur le site : <https://docstore.entsoe.eu/major-projects/network-code-implementation/cba-imbalance-settlement-period/Pages/default.aspx>

œuvre dans le cadre de cette étude afin de refléter les spécificités du système électrique français.

**Les acteurs français ont ainsi été interrogés sur les bénéfices escomptés d'un passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes par rapport à un pas actuel de 30 minutes.** Aucun des répondants, mis à part RTE, n'a été en mesure de fournir des éléments chiffrés. Toutefois, certains acteurs ont apporté des éléments qualitatifs.

Concernant les bénéfices, les principaux enseignements de notre analyse, croisée avec les réponses à la consultation, sont les suivants :

- Mobilisation efficace des ressources d'équilibrage. La réforme est susceptible d'impliquer des modifications dans le comportement des acteurs en matière d'équilibrage. Néanmoins, les effets sur l'utilisation effective des moyens de production, d'effacement ou de stockage pourraient être limités. Certains répondants s'interrogent sur la capacité des responsables d'équilibre à assurer un équilibrage sur un pas de règlement des écarts plus fin de manière plus efficace que RTE.
- Réduction des réserves et marges. Le mode de dimensionnement des réserves et marges de RTE est fonction des aléas physiques auxquels est soumis le système électrique, qui sont indépendants du pas de règlement des écarts. Il ne semble donc pas y avoir de bénéfices à attendre de ce point de vue.
- Amélioration de l'exploitation « physique » du système. L'augmentation de la granularité des produits de marché, en passant d'une heure à 30 minutes puis potentiellement à 15 minutes, pourrait permettre de juguler les problèmes liés aux excursions de fréquence lors des passages entre les heures pleines et creuses. Cependant, pour l'heure, RTE ne constate pas d'amélioration notable depuis l'introduction de produits 30 minutes sur le marché français, dont la liquidité est d'ailleurs très faible. Dès lors, l'effectivité de cette mesure pour traiter de ce problème n'est pas démontrée. Les bénéfices à attendre de ce point de vue sont incertains et risquent d'être limités, au moins à court terme.
- Amélioration de la liquidité sur les marchés intrajournaliers. La réforme permet de s'aligner sur les pratiques de nombreux pays européens et, notamment, de l'Allemagne dont le marché intrajournalier des produits 15 minutes est liquide. Le marché français pourrait ainsi bénéficier de la liquidité des marchés voisins. Par la même occasion, la participation à ce marché pourrait être stimulée. Toutefois, il semble difficile de quantifier la magnitude de cet effet et d'en quantifier les bénéfices.
- Amélioration des signaux à l'investissement. L'émergence de prix différenciés selon les pas de temps va concourir, toute proportion gardée, au signal d'investissement global, sans toutefois qu'on puisse en déduire un bénéfice substantiel, ou en tout cas chiffrable. Les répondants considèrent qu'il n'y a pas de bénéfices matériels à attendre de ce point de vue.

**Il ressort des réponses à la consultation que les bénéfices de la réforme potentiellement les plus significatifs concernent la mobilisation des ressources d'équilibrage.**



Cependant, sur la base des réponses collectées, il n'a pas été possible de quantifier les bénéfices associés à cette réforme. L'analyse effectuée tend plutôt à conclure que ces bénéfices resteront limités, *a fortiori* si la réforme est mise en œuvre avant que les responsables d'équilibre aient pu adapter leurs outils de prévision, processus et systèmes d'information afin de pouvoir effectivement être en mesure, éventuellement, de rendre la mobilisation des ressources d'équilibrage plus efficace.

Dans un tel contexte, le niveau des bénéfices potentiels ne peut être encadré que par une fourchette très large. Une vision pessimiste de la réforme consisterait à conclure à une absence de bénéfices. A l'inverse, **le chiffrage réalisé par ENTSO-E et son consultant Frontier Economics<sup>3</sup> (entre 19,0 et 46,8 millions d'euros par an pour la France), dont plusieurs hypothèses et aspects méthodologiques peuvent conduire à une surestimation notable, peut être considéré comme un majorant des bénéfices potentiels de la réforme.** De tels bénéfices ne sauraient par ailleurs se matérialiser que si les responsables d'équilibre ont pu se préparer et réaliser les adaptations nécessaires.

**En outre, pour en tirer le maximum de bénéfices, les règles et le fonctionnement des marchés doivent continuer à être améliorés.** Cela passe notamment par le développement de produits 15 minutes sur le marché organisé intrajournalier, la possibilité d'effectuer des échanges transfrontaliers, y compris implicites, à un pas de 15 minutes, ou encore le renforcement de la visibilité et de la transparence sur l'état du système à court terme et les actions prises par les gestionnaires de réseau de transport pour assurer son équilibre. Par ailleurs, une réflexion pourrait être lancée pour étudier l'opportunité de mettre en place des produits quart-horaires sur le marché journalier et permettre leur échange à l'échelle européenne, en tenant compte des impacts et des coûts de mise en œuvre mis en regard des bénéfices.

**Les acteurs français ont également été interrogés sur les coûts induits par un passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes.** Seules certaines parties prenantes ont communiqué des données détaillées de coûts. Les coûts induits par la réforme ont donc pu être analysés pour ces seuls acteurs.

Les répondants ont identifié des coûts directs, induits par les évolutions de l'ensemble des systèmes nécessaires au passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes. Les principaux résultats de l'analyse des coûts directs des répondants, qui concernent particulièrement les activités de programmation et règlement des écarts, notification et comptage et gestion de la réforme, sont les suivants :

- Le montant total d'investissements est compris entre 35,4 et 42,7 millions d'euros suivant l'année de mise en œuvre de la réforme. Les variations des investissements suivant

---

<sup>3</sup> Frontier Economics (2016). *Cost-Benefit Analysis of a change to the Imbalance Settlement Period – A report* for ENTSO-E, [https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CBA\\_ISP/ISP\\_CBA\\_Final\\_report\\_29-04-2016\\_v4.1.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CBA_ISP/ISP_CBA_Final_report_29-04-2016_v4.1.pdf)

l'année de mise en œuvre s'expliquent par la nécessité de dupliquer des adaptations sur certains systèmes d'information, de développer des solutions intermédiaires non pérennes et, dans une moindre mesure, d'engager des dépenses plus importantes pour gérer plusieurs pas de temps en parallèle en cas de mise en œuvre avant 2023.

- Les coûts récurrents communiqués ne dépendent pas de l'année de mise en œuvre de la réforme. Ils tendent à diminuer au cours des années suivant le lancement de la réforme, pour atteindre un niveau stabilisé de long terme d'environ 3,7 millions d'euros par an.

Par ailleurs, des coûts indirects ont été identifiés par plusieurs répondants de manière qualitative ou chiffrée. Ils correspondent à des coûts échoués et des pertes d'opportunité ou d'efficacité découlant de la nécessité de repousser des évolutions de systèmes d'information dans le cadre de projets déjà engagés afin d'intégrer les adaptations requises par le changement de pas de règlement des écarts dans leurs plans de charge. Ces coûts sont observés particulièrement dans les scénarios de mise en œuvre de la réforme avant 2023, pouvant atteindre [*confidentiel*] millions d'euros en cas de réforme dès 2021.

**Il est important de souligner que l'intégralité des coûts induits directement par la réforme n'est pas susceptible d'avoir été appréhendée dans l'analyse.** Tout d'abord, bien que le poids important dans le système électrique français des répondants permette de refléter une partie notable des coûts liés à la réforme en France, de nombreux autres acteurs seront également confrontés à des coûts significatifs. Ensuite, certains coûts qui pourraient résulter du passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes, relatifs notamment à l'évolution du pas de facturation de l'accès au réseau (en particulier pour la facturation des dépassements de puissance souscrite), n'ont pas été quantifiés en l'état par les répondants à la consultation. Par conséquent, il est probable que les coûts totaux de la réforme pour le système électrique français excèdent les montants présentés ici.

En définitive, sous l'hypothèse d'une absence de bénéfices de la réforme ou même de bénéfices contenus tels qu'estimés par RTE, **l'analyse coûts-bénéfices basée sur les retours de la consultation fait ressortir qu'une mise en œuvre de la réforme en 2025 permet d'en minimiser les coûts et que les coûts de mise en œuvre diminuent sensiblement à partir de 2023.**

Précisément, une mise en œuvre de la réforme dès 2021 ou 2022 conduirait à des surcoûts très importants, à la fois directs et indirects, qui ne seraient pas susceptibles d'être contrebalancés par les bénéfices potentiels de la réforme. Pour l'année 2023, la valeur actuelle nette de la réforme s'élève à -102,0 millions d'euros, contre -112,6 millions d'euros en 2021 et -106,4 millions d'euros en 2022.

*A contrario*, **avec la prise en compte de l'estimation de Frontier Economics des bénéfices pour la France d'une harmonisation du pas de règlement des écarts à 15 minutes, les montants de bénéfices compensent largement les coûts directs de la réforme, de sorte qu'il serait préférable de la mettre en œuvre dès 2021 ou 2022.**

Relevons ici que les bénéfices estimés par Frontier Economics sont susceptibles d'être très largement surestimés. En toute hypothèse, rien n'indique que ces bénéfices puissent être

réalisés pleinement dans les premières années suivant le passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes. Ces considérations sont loin d'être théoriques puisque plusieurs des principaux responsables d'équilibre en France ont indiqué qu'une mise en œuvre avant 2023 ne leur permettrait pas de disposer de modèles de prévision adaptés et calibrés sur la base de données réelles au pas 15 minutes. Ceci pourrait se traduire par l'impossibilité de mobiliser les ressources d'équilibrage de manière plus efficace et par conséquent de réaliser les bénéfices attendus de la réforme.

**En conclusion, il ressort de l'analyse que la réforme du pas de règlement des écarts ne devrait pas être mise en œuvre en France avant 2023.**

Un calendrier de mise en œuvre à partir de 2023 permet en outre de respecter le préavis de trois ans établi par la Commission de régulation de l'énergie en concertation avec les acteurs du système électrique français. Par ailleurs, il laisserait la possibilité aux acteurs d'intégrer les évolutions des systèmes requises par la réforme dans leurs plans de charge avec une souplesse relativement importante, ce qui serait à même de réduire les coûts indirects. Toutefois, un tel calendrier impliquerait d'avoir, pour une partie de la période tarifaire TURPE 6, un non-alignement entre le pas de facturation de l'accès au réseau de 10 minutes et le pas de règlement des écarts de 15 minutes, ce qui pourrait être de nature à envoyer des signaux complexes aux acteurs du système électrique.

## **Évolutions d'ordre réglementaire et contractuel induites par la mise en œuvre de la réforme**

**L'analyse des évolutions d'ordre réglementaire et contractuel induites par la mise en œuvre de la réforme a mis en évidence des évolutions touchant des sujets variés (gestion du système, réseau, marchés, soutien aux énergies renouvelables, etc.) et affectant de multiples étages de la pyramide des normes.**

**Les évolutions identifiées sont de niveaux de criticité variables.** La révision des règles RE-MA et du pas de comptage constitue le chemin critique de la réforme. La programmation des réserves rapides et complémentaires, des effacements, des services système au pas quart-horaire, la création de produits 15 minutes (au moins sur le marché intrajournalier) et l'allocation des capacités d'interconnexion au pas quart-horaire sont également très hautement souhaitables pour rendre la réforme opérante et en tirer la plupart des bénéfices, mais n'apparaissent pas indispensables à sa mise en œuvre. Des bénéfices plus incertains pourraient être tirés d'évolutions relatives à la mise à disposition de données réseau, au TURPE, au mécanisme de capacité, à l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique, au complément de rémunération ou à l'autoconsommation.

Si l'on prend en compte la durée nominale estimée pour la concertation et les évolutions réglementaires (de l'ordre de 24 mois), auquel on rajoute le délai nécessaire pour sa mise en œuvre dans les systèmes d'information et le calibrage des profils (24 mois) et une phase de fonctionnement à blanc (12 mois), **la durée nominale de mise en œuvre globale s'approche de cinq années.** Dès lors, une mise en œuvre début ou mi-2023 apparaît raisonnable, à condition de lancer dès à présent les réunions de concertation préalables. Une mise en œuvre de la réforme dès mi-2021 reste théoriquement possible, mais nécessiterait le

développement de solutions techniques transitoires sur le fondement de règles non stabilisées et d'un modèle cible possiblement provisoire.

**En toute hypothèse, il semble essentiel de prévoir un lancement rapide des concertations avec l'ensemble du secteur afin de définir avec plus de précision les modèles cibles liés aux différentes activités impactées par la réforme**, en particulier concernant la disponibilité de données de comptage et des bilans à un pas effectif de 15 minutes. Il s'agira également de se positionner sur une date de mise en œuvre au sein de l'année retenue (plus particulièrement entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 1<sup>er</sup> juillet).

# Executive summary

In accordance with the Articles 53 and 63 of the Commission regulation on electricity balancing<sup>4</sup>, the imbalance settlement period should be harmonised at 15 minutes in all European Union Member States within three years after the entry into force of the regulation, i.e. by early 2021. However, national energy regulatory authorities of the Member States can grant an extension to reform the imbalance settlement period until 1 January 2025, either at the request of the transmission system operator or at their own initiative.

In this context, the French energy regulatory authority (“Commission de régulation de l’énergie”) has retained FTI Compass Lexecon Energy to conduct a study to establish the optimal implementation timeline of the imbalance settlement period reform in France and map all regulatory and contractual changes triggered by such a reform.

## Establishing the optimal reform implementation timeline

We used a cost-benefit analysis of several temporal scenarios to identify the date that maximises the reform’s net benefits for France.

**The methodology used for this study is based on ENTSO-E’s work related to the imbalance settlement period harmonisation that was conducted between 2014 and 2016.**<sup>5</sup> This work is an important precedent as it relies on a cost-benefit analysis methodology that was discussed and validated together with numerous European stakeholders. The methodology identifies several cost items, which reflect the various impacts of a change in the imbalance settlement period for most of the electricity system participants, as well as benefits resulting in particular from the reduced balancing costs to the system and improved intraday markets liquidity.

Some changes have been implemented to ENTSO-E’s methodology in this study to capture the French electricity system’s characteristics. These changes have been decided together with the Commission de régulation de l’énergie and the French stakeholders.

**Participants to the French electricity system have been consulted on the expected benefits of transitioning from the current 30-minute to a 15-minute imbalance**

---

<sup>4</sup> Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing,  
<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017R2195&from=EN>

<sup>5</sup> The different steps of this work are presented in: <https://docstore.entsoe.eu/major-projects/network-code-implementation/cba-imbalance-settlement-period/Pages/default.aspx>

**settlement period.** RTE was the only respondent that could provide quantitative evidence. Several stakeholders qualitatively answered to the consultation.

Key benefits gathered from our analysis combined with the stakeholders' feedback are as follows:

- More efficient use of balancing resources. The reform is likely to modify the electricity system participants' balancing behavior. However, the impacts on the effective use of generation, demand-side or storage resources could be limited. Some respondents doubt that balance responsible parties can ensure a more efficient balancing than RTE in a shorter imbalance settlement period.
- Reduction of reserves and system margins. The methodology used by RTE for sizing reserves and system margins is based on physical contingencies faced by the electricity system that are independent from the imbalance settlement period. No benefit should thus be expected on this area.
- Implementation of the "physical" system operation. Increasing the temporal granularity of market products, by transitioning from 1-hour to 30-minute and possibly to 15-minute products, may help reduce frequency deviation issues observed hourly. However, no noteworthy improvement of such issues has been observed by RTE following the introduction of 30-minute products on the French market, whose liquidity to date has been very low. The efficiency of an increase in the market products' temporal granularity is therefore not proven, leading to uncertain and probably limited benefits in this area, at least in the short term.
- Increase in intraday markets liquidity. The reform will create an alignment of market practices in many European countries, and especially Germany that already enjoys a liquid intraday market with 15-minute products. The French market could therefore benefit from the liquidity of neighbouring markets. As a result, the participation to the French market could be supported. However, it proves difficult to quantify the magnitude and resulting benefits of such effect.
- Improvement of price signals supporting investment. Prices varying on a more frequent temporal basis could contribute to improving the global investment signal. However, no substantial, or at least quantifiable benefit, can be identified. Respondents indicated that they expect no benefit in this area.

**According to the consultation's feedback, the most significant potential benefits that could be expected from the reform relate to the more efficient use of balancing resources.** However, it was not possible to quantify these benefits based on the answers received. The analysis that was conducted rather points to limited benefits. This is particularly true if the reform is implemented before the balance responsible parties can adapt their forecast tools, processes and information systems to actually (possibly) use balancing resources more efficiently.

In such context, the level of potential benefits can only be considered within a large range. A pessimistic vision of the reform could lead to consider that no benefit will be created. Conversely, **the estimation given by ENTSO-E and its consultant Frontier Economics<sup>6</sup> (between 19.0 and 46.8 million euros per year for France), can be considered an upper range of the reform's potential benefits. However, several assumptions and methodological approaches underlying this estimation translate in a potentially significant overestimation of the benefits.** Furthermore, such benefits can only materialise if balance responsible parties have been given the opportunity to anticipate and actually implement the adaptations required for the reform.

**In addition, the rules and functioning of electricity markets should be further improved to enable the materialisation of benefits.** This requires, in particular, the development of 15-minute products on the intraday markets, the possibility to organise cross-border exchanges (including implicit ones) at a 15-minute frequency, or the continued improvement of the visibility and transparency of the short-term electricity system's state and the actions taken by transmission system operators to ensure its balancing. Moreover, it may be relevant to consider the possibility of introducing 15-minute products on the day-ahead market and allowing their exchange at the European level, with due consideration of the implementation costs of such an introduction compared to the potential benefits.

**Participants to the French electricity system have also been consulted on the costs that would be triggered by the transition to a 15-minute imbalance settlement period.** Only some respondents provided detailed cost data. The reform costs could thus be analysed only for these respondents.

Respondents identified direct costs, related to the changes of all systems necessary for the transition to a 15-minute imbalance settlement period. The key learnings of the analysis of direct costs, which mainly concern generation dispatch and imbalance settlement, notification and metering, and reform management activities, are as follows:

- Total investments amount to between 35.4 and 42.7 million euros depending on the reform's implementation year. Variations between possible implementation years are due to the necessity to duplicate adaptations on some information systems, develop temporary solutions, and to a lesser extent, face higher expenses to manage several inconsistent periods if the 15-minute imbalance settlement period is implemented before 2023.
- Recurring costs (as identified by the respondents) do not depend on the reform's implementation year. They tend to decrease over the years following the reform's launch and reach a long-term stabilised level of about 3.7 million euros per year.

---

<sup>6</sup> Frontier Economics (2016). *Cost-Benefit Analysis of a change to the Imbalance Settlement Period – A report* for *ENTSO-E*, [https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CBA\\_ISP/ISP\\_CBA\\_Final\\_report\\_29-04-2016\\_v4.1.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CBA_ISP/ISP_CBA_Final_report_29-04-2016_v4.1.pdf)

Indirect costs have also been identified either qualitatively or quantitatively by several respondents. They cover stranded costs and opportunity or efficiency losses that result from the necessity to postpone information system changes linked to already ongoing projects to manage resources required for the imbalance settlement period reform. These costs are incurred especially in the scenarios of a reform implementation before 2023, and can reach [confidential] million euros if the reform is launched as soon as 2021.

**We highlight that all costs that would be triggered by the reform could not be captured by our analysis.** Even though the respondents to the consultation have a large place in the French electricity industry and a substantial share of the reform costs may therefore have been captured, many other stakeholders will also face significant costs. Furthermore, some costs that could also be driven by the transition to a 15-minute imbalance settlement period, such as costs related to the change in the network access billing period (more precisely in relation with the overshoot of power subscribed), have not been quantified by the respondents. Total costs of the reform for the French electricity system are therefore likely to exceed the amounts presented in this report.

Assuming that the reform will not materialise in benefits, or even in limited benefits as estimated by RTE, **the cost-benefit analysis based on the consultation feedback shows that implementing the reform in 2025 would allow minimising its costs, and that implementation costs significantly decrease after 2023.**

More precisely, implementing the reform as soon as 2021 or 2022 would trigger significant additional costs, which are unlikely to be balanced by potential benefits. For 2023, the reform's net present value amounts to -102.0 million euros, compared to -112.6 million euros in 2021 and -106.4 million euros in 2022.

Conversely, **taking into account the benefits estimated by Frontier Economics for France of an harmonisation of the imbalance settlement period at 15 minutes would support the reform's implementation as soon as 2021 or 2022, as benefits largely outweigh the direct costs triggered by the reform.**

It should be noted that the benefits estimated by Frontier Economics are likely to be substantially overestimated. In particular, no argument supports the fact that benefits could fully materialise in the first years following the transition to the 15-minute imbalance settlement period. This is not only a theoretical point, as several of the major balance responsible parties in France have highlighted that adapted and calibrated imbalance forecast models based on real 15-minute data would not be available if the reform is implemented before 2023. This could translate into the impossibility to use balancing resources more efficiently, which would in turn imply that the benefits expected from the reform would not materialise.

**In conclusion, the analysis demonstrates that the imbalance settlement period reform should not be implemented in France before 2023.**

An implementation timeline after 2023 would comply with the 3-year notice that was set by the Commission de régulation de l'énergie together with participants to the French electricity system. It also provides stakeholders with sufficient time to implement changes on information



systems impacted by the reform with a relative flexibility, which could strongly decrease indirect costs. However, such timeline would lead to a discrepancy between the network access billing period (currently 10 minutes) and the imbalance settlement period of 5 minutes during the upcoming regulatory period ("TURPE 6"), which could create complex signals to network users.

## **Mapping regulatory and contractual developments induced by the reform**

**The regulatory and contractual developments induced by the reform will cover various subjects** (system operation, grid, markets, renewable energy sources support, etc.) **at different levels of the hierarchy of norms.**

**The identified developments may be more or less critical to the reform implementation.**

The revision of the rules of the balancing mechanism and balance responsible parties system ("RE-MA") is the critical path of the reform that determines its implementation timeline. Besides, the adaptation of dispatch rules for manual frequency restoration reserves, replacement reserves, demand-side response and ancillary services, the introduction of 15-minute products (at least on the intraday market) and the allocation of interconnection capacity at a 15-minute frequency are also highly desirable in order to make the reform effective and derive most benefits from it. More benefits may be derived from developments regarding the provision of grid data to the public, network tariffs, the capacity remuneration mechanism, the regulated access to historic nuclear energy scheme ("ARENH"), the market premium support scheme for renewable energy sources and self-consumption, although those benefits are uncertain.

Based on a reasonable duration for the concertation and regulatory development phase (about 24 months), the technical implementation in information systems and consumption profile calibration phase (24 months) and the trial and adjustment phase for market players before the actual implementation (12 months), **the reasonable duration for the implementation of the reform is close to five years.** Hence, an implementation in early or mid-2023 seems reasonable, provided preliminary consultative meetings are launched as soon as possible. An implementation as soon as mid-2021 remains theoretically possible but would require the development of transitory technical solutions based on possibly unstable rules and a likely provisional target model.

**In any case, it is essential to quickly plan the launch of the consultative meetings with all stakeholders in order to further define the target models related to the different fields affected by the reform.** This is particularly key regarding the availability of metering and balancing data on 15-minute periods. It will also be essential to evaluate the pros and cons of the precise implementation date within the year retained for the reform (in particular between 1 January and 1 July).

## Section 1

# Introduction

## Contexte

- 1.1 Le règlement européen relatif à l'équilibrage du système électrique (ci-après « règlement EB »)<sup>7</sup>, entré en vigueur le 18 décembre 2017, prévoit l'harmonisation du pas de règlement des écarts (ci-après « PRE ») dans les pays de l'Union européenne sur un pas de 15 minutes. Il est considéré qu'une telle harmonisation devrait « *soutenir les échanges intrajournaliers et promouvoir le développement de plusieurs produits pour les mêmes échéances de livraison* », contribuant ainsi à « *faciliter le fonctionnement efficace du marché intrajournalier afin de donner la possibilité aux acteurs de marché de s'équilibrer eux-mêmes aussi près que possible du temps réel* »<sup>8</sup>.
- 1.2 En application des articles 53 et 62 du règlement EB, le PRE harmonisé de 15 minutes doit être effectif au plus tard trois ans après l'entrée en vigueur du règlement EB, soit au début de l'année 2021. Les autorités nationales de régulation de l'énergie des pays concernés par la réforme du PRE (ci-après « la Réforme ») ont toutefois la possibilité d'accorder une dérogation jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2025<sup>9</sup> à la demande du gestionnaire de réseau de transport (ci-après « GRT ») ou de leur propre initiative. Une telle dérogation doit être « *transparente, non discriminatoire, non biaisée, bien documentée et fondée sur une demande argumentée* ».
- 1.3 Avec un PRE de 30 minutes actuellement, la France est un des pays concernés par la Réforme. Celle-ci est susceptible d'entraîner des changements significatifs pour la grande majorité des acteurs du système électrique français. En effet, le PRE affecte le fonctionnement

---

<sup>7</sup> Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique,  
<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017R2195&from=EN>

<sup>8</sup> Considérant 12 du règlement EB.

<sup>9</sup> Le rapport du Parlement européen sur la proposition de règlement sur le marché interne de l'électricité (révisé) prévoit toutefois que la possibilité de dérogation pourrait être abandonnée, conduisant à une entrée en vigueur au plus tard au 1<sup>er</sup> janvier 2021. Cette position doit faire l'objet de discussions tripartites avec le Conseil européen et la Commission européenne dans le cadre de l'examen des propositions relatives à l'architecture des marchés européens, qui doit avoir lieu à l'automne 2018.  
<http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?pubRef=-%2F%2FEP%2F%2FNONSGML%2BREPORT%2BA8-2018-0042%2B0%2BDOC%2BPDF%2BV0%2F%2FEN>

de très nombreuses activités au-delà de l'équilibrage, et notamment les activités de programmation de la production, de comptage et de facturation.

### Objectifs de l'étude

- 1.4 La Commission de régulation de l'énergie (ci-après « la CRE ») a retenu le cabinet FTI Compass Lexecon Energy pour la réalisation d'une étude visant à déterminer le calendrier optimal de mise en œuvre de la Réforme au niveau de la France. Cette étude doit fournir un support aux travaux de la CRE relatifs à l'évaluation de la pertinence d'accorder une dérogation aux acteurs du système électrique français pour la mise en œuvre de la Réforme.
- 1.5 À cet effet, l'étude poursuit deux objectifs distincts :
- L'étude établit sur la base d'une analyse coûts-bénéfices le calendrier de mise en œuvre de la Réforme permettant de maximiser les bénéfices nets au niveau de la France. La méthodologie développée s'inspire très largement des travaux d'ENTSO-E relatifs à l'analyse coûts-bénéfices d'une réforme du PRE<sup>10</sup>. Un certain nombre d'amendements ont toutefois été mis en œuvre afin refléter les spécificités du système électrique français. L'analyse coûts-bénéfices effective a été réalisée en s'appuyant sur une consultation détaillée des parties prenantes.
  - L'étude identifie les évolutions réglementaires et contractuelles qui pourraient s'avérer nécessaires à la mise en œuvre de la Réforme. Cette identification repose sur un exercice de cartographie des textes et dispositions relatifs ou affectés par le PRE. L'étude propose également un rétro-planning pour les travaux relatifs à la mise en œuvre de ces évolutions.

### Structure du rapport

- 1.6 Le présent rapport est structuré de la manière suivante :
- La Section 2 détaille l'approche méthodologique retenue pour (i) effectuer l'analyse coûts-bénéfices de la Réforme au niveau de la France et (ii) identifier les évolutions réglementaires et contractuelles associées ;
  - La Section 3 présente les résultats de l'analyse coûts-bénéfices de la Réforme au niveau de la France et déduit de cette analyse un calendrier optimal de mise en œuvre de la Réforme ;
  - La Section 4 analyse les évolutions réglementaires rendues nécessaires par la Réforme et propose un rétro-planning pour les travaux relatifs à ces évolutions ; et enfin

---

<sup>10</sup> ENTSO-E (2015). *Cost Benefit Analysis for Electricity Balancing – ISP Harmonisation methodology. Prepared by Frontier Economics and Consentec.*  
[https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CBA\\_ISP/ENTSOE%20ISP%20CBA%20methodology%2020-Oct-2015%20final.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CBA_ISP/ENTSOE%20ISP%20CBA%20methodology%2020-Oct-2015%20final.pdf)

- La Section 5 présente des recommandations à l'attention de la CRE concernant le calendrier optimal de mise en œuvre de la Réforme en France.

## Section 2

# Approche méthodologique de l'étude

## Introduction

- 2.1 Dans cette section, nous détaillons la méthodologie retenue pour (i) effectuer l'analyse coûts-bénéfices de la Réforme au niveau de la France et (ii) identifier les évolutions réglementaires et contractuelles associées.
- 2.2 La section est structurée de la manière suivante :
- Nous présentons la méthodologie développée par ENTSO-E pour effectuer l'analyse coûts-bénéfices d'une harmonisation du PRE dans l'Union européenne ;
  - Nous exposons la méthodologie retenue dans cette étude en motivant les similarités et les différences avec la méthodologie d'ENTSO-E ; et enfin
  - Nous décrivons la méthodologie suivie pour cartographier les textes et dispositions relatifs ou affectés par le PRE.

## Approche méthodologique de l'analyse coûts-bénéfices ENTSO-E

- 2.3 Le projet de code de réseau relatif à l'équilibrage du système électrique, transmis fin 2013 par ENTSO-E à l'Agence pour la Coopération des Régulateurs européens de l'Énergie (ci-après « ACER »), prévoyait que l'harmonisation du PRE dans l'Union européenne (ci-après « UE ») soit conditionnée à une analyse coûts-bénéfices<sup>11</sup>. A l'occasion de la revue de ce projet, l'ACER a proposé à ENTSO-E d'entreprendre cette analyse, sans attendre la fin du processus de comitologie.
- 2.4 ENTSO-E a mandaté les cabinets de conseil Frontier Economics et Consentec afin de développer une méthodologie d'évaluation des coûts et bénéfices d'une harmonisation du PRE dans l'UE. La méthodologie a été publiée à la fin de l'année 2015<sup>12</sup>.

---

<sup>11</sup> [https://electricity.network-codes.eu/network\\_codes/eb/](https://electricity.network-codes.eu/network_codes/eb/)

<sup>12</sup> Frontier Economics (2015). *Cost-Benefit Analysis of a change to the Imbalance Settlement Period – A guidebook prepared for ENTSO-E*,

- 2.5 Cette méthodologie prévoit une comparaison des coûts et bénéfices associés à différents scénarios d'harmonisation du PRE dans l'UE. La comparaison repose sur une analyse en valeur actuelle nette (ci-après « VAN ») sur une période de 10 ans à partir de l'année 2019. Elle permet de déterminer le scénario d'harmonisation maximisant les bénéfices nets au niveau européen, parmi lesquels une harmonisation du PRE à 15 minutes pour tous les pays<sup>13</sup>.
- 2.6 Frontier Economics a ensuite été retenu pour réaliser l'analyse des coûts et bénéfices de l'harmonisation du PRE. Les résultats de cette analyse ont été publiés en avril 2016<sup>14</sup>.
- 2.7 L'analyse coûts-bénéfices de la Réforme sollicitée par la CRE poursuit un objectif différent de celui de l'analyse coûts-bénéfices réalisée par Frontier Economics. Alors que cette dernière visait à évaluer la pertinence d'une harmonisation du PRE dans l'UE, la présente étude cherche à déterminer le calendrier optimal de mise en œuvre d'un PRE de 15 minutes en France.
- 2.8 Pour autant, l'analyse d'ENTSO-E est un précédent important, car elle s'appuie sur une méthodologie générale discutée en concertation avec de nombreuses parties prenantes et validée par ENTSO-E. Elle constitue donc naturellement le point de départ de notre analyse.
- 2.9 Nous discutons dans la suite les coûts et bénéfices d'une harmonisation du PRE dans l'UE identifiés par Frontier Economics et les méthodes d'estimation associées.

### **Bénéfices induits par une harmonisation du PRE au niveau européen**

#### *Postes de bénéfices considérés dans l'analyse ENTSO-E*

- 2.10 Les bénéfices quantifiables induits par une harmonisation du PRE dans l'UE identifiés par Frontier Economics sont listés dans le Tableau 1 ci-dessous.

---

[https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CBA\\_ISP/ISP\\_Harmonisation\\_CBA\\_Guidebook\\_v3\\_13-Nov-2015\\_stc.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CBA_ISP/ISP_Harmonisation_CBA_Guidebook_v3_13-Nov-2015_stc.pdf)

<sup>13</sup> Les autres scénarios considéraient une convergence des pays avec un PRE de 60 minutes vers un pas de 15 minutes (supposé minimiser les coûts de réforme), une convergence des pays avec un PRE de 60 minutes vers un PRE de 15 ou 30 minutes en fonction de la situation de leur voisin le plus grand (supposé maximiser les bénéfices à travers une harmonisation du PRE) et une harmonisation à 5 minutes pour tous les pays (supposé maximiser les bénéfices à travers une réduction et une harmonisation du PRE).

<sup>14</sup> Frontier Economics (2016). *Cost-Benefit Analysis of a change to the Imbalance Settlement Period – A report for ENTSO-E*, [https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CBA\\_ISP/ISP\\_CBA\\_Final\\_report\\_29-04-2016\\_v4.1.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CBA_ISP/ISP_CBA_Final_report_29-04-2016_v4.1.pdf)

**Tableau 1 : Postes de bénéfices quantifiables considérés dans l'analyse ENTSO-E**

Item	Poste
Bénéfices	Réduction des coûts d'équilibrage
	Augmentation de la liquidité sur les marchés intrajournaliers
	Amélioration des investissements grâce à des signaux prix plus pertinents
	Autres bénéfices « physiques » (ex. tenue de fréquence)

Source : *Frontier Economics (2015)*

2.11 Frontier Economics identifie quatre principaux postes de bénéfices quantifiables.

2.12 S'agissant du poste de bénéfices « *Réduction des coûts d'équilibrage* », Frontier Economics considère que l'harmonisation du PRE pourrait réduire les coûts d'équilibrage. Plusieurs raisons sont avancées, à savoir :

- L'augmentation des actions d'équilibrage des responsables d'équilibre (ci-après « RE ») afin de réduire leur déséquilibre sur un pas de temps plus court pourrait entraîner une réduction des actions d'équilibrage devant être mises en œuvre par les GRT après la fermeture du guichet intrajournalier ainsi qu'une possible modification du type de réserves mobilisées ;
- Le maintien par les RE d'un montant plus important de capacité pour les échéances proches du temps réel pourrait conduire à la réduction du volume de réserves devant être contractualisé par les GRT pour assurer l'équilibre du système ;
- L'harmonisation des PRE dans les différents pays européens pourrait augmenter la granularité des marchés intrajournaliers transfrontaliers et ainsi contribuer à une réduction des prix et du coût de maintien par les RE de la capacité pour les échéances proches du temps réel par rapport à une situation sans échanges transfrontaliers ;
- Le transfert possible d'une partie des actions d'équilibrage des GRT vers les RE pourrait avoir un impact sur les prix de gros, d'équilibrage et de règlement des écarts ; et
- La réduction du PRE pourrait réduire les barrières à la participation de certaines ressources, telles que les capacités d'effacement ou de stockage, aux marchés intrajournaliers et d'équilibrage.

2.13 La méthodologie adoptée pour quantifier l'ensemble de ces bénéfices consiste à<sup>15</sup> :

- Estimer les volumes d'équilibrage qui pourraient être réalisés par les RE plutôt que par les GRT grâce à la réduction du PRE en analysant les courbes de charge et en supposant que les RE sont à l'équilibre en moyenne sur le PRE ; et à

<sup>15</sup> L'Annexe A décrit de façon plus précise la méthodologie employée pour les différents aspects liés à la réduction des coûts d'équilibrage.

- Valoriser ces écarts au différentiel de prix entre les marchés d'ajustement et intrajournalier.
- 2.14 Étant donné les hypothèses et approximations fortes de la méthodologie, Frontier Economics n'a conservé arbitrairement que 25 % à 75 % des bénéfices ainsi obtenus.
- 2.15 L'impact sur le volume de réserves d'ajustement à contractualiser dans le cas français a été supposé nul du fait de la méthode de dimensionnement employée par RTE.
- 2.16 Enfin, à ces éléments, Frontier Economics a ajouté l'effet d'une plus grande concurrence sur les marchés intrajournaliers, concourant à réduire davantage le coût global de l'équilibrage du système. Pour valoriser cet impact, Frontier Economics a fait une hypothèse arbitraire d'un accroissement des échanges transfrontaliers (de 10 % puis 15 %) sur les périodes où l'interconnexion n'était pas saturée, valorisé à la différence sur une période donnée (30 minutes pour l'Allemagne, 1 heure pour la Grande Bretagne) entre le prix maximal observé dans des sous-périodes (15 minutes et 30 minutes respectivement) et le prix moyen sur la période, cette différence étant censée approximer les écarts de coûts variables entre les technologies marginales sur les deux sous-périodes<sup>16</sup>.
- 2.17 S'agissant du poste de bénéfices « *Augmentation de la liquidité sur les marchés intrajournaliers* », Frontier Economics considère que des bénéfices découleraient d'un double effet :
- La hausse de la fréquence des actions d'équilibrage des RE dans les marchés intrajournaliers afin de réduire leur déséquilibre sur un pas de temps plus court ; et
  - L'amélioration de l'uniformité de l'information entre les différents marchés transfrontaliers grâce à l'harmonisation du PRE et des produits d'échange.
- 2.18 Pour quantifier ces bénéfices, Frontier Economics s'est basé sur l'augmentation de la liquidité observée dans les marchés allemand, autrichien et suisse au moment de l'introduction de produits 15 minutes. Pour monétiser l'augmentation de la liquidité, Frontier Economics a ensuite regardé les écarts entre les prix minimums et maximums sur une période donnée. Il a supposé arbitrairement que cet écart était dû pour 50 % aux changements dans les anticipations des acteurs et que l'apport de liquidité permis grâce aux produits 15 minutes permettait de réduire de 10 % les 50 % de l'écart de prix restant.
- 2.19 S'agissant du poste de bénéfices « *Amélioration des investissements grâce à des signaux prix plus pertinents* », Frontier Economics considère que des bénéfices pourraient se matérialiser sur deux plans :

---

<sup>16</sup> A noter que les échanges en intrajournalier se font en continu, donc le prix peut ne pas refléter la technologie marginale.



- Une partie des revenus des marchés de l'équilibrage et des réserves pourrait être transférée vers les marchés de gros et contribuer ainsi à l'amélioration de la transparence et de la fiabilité du signal prix ; et
- La réduction des barrières à la participation de certaines ressources aux marchés intrajournaliers et d'équilibrage pourrait faciliter l'investissement dans ces ressources.

2.20 Frontier Economics a considéré qu'il n'était pas possible de quantifier ces bénéfices en notant qu'il s'agissait d'un élément parmi d'autres dans un processus de décision complexe et qu'il faudrait, de toute façon, du temps pour que les investisseurs puissent l'appréhender et l'intégrer dans leurs décisions.

2.21 S'agissant du poste de bénéfices « *Autres bénéfices physiques* », Frontier Economics évoque des bénéfices potentiels pouvant résulter d'une optimisation de la programmation de la production d'électricité ou encore de l'amélioration de la tenue de fréquence. Frontier Economics n'a pas été en mesure de fournir des éléments quantitatifs.

2.22 Des bénéfices non quantifiables, tels que le renforcement de la sécurité d'exploitation du système électrique ou encore la facilitation de la participation des énergies renouvelables (ci-après « ENR ») aux marchés, sont également évoqués.

#### *Analyse critique de l'approche*

2.23 Si nous sommes en accord avec les postes de bénéfices identifiés, les méthodes d'estimation de ces bénéfices soulèvent de nombreuses interrogations quant à leur applicabilité au cas d'espèce. C'est plus particulièrement le cas pour l'estimation des bénéfices relatifs à (i) la réduction des coûts d'équilibrage et (ii) l'accroissement de la concurrence transfrontalière en intrajournalier.

2.24 S'agissant de la réduction des coûts d'équilibrage, l'analyse proposée par Frontier Economics présente des limites importantes :

- Capacité des RE à s'équilibrer parfaitement : Frontier Economics fait une hypothèse forte en supposant que les RE seront en mesure de s'équilibrer aussi bien sur un PRE plus fin, particulièrement compte tenu des aléas croissants sur la production dans les années à venir du fait de la montée en puissance des énergies renouvelables. Inversement, certains RE programment déjà leur production de façon à suivre l'évolution de la courbe de charge au sein du PRE pour éviter les sauts entre PRE, ce qui peut limiter les écarts observés entre sous-périodes.
- Actions des GRT en amont de la fenêtre opérationnelle : Certains GRT ont indiqué à Frontier Economics mener des actions en amont de la fenêtre opérationnelle visant à mieux suivre la courbe de charge réelle, au travers de la programmation de centrales ou d'actions d'ajustement. C'est notamment le cas en France. Ces mêmes actions pourraient continuer à être menées par les GRT ou prises pour les RE, utilisant les mêmes ressources et donc sans impact sur les coûts ou le surplus collectif. Or, ces actions, qui limitent les bénéfices de la Réforme, n'ont pas été prises en compte par Frontier Economics.

- Différences dans les ressources mobilisées et effet sur les prix : Comme indiqué par Frontier Economics et en lien avec le point précédent, l'accroissement de la demande sur le marché infrajournalier va solliciter des ressources plus onéreuses que la technologie marginale fixant le prix de marché dans le contrefactuel. Potentiellement, ces ressources seront les mêmes que celles utilisées dans le contrefactuel par les GRT. Frontier Economics n'a pas pris en compte l'effet sur les prix d'une augmentation de la demande en infrajournalier. Or, cet effet est susceptible de réduire fortement les bénéfices de la Réforme.
- Imperfections de marché : Comme indiqué précédemment, les imperfections de marché peuvent conduire les acteurs d'ajustement à offrir des prix supérieurs à leur coût marginal sur le mécanisme d'ajustement. En France, l'effet des plages de prix, qui contraint les acteurs d'ajustement à offrir un prix identique sur des plages de plusieurs heures, et la formule du prix de règlement des écarts en France pouvaient également inciter les acteurs d'ajustement à offrir à des prix supérieurs au prix journalier et/ou supérieurs à leur coût marginal, créant potentiellement un écart de prix entre l'ajustement et l'infrajournalier ne reflétant pas une différence de coût. En outre, d'après la CRE<sup>17</sup>, EDF applique un « talon » couvrant (i) les surcoûts liés à la baisse de la fiabilité des centrales résultant des modulations imposées par l'ajustement, (ii) le risque d'écarts de traçabilité entre RTE et EDF et (iii) les coûts liés à la gestion des offres sur le mécanisme d'ajustement. Or, ces coûts ne sont pas forcément variables et existeraient aussi pour des activations de ces mêmes unités sur le marché infrajournalier. La méthode employée par Frontier Economics tend à intégrer dans les bénéfices des transferts entre acteurs sans création de valeur (effet redistributif).
- Prise en compte des évolutions prévues de l'architecture de marché pour l'ajustement : Frontier Economics ne considère pas les réformes prévues, qui visent à intégrer les mécanismes d'ajustement au travers du *netting* des écarts et d'échanges entre gestionnaires de réseau, et à améliorer les signaux de prix et l'incitation à l'équilibrage. Ces mesures pourraient réduire les écarts de prix entre l'ajustement et l'infrajournalier, et donc les bénéfices liés à la Réforme prise isolément.

2.25 S'agissant de l'accroissement de la concurrence transfrontalière en infrajournalier, la méthode utilisée par Frontier Economics présente plusieurs biais importants. En particulier,

- L'accroissement des flux transfrontaliers est basé sur des valeurs arbitraires,
- L'effet prix est analysé sur la base uniquement de deux pays sans savoir s'ils sont effectivement représentatifs du reste de l'Europe et de la France en particulier, et selon une méthode approximative qui ne modélise pas de façon précise l'effet de l'harmonisation

---

<sup>17</sup> CRE (2014), Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO<sub>2</sub> et du gaz naturel, Rapport 2013-2014.

du PRE et qui ne tient pas compte de l'effet sur les prix du pays exportateur<sup>18</sup> ni de l'impact que ces échanges peuvent avoir sur son mécanisme d'ajustement, dont les prix pourraient augmenter, et enfin

- Les effets volumes et prix ne sont pas analysés de façon corrélée.

2.26 En outre, Frontier Economics ne considère pas l'impact de l'accroissement des échanges en infrajournalier sur les mécanismes d'ajustement et les projets d'intégration de ces mécanismes actuellement en cours de mise en place par les GRT. L'usage accru des capacités d'interconnexion en infrajournalier réduirait, dans certains cas, les possibilités d'échanges d'ajustement.

2.27 En définitive, il semble opportun de se reposer la question des bénéfices, appliquée au cas de la France, en repartant des impacts physiques potentiels de la Réforme. Nous privilégions cette approche dans la Section 3.

### Coûts induits par une harmonisation du PRE au niveau européen

*Postes de coûts considérés dans l'analyse ENTSO-E*

2.28 Les coûts induits par une harmonisation du PRE au niveau européen, tels qu'identifiés par Frontier Economics, sont listés dans le Tableau 2 ci-dessous.

**Tableau 2 : Postes de coûts considérés dans l'analyse ENTSO-E**

Item	Poste
Coûts	Plateformes d'échange
	Systèmes de comptage et notification
	Programmation et règlement des écarts
	Systèmes de facturation
	Prévision et programmation des RE
	Documentation relative à l'équilibrage
	Gestion des réseaux

Source : Frontier Economics (2015)

2.29 Frontier Economics identifie sept principaux postes de coûts.

2.30 S'agissant du poste de coûts « Plateformes d'échange », une évolution du PRE nécessite l'adaptation des systèmes de support aux transactions dans les marchés, en particulier infrajournaliers, afin de les rendre compatibles avec le nouveau PRE. Frontier Economics

<sup>18</sup> Frontier Economics suppose, en effet, implicitement que la technologie marginale sur un pas de marché donné est capable de fournir l'incrément nécessaire pour satisfaire la demande supplémentaire transfrontalière. L'accroissement supposé des échanges transfrontaliers ne se traduit pas par une augmentation des prix dans le pays qui « exporte » sa flexibilité 15 minutes.

considère que les coûts découlant de cette évolution concernent particulièrement les systèmes de gestion des transactions et les algorithmes d'équilibrage des marchés.

- 2.31 S'agissant du poste de coûts « *Systèmes de comptage et de notification* », une évolution du PRE requiert l'adaptation des systèmes d'information (ci-après « SI ») et des procédures de communication liés au comptage de la consommation et à la notification des profils physiques et contractuels de production et consommation aux GRT. Les coûts évoqués par Frontier Economics couvrent en particulier :
- Pour le comptage, (i) la reprogrammation des compteurs, voire leur remplacement, (ii) les SI permettant de gérer la collecte, la validation, le stockage, le traitement et l'échange des données de comptage et (iii) la reconstruction des courbes de consommation (profilage) ; et
  - Pour la notification, (i) les SI au niveau des RE permettant de gérer les volumes contractuels et/ou la prévision des profils de production et consommation, et (ii) les SI en support des communications avec le GRT.
- 2.32 S'agissant du poste de coûts « *Programmation et du règlement des écarts* », ces activités doivent être rendues compatibles avec le nouveau PRE. Les coûts identifiés par Frontier Economics comprennent en particulier :
- Pour la programmation, (i) les SI de programmation des unités de production au niveau du GRT, (ii) les SI de programmation au niveau de chacune des unités de production et (iii) les SI en support des communications avec le GRT ; et
  - Pour le règlement des écarts, (i) les SI de contrôle, calcul et publication des écarts au niveau du GRT, (ii) le suivi des écarts au niveau des RE et (iii) les SI en support des communications entre GRT, RE et éventuellement opérateurs de bourse.
- 2.33 S'agissant du poste de coûts « *Systèmes de facturation* », une évolution du PRE est susceptible d'affecter les activités de facturation à la fois des fournisseurs d'électricité et des gestionnaires de réseau. Frontier Economics évoque en particulier des coûts liés aux systèmes d'élaboration des offres de fourniture et de calcul des éléments des tarifs de réseau affectés.
- 2.34 S'agissant du poste de coûts « *Prévision et des échanges des RE* », l'impact immédiat d'une évolution du PRE concerne les activités des RE, qui doivent adapter la prévision et la gestion des déséquilibres de leur portefeuille pour les rendre compatible avec le nouveau PRE. Frontier Economics considère que les coûts découlant de cette évolution concernent en particulier les modèles de prévision et les systèmes en support aux transactions des RE.
- 2.35 S'agissant du poste de coûts « *Documentation relative à l'équilibrage* », tout texte réglementaire, norme ou contrat et accord bilatéral portant mention du PRE doit évoluer en cohérence avec le PRE. Les coûts identifiés par Frontier Economics correspondent à la préparation et à la mise en œuvre des amendements sur la documentation concernée.

- 2.36 Enfin, s’agissant du poste de coûts « *Gestion des réseaux* », une évolution du PRE entraîne la nécessité d’adapter les systèmes en support d’activités qui reposent sur le PRE. Frontier Economics évoque en particulier des coûts liés aux SI pour la couverture des pertes de réseau, le contrôle de la tension et le dimensionnement des ouvrages de réseau.

*Analyse critique de l’approche*

- 2.37 Nous sommes en accord avec les postes de coûts identifiés par Frontier Economics. Ces postes de coûts sont repris dans cette étude dans la mesure où ils permettent de refléter l’ensemble des coûts induits pour les différentes activités affectées par une évolution du PRE.

**Approche méthodologique de l’analyse coûts-bénéfices de cette étude**

- 2.38 Comme expliqué *supra*, l’analyse coûts-bénéfices réalisée dans le cadre de cette étude poursuit un objectif différent de celui de l’analyse coûts-bénéfices réalisée par Frontier Economics. Alors que cette dernière visait à évaluer la pertinence d’une harmonisation du PRE sous différentes configurations pour tous les pays de l’UE, la présente étude cherche à déterminer le calendrier optimal de mise en œuvre d’un PRE de 15 minutes en France.

- 2.39 Par conséquent, les scénarios envisagés dans la présente analyse ne concernent pas des configurations d’harmonisation du PRE mais bien les différentes années possibles de mise en œuvre de la Réforme, soit 2021, 2022, 2023, 2024 ou 2025 (ci-après les « scénarios de réforme »).

- 2.40 Bien que la méthodologie générale d’analyse coûts-bénéfices développée par ENTSO-E reste pertinente dans le cadre de cette étude, un certain nombre d’évolutions ont été apportées pour refléter les spécificités du système électrique français et répondre aux biais (méthodologiques) identifiés *supra* en particulier sur les impacts et bénéfices potentiels.

- 2.41 La méthodologie révisée a fait l’objet d’une consultation des parties prenantes et de plusieurs groupes de travail. Une demande de données accompagnée d’un document support prenant en compte les retours de la première consultation a été communiquée aux parties prenantes<sup>19</sup>. Des entretiens bilatéraux ont été organisés afin de valider la compréhension des éléments qualitatifs et quantitatifs fournis et approfondir l’analyse concernant les impacts et bénéfices potentiels de la Réforme.

- 2.42 Nous présentons dans la suite (i) les coûts et les bénéfices de la Réforme finalement retenus dans l’analyse et (ii) les méthodes d’estimation associées quand cela est pertinent.

**Impacts et bénéfices potentiels induits par la Réforme**

- 2.43 S’agissant des impacts et bénéfices potentiels de la Réforme, nous identifions trois objectifs principaux à l’harmonisation du PRE à 15 minutes :

---

<sup>19</sup> Le document support accompagnant la demande de données et la liste des répondants aux deux étapes de la consultation sont présentés respectivement en Annexe B et Annexe C (confidentielle) de ce rapport.

- Améliorer l'efficacité de l'équilibrage entre la production et la consommation : Il s'agit à la fois d'améliorer la tenue de fréquence sur les zones synchrones européennes et de le faire au meilleur coût en mobilisant le plus efficacement possible les ressources d'équilibrage, y compris des ressources qui ne participent pas ou peu aujourd'hui à l'équilibrage, telles les énergies renouvelables variables, et en réduisant le besoin de réserves.
- Fluidifier les échanges transfrontaliers : L'harmonisation du PRE doit faciliter l'émergence de produits similaires sur les différents marchés nationaux, favorisant ainsi les échanges et l'optimisation de l'usage des ressources à la maille européenne.
- Améliorer les signaux de prix : Un PRE suffisamment fin permet de révéler la valeur de l'énergie produite à chaque instant et, donc, de mieux refléter la valeur d'une ressource flexible capable de suivre les variations des besoins sur le système électrique ; ce faisant, la Réforme doit contribuer à de meilleurs signaux d'investissements.

2.44 Ces objectifs sont intrinsèquement liés à des bénéfices attendus. À cet égard, le Tableau 3 ci-dessous liste les impacts et bénéfices potentiels de la Réforme qui ont été considérés dans l'analyse coûts-bénéfices de cette étude.

**Tableau 3 : Postes d'impacts et bénéfices potentiels considérés dans l'analyse**

Item	Poste
Impacts et bénéfices potentiels induits par la mise en œuvre de la Réforme <sup>(1)</sup>	Mobilisation efficace des ressources d'équilibrage
	Réduction du besoin de réserves
	Amélioration de l'exploitation « physique » du système
	Amélioration de la liquidité sur le marché intrajournalier
	Amélioration des signaux d'investissement
	Contribution des ENR à l'équilibrage

Notes : (1) Les bénéfices peuvent éventuellement prendre des valeurs négatives en cas d'impact négatif de la Réforme sur les différents postes identifiés.

Source : FTI Compass Lexecon Energy

- 2.45 Nous distinguons dans cette liste les impacts et bénéfices directs et indirects de la Réforme.
- 2.46 Le transfert des responsabilités d'équilibrage du GRT vers les RE est susceptible de générer des impacts et bénéfices directs en termes de (i) réduction des coûts d'équilibrage, (ii) diminution du besoin de réserves et (iii) d'amélioration de la résilience du système. En effet :
- Les RE pourraient être en mesure de mobiliser des ressources de manière plus efficace que le GRT pour assurer l'équilibrage de leur périmètre. Les RE pourraient en effet avoir accès sur le marché intrajournalier à un éventail plus large de ressources (en particulier des capacités d'effacement et stockage et/ou des ressources transfrontalières) pour équilibrer le système, comparativement aux ressources mobilisables par RTE au travers du mécanisme d'ajustement notamment ;

- De par la réduction possible des actions d'équilibrage devant être prises par RTE après la fermeture du guichet infrajournalier, la réduction du PRE pourrait conduire, toutes choses égales par ailleurs, à la réduction du volume de réserves devant être contractualisé par RTE afin d'assurer l'équilibre du système ainsi que du volume de marges conservées par RTE. Ces évolutions pourraient conduire à une économie potentielle de coûts de contractualisation des réserves et une plus grande disponibilité des ressources sur les marchés ; et
- Le passage à 15 minutes du PRE est susceptible d'améliorer la tenue de fréquence sur le système électrique français ainsi que la tenue des échanges transfrontaliers.

2.47 Ces impacts et bénéfices directs, qui reflètent l'objectif d'amélioration de l'efficacité de l'équilibrage entre production et consommation, correspondent principalement au poste de bénéfice « *Réduction des coûts d'équilibrage* » et dans une moindre mesure au poste « *Autres bénéfices physiques* » identifiés par ENTSO-E. Leur reformulation dans le cadre de cette étude procède de la volonté d'isoler et analyser prioritairement les impacts physiques de la Réforme sur l'équilibrage du système électrique français.

2.48 Des impacts et bénéfices indirects pourraient également découler de la Réforme et de l'harmonisation consécutive des PRE dans les marchés européens en termes (i) d'augmentation de la liquidité sur les marchés infrajournaliers, (ii) d'amélioration des signaux d'investissement, voire (iii) d'augmentation de la contribution des ENR à l'équilibrage.

2.49 Ces impacts et bénéfices indirects reflètent les objectifs de fluidification des échanges transfrontaliers et d'amélioration des signaux de prix. Ils correspondent aux postes de bénéfice « *Augmentation de la liquidité sur les marchés infrajournaliers* » et « *Amélioration des investissements grâce à des signaux prix plus pertinents* » ainsi qu'aux bénéfices non quantifiables identifiés par ENTSO-E.

#### **Coûts induits par la Réforme**

2.50 S'agissant des coûts liés à la Réforme, les postes identifiés par Frontier Economics présentés aux paragraphes 2.30 à 2.36 ont été repris dans la mesure où ils permettaient de bien refléter les différentes activités affectées par une évolution du PRE.

2.51 Toutefois, quelques modifications ont été apportées :

- L'ordre des postes de coûts a été réorganisé afin de suivre la logique temporelle de l'équilibrage, en partant de la prévision et programmation de la production jusqu'au comptage et à la facturation en passant par les transactions sur les plateformes d'échanges ;
- Des précisions et compléments ont été mis en œuvre afin de refléter les spécificités du système électrique français, en particulier sur les postes de coûts relatifs à la programmation de la production, au comptage et à l'évolution des textes règlementaires ; et

- Un poste concernant les coûts liés à la gestion de la Réforme a été ajouté suite à la suggestion d'un répondant à la consultation.

2.52 Le Tableau 4 ci-dessous identifie les postes de coûts considérés dans l'analyse coûts-bénéfices de la Réforme.

**Tableau 4 : Postes de coûts considérés dans l'analyse**

Item	Poste
Coûts de mise en œuvre de la Réforme	Évolution des systèmes et procédures de prévision, gestion des données et des transactions des RE
	Évolution des systèmes et procédures de programmation et règlement des écarts
	Adaptation des plateformes d'échange
	Évolution des systèmes de notification et de comptage
	Évolution des systèmes de facturation
	Évolution de la gestion, de l'optimisation et du dimensionnement des réseaux
	Mise à jour de la documentation relative à l'équilibrage
Activités liées à la gestion de la Réforme	

Source : FTI Compass Lexecon Energy

2.53 Malgré la similitude des postes de coûts considérés, les différences en termes de scénarios considérés dans l'analyse coûts-bénéfices d'ENTSO-E et la présente étude ainsi que le décalage temporel entre ces deux études justifient l'actualisation du montant des différents postes de coûts. Il s'agissait en particulier de tenir compte du décalage de la date de mise en œuvre au plus tôt de 2019, tel qu'envisagé par l'ACER en 2014, à 2021, comme prévu par le règlement EB entré en vigueur en décembre 2017.

### Identification des évolutions réglementaires et contractuelles liées à la Réforme

2.54 L'identification des évolutions législatives, réglementaires et contractuelles induites par la Réforme doit permettre à la CRE d'anticiper les démarches à mettre en œuvre avec les différentes parties prenantes, telles que RTE ou le gouvernement français, et de s'assurer qu'elles sont compatibles avec les échéances envisagées pour la mise en œuvre de la Réforme.

2.55 L'analyse des évolutions d'ordre réglementaire liées à la Réforme a procédé en cinq étapes :

- Réalisation d'un panorama exhaustif des sujets susceptibles de faire l'objet de modifications d'ordre législatif, réglementaire ou contractuel : L'ensemble des thématiques pouvant être directement ou indirectement concernées par la Réforme, relatives notamment à la gestion et à l'équilibrage du système, à la gestion et à l'accès au réseau, à l'opération des marchés, ou encore au soutien aux énergies renouvelables, ont été passées en revue ;



- Identification des différents textes potentiellement touchés et des principales dispositions concernées : Pour chacun de ces sujets, les textes potentiellement touchés par la Réforme ont été recherchés à différents niveaux de la pyramide des normes (législatif, réglementaire, réglementaire, réglementaire, contractuel) ;
- Evaluation de la criticité de procéder à leur révision : La nécessité de procéder à la modification des dispositions identifiées a été analysée, ainsi que leur pertinence, afin notamment de maximiser les bénéfices associés à la Réforme ou d'en minimiser les coûts ;
- Identification des principaux acteurs concernés par l'évolution des textes et analyse du processus et du calendrier de révision des textes concernés : L'analyse du processus et du calendrier de modification des textes concernés par la Réforme a tenu compte de la complexité et des délais nécessaires à leur révision (travaux préparatoires, concertations, consultations, études externes potentielles, saisines pour approbation ou avis, etc.) ; et enfin
- Mise en place d'un rétro-planning de mise en œuvre de l'ensemble de la Réforme et vérification de sa comptabilité avec les différentes échéances envisagées : La réalisation d'un rétro-planning de mise en œuvre de l'ensemble de la Réforme a nécessité de veiller à l'articulation et au séquençage des différentes modifications envisagées, qui découlent notamment de la hiérarchie des normes, mais aussi de tenir compte de la durée des concertations de cadrage et de coordination en amont du lancement des travaux de révision des textes, et de la durée relative à la mise en œuvre des évolutions après leur publication (s'agissant notamment de la mise en cohérence des contrats, des catalogues de prestations, des processus, des SI, etc.). Ce rétro-planning, sous la forme d'un digramme de Gantt, a permis de vérifier la comptabilité de l'évolution des textes et des délais de mise en œuvre avec la cible retenue par la CRE.

2.56 Par ailleurs, nous avons eu des échanges à plusieurs reprises avec RTE, Enedis et la CRE, notamment pour l'identification des textes potentiellement concernés par la Réforme, ainsi que pour l'élaboration du rétro-planning de mise en œuvre de celle-ci.

### Section 3

# Analyse coûts-bénéfices de la Réforme au niveau du système électrique français

## Introduction

- 3.1 Dans cette section, nous présentons l'analyse coûts-bénéfices de la Réforme au niveau du système électrique français, et ce, suivant le scénario considéré. Nous déduisons de cette analyse un calendrier optimal de mise en œuvre de la Réforme.
- 3.2 La section est structurée de la manière suivante :
- Nous explicitons les impacts et bénéfices potentiels induits par la Réforme, en tenant compte des spécificités de l'équilibrage dans le marché français ;
  - Nous décrivons l'ensemble des coûts induits par la Réforme pour les différentes parties prenantes ;
  - Nous présentons les résultats de l'analyse coûts-bénéfices ; et enfin
  - Nous concluons sur le calendrier optimal de mise en œuvre de la Réforme.

## Impacts et bénéfices potentiels liés à la Réforme

- 3.3 Cette partie décrit l'ensemble des impacts et bénéfices induits par la Réforme.

## Retours des acteurs lors de la consultation

- 3.4 Les acteurs français ont été interrogés sur les bénéfices escomptés de la Réforme. Aucun des répondants, mis à part RTE, n'a été en mesure de fournir des éléments chiffrés. Toutefois, certains acteurs ont apporté des éléments qualitatifs.

3.5 Les principaux enseignements de cette consultation sont les suivants<sup>20</sup> :

- Mobilisation efficace des ressources d'équilibrage : Plusieurs répondants indiquent que la Réforme est susceptible d'impliquer des modifications dans le comportement des acteurs en matière d'équilibrage, mais que les effets sur l'utilisation effective des moyens de production, d'effacement ou de stockage pourraient néanmoins être limités. Certains s'interrogent sur la capacité des RE à assurer un équilibrage fin plus efficacement que RTE.
- Réduction des réserves et marges : Le mode de dimensionnement des réserves et marges de RTE est fonction des aléas physiques auxquels est soumis le système électrique, qui sont indépendants du PRE. Il ne semble donc pas y avoir de bénéfices à attendre de ce point de vue.
- Amélioration de l'exploitation « physique » du système : Que ce soit en conservant le PRE actuel de 30 minutes ou en le faisant évoluer vers 15 minutes, l'exploitation physique du système devra répondre aux mêmes standards de sécurité. RTE semble en mesure de satisfaire ces exigences dans un cas comme dans l'autre. Toutefois, un problème émerge aujourd'hui concernant les excursions de fréquence lors des passages entre les heures pleines et les creuses, où les programmes d'import / export et de production varient de manière très substantielle et brusque. L'augmentation de la granularité des produits de marché, en passant d'une heure à 30 minutes puis potentiellement à 15 minutes, pourrait permettre de juguler ce problème. Cependant, pour l'heure, RTE ne constate pas d'amélioration notable depuis l'introduction de produits 30 minutes sur le marché français, dont la liquidité est d'ailleurs très faible. Dès lors, l'effectivité de cette mesure pour traiter de ce problème n'est pas démontrée<sup>21</sup>. Les bénéfices à attendre de ce point de vue sont incertains et risquent d'être limités, au moins à court terme.
- Amélioration de la liquidité sur les marchés intrajournaliers : De nombreux répondants n'ont pas considéré que la réforme puisse améliorer de façon sensible la liquidité sur les marchés intrajournaliers et, *a fortiori*, que cela se traduise par des gains en termes de prix sur ces marchés. Toutefois, comme le souligne un des répondants, la Réforme permet de s'aligner sur les pratiques de nombreux pays européens et, notamment, de l'Allemagne dont le marché intrajournalier des produits 15 minutes est relativement liquide. Sous réserve que la programmation des échanges aux frontières soit bien possible également au pas 15 minutes et que les bourses de l'électricité développent des produits 15 minutes en France, cela permettra de faire bénéficier au marché français de la liquidité des

---

A.1 <sup>20</sup> Le détail des réponses qualitatives relatives aux impacts et bénéfices potentiels de la Réforme est présenté dans le

**Tableau 29** en Annexe E.

<sup>21</sup> A noter qu'au-delà de l'émergence de produits 15 minutes, la responsabilité d'équilibrage évoluerait également, alors que l'introduction de produits 30 minutes n'était pas accompagnée d'une réduction du PRE. On peut donc espérer un impact plus fort de cette Réforme.

marchés voisins et, par la même occasion, de stimuler la participation à ce marché. Toutefois, il semble difficile de quantifier la magnitude de cet effet et d'en quantifier les bénéfices.

- **Amélioration des signaux à l'investissement** : La plupart des répondants ne considèrent pas que la Réforme puisse donner un signal fort à l'investissement dans des technologies à même de répondre à des besoins de cette granularité. Pour autant, l'émergence de prix différenciés selon les pas de temps va concourir, toute proportion gardée, au signal d'investissement global, sans toutefois qu'on puisse en déduire un bénéfice substantiel, ou en tout cas chiffrable. Il ne semble donc pas y avoir de bénéfices matériels à attendre de ce point de vue.

3.6 En définitive, il ressort des réponses à la consultation que les impacts potentiellement de la Réforme les plus significatifs concernent la mobilisation des ressources d'équilibrage. Nous nous concentrons donc sur ce poste de bénéfices dans la suite.

**Bénéfices potentiels d'une mobilisation plus efficace des ressources d'équilibrage**

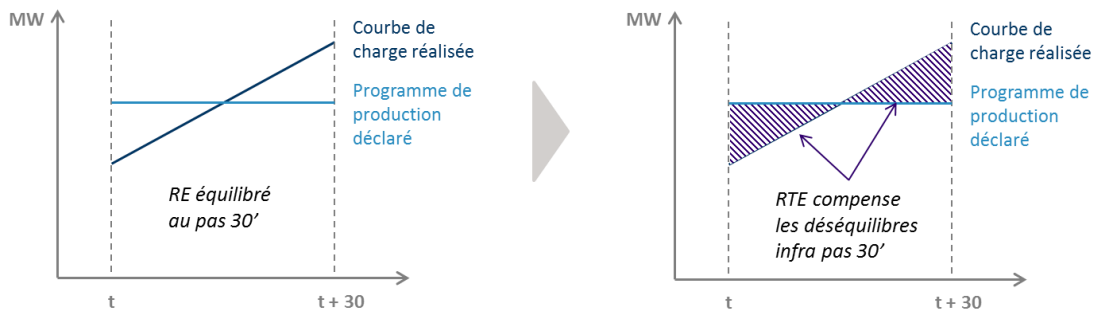
3.7 Comme expliqué *supra*, seuls des retours qualitatifs ont été communiqués par les parties prenantes lors de la consultation. Nous avons donc effectué une analyse théorique des impacts et bénéfices potentiels de la Réforme sur la mobilisation des ressources d'équilibrage. Cette analyse est complétée par une estimation de l'encadrement supérieur de ce poste de bénéfices tel qu'estimé par RTE.

3.8 En préambule, il est utile de rappeler brièvement les actions d'équilibrage actuellement menés par un RE et RTE avec un PRE à 30 minutes. Nous discutons ensuite l'impact d'une réduction du PRE à 15 minutes.

*Équilibrage en cas de règlement des écarts au pas 30 minutes*

3.9 A l'heure actuelle, avec un PRE à 30 minutes, les RE sont incités à s'équilibrer en moyenne sur chaque période de 30 minutes. À cet égard, la Figure 1 ci-dessous illustre le profil des actions d'équilibrage effectuées par un RE et RTE afin d'assurer l'équilibre production-consommation à un pas 30 minutes.

**Figure 1 : Illustration des actions d'équilibrage menées par un RE et RTE avec un règlement des écarts au pas 30 minutes**



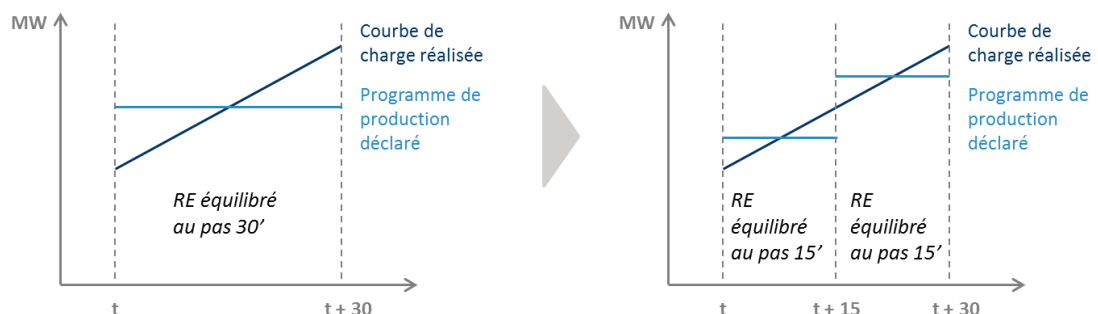
Source : FTI Compass Lexecon Energy

- 3.10 Le schéma de gauche illustre une situation où le RE est bien équilibré en moyenne sur le pas 30 minutes, et ce, alors même que l'équilibre n'est pas assuré à chaque instant. Dans une telle situation, l'équilibre production-consommation devant être garanti à chaque instant afin de garantir la stabilité du réseau, RTE doit intervenir pour résorber les déséquilibres au sein de la période de 30 minutes ainsi qu'illustré par le schéma de droite.
- 3.11 Pour résorber ces déséquilibres, RTE a recours à différents leviers. Tout d'abord, RTE agit en amont en adaptant la programmation initiale des moyens de production, par exemple pour décaler le démarrage de certains groupes de production, de façon à mieux suivre l'évolution de la courbe de charge. RTE peut également activer des offres (à la hausse ou à la baisse) sur le mécanisme d'ajustement. Enfin, les écarts résiduels sont compensés par les réglages secondaire et primaire.

*Impact en termes d'équilibrage du passage à un pas de règlement des écarts à 15 minutes*

- 3.12 Le passage à un PRE au pas 15 minutes devrait inciter les RE à s'équilibrer non plus en moyenne sur 30 minutes, mais en moyenne sur 15 minutes. Deux situations doivent alors être distinguées :
- Si les RE ne répondent pas à cette nouvelle incitation, notamment s'ils ne sont pas en mesure (en particulier à court terme) de modifier leurs prévisions ou s'ils n'ont pas accès à des produits 15 minutes sur le marché de façon à gérer leur portefeuille à cette granularité, alors le déséquilibre résiduel à compenser par RTE sera similaire. RTE devra donc mener les mêmes actions que décrites dans le cas d'un règlement des écarts au pas 30 minutes.
  - Si les RE répondent effectivement à la nouvelle incitation à être équilibrés sur un pas 15 minutes, ils devront modifier leurs programmes de production, activer des sources de flexibilité ou acheter et vendre sur les marchés de l'électricité (sous réserve de disponibilité de produits 15 minutes).
- 3.13 La Figure 2 ci-dessous illustre l'impact attendu sur les actions d'équilibrage effectuées par un RE du passage à un PRE de 15 minutes.

**Figure 2 : Impact attendu du passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes**



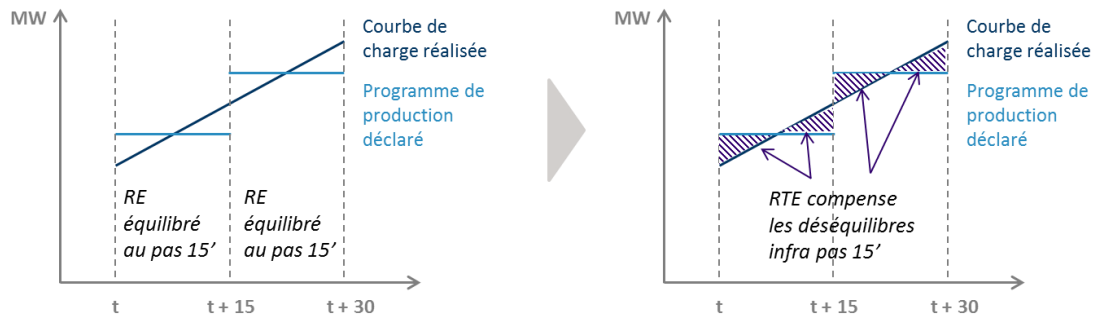
Source : FTI Compass Lexecon Energy

- 3.14 Ainsi qu'illustré sur le schéma de gauche, ces actions pourraient permettre aux RE d'être à l'équilibre en moyenne sur le nouveau pas. Il est cependant peu probable que les RE assurent

un équilibre parfait à chaque instant. Pour assurer l'équilibre à chaque instant, RTE devra ainsi malgré tout intervenir en utilisant les mêmes leviers qu'énoncés précédemment.

- 3.15 La Figure 3 ci-dessous montre le nouveau profil des actions d'équilibrage effectuées par RTE afin d'assurer l'équilibre production-consommation à un pas 15 minutes.

**Figure 3 : Illustration des actions d'équilibrage de RTE avec un règlement des écarts au pas 15 minutes**



Source : FTI Compass Lexecon Energy

- 3.16 Ainsi, RTE pourrait adapter les programmes de production au-delà de ce qui aura déjà été fait par les RE. Pour ce faire, RTE pourrait mobiliser des offres sur le mécanisme d'ajustement, avant d'avoir recours aux réglages secondaire et primaire. S'agissant des offres sur le mécanisme d'ajustement, il est probable que certaines offres auxquelles RTE avait accès dans le scénario avec un PRE à 30 minutes ne soient plus disponibles après la Réforme car elles auront déjà été mobilisées par les RE, éventuellement au travers d'offres sur le marché intrajournalier.

*Analyse théorique des impacts de la Réforme en termes de mobilisation des ressources d'équilibrage*

- 3.17 Si la Réforme doit effectivement permettre de transférer partiellement la responsabilité de l'équilibrage au sein du PRE de RTE vers les RE, ce transfert de responsabilité implique des incitations différentes pour les RE et pourrait induire des modifications dans leur comportement.
- 3.18 Pour que ce transfert de responsabilité se traduise par un bénéfice net<sup>22</sup> en termes de surplus économique pour l'ensemble de la collectivité, il faudrait qu'il conduise à une modification de l'utilisation physique des ressources disponibles pour l'équilibrage, c'est-à-dire que la programmation effective de la production soit différente avec un PRE de 15 minutes de la situation actuelle avec un PRE de 30 minutes.
- 3.19 Or, et ce particulièrement dans le cas français, les impacts de la Réforme sur l'utilisation physique des ressources disponibles pour l'équilibrage ne sont pas évidents. Pour que la

<sup>22</sup> A noter qu'il n'est pas à exclure que l'impact soit négatif.

Réforme ait un impact physique sur l'utilisation des ressources, il faudrait en effet qu'une ou plusieurs des conditions suivantes soi(en)t remplie(s) :

- Différences de qualité dans les prévisions d'équilibre production-consommation : Si les RE disposent d'une vision plus fiable de l'équilibre production-consommation sur leur portefeuille individuel, et sous réserve que RTE ne vienne pas contrebalancer leurs actions pour s'aligner avec ses propres prévisions, alors l'équilibre pourrait être assuré de manière plus fine au niveau individuel et par conséquent limiter les déviations de la fréquence et l'usage des réserves automatiques.
- Différences dans les ressources accessibles par RTE et par les RE : Si les RE ont accès à un panel de ressources flexibles plus large que RTE, alors ils pourraient assurer l'équilibrage du système de façon plus économique.
- Distorsions dans l'ordre de préséance économique : Des différences pourraient s'expliquer si des distorsions dans l'ordre de préséance économique conduisaient à ne pas activer les ressources les moins coûteuses sur un marché donné. Ces distorsions pourraient être induites par des différences de règles de marché ou par l'exercice de pouvoir de marché sur un marché (et non sur l'autre).

3.20 Nous analysons chacun de ces points dans les paragraphes suivants.

3.21 S'agissant des différences de qualité dans les prévisions d'équilibre production-consommation, nous n'identifions pas de raisons objectives pour lesquelles les prévisions de l'équilibre production-consommation réalisées par les RE pourraient être globalement meilleures que celles de RTE. En effet, même si l'on ne peut pas exclure que certains RE soient en mesure de réaliser de meilleures prévisions que RTE, il faudrait que la résultante de l'ensemble des prévisions de chaque RE soit meilleure que celle de RTE.

3.22 Or, comme certains répondants à la consultation l'ont d'ailleurs souligné :

- Les RE ne disposent généralement pas à l'heure actuelle de prévisions de l'équilibre production-consommation (que ce soit à la maille France ou à la maille de leurs portefeuilles) avec une granularité de 15 minutes.
- Les RE ne disposent pas forcément des données en temps réel sur leur situation d'équilibre, alors que RTE dispose de données précises sur l'équilibre à la maille France à l'approche du temps réel, qu'il peut ainsi exploiter pour prévoir et gérer au mieux les écarts du système.
- Les RE peuvent avoir une vision limitée à leur périmètre alors que RTE a une vision globale de l'équilibre offre-demande. Un marché « parfait » pourrait théoriquement donner aux RE cette vision globale. Pour autant, différents éléments éloignent le marché d'un fonctionnement parfait, qu'il s'agisse de la liquidité encore limitée du marché infrajournalier, du niveau de concentration du marché ou encore d'un manque de visibilité et transparence sur la situation du système électrique à l'approche du temps réel et les

actions prises par RTE. En cela, l'amélioration de la transparence préconisée dans la feuille de route équilibrage va dans le bon sens.

- Le profilage des consommations sur les réseaux de distribution de plus basse tension peut aussi induire des différences entre la stratégie d'équilibrage de certains RE vis-à-vis de leurs périmètres et la réalité des écarts entre production et consommation sur l'ensemble du système électrique.
- 3.23 Des décisions prises par les RE au niveau individuel pourraient se révéler contreproductives pour l'ensemble du système électrique si ceux-ci n'ont pas des prévisions de qualité au pas 15 minutes.
- 3.24 S'agissant des ressources accessibles par RTE et par les RE, il existe des différences potentielles, même si celles-ci sont *a priori* limitées et peuvent d'ailleurs agir dans des directions opposées.
- 3.25 RTE dispose d'un large accès à des ressources lui permettant d'assurer l'équilibrage du système électrique. En effet, l'ensemble des producteurs raccordés au réseau public de transport d'électricité ont l'obligation de remettre leur puissance disponible à RTE, qui peut, d'une part, adapter à la marge les programmes initiaux de production pour mieux suivre les évolutions de la courbe de charge et, d'autre part, pour utiliser cette puissance disponible pour ajuster la production à la consommation. En outre, RTE contractualise auprès de producteurs et de consommateurs des réserves d'ajustement. Les ressources les fournissant ne sont donc plus disponibles sur le marché.
- 3.26 En complément, le mécanisme d'ajustement offre des possibilités aux consommations d'électricité et aux acteurs d'ajustement étrangers de participer à l'équilibrage du système électrique. Ainsi, l'effacement de consommation d'électricité peut être valorisé sur le mécanisme d'ajustement, à la fois s'agissant des effacements industriels ou diffus. Les acteurs d'ajustement allemands et suisses ont la possibilité de faire des offres sur le mécanisme d'ajustement. Enfin, RTE et National Grid, le GRT anglais, peuvent s'échanger des offres d'ajustement.
- 3.27 Pour autant, les RE peuvent potentiellement avoir accès à des ressources complémentaires à celles de RTE :
- Des capacités flexibles décentralisées, auprès de consommateurs ou de producteurs raccordés aux réseaux de distribution, qui ne participeraient pas au mécanisme d'ajustement parce qu'ils n'en ont pas l'obligation et que les conditions de participation sont trop contraignantes ou pas adaptées à leurs caractéristiques ;
  - Des capacités transfrontalières, disponibles pour les RE sur les marchés journaliers et infrajournaliers intégrés mais pas pour RTE pour l'ajustement ou les services système ; ou encore
  - Des capacités modulables à un pas de temps fin, mais avec un délai de mobilisation long, qui pourraient ne pas être mobilisables par RTE du fait de la réduction de sa fenêtre



opérationnelle mais disponibles sur le marché. Cependant, nous n'avons pas identifié de ressources spécifiques se trouvant dans cette situation.

- 3.28 Toutefois, les réformes en cours et à venir du mécanisme d'ajustement et des services système devraient limiter ces différences. La mise en œuvre du règlement EB va en effet étendre les ressources accessibles à RTE à travers une intégration des mécanismes d'ajustement plus forte avec ses voisins européens. Cette intégration fait l'objet des projets de plateformes d'échange de réserves TERRE<sup>23</sup>, MARI<sup>24</sup> et PICASSO<sup>25</sup>, auxquels RTE participe activement et dont la mise en œuvre opérationnelle est prévue à partir de fin 2019 et avant 2021. En outre, les travaux se poursuivent pour améliorer les modalités de participation des ressources décentralisées. La contractualisation de réserves en amont donne de plus accès à RTE à des ressources qui ne sont plus mobilisables par les RE.
- 3.29 En outre, la mobilisation efficace de ces ressources sur le marché nécessite que les RE soient en capacité de gérer finement l'équilibrage au pas de temps 15 minutes. Ceci implique que les RE aient pu adapter leurs procédures et leurs SI et que les marchés de l'électricité aient évolué pour permettre l'échange de produits 15 minutes, à la fois nationalement et aux frontières.
- 3.30 RTE alerte par ailleurs sur le fait qu'un certain nombre de ressources ne sont pas reprogrammables de façon trop fréquente. Par conséquent, si les RE modifient les programmes de production ou l'utilisation de leurs ressources de flexibilité pour gérer leur équilibre, ces ressources pourraient ne plus être reprogrammables par RTE. Une telle situation réduirait ainsi les possibilités d'équilibrage de RTE, notamment pour compenser les déséquilibres résiduels au sein du nouveau PRE.
- 3.31 Ces différents éléments expliquent que la Réforme risque de se traduire, du point de vue de la programmation physique de la production, par des bénéfices limités, voire négatifs.
- 3.32 S'agissant des distorsions dans l'ordre de préséance économique, un certain nombre d'éléments de l'architecture du marché d'ajustement pourraient induire des inefficacités dans l'activation des ressources mises à disposition dans ce cadre.

---

<sup>23</sup> Le projet TERRE, regroupant 11 GRT européens (dont six membres à temps plein), correspond à la mise en place d'une plateforme commune d'échange d'énergie d'équilibrage mobilisable en moins de 30 minutes (réserves de remplacement, ou « *replacement reserve* »).  
[https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/terre/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/terre/)

<sup>24</sup> Le projet MARI, regroupant 25 GRT européens (dont 19 membres à temps plein), vise au développement d'une plateforme commune d'échange d'énergie d'équilibrage mobilisable en moins de 15 minutes (réserves de restauration de la fréquence manuelles, ou « *frequency restoration reserve* »).  
[https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/mari/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/)

<sup>25</sup> Le projet PICASSO, regroupant 16 GRT européens (dont huit membres à temps plein), vise au développement d'une plateforme commune d'échange de réserve secondaire de fréquence (services système). [https://www.entsoe.eu/network\\_codes/eb/picasso/](https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/picasso/)

- 3.33 En particulier, les prix des offres d'ajustement sont aujourd'hui fixés par plages de prix, qui couvrent plusieurs heures de la journée. Ces plages de prix limitent les possibilités pour les acteurs d'ajustement d'adapter leurs offres de prix en fonction de la situation réelle sur le réseau. Ce manque de flexibilité dans la fixation des prix pourrait, en théorie, générer des biais dans l'interclassement des offres.
- 3.34 Toutefois, ce biais éventuel semble limité. RTE indique en effet que l'ordre d'interclassement des offres ne varie pas ou peu entre les différentes plages de prix, ce qui indique que les distorsions sont vraisemblablement limitées. En outre, à l'avenir, les plages de prix ne s'appliqueront plus aux produits standards échangés sur les plateformes communes des GRT européens, limitant davantage encore le risque de distorsions.
- 3.35 En définitive, nous n'avons pas acquis la certitude sur la capacité des RE d'assurer un équilibrage fin plus efficacement que RTE. *A fortiori*, il semble nécessaire que les RE soient en mesure de faire évoluer leurs outils de prévision, leurs processus et leurs SI afin de s'adapter à cette réforme. En outre, pour en tirer le maximum de bénéfices, les règles et le fonctionnement des marchés doivent continuer à être améliorés. Cela passe par le développement de produits 15 minutes sur le marché organisé intrajournalier, la possibilité de faire des échanges transfrontaliers, y compris implicites, à un pas de 15 minutes ou encore le renforcement de la transparence sur l'état du système à court terme et les actions prises par les GRT pour assurer son équilibre.

*Estimation des bénéfices de la Réforme vu de RTE*

- 3.36 RTE a quantifié les bénéfices potentiels d'une telle réforme en quantifiant les gains liés à des occurrences d'ajustement à la fois à la hausse et à la baisse, d'une durée allant jusqu'à 30 minutes, au sein d'un pas 30 minutes.
- 3.37 Cette analyse adhère au raisonnement énoncé précédemment et considère que la Réforme a un impact physique limité, sauf dans les situations où RTE réalise, au sein d'un même PRE, des ajustements dans un sens puis dans un autre, corrigeant une mauvaise anticipation. En effet, dans la mesure où les offres activées à la hausse et à la baisse ne proviennent pas d'une même unité, l'action de RTE a un impact potentiellement négatif sur la programmation physique des unités de production et d'effacement.
- 3.38 Pour ce faire, les activations à la hausse et à la baisse sont valorisées respectivement au différentiel de prix entre le prix de l'offre d'ajustement et le prix intrajournalier<sup>26</sup>. La méthode employée par RTE peut conduire à une légère surestimation du gain dans la mesure où le différentiel de prix n'est pas appliqué seulement au volume contre-ajusté mais également à l'écart net à corriger.

---

<sup>26</sup> Les prix intrajournaliers sont les prix moyens observés par Epex Spot sur le marché intrajournalier sur des pas de 30 minutes, qui ont été communiqués par la CRE.

3.39 Avec une telle méthode, RTE estime que les bénéfices induits par la Réforme au titre d'une mobilisation plus efficace des ressources d'équilibrage auraient pu atteindre au mieux 3,3 millions d'euros en 2017<sup>27</sup> si les RE équilibraient le système au pas quart d'heure plutôt qu'au pas demi-heure.

*Estimation des bénéfices de la Réforme par Frontier Economics*

3.40 Frontier Economics a estimé les bénéfices de la Réforme pour la France sur la base de la méthodologie décrite en Section 2.

3.41 Les chiffres présentés dans le rapport public sont exprimés sous la forme d'une valeur actualisée nette. Nous en avons déduit les bénéfices annuels estimés en supposant que les bénéfices ont été actualisés avec un taux de 4 %<sup>28</sup> sur 10 ans<sup>29</sup>.

3.42 Nous obtenons ainsi des bénéfices compris entre 16,5 et 44,4 millions d'euros s'agissant de la réduction des coûts d'équilibrage et d'environ 2,5 millions d'euros s'agissant de l'accroissement de la liquidité sur le marché, soit un total compris entre 19,0 et 46,8 millions d'euros par an.

3.43 Au vu de la méthodologie et des hypothèses retenues par Frontier Economics, dont les limites ont été exposées aux paragraphes 2.23 à 2.25, ces estimations nous semblent constituer une fourchette haute de l'estimation des bénéfices de la Réforme.

**Conclusions sur les impacts et bénéfices potentiels**

3.44 Nos conclusions sur les impacts et bénéfices de la Réforme sont en ligne avec les réponses des acteurs à la consultation que nous avons menée. Il ressort en effet que :

- Les impacts les plus significatifs de la Réforme concernent la mobilisation des ressources d'équilibrage ;
- Le chiffrage de ces impacts ou bénéfices apparaît très difficile à réaliser et est sujet à de nombreuses hypothèses ; et

<sup>27</sup> A noter qu'on observe des occurrences où les prix sur l'ajustement sont inférieurs à l'infra-journalier, réduisant ainsi le surcoût lié à ces contre-ajustements. Si on ne tient pas compte de ces occurrences, le bénéfice serait porté à 3,7 millions d'euros.

<sup>28</sup> ENTSO-E (2015), *Cost Benefit Analysis for Electricity balancing – general methodology*, [https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CBA\\_ISP/ENTSO%20General%20CBA%20methodology%2015-Jun-2015%20final.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CBA_ISP/ENTSO%20General%20CBA%20methodology%2015-Jun-2015%20final.pdf). « For the CBA for PCIs, we understand that ENTSO-E 12 proposed that for all the projects, a uniform discount rate shall be used. ENTSO-E proposed to use 4% (real) as the discount rate. ACER confirmed the use of a uniform rate and also the level of the rate. »

<sup>29</sup> *Ibid.* « We therefore suggest that a time horizon of 10 years be used. (...) using years 2020, 2025 and 2030 for the analysis ».

- Les impacts physiques de la Réforme sont incertains et, vraisemblablement, limités.

- 3.45 L'analyse effectuée ne nous a en effet pas permis d'acquérir de certitude sur la capacité des RE à assurer un équilibrage fin plus efficacement que RTE.
- 3.46 Dans un tel contexte, il nous semble uniquement possible d'encadrer le niveau des bénéfices potentiels par une fourchette très large. D'une part, une vision pessimiste de la réforme consisterait à conclure à une l'absence de bénéfices. A l'inverse, le chiffrage des bénéfices réalisés par Frontier Economics nous semble très largement les surestimer, particulièrement s'agissant du scénario haut des bénéfices, et devrait donc être considéré comme un majorant des bénéfices potentiels de la Réforme.
- 3.47 En tout état de cause, il semble nécessaire que les RE soient en mesure de faire évoluer leurs outils de prévisions, leurs processus et leurs SI afin de s'adapter à cette Réforme et de pouvoir effectivement être en mesure, éventuellement, de rendre la mobilisation des ressources d'équilibrage plus efficace. Or, plusieurs des principaux RE en France semblent indiquer qu'une mise en œuvre avant 2023 ne leur permettrait pas de s'adapter efficacement à cette Réforme, et donc d'en tirer les bénéfices potentiels.
- 3.48 En outre, pour en tirer le maximum de bénéfices, les règles et le fonctionnement des marchés doivent continuer à être améliorés. Cela passe par le développement de produits 15 minutes sur le marché organisé intrajournalier, la possibilité de faire des échanges transfrontaliers, y compris implicites, à un pas de 15 minutes, ou encore le renforcement de la transparence sur l'état du système à court terme et les actions prises par les GRT pour assurer son équilibre.

### Coûts liés à la Réforme

- 3.49 Cette partie décrit l'ensemble des coûts induits par la Réforme pour les différentes parties prenantes.
- 3.50 En préambule, nous relevons que seules certaines parties prenantes ont communiqué des données de coûts<sup>30</sup>. Nous présentons donc les coûts induits par la Réforme pour les seuls acteurs du système électrique français ayant fourni une réponse quantitative détaillée.
- 3.51 L'étude des réponses quantitatives communiquées par les parties prenantes justifie de différencier dans l'analyse :
- Les coûts projet (ou directs), c'est-à-dire les investissements nécessaires au passage à un PRE de 15 minutes et les coûts récurrents additionnels qui pourraient en résulter ; et
  - Les coûts indirects, c'est-à-dire les coûts échoués et pertes d'opportunité ou d'efficacité générés par la nécessité de repousser des évolutions SI dans le cadre de projets déjà engagés.

---

<sup>30</sup> [confidentiel]

3.52 Nous décrivons dans la suite ces différents postes de coûts.

### Coûts projet – Investissements

#### *Montant total des investissements*

3.53 La Figure 4 ci-dessous présente le montant total d'investissements nécessaires à la mise en œuvre de la Réforme suivant le scénario considéré, et ce, par poste de coût<sup>31</sup>.

#### **Figure 4 : Investissements totaux par poste de coût suivant l'année de mise en œuvre de la Réforme (millions d'euros)**

[confidentiel]

Source : Analyse FTI Compass Lexecon Energy sur la base des réponses à la consultation

3.54 Le montant total d'investissements est compris entre 35,4 et 42,7 millions d'euros suivant le scénario. Plus précisément, il s'élève à 42,7 millions d'euros pour une mise en œuvre de la Réforme en 2021 ; 41,0 millions d'euros pour une mise en œuvre de la Réforme en 2022 ; 40,8 millions d'euros pour une mise en œuvre de la Réforme en 2023 ; 35,8 millions d'euros pour une mise en œuvre de la Réforme en 2024 ; et 35,4 millions d'euros pour une mise en œuvre de la Réforme en 2025.

3.55 Les principales activités affectées par la Réforme sont la programmation et le règlement des écarts ainsi que la notification et le comptage. Les surcoûts pour ces deux activités représentent respectivement en moyenne [confidentiel], et [confidentiel]. Les coûts associés à la gestion de la Réforme sont également significatifs, représentant en moyenne [confidentiel].

3.56 Par ailleurs, il ressort de l'analyse que les investissements sont portés principalement par les gestionnaires de réseau Enedis et RTE, dont les activités de notification, de comptage, de programmation et de règlement des écarts sont particulièrement affectées. À cet égard, la Figure 5 ci-dessous présente le montant total d'investissements par acteur en fonction du scénario considéré.

#### **Figure 5 : Investissements totaux par acteur en fonction de l'année de mise en œuvre de la Réforme (millions d'euros)**

[confidentiel]

Source : Analyse FTI Compass Lexecon Energy sur la base des réponses à la consultation

3.57 En moyenne pour les différents scénarios :

- [confidentiel].

---

<sup>31</sup> Les postes de coût sont présentés au paragraphe 2.29 et suivants.

3.58 Il est à noter certains coûts projet qui pourraient résulter du passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes n'ont pas été quantifiés par les répondants à la consultation. C'est le cas notamment des coûts liés à une évolution des systèmes de facturation de l'accès au réseau, qui pourraient augmenter significativement les coûts supportés au niveau de la distribution<sup>32</sup>.

*Variation du montant total des investissements*

3.59 Le montant total des investissements varie suivant l'année de mise en œuvre de la Réforme. Ainsi, la moyenne des investissements totaux dans les scénarios 2024 et 2025 est de 35,6 millions d'euros, ce qui représente une réduction de 14 % par rapport à la moyenne des investissements totaux dans les scénarios 2021, 2022 et 2023.

3.60 Ces variations s'expliquent par la nécessité de dupliquer des adaptations sur certains SI, de développer des solutions intermédiaires non pérennes et, dans une moindre mesure, d'engager des dépenses plus importantes pour la gestion en cas de mise en œuvre de la Réforme avant 2023. Précisément,

- Plusieurs répondants ont indiqué qu'ils pourraient devoir dupliquer les adaptations sur certains de leurs SI, en particulier les systèmes supportant les activités de programmation et règlement des écarts, de notification et comptage et de facturation. Ainsi, en cas de mise en œuvre de la Réforme dès 2021,
  - [confidentiel]
- Plusieurs répondants ont indiqué qu'ils pourraient devoir développer des solutions intermédiaires non pérennes pour les activités de prévision, transactions et gestion des données des RE et de programmation et de règlement des écarts. Ainsi,
  - [confidentiel]
- Plusieurs répondants ont indiqué que des dépenses plus importantes pour la gestion de la Réforme pourraient être induites par la nécessité d'effectuer des développements SI supplémentaires afin de pouvoir gérer plusieurs pas de temps en parallèle. En particulier, [confidentiel].

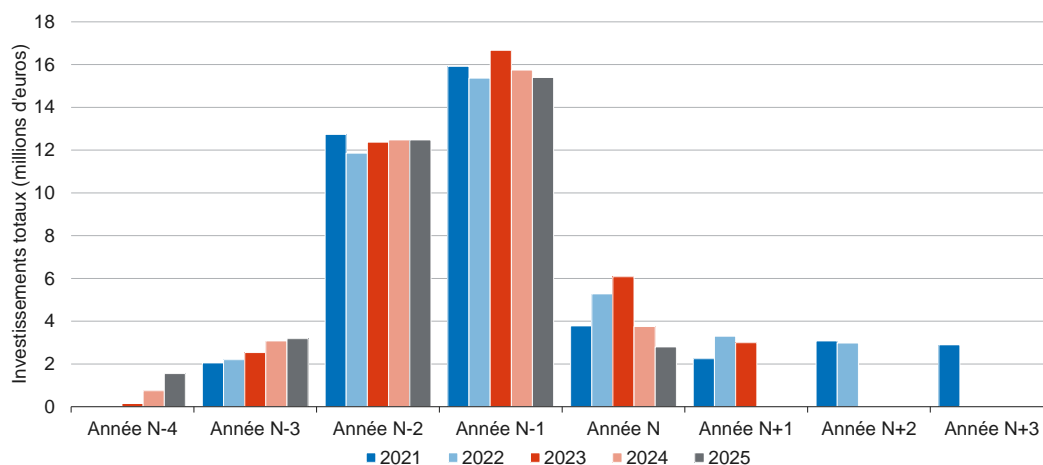
*Distribution temporelle des investissements*

3.61 La Figure 6 ci-dessous présente la distribution temporelle du montant total des investissements en fonction du scénario considéré.

---

<sup>32</sup> Dans sa réponse à la consultation, [confidentiel] a en effet fait l'hypothèse d'une facturation de l'accès au réseau maintenu au pas actuel de 10 minutes. Bien que l'évolution de ce pas vers un pas 15 minutes ne soit pas requis pour garantir le fonctionnement des systèmes avec un pas de règlement des écarts de 15 minutes, elle devra certainement être mise en œuvre à terme afin de garantir l'alignement des signaux envoyés aux utilisateurs des réseaux de distribution.

**Figure 6 : Distribution temporelle des investissements totaux en fonction de l'année de mise en œuvre de la Réforme (millions d'euros)**



Source : Analyse FTI Compass Lexecon Energy sur la base des réponses à la consultation

- 3.62 Il ressort de la Figure 6 que les investissements se concentrent sur les deux années précédant la mise en œuvre de la Réforme et l'année de la Réforme. Précisément, en année N-2, les investissements s'élèvent en moyenne à 12,4 millions d'euros, soit 32 % du montant total d'investissements. En année N-1, les investissements s'élèvent en moyenne à 15,8 millions d'euros, soit 41 % du montant total d'investissements. En année N, les investissements s'élèvent en moyenne à 4,3 millions d'euros, soit 11 % du montant total d'investissements.
- 3.63 Par ailleurs, au-delà des variations du montant total des investissements expliquées *supra*<sup>33</sup>, il apparaît que la distribution temporelle des investissements varie également entre les scénarios.
- 3.64 Ainsi, en cas de mise en œuvre en début de période, certains investissements sont effectués y compris après le lancement de la Réforme. Plusieurs acteurs ont en effet fait part de la difficulté, voire de l'impossibilité d'intégrer dans les années qui viennent toutes les adaptations requises par le changement de PRE. Cette situation est due à des plans de charge SI moyen terme tendus en raison de multiples évolutions et projets déjà actés<sup>34</sup>. En particulier, des adaptations *a minima* liées aux activités de programmation et règlement des écarts et de notification et comptage seraient déployées avant la mise en œuvre de la Réforme, puis des évolutions plus complètes seraient effectuées dans les trois à quatre années suivant le lancement. Dans les scénarios 2021 et 2022, ces investissements s'étendent jusqu'à

<sup>33</sup> Voir paragraphe 3.60.

<sup>34</sup> Les répondants évoquent notamment les évolutions ayant trait au calcul des écarts (profilage dynamique et passage des compteurs BT > 36 kVA en « tout courbe de charge » pour la reconstitution des flux), mais également le déploiement des compteurs communicants, la dissymétrisation des services système, l'augmentation du nombre de guichets infra journaliers ou encore le développement des plateformes européennes d'échange de produits d'équilibrage.

respectivement 2024 et 2025 et représentent en moyenne [*confidentiel*] des investissements totaux.

- 3.65 A l'inverse, en cas de mise en œuvre plus tardive de la Réforme (à partir de 2023), les investissements sont anticipés dès que les plans de charge SI se libèrent, soit à partir de 2021. Le délai de prévenance plus important permet d'effectuer toutes les adaptations requises en amont du lancement de la Réforme.

#### **Coûts projet – Coûts récurrents additionnels**

- 3.66 En préambule, nous relevons que parmi les acteurs ayant fourni une réponse quantitative détaillée, [*confidentiel*] font part de coûts récurrents additionnels à la suite de la mise en œuvre de la Réforme. En particulier, [*confidentiel*] indiquent ne pas avoir identifié de coûts récurrents additionnels, mettant en avant respectivement [*confidentiel*].
- 3.67 Les coûts récurrents communiqués ne dépendent pas de l'année de mise en œuvre de la Réforme. Nous présentons donc dans la suite les coûts récurrents sans différencier l'année de mise en œuvre de la Réforme.
- 3.68 La Figure 7 ci-dessous présente les coûts récurrents moyens induits par la Réforme, et ce, par poste de coût.

#### **Figure 7 : Coûts récurrents moyens induits par la Réforme, par poste de coût (millions d'euros)**

[*confidentiel*]

Source : Analyse FTI Compass Lexecon Energy sur la base des réponses à la consultation

- 3.69 Les coûts récurrents tendent à diminuer au cours des années suivant le lancement de la Réforme. Représentant 6,3 millions d'euros durant l'année de la Réforme, 5,1 millions d'euros un an plus tard et 4,3 millions d'euros deux ans plus tard, ils atteignent un niveau stabilisé de long terme d'environ 3,7 millions d'euros par an à partir de la troisième année. [*confidentiel*].
- 3.70 Les coûts récurrents supplémentaires sont observés principalement sur les activités relatives à la programmation et au règlement des écarts [*confidentiel*] ainsi qu'à la notification et au comptage [*confidentiel*]. Ils concernent également, dans une moindre mesure, [*confidentiel*]. Les coûts récurrents additionnels correspondent [*confidentiel*].

#### **Coûts indirects**

- 3.71 Des coûts indirects de la Réforme ont été identifiés par plusieurs répondants de manière qualitative ou chiffrée. Ils correspondent à des coûts échoués et pertes d'opportunité ou d'efficacité générés par la nécessité de repousser des évolutions SI dans le cadre de projets déjà engagés afin d'intégrer les adaptations requises par le changement de PRE dans leurs plans de charge SI. Ces coûts sont observés particulièrement dans les scénarios de mise en œuvre de la Réforme avant 2023.
- 3.72 S'agissant des réponses qualitatives, [*confidentiel*] font part de la nécessité qu'ils auront d'arbitrer avec d'autres chantiers déjà prévus à l'horizon 2020-2022 du fait des ressources limitées pour l'évolution des processus et SI. En particulier :



- [confidentiel]

- 3.73 Plusieurs acteurs ont également fait valoir le fait que l'unité de temps du marché (« *market time unit* ») et les guichets de programmation des échanges transfrontaliers allaient devoir évoluer en cohérence avec le PRE, en vertu de la décision de l'ACER en avril 2018<sup>35</sup>. La Réforme conduira ainsi à la nécessité de passer à 96 guichets de programmation, qui est susceptible d'engendrer des coûts pour l'évolution des processus intrajournaliers des acteurs de marché. A ce sujet, [confidentiel]. De même, [confidentiel].
- 3.74 S'agissant des réponses chiffrées, [confidentiel].
- 3.75 Dans la mesure où une seule estimation chiffrée des coûts indirects est ressortie de la consultation, ce montant n'a pas été inclus dans l'analyse centrale afin de ne pas créer de biais dans la comparaison entre acteurs. Par ailleurs, il est important de souligner que des pertes d'opportunité liées au décalage de projets porteurs de gains d'efficacité sont susceptibles d'apparaître y compris dans les scénarios plus tardifs de mise en œuvre de la Réforme, bien qu'elles soient plus difficilement chiffrables à l'heure actuelle du fait d'une moindre visibilité sur les évolutions SI futures. Les considérer uniquement dans les scénarios en début de période pourrait contribuer à créer un biais dans la comparaison entre scénarios.
- 3.76 Néanmoins, ces coûts indirects (représentant une borne inférieure des coûts indirects potentiels pour le système électrique français) sont considérés dans une sensibilité de l'analyse centrale.

#### **Estimation des coûts pour les autres acteurs du système électrique français**

- 3.77 Comme expliqué *supra*, seules certaines parties prenantes ont communiqué des données de coûts.
- 3.78 Du fait du poids important dans le système électrique français des acteurs ayant fourni une réponse quantitative détaillée, les éléments quantitatifs mis à disposition devraient permettre d'appréhender une partie significative des coûts liés à la Réforme. Les réponses permettent en effet de refléter les impacts de la Réforme sur :
- [confidentiel]
- 3.79 Toutefois, il peut être pertinent d'estimer les coûts auxquels seront confrontés d'autres acteurs susceptibles d'être significativement impactés par la Réforme. C'est le cas notamment des entreprises locales de distribution d'électricité (ci-après « ELD ») ou encore des différents RE avec des activités de production et fourniture.

---

<sup>35</sup> ACER, « *Decision of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators No 04/2018 of 24 April 2018 on all Transmission System Operators' proposal for intraday cross-zonal gate opening and intraday cross-zonal gate closure time* », [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2018%20on%20DCZGTs.pdf](https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2004-2018%20on%20DCZGTs.pdf)

- 3.80 Nous avons donc extrapolé les coûts des répondants pour obtenir un ordre de grandeur indicatif des coûts induits pour l'ensemble de parties prenantes, ce qui inclue les acteurs susceptibles d'être impactés mais n'ayant pas fourni d'estimation chiffrée détaillée.
- 3.81 La méthode d'extrapolation et les ordres de grandeur indicatifs pour ces différents acteurs sont résumés dans le Tableau 5 ci-dessous.

**Tableau 5 : Estimation des ordres de grandeur de coûts liés à la Réforme pour les ELD et RE producteur-fournisseur**

Acteur	Méthode d'extrapolation	Coûts de référence		Chiffrage indicatif	
		Investissements	Coûts récurrents additionnels	Investissements	Coûts récurrents additionnels
ELD	Prorata des coûts d'Enedis sur la base du nombre de PDL gérés par les ELD	Entre [confidentiel] et [confidentiel]	Entre [confidentiel] et [confidentiel]	Entre [confidentiel] et [confidentiel]	Entre [confidentiel] et [confidentiel]
RE	Coûts communiqués considérés comme représentatifs des coûts moyens d'un RE producteur	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]

Source : Analyse FTI Compass Lexecon Energy

- 3.82 S'agissant de l'estimation des coûts induits pour les ELD, l'Association des Distributeurs d'Electricité en France (ADEeF) a proposé d'approximer les coûts induits pour les ELD par un prorata des coûts d'Enedis sur la base du nombre de points de livraison (ci-après « PDL »). L'ADEeF estime que le nombre de PDL constitue un proxy raisonnable pour les différents postes de coût au vu de la variété des situations des ELD<sup>36</sup>. Cette estimation est susceptible de représenter une borne inférieure des coûts que pourraient porter les ELD, dans la mesure où plusieurs facteurs sont susceptibles de générer des coûts non proportionnels à ceux d'Enedis. Précisément,

<sup>36</sup> Au nombre de 160 environ en France, les ELD se distinguent en effet par leur taille (de plus de 100 000 clients à quelques milliers), leurs architectures SI ou encore leur cadre réglementaire (par exemple, seules les ELD desservant plus de 100 000 clients concernant ont une responsabilité d'équilibrage des pertes de réseau sur leur périmètre).

- A la différence d'Enedis, les ELD ne pourront pas bénéficier d'économies d'échelle puisque chacune d'entre elles devra faire évoluer ses SI et processus internes<sup>37</sup> pour les rendre compatibles avec le nouveau PRE, indépendamment du nombre de PDL servis.
- Le déploiement des compteurs communicants, en particulier Linky, doit intervenir plus tardivement pour les ELD que pour Enedis (à partir de 2019-2020 et jusqu'à 2024). Une mise en œuvre de la Réforme en début de période temporelle pourrait significativement augmenter les coûts liés au comptage, étant donné que les ELD pourraient être obligées d'anticiper le remplacement des compteurs.

3.83 S'agissant de l'estimation des coûts induits pour les RE avec des activités de production et de fourniture, un répondant [*confidentiel*] a fourni un ordre de grandeur des coûts anticipés relatifs aux activités de prévision, transactions et gestion des données RE, participation aux bourses d'échange d'électricité et facturation. Sous l'hypothèse que cet ordre de grandeur est représentatif des coûts moyens des RE avec des activités de production et fourniture<sup>38</sup>, il est appliqué aux acteurs de ce type afin d'obtenir une estimation à l'échelle de la France<sup>39</sup>.

3.84 Les ordres de grandeur indicatifs des coûts pour d'autres acteurs affectés par la Réforme tels que les ELD et les RE fournisseur-producteur, déterminés par extrapolation, ne sont pas inclus dans l'analyse centrale mais font l'objet d'une sensibilité.

3.85 Bien que non chiffrés et ne pouvant pas être extrapolés à partir des éléments quantitatifs mis à disposition, certains retours qualitatifs permettent d'élargir l'aperçu des impacts de la Réforme sur d'autres acteurs du système électrique français, comme les exploitants et agrégateurs de centrales de production d'électricité renouvelable, les consommateurs industriels et les tiers faisant usage des données publiées par les gestionnaires de réseau ou encore les participants aux opérations d'autoconsommation collective.

- Selon un répondant exploitant de centrales de production d'électricité renouvelable, le changement du PRE ne devrait pas se traduire par des coûts supplémentaires concernant la prévision du productible. Toutefois, la possibilité d'avoir à modifier les systèmes de

<sup>37</sup> L'ADEeF estime que chacun des ELD devrait faire évoluer *a minima* une dizaine de SI afin de les rendre compatibles avec le pas de règlement des écarts de 15 minutes.

<sup>38</sup> Il est important de souligner qu'il s'agit d'une hypothèse forte, dans la mesure où les RE avec des activités de production et fourniture peuvent être confrontés à des réalités très différentes en termes de taille (nombre et puissance des centrales de production, nombre et type de clients, etc.), de niveau de développement SI ou encore d'activités opérationnelles.

<sup>39</sup> En se fondant sur l'analyse des valeurs d'injection et de soutirage des RE en France sur l'année 2017, il est apparu qu'environ [*confidentiel*] RE pouvaient être considérés comme ayant des activités de production et fourniture. En particulier, seuls les RE avec un soutirage physique non nul ont été retenus. Toutefois, du fait de la grande diversité de taille des acteurs identifiés, nous avons estimé que les coûts du répondant [*confidentiel*] n'étaient pas susceptibles de s'appliquer à tous. Par conséquent, [*confidentiel*] acteurs (soit un tiers) ont été pris en compte pour déterminer un ordre grandeur indicatif des coûts pour les RE.

comptage et gestion des données de production est évoquée, en particulier pour l'éolien. Le répondant souligne également l'impact probable de la Réforme pour les agrégateurs de production renouvelable.

- Un agrégateur d'électricité renouvelable estime que les coûts de mise en cohérence des mesures de la production avec le PRE de 15 minutes devraient être limités, dans la mesure où les systèmes de comptage permettent en général une mesure au pas de temps 1 minute et que leur pas de collecte est déterminé par l'agrégateur. Aucun coût particulier n'est identifié non plus au niveau de la prévision du productible dans la mesure où les modèles actuels reposent sur des pas de temps compris entre 1h et 3h, qui doivent ainsi être interpolés autant pour un PRE de 30 minutes que de 15 minutes. Les coûts de transaction sur les plateformes pourraient augmenter puisque la diminution du PRE nécessite une fréquence plus importante d'échanges devant être préparés par les traders.
- Les consommateurs industriels (connectés au réseau de transport ou de distribution) faisant usage des données en aval du compteur pour le suivi et l'analyse de leur consommation afin d'optimiser leurs processus d'achats devront faire évoluer leurs SI de traitement des mesures. De manière similaire, les tiers faisant usage des données mises à disposition par les gestionnaires de réseau pourraient devoir adapter leurs processus afin d'être en mesure d'utiliser des données au pas 15 minutes.
- Les opérations d'autoconsommation collective seront impactées dans la mesure où l'article D.315-1 du Code de l'énergie prévoit que le pas de mesure de celles-ci corresponde au pas de règlement des écarts. L'association HESPUL souligne le risque de frein des opérations d'autoconsommation collective du fait de dispositions de mesure trop complexes.

### **Analyse en valeur actuelle nette des impacts et bénéfices potentiels et coûts de la Réforme**

3.86 Nous présentons les résultats de l'analyse coûts-bénéfices à proprement parler, avec une analyse centrale et des sensibilités autour de cette analyse centrale.

#### **Analyse centrale**

3.87 L'analyse centrale se concentre uniquement sur les coûts projet. Ceux-ci correspondent à des investissements requis spécifiquement afin de permettre en œuvre l'évolution du PRE vers un pas de 15 minutes et à des coûts récurrents additionnels résultant directement de cette Réforme<sup>40</sup>. L'analyse centrale retient la vision pessimiste de la Réforme, qui considère une absence de bénéfices<sup>41</sup>.

---

<sup>40</sup> Les coûts projet sont décrits aux paragraphes 3.53 à 3.70.

<sup>41</sup> Cette vision est discutée aux paragraphes 3.17 à 3.35.

3.88 Notre estimation centrale des coûts-bénéfices de la Réforme repose sur les paramètres techniques décrits dans le Tableau 6 ci-dessous.

**Tableau 6 : Paramètres de l'analyse en VAN de la Réforme**

Paramètre	Valeur
<b>Date d'actualisation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Mi-2018</li> </ul>
<b>Période d'actualisation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ À partir de 2018</li> <li>▪ Investissements s'échelonnent entre 2018 et 2025 en fonction du scénario</li> <li>▪ Coûts récurrents additionnels supposés être encourus indéfiniment<sup>(1)</sup></li> <li>▪ Impacts et bénéfices potentiels (considérés comme nuls) supposés se matérialiser indéfiniment</li> </ul>
<b>Taux d'actualisation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 4,5 %<sup>(2)</sup></li> </ul>
<b>Flux monétaires</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Somme nette des coûts (investissements et coûts récurrents additionnels) et impacts et bénéfices potentiels</li> </ul>

Notes : (1) La valeur de long terme correspond au montant stabilisé des coûts récurrents additionnels.  
 (2) Ce taux d'actualisation (réel) est préconisé par la Commission Quinet<sup>42</sup> pour l'évaluation de projets d'investissements publics.

Source : FTI Compass Lexecon Energy

3.89 Le Tableau 7 ci-dessous présente la somme des flux monétaires actualisés, soit la VAN, pour chacun des scénarios dans l'analyse centrale.

**Tableau 7 : Valeur actuelle nette de la Réforme en fonction de l'année de mise en œuvre dans l'analyse centrale (millions d'euros)**

Scénario	VAN de la Réforme
<b>2021</b>	-112,6 M€
<b>2022</b>	-106,4 M€
<b>2023</b>	-102,0 M€
<b>2024</b>	-94,0 M€
<b>2025</b>	-89,6 M€

Source : Analyse FTI Compass Lexecon Energy sur la base des réponses à la consultation

3.90 La comparaison des VAN permet d'identifier le scénario dans lequel la somme des flux monétaires est la plus élevée, correspondant à l'année optimale de mise en œuvre de la Réforme en France.

<sup>42</sup> Commissariat général à la stratégie et à la prospective (2013), « Evaluation socioéconomique des investissements publics – Rapport de la mission présidée par Emile Quinet », [http://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/archives/CGSP\\_Evaluation\\_socioeconomique\\_17092013.pdf](http://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/archives/CGSP_Evaluation_socioeconomique_17092013.pdf)

3.91 À cet égard, il ressort du Tableau 7 que la VAN de la Réforme, négative dans tous les scénarios, augmente en cas de mise en œuvre retardée en fin de période, jusqu'à atteindre un minimum de -89,6 millions d'euros en 2025. Cette augmentation s'explique par deux principaux facteurs, à savoir :

- Une mise en œuvre de la Réforme en fin de période permet d'éviter les coûts échoués liés à la nécessité de dupliquer les adaptations sur certains SI ou de développer des solutions intermédiaires non pérennes<sup>43</sup>, conduisant ainsi à une réduction du montant total des investissements ; et
- Elle entraîne un décalage des investissements dans le temps, ce qui se traduit par un impact sur la valeur actualisée des flux monétaires en question.

3.92 Il existe une différence importante entre la VAN en cas de mise en œuvre de la Réforme en début et fin de période. Tandis que les différences entre 2023, 2024 et 2025 sont liées principalement à l'actualisation (« effet temps »), la variation entre 2021-2022 et après 2023 s'explique par les surcoûts qui seraient induits par une mise en œuvre dès 2021 ou 2022.

3.93 Ainsi, l'analyse centrale conduit à identifier 2023 comme l'année au plus tôt pour le passage à un PRE de 15 minutes afin de minimiser les coûts engendrés par la Réforme.

#### **Sensibilités**

3.94 Des sensibilités autour de l'analyse centrale ont été effectuées pour (i) les flux monétaires, en considérant d'une part les coûts indirects et extrapolés de la Réforme et d'autre part les montants de bénéfices estimés par RTE et Frontier Economics, et (ii) le taux d'actualisation.

3.95 Ainsi,

- Nous évaluons l'impact sur l'analyse centrale de la prise en compte des coûts indirects de la Réforme [*confidentiel*] en plus des coûts projet<sup>44</sup>. Nous prenons également en compte l'ensemble des coûts supportés par les acteurs n'ayant pas fourni d'estimations chiffrées détaillées<sup>45</sup> ; et
- Nous évaluons l'impact sur l'analyse centrale de la prise en compte de bénéfices tels qu'évalués par RTE (3,3 millions d'euros par an) et par Frontier Economics (19,0 millions d'euros par an dans le cas bas et 46,8 millions d'euros par an dans le cas haut).

---

<sup>43</sup> Les facteurs conduisant à la variation du montant total des investissements sont présentés aux paragraphes 3.59 et 3.60.

<sup>44</sup> Comme présenté au paragraphe 3.76, ce montant représente une borne inférieure des coûts indirects potentiels pour le système électrique français dans son ensemble.

<sup>45</sup> Voir paragraphe 3.80 et suivants.

- Nous évaluons l'impact sur l'analyse centrale d'une variation du taux d'actualisation. Nous utilisons un taux d'actualisation de 4 %, correspondant au taux utilisé par Frontier Economics, et d'un taux d'actualisation de 5 %<sup>46</sup>.

3.96 Le Tableau 8 ci-dessous présente la VAN de la Réforme pour les différentes sensibilités suivant l'année de mise en œuvre.

**Tableau 8 : Valeur actuelle nette de la Réforme dans les différentes sensibilités et en fonction de l'année de mise en œuvre (en millions d'euros)**

Scénario	Sensibilités						Taux d'actualisation	
	Flux monétaires					4 %	5 %	
	Coûts		Bénéfices					
Indirects	Totaux	RTE	FE bas	FE haut				
<b>2021</b>	-137,8	-156,7	-48,7	254,7	793,7	-123,1	-104,1	
<b>2022</b>	-110,3	-127,4	-45,4	244,5	759,7	-117,0	-97,9	
<b>2023</b>	-103,5	-119,7	-43,6	233,4	725,8	-112,6	-93,4	
<b>2024</b>	-94,0	-109,4	-38,2	226,6	697,0	-104,5	-85,4	
<b>2025</b>	-89,6	-104,4	-36,4	216,6	666,2	-100,2	-81,1	

Source : Analyse FTI Compass Lexecon Energy sur la base des réponses à la consultation

3.97 Plusieurs enseignements ressortent de l'analyse des sensibilités :

- La prise en compte des coûts indirects renforce les observations de l'analyse centrale. En particulier, elle accentue la différence entre la VAN en cas de mise en œuvre de la Réforme en début et fin de période. Dans la mesure où les coûts indirects sont observés particulièrement dans les scénarios 2021 et 2022, la VAN respective dans ces deux scénarios diminue de 25,2 millions d'euros, soit 22 % et de 3,8 millions d'euros, soit 4 % par rapport à l'analyse centrale.
- Dans la mesure où les ordres de grandeur estimés pour les acteurs susceptibles d'être impactés mais n'ayant pas fourni d'estimation chiffrée détaillée sont ajoutés également dans chacun des scénarios de mise en œuvre de la Réforme, leur prise en compte ne modifie pas les conclusions de l'analyse en différentiel. Elle a néanmoins un impact sur l'estimation de l'impact monétaire global (en absolu) de la Réforme pour chaque scénario, conduisant à une diminution comprise entre 44,1 millions d'euros et 14,8 millions d'euros en fonction du scénario.
- La prise en compte du montant de bénéfices estimé par RTE conduit à une augmentation de la VAN de la Réforme comprise entre 63,9 millions d'euros, soit 57 % en 2021 et 53,3 millions d'euros, soit 59 % en 2025. Ce montant n'est toutefois pas suffisant pour

<sup>46</sup> L'Annexe F présente une discussion du choix du taux d'actualisation pour la sensibilité.

compenser les coûts projet de la Réforme. La VAN de la Réforme reste ainsi négative dans tous les scénarios.

- La prise en compte de l'estimation de Frontier Economics des bénéfices pour la France d'une harmonisation du PRE à 15 minutes entraîne une VAN positive dès le début de période, dans la mesure où les montants de bénéfices compensent largement les coûts projet de la Réforme<sup>47</sup>. Plus encore, la VAN décroît avec l'année de mise en œuvre, de sorte qu'il serait préférable d'implémenter la Réforme dès que possible. Relevons ici que les bénéfices (long terme) estimés par Frontier Economics sont susceptibles d'être très largement surestimés. En toute hypothèse, rien n'indique que ces bénéfices puissent être réalisés pleinement dans les premières années de mise en œuvre de la Réforme. Dans la négative, la VAN resterait certainement positive, et donc l'intérêt de la Réforme ne serait pas remis en cause, néanmoins la hiérarchie des scénarios pourrait être modifiée. En particulier, à supposer qu'aucun bénéfice ne puisse être réalisé avant que les RE aient pu adapter leurs outils de prévisions, processus et SI – ce qui ressort de la consultation – les conclusions de notre analyse centrale quant au calendrier optimal de mise en œuvre de la Réforme ne seraient pas remises en question.
- La variation du taux d'actualisation autour du niveau central (-0,5 % et +0,5 %) conduit à une diminution, respectivement une augmentation d'environ 10 % de la VAN indépendamment du scénario considéré. Elle n'est ainsi pas de nature à modifier les conclusions de l'analyse centrale.

### Conclusions de l'analyse coûts-bénéfices

- 3.98 L'analyse coûts-bénéfices centrale, basée sur les retours des parties prenantes consultées à la fois s'agissant des coûts et des bénéfices, fait ressortir **2023 comme l'année au plus tôt pour le passage à un PRE de 15 minutes afin de minimiser les coûts** engendrés par la Réforme en France. En effet,
- Il apparaît en effet que les bénéfices potentiellement les plus significatifs concernent la mobilisation plus efficace des ressources d'équilibrage. Cependant, l'analyse effectuée n'a pas permis de quantifier ces bénéfices potentiels avec un degré de certitude suffisant. Elle tend ainsi à considérer qu'ils resteront limités, *a fortiori* si la Réforme est mise en

---

<sup>47</sup> Ce résultat est quelque peu nuancé en cas de prise en compte des coûts totaux, c'est-à-dire les coûts projet, les coûts indirects et les coûts estimés pour les acteurs susceptibles d'être impactés mais n'ayant pas fourni d'estimation chiffrée détaillée, et de l'estimation basse de Frontier Economics. La VAN de la Réforme est alors maximisée en case de mise en œuvre en 2022.



œuvre avant que les RE puissent disposer de modèles de prévision adaptés et bien calibrés au pas 15 minutes<sup>48</sup>.

- *A contrario*, une mise en œuvre de la Réforme dès 2021 ou 2022 conduirait à des surcoûts très importants, à la fois directs et indirects, dont les montants communiqués par les acteurs ayant répondu à la consultation constituent une fourchette basse.

3.99 Un calendrier de mise en place de la Réforme à partir de 2023 permet de **respecter le préavis de trois ans établi par la CRE en concertation avec les acteurs** du système électrique français. Par ailleurs, il laisse la possibilité aux acteurs d'intégrer les évolutions des SI et procédures requises par la Réforme dans leurs plans de charge avec une souplesse relativement importante, ce qui est à même de réduire les coûts indirects. En effet, les répondants ont pour la plupart indiqué être confrontés à des plans de charge tendus jusqu'à 2020/2021 du fait des nombreuses évolutions déjà actées.

3.100 Toutefois, une mise en œuvre dès 2023 pourrait nécessiter de réduire la période de test à blanc. Un tel calendrier impliquerait également d'avoir, pour une partie de la période tarifaire TURPE 6 (2021-2025), un non-alignement entre le pas de facturation de l'accès au réseau de 10 minutes et le pas de règlement des écarts de 15 minutes, ce qui pourrait être de nature à envoyer des signaux complexes aux acteurs du système électrique.

3.101 La consultation a en outre fait ressortir des **préférences divergentes sur la date précise de mise en œuvre de la Réforme au sein de l'année retenue**. Tandis que les gestionnaires de réseau favorisent une bascule au 1<sup>er</sup> juillet pour garantir la simultanéité avec une nouvelle période de réconciliation des flux, une mise en œuvre au 1<sup>er</sup> janvier apparaît plus favorable pour les fournisseurs ainsi que les consommateurs industriels dont les contrats (fourniture, effacement, prestations de services, etc.) sont définis sur une année civile. Ces derniers devraient en effet prévoir des clauses différenciées pour les deux semestres de l'année retenue, avec des coûts et contraintes techniques potentiellement très importants. Un répondant a toutefois indiqué que des changements SI importants au 1<sup>er</sup> janvier sont susceptibles d'avoir des conséquences négatives à une période où le système électrique français est plus tendu. Un agrégateur favoriserait également un changement au 1<sup>er</sup> juillet afin de se situer dans une période de faible trading et de garantir la disponibilité du personnel chargé de la transition.

3.102 Tous les acteurs appellent enfin au **lancement rapide des concertations avec l'ensemble du secteur afin de définir avec plus de précision les modèles cibles** liés aux différentes activités impactées par la Réforme, en particulier concernant la disponibilité de données de comptage et des bilans à un pas effectif de 15 minutes.

---

<sup>48</sup> Dans l'étude relative à l'harmonisation du PRE dans l'UE menée pour ENTSO-E, Frontier Economics avait estimé que le passage à un PRE de 15 minutes en France pourrait conduire à des bénéfices compris entre 19 millions d'euros et 46,8 millions d'euros par an. Toutefois, cette évaluation étant sujette à plusieurs limites (exposées aux paragraphes 2.23 à 2.25), elle nous semble constituer une fourchette haute et incertaine de l'estimation des bénéfices de la Réforme.

## Section 4

# Evolutions réglementaires requises par la Réforme

## Introduction

- 4.1 Dans cette section, nous présentons l'analyse des évolutions d'ordre réglementaire induites par la Réforme. Nous en déduisons un rétro-planning de mise en œuvre de ces évolutions, à partir la date cible retenue par la CRE pour l'entrée en vigueur de la Réforme.
- 4.2 La section est structurée de la manière suivante :
- Nous présentons un panorama des sujets pouvant potentiellement faire l'objet d'évolutions d'ordre législatif, réglementaire ou contractuel du fait de la Réforme ;
  - Pour chacun de ces sujets, nous présentons notre analyse de ces différentes évolutions potentielles (criticité, processus et calendrier de révision) ;
  - Nous présentons un rétro-planning de mise en œuvre de l'ensemble des évolutions induites par la Réforme sous la forme d'un diagramme de Gantt ; et enfin
  - Nous concluons sur le calendrier optimal de mise en œuvre des évolutions d'ordre réglementaire, et le confrontons au calendrier envisagé pour la mise en œuvre de la Réforme.

## Panorama des sujets potentiellement concernés par des évolutions d'ordre réglementaire

- 4.3 Les sujets potentiellement concernés par des évolutions d'ordre réglementaire ne touchent pas uniquement à la gestion et à l'équilibrage du système, mais aussi à la gestion et à l'accès au réseau, à l'opération des marchés ou encore au soutien aux énergies renouvelables. Le panorama des sujets potentiellement concernés est récapitulé dans le Tableau 9 ci-dessous. Dans la suite, nous présentons notre analyse de ces différentes évolutions potentielles (criticité, processus et calendrier de révision).

**Tableau 9 : Sujets potentiellement concernés par des évolutions d'ordre réglementaire**

Thème	Sujet
Gestion et équilibrage du système	Responsables d'équilibres et mécanisme d'ajustement (RE-MA)
	Réserve rapide (RR) et complémentaire (RC)
	Effacements
	Services système fréquence et tension
	Contractualisation en amont du J-1 de divers services par RTE
Gestion et accès au réseau	Comptage et accès au réseau
	Qualité d'alimentation
	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE)
Opération des marchés	Mise à disposition du public de courbes de mesure relatives au transport et à la distribution d'électricité
	Marchés de l'énergie journaliers et intrajournaliers
	Allocation des capacités aux interconnexions
	Marché de capacité
Soutien aux énergies renouvelables	Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH)
	Complément de rémunération
	Autoconsommation

Source : FTI Compass Lexecon Energy

## Analyse des évolutions par champ réglementaire

### Gestion et équilibrage du système

#### *Responsables d'équilibre et mécanisme d'ajustement (RE-MA)*

##### **a. Textes concernés et criticité de la révision**

- 4.4 La Réforme nécessite en premier lieu la révision des règles RE-MA dans lequel il est déterminé. Afin que le règlement des écarts au pas quart-horaire puisse être pleinement opérationnel, il est nécessaire de réviser l'ensemble des pas de temps demi-horaires prévus par les règles RE-MA, tels que ceux relatifs à la programmation, à la transmission des données, au contrôle du réalisé, à l'activation et valorisation des offres, ou encore à l'application des pénalités.
- 4.5 Cette révision devrait idéalement s'accompagner d'un renforcement de la transparence sur les prix de marché d'ajustement, ainsi que sur l'état du système à court terme et sur les actions prises par les GRT pour assurer son équilibre, de manière à favoriser le développement de meilleures capacités de prévision des déséquilibres, et à permettre l'émergence de signaux de prix fiables pour l'investissement dans des ressources de production et/ou de flexibilité.
- 4.6 A noter que nous n'avons pas mis en évidence d'évolutions touchant au code de l'énergie, ni à d'éventuels arrêtés en vigueur. Les différentes évolutions d'ordre réglementaire et contractuel relatives aux RE-MA sont récapitulées dans le Tableau 10 ci-dessous.

**Tableau 10 : Evolutions d’ordre réglementaire et contractuel relatives au responsables d’équilibre et mécanisme d’ajustement (RE-MA)**

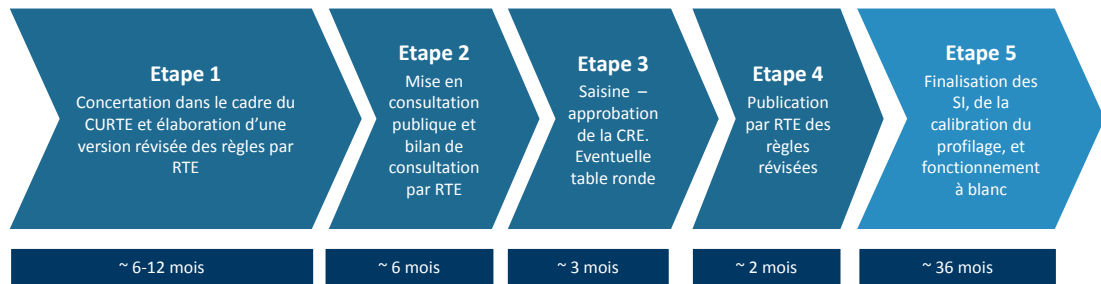
Code de l’énergie	Arrêtés	Délibérations/ Règles	Contrats	Dispositions concernées
Aucun impact identifié	Aucun impact identifié	Règles de RTE relatives à la programmation, au MA et au recouvrement des charges d’ajustement	Contrats RTE-RE, GRD-RTE et GRD-RE	Pas demi-horaires relatifs à la programmation, la transmission des données au contrôle du réalisé, à l’activation et valorisation des offres, à l’application des pénalités, au calcul des écarts et des versements dus, au profilage et à la reconstitution des flux, ainsi que divers indicateurs et infos rendues publiques (tendance du système, déséquilibre global, volumes d’énergie, prix, etc.).

Source : FTI Compass Lexecon Energy

**b. Processus et calendrier de révision**

4.7 Les règles RE-MA sont approuvées par la CRE sur proposition de RTE, après concertation dans le cadre du Comité des utilisateurs du réseau de transport d’électricité (ci-après « CURTE ») et consultation publique. Ce processus de révision des règles – détaillé sur la Figure 8 ci-dessous – pourrait nécessiter près de deux ans.

**Figure 8 : Processus et calendrier de révision des règles RE-MA**



Notes: Pour cette figure et pour les suivantes, les durées relatives au processus de révision ont été estimées par FTI-CL Energy à titre purement indicatif, sans préjuger des durées réelles. Celles-ci sont susceptibles d’excéder la durée indiquée du fait des nombreux aléas pouvant affecter le processus de révision.

Source : FTI Compass Lexecon Energy

4.8 **Bilan :** La révision du pas de règlement des écarts – et de l’ensemble des pas demi-horaires définis dans les règles RE-MA – s’avère indispensable pour la mise en œuvre de la réforme. Du fait de la nécessité d’organiser une large concertation et une consultation publique, le processus de révision des règles pourrait nécessiter près de deux ans. Afin de maximiser les gains associés à la Réforme, cette révision devrait idéalement s’accompagner d’un renforcement de la transparence sur les prix de marché d’ajustement, ainsi que sur l’état du système à court terme et sur les actions prises par les GRT pour assurer son équilibre.

*Appels d'offres pour la fourniture de réserves rapides (RR) et complémentaires (RC)*

**a. Textes concernés et criticité de la révision**

4.9 En cohérence avec l'alignement du mécanisme d'ajustement sur un pas quart-horaire, les appels d'offres devraient prévoir la programmation de RR et RC au pas quart-horaire afin d'assurer une gestion optimale du système électrique et des déséquilibres. Cela nécessite la révision des modalités relatives à l'agrément technique d'une entité d'ajustement (ci-après « EDA ») à la RR ou à la RC, du cahier des charges des appels d'offres pour la fourniture de RR et RC, et du modèle de contrat entre RTE et les fournisseurs de réserves. Ces différentes évolutions sont récapitulées dans le tableau 12 ci-dessous. Aucune évolution affectant le code de l'énergie ou d'éventuels arrêtés en vigueur n'a été identifiée.

**Tableau 11 : Evolutions d'ordre réglementaire et contractuel relatives aux appels d'offres pour la fourniture de RR et RC**

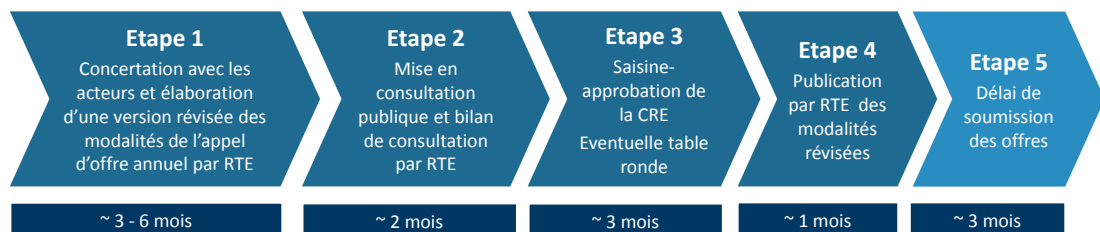
Code de l'énergie	Arrêtés	Délibérations/ Règles	Contrats	Dispositions concernées
Aucun impact identifié	Aucun impact identifié	Modalités relatives à l'agrément technique d'une EDA à la RR ou à la RC (RTE) Cahier des charges des appels d'offre RR et RC (RTE)	Modèle de contrat RTE-fournisseurs de réserves	Pas demi-horaires de programmation, de calcul des pénalités etc.

Source : FTI Compass Lexecon Energy

**b. Processus et calendrier de révision**

4.10 Les modalités des appels d'offres sont approuvées par la CRE sur proposition de RTE, après concertation et consultation publique. Le processus de révision de ces modalités – détaillé sur la Figure 9 – pourrait nécessiter près d'un an.

**Figure 9 : Processus et calendrier de révision des modalités des appels d'offres RR et RC**



Source : FTI Compass Lexecon Energy

4.11 **Bilan :** La révision des modalités des appels d'offres RR et RC en cohérence avec l'alignement du mécanisme d'ajustement sur un pas quart-horaire s'avère hautement souhaitable afin de faciliter l'équilibrage du système et maximiser les gains associés à la

Réforme. Cette révision pourrait nécessiter à peine un an, et être parallélisé avec la révision des règles RE-MA.

### Effacements

#### a. Textes concernés et criticité de la révision

- 4.12 En cohérence avec l'évolution du pas de règlement des écarts, les effacements devraient pouvoir être programmés au pas quart-horaire afin d'assurer une gestion optimale du système électrique et des déséquilibres. Cela nécessite la révision des règles de RTE pour la valorisation des effacements de consommation (ci-après « NEBEF »), des modalités des appels d'offres effacement et, le cas échéant, l'adaptation des modèles de contrats d'effacement. Ces différentes évolutions sont récapitulées dans le Tableau 12 ci-dessous. A noter qu'aucune évolution affectant le code de l'énergie ou d'éventuels arrêtés en vigueur n'a été identifiée.

**Tableau 12 : Evolutions d'ordre réglementaire et contractuel relatives aux effacements**

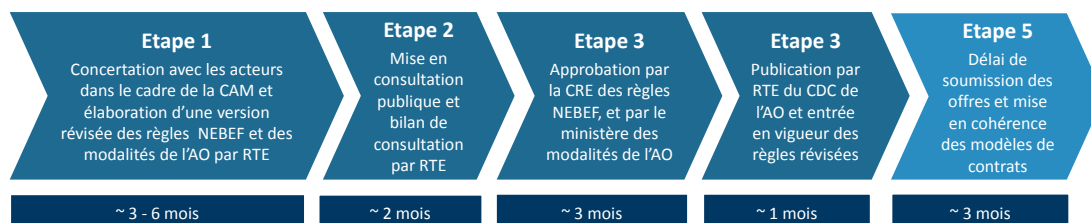
Code de l'énergie	Arrêtés	Délibérations/ Règles	Contrats	Dispositions concernées
Aucun impact identifié	Aucun impact identifié	Règles NEBEF de RTE Cahiers des charges des appels d'offres effacement	Modèles de contrats d'effacement	Pas demi-horaire de programmation, de contrôle. Courbes de charge et transmission d'informations au pas demi-horaire.

Source : FTI Compass Lexecon Energy

#### b. Processus et calendrier de révision

- 4.13 Les règles NEBEF sont approuvées par la CRE, et les modalités des appels d'offres effacement par le ministère de l'énergie, sur proposition de RTE après concertation dans le cadre de la commission d'accès au marché (ci-après « CAM ») et consultation publique. Les processus de révision des règles NEBEF et des modalités des appels offres – détaillés sur la Figure 10 – pourraient être largement parallélisés, et nécessiter près d'un an.

**Figure 10 : Processus et calendrier de révision des règles NEBEF et des modalités des appels offres**



Source : FTI Compass Lexecon Energy

4.14 **Bilan :** La révision des règles NEBEF et des modalités des appels d’offres effacements en cohérence avec l’évolution du pas de règlement des écarts s’avère hautement souhaitable afin d’assurer une gestion optimale du système électrique et des déséquilibres et de maximiser les gains associés à la Réforme. Le processus de révision pourrait nécessiter à peine un an, et être parallélisé avec la révision des règles RE-MA.

Services système fréquence et tension

a. Textes concernés et criticité de la révision

4.15 En cohérence avec l’évolution du pas de règlement des écarts, les services système devraient pouvoir être programmés au pas quart-heure afin d’assurer une gestion optimale du système électrique et des déséquilibres. Cela nécessite la révision des règles de RTE relatives aux services système fréquence et tension, et le cas échéant l’adaptation des contrats entre RTE et les fournisseurs de réserve. Ces différentes évolutions sont récapitulées dans le Tableau 13 ci-dessous. A noter qu’aucune évolution affectant le code de l’énergie ou d’éventuels arrêtés en vigueur n’a été identifiée. Par ailleurs, il n’y aurait *a priori* aucun impact sur les appels d’offres transfrontaliers pour la constitution des réserves primaires étant donné que ceux-ci sont ouverts à des pays dans lesquels le règlement des écarts est déjà effectué au pas quart-heure.

Tableau 13 : Evolutions d’ordre réglementaire et contractuel relatives aux effacements

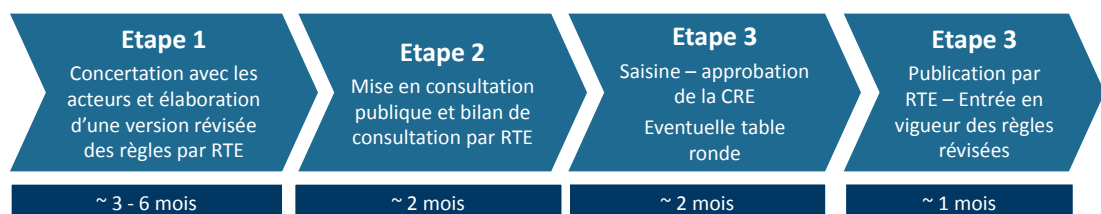
Code de l’énergie	Arrêtés	Délibérations/ Règles	Contrats	Dispositions concernées
Aucun impact identifié	Aucun impact identifié	Règles de RTE relatives aux services système fréquence et tension	Contrats GRT-fournisseurs de réserves	Programmation et contrôle, rémunération et application des pénalités au pas demi-heure.

Source : FTI Compass Lexecon Energy

b. Processus et calendrier de révision

4.16 Les règles relatives aux services système sont approuvées par la CRE sur proposition de RTE, après concertation dans le cadre du CURTE et consultation publique. Le processus de révision des règles est détaillé sur la Figure 11, et pourrait nécessiter près d’un an.

Figure 11 : Processus et calendrier de révision des règles relatives aux services système



Source : FTI Compass Lexecon Energy

4.17 **Bilan** : La révision des règles relatives aux services système en cohérence avec l'évolution du pas de règlement des écarts s'avère hautement souhaitable afin d'assurer une gestion optimale du système électrique et des déséquilibres, et partant de maximiser les gains associés à la Réforme. Le processus de révision pourrait nécessiter à peine un an, et être parallélisé avec la révision des règles RE-MA.

*Contrats-cadre de traitement des accords en amont du J-1*

**a. Textes concernés et criticité de la révision**

4.18 En cohérence avec l'évolution du pas de règlement des écarts, les accords passés par RTE en amont du J-1 pour la fourniture de divers services (accords de limitation et d'imposition de puissance notamment) devraient permettre leur programmation au pas quart-horaire afin d'assurer une gestion optimale du système électrique et des déséquilibres. Aucune modification affectant le code de l'énergie ou des arrêtés en vigueur n'a été identifiée (Tableau 14 ci-dessous).

**Tableau 14 : Evolutions d'ordre réglementaire et contractuel relatives aux contrats-cadre de traitement des accords en amont du J-1**

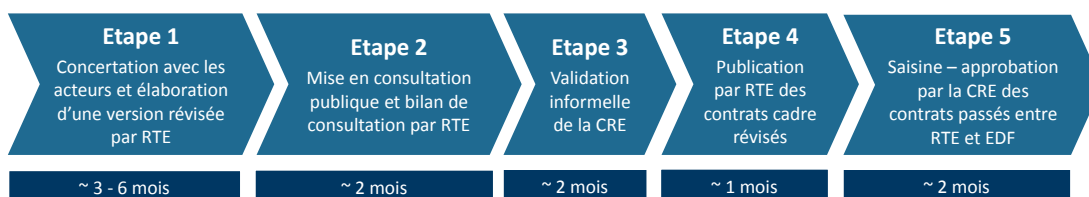
Code de l'énergie	Arrêtés	Délibérations/ Règles	Contrats	Dispositions concernées
Aucun impact identifié	Aucun impact identifié	Aucun impact identifié	Contrats-cadre de traitement des accords en amont du J-1 sur les installations de production	Pas demi-horaire de programmation, de contrôle du réalisé, de calcul de pénalités.

Source : FTI Compass Lexecon Energy

**b. Processus et calendrier de révision**

4.19 Les contrats-cadre de traitement des accords en amont du J-1 sont établis par RTE, après concertation dans le cadre du CURTE et consultation publique. Seuls les contrats passés entre RTE et sa maison-mère EDF nécessitent l'approbation formelle de la CRE. Le processus de révision de ces contrats – détaillé sur la Figure 12 – pourrait nécessiter seulement un an.

**Figure 12 : Processus et calendrier de révision des contrats-cadre de traitement des accords en amont du J-1**



Source : FTI Compass Lexecon Energy



4.20 **Bilan** : La révision des contrats-cadre de traitement des accords en amont du J-1 en cohérence avec l'évolution du pas de règlement des écarts s'avère hautement souhaitable afin d'assurer une gestion optimale du système électrique et des déséquilibres, et partant de maximiser les gains associés à la Réforme. Le processus de révision pourrait nécessiter près d'un an, et être parallélisé avec la révision des règles RE-MA.

## Gestion et accès au réseau

### Comptage

#### a. Textes concernés et criticité de la révision

- 4.21 Il est nécessaire de pouvoir mesurer, enregistrer et déterminer les consommations sur des pas de 15 minutes (ou un sous-multiple, par exemple 5 minutes) afin notamment de pouvoir évaluer les écarts des RE sur de tels pas de temps.
- 4.22 Actuellement, l'arrêté du 4 janvier 2012<sup>49</sup> autorise le comptage sur un pas de temps de 5 minutes pour les installations raccordées en HTB, HTA et BT souscrivant une puissance supérieure à 120 kVA et pour les installations raccordées en BT souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA. Toutefois, pour les installations en BT et souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA, les seuls pas de comptage autorisés sont le pas horaire, demi-horaire et de dix minutes.
- 4.23 Il est donc nécessaire de faire évoluer l'arrêté du 4 janvier 2012 afin de permettre un comptage au pas 5 ou 15 minutes pour les installations en BT souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA. Un pas de 5 minutes ne semblerait toutefois pas conforme à l'avis de la Commission nationale de l'informatique et des libertés (ci-après « CNIL »), qui a recommandé le maintien d'un pas de comptage supérieur à dix minutes dans sa délibération du 15 novembre 2012<sup>50</sup>. Un pas de comptage de 15 minutes semble donc à privilégier.
- 4.24 La documentation technique de référence (ci-après « DTR ») relative au comptage ainsi que les CART, CARD et les contrats entre GRD et fournisseurs devront par ailleurs être mis en conformité avec l'arrêté modifié. Les différentes évolutions relatives au comptage sont récapitulées dans le Tableau 15 ci-dessous.

---

<sup>49</sup> Arrêté du 4 janvier 2012 pris en application de l'article 4 du décret n° 2010-1022 du 31 août 2010 relatif aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité

<sup>50</sup> Délibération n° 2012-404 du 15 novembre 2012 portant recommandation relative aux traitements des données de consommation détaillées collectées par les compteurs communicants

**Tableau 15 : Evolutions d’ordre réglementaire et contractuel relatives au comptage**

Code de l'énergie	Arrêtés	Délibérations/ Règles	Contrats	Dispositions concernées
Aucun impact identifié	Arrêté du 4 janvier 2012 relatif aux dispositifs de comptage	DTR comptage des GRD et GRT	Modèles de CART/ CARD et GRD-Fournisseurs	Pas de mesure et d'enregistrement prévu par arrêté : HTB, HTA et BT > 120 kVA : dix minutes ou sous-multiple 120 kVA > BT > 36 kVA : 30 minutes ou sous-multiple BT < 36 kVA : horaire, demi-horaire et dix minutes

Source : FTI Compass Lexecon Energy

**b. Processus et calendrier de révision**

4.25 L'arrêté modifié doit être pris sur proposition de la CRE, après concertation avec les acteurs concernés, notamment les GRD et GRT, la CNIL et la DGEC. Une consultation publique pourrait par ailleurs être envisagée. Le processus de modification de l'arrêté – détaillé sur la Figure 13 – pourrait nécessiter près d'un an et demi.

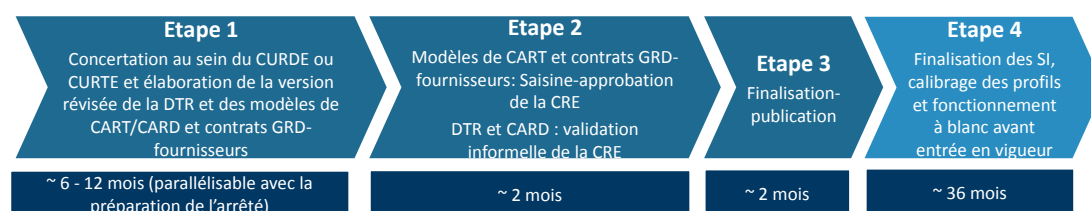
**Figure 13 : Processus et calendrier de révision de l'arrêté du 4 janvier 2012 relatif aux dispositifs de comptage**



Source : FTI Compass Lexecon Energy

4.26 Le processus de révision des DTR comptage, des modèles de CARD et CART et des contrats GRD-fournisseurs est détaillé sur la Figure 14. Leur révision nécessite une concertation au sein du CURTE ou CURDE et, dans le cas des modèles de CART et des contrats GRD-fournisseurs, l'approbation formelle de la CRE. Le processus de révision de la DTR et des contrats pourrait nécessiter plus d'un an mais être largement parallélisé avec le processus de révision de l'arrêté.

**Figure 14 : Processus et calendrier de révision des DTR comptage et des modèles de CARD et CART et des contrats GRD-fournisseurs**



Source : FTI Compass Lexecon Energy

4.27 **Bilan :** Afin de pouvoir évaluer les écarts des RE, il est indispensable que le pas de comptage soit compatible avec le PRE. Le processus de révision des textes relatifs au comptage pourrait nécessiter près de deux ans, et être parallélisé avec la révision des règles RE-MA.

#### Qualité d'alimentation

4.28 Il apparaît que le pas d'évaluation de la qualité d'alimentation est indépendant du pas de règlement des écarts et du pas de comptage, et pourrait être conservé en l'état. Dans ces conditions, il n'apparaît pas nécessaire de modifier l'arrêté du 24 décembre 2007 relatif à la qualité d'alimentation<sup>51</sup>, ni les DTR et les CARD et CART dans lesquels le critère de disfonctionnement et de mauvaise alimentation est défini. Les différents textes réglementaires et contractuels relatifs à la qualité d'alimentation sont récapitulés dans le Tableau 16 ci-dessous.

**Tableau 16 : Textes réglementaires et contractuels relatifs à la qualité d'alimentation**

Code de l'énergie	Arrêtés	Délibérations/ Règles	Contrats	Dispositions concernées
Aucun impact identifié	Arrêté du 24 décembre 2007 relatif à la qualité d'alimentation	DTR des GRD et GRT	Modèles de CART/CARD	Critère de disfonctionnement et de mauvaise alimentation : valeur efficace de la tension, moyennée sur 10 minutes, hors de [90%; 110 %] de la valeur nominale.

Source : FTI Compass Lexecon Energy

4.29 En revanche, si les critères mesurant la qualité d'alimentation devaient être révisés, il faudrait modifier l'arrêté du 24 décembre 2017, ainsi que les DTR de RTE, d'Enedis et des autres GRD, et les CART/CARD. Par ailleurs, les valeurs cibles employées dans le cadre de la

<sup>51</sup> Arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité

régulation incitative mise en place par la CRE dans le TURPE pourraient potentiellement devoir être revues (*cf.* section suivante).

4.30 **Bilan** : Le pas d'évaluation de la qualité d'alimentation est *a priori* indépendant du pas de règlement des écarts et du pas de comptage, et pourrait être conservé en l'état.

## TURPE

### a. Textes concernés et criticité de la révision

- 4.31 Il apparaît que les pas de calcul des dépassements de puissance et des excursions de tension définis dans le cadre du TURPE au pas de 10 minutes sont *a priori* indépendants du pas de règlement des écarts et du pas de comptage, et pourraient techniquement être conservés en l'état pour les utilisateurs, à l'exception notable des autoconsommateurs. En effet pour ceux-ci, il ne semble pas possible de calculer les dépassements à un pas différent du PRE (*cf.* section relative à l'autoconsommation, § 4.71).
- 4.32 Par ailleurs, l'utilisation de pas différenciés pour le comptage et pour le calcul des dépassements serait moins lisible pour l'utilisateur, qui ne serait plus en mesure de vérifier simplement que les dépassements qui lui sont facturés sont cohérents avec sa courbe de charge.
- 4.33 En outre, si les pas de calcul des dépassements de puissance et des excursions de tension devaient évoluer, les valeurs cibles employées dans le cadre de la régulation incitative mise en place par la CRE dans le TURPE pourraient potentiellement devoir être revues.
- 4.34 Quoi qu'il en soit, il serait nécessaire de faire évoluer la délibération TURPE à la marge pour supprimer diverses références à des pas demi-horaires – relatifs notamment au profilage, à la reconstitution des flux ou encore à évaluation des pertes – rendues obsolètes par la Réforme. A cet égard, il conviendra de privilégier les références génériques aux pas définis dans les règles ou textes réglementaires, afin d'assurer la continuité à l'entrée en vigueur de la Réforme du pas de règlement des écarts. Les différents textes réglementaires et contractuels relatifs au calcul des dépassements de puissance et des excursions de tension dans le cadre du TURPE sont récapitulés dans le Tableau 17 ci-dessous.

**Tableau 17 : Evolutions d’ordre réglementaire et contractuel relatives au calcul des dépassements de puissance et des excursions de tension dans le cadre du TURPE**

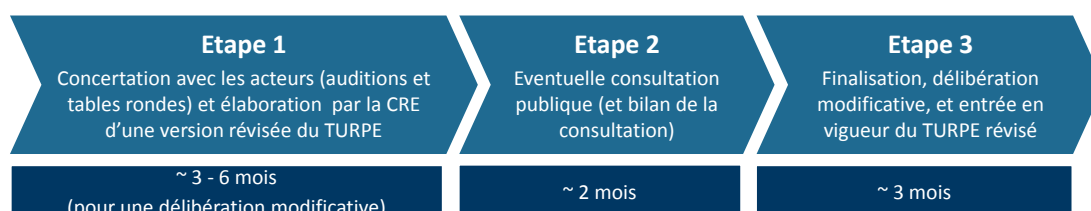
Code de l'énergie	Arrêtés	Délibérations/ Règles	Contrats	Dispositions concernées
Aucun impact identifié	Aucun impact identifié	Délibérations de la CRE portant décision sur le TURPE (HTB et HTA-BT)	Modèles de CART et CARD, contrats GRD-fournisseurs	Pas de 10 minutes pour la mesure et le calcul des dépassements de puissance et des excursions de tension (analogue au pas défini par l'arrêté qualité d'alimentation) Diverses références à des pas demi-horaires (profilage, reconstitution des flux, évaluation des pertes au pas demi-horaire, courbes de mesure etc.).

Source : FTI Compass Lexecon Energy

**b. Processus et calendrier de révision**

4.35 Le TURPE est déterminé par la CRE, après concertation avec les acteurs concernés et consultation publique. Les modifications susmentionnées pourraient être avantageusement intégrées à l’occasion de la préparation du TURPE 6<sup>52</sup> (avec si possible l’emploi de références génériques afin d’assurer une continuité à l’entrée en vigueur de la Réforme, ou en prévoyant une entrée en vigueur des modifications en cours de période). Leur introduction via une délibération modificative en cours de période est aussi envisageable, bien que plus fastidieux. Le processus et calendrier de révision du TURPE dans le cadre d’une délibération modificative est présenté sur la Figure 15 ci-dessous.

**Figure 15 : processus et calendrier de révision du TURPE dans le cadre d’une délibération modificative**



Source : FTI Compass Lexecon Energy

4.36 **Bilan :** Les pas de calcul des dépassements de puissance et des excursions de tension définis dans le cadre du TURPE sont *a priori* indépendants du pas de règlement des écarts et du pas de comptage (sauf pour l’autoconsommation), et pourraient être conservés en l’état à la suite de la Réforme, bien qu’un pas de calcul des dépassements aligné sur le pas de comptage soit plus lisible pour l’utilisateur. Il serait toutefois nécessaire de faire évoluer la délibération

<sup>52</sup> La délibération de la CRE portant décision sur le TURPE 6 interviendrait fin 2020 pour une entrée en vigueur mi-2021

TURPE à la marge pour supprimer diverses références à des pas demi-horaires rendues obsolètes par la Réforme. A cet égard, il conviendra de privilégier les références génériques aux pas définis dans les règles ou textes réglementaires, afin d'assurer la continuité à l'entrée en vigueur de la Réforme. Les modifications susmentionnées pourraient être avantageusement intégrées à l'occasion de la préparation du TURPE 6, ou à défaut par l'intermédiaire d'une délibération modificative.

*Mise à disposition du public de courbes de mesure relatives au transport et à la distribution d'électricité*

- 4.37 La loi pour une République numérique a introduit de nouvelles dispositions dans le code de l'énergie visant à ce que les GRT et GRD d'électricité et de gaz naturel mettent à disposition des « *données détaillées de consommation et de production issues de leur système de comptage d'énergie* », en vue de permettre leur réutilisation et de « *favoriser notamment le développement d'offres d'énergie, d'usages et de services énergétiques* ».

**a. Textes concernés et criticité de la révision**

- 4.38 L'article D111-63 du code de l'énergie prévoit que, pour la mise à disposition des données, l'intervalle de temps de mesure ne peut être inférieur à 30 minutes (hormis lorsque la CNIL certifie la conformité de l'anonymisation de ces données). Cet intervalle est fixé par l'arrêté du 29 décembre 2017<sup>53</sup> à 30 minutes pour les réseaux de distribution en métropole. Les différents textes réglementaires et contractuels relatifs à la mise à disposition du public de courbes de mesure sont récapitulés dans le Tableau 18 ci-dessous.

---

<sup>53</sup> Arrêté du 29 décembre 2017 pris en application de l'article D. 111-66 du code de l'énergie.

**Tableau 18 : Evolutions d'ordre réglementaire et contractuel relatives à la mise à disposition du public de courbes de mesure relatives au transport et à la distribution d'électricité**

Code de l'énergie	Arrêtés	Délibérations/ Règles	Contrats	Dispositions concernées
Article D111-63	Arrêté du 29 décembre 2017 pris en application de l'article D. 111-66 (Article 5)	Aucun impact identifié	-	Le code de l'énergie prévoit que, pour la mise à disposition des données, l'intervalle de temps de mesure ne peut être inférieur à 30 minutes (hormis lorsque la CNIL certifie la conformité de l'anonymisation de ces données). Cet intervalle est fixé par arrêté à 30 minutes pour les réseaux de distribution en métropole.

Source : FTI Compass Lexecon Energy

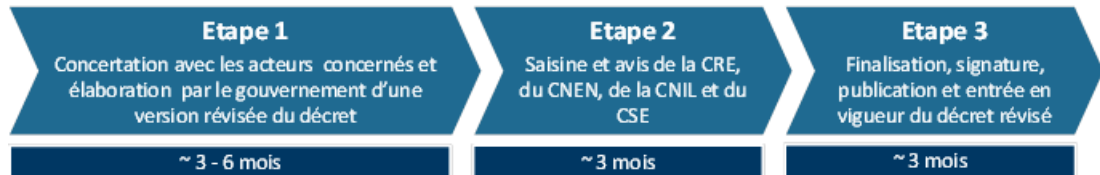
- 4.39 Le pas de mise à disposition des données a été initialement calé sur le pas de règlement des écarts fixé à 30 minutes, probablement pour faciliter l'équilibrage des fournisseurs de services et favoriser leur émergence. La révision du pas de mise à disposition des données en cohérence avec les pas de règlement des écarts et de comptage semble donc pertinente, sans être indispensable.
- 4.40 Toutefois, la fréquence de mise à disposition des données constitue potentiellement un sujet sensible car touchant à la protection des données personnelles. A ce titre, l'article D111-63 du code de l'énergie a défini des critères d'agrégation minimale de données, afin qu'il soit impossible de reconstituer des informations relevant des secrets protégés par la loi à partir de ces agrégats.
- 4.41 Dans son avis du 16 février 2017 sur le projet de décret qui a introduit les dispositions du code de l'énergie relative à la mise à disposition du public de courbes de mesure<sup>54</sup>, la CNIL a considéré que les critères d'agrégation retenus étaient satisfaisants pour garantir le caractère anonyme des données diffusées, et a de ce fait considéré qu'un pas de mise à disposition des données de 30 minutes proposé était acceptable. Par conséquent, la CNIL pourrait se montrer favorable à un pas de mesure de 15 minutes, à condition que les critères d'agrégation soient maintenus voire renforcés dans le projet de décret qui lui sera soumis.

<sup>54</sup> Délibération de la CNIL n°2017-024 du 16 février 2017 portant avis sur un projet de décret relatif au traitement et à la mise à disposition des données détaillées de comptage des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel (demande d'avis n°16029536)

**b. Processus et calendrier de révision**

4.42 Les articles D111-63 et D111-66 du code de l'énergie sont issus d'un décret simple<sup>55</sup>, pris après avis de la CRE, du CNEN, de la CNIL et du CSE. Comme indiqué sur la Figure 16 ci-dessous, la prise d'un nouveau décret pourrait nécessiter près d'un an.

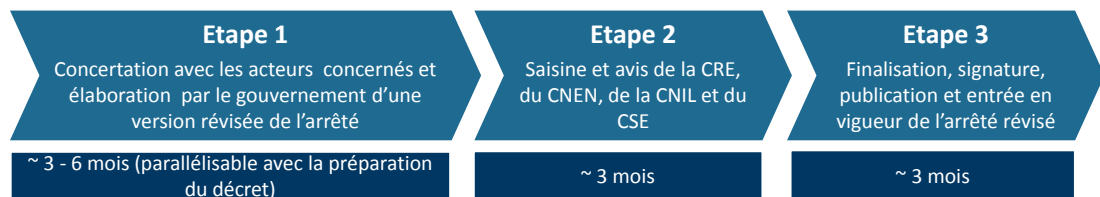
**Figure 16 : Processus et calendrier de prise d'un nouveau décret portant modification des articles D111-63 et D111-66 du code de l'énergie**



Source : FTI Compass Lexecon Energy

4.43 La mise en conformité de l'arrêté du 29 décembre 2017 pris en application de l'article D. 111-66 avec le décret pourrait nécessiter moins d'un an être en partie parallélisé avec préparation du décret. Le processus de révision – détaillé sur la Figure 17 ci-dessous – s'appuierait notamment sur un avis de la CRE, du CNEN, de la CNIL et du CSE.

**Figure 17 : Processus et calendrier de modification de l'arrêté du 29 décembre 2017 pris en application de l'article D. 111-66**



Source : FTI Compass Lexecon Energy

4.44 **Bilan :** La révision du pas de mise à disposition des données en cohérence avec les pas de règlement des écarts et de comptage semble pertinente pour favoriser l'équilibrage des fournisseurs de services et favoriser leur émergence. Toutefois, elle n'est pas indispensable, et des incertitudes demeurent sur la faisabilité de la révision compte tenu de la sensibilité du sujet qui touche à la protection des données personnelles.

<sup>55</sup> Décret n° 2017-486 du 5 avril 2017 relatif au traitement et à la mise à disposition du public des données détaillées de comptage des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel



## Opération des marchés

### Marchés journaliers et intrajournaliers

#### a. Textes concernés et criticité de la révision

- 4.45 Les règles de fonctionnement des marchés ne sont pas définies réglementairement. Toutefois, elles pourraient devoir faire l'objet d'évolutions du fait de la Réforme. Les textes susceptibles d'évoluer pour permettre l'introduction de produits quart-horaires sont récapitulés dans le Tableau 19 ci-dessous.

**Tableau 19 : Evolutions d'ordre réglementaire et contractuel relatives au fonctionnement des marchés**

Code de l'énergie	Arrêtés	Délibérations/ Règles	Contrats	Dispositions concernées
Aucun impact identifié	Aucun impact identifié	Règles de fonctionnement des marchés journaliers et intrajournaliers	Eventuellement contrats d'accès au marché et contrats avec la contrepartie financière	Absence de produits d'une durée inférieure à 30 minutes en France.

Source : FTI Compass Lexecon Energy

- 4.46 Actuellement, les règles de fonctionnement des marchés journaliers et intrajournaliers ne permettent pas l'échange de produits de marché d'une durée inférieure à 30 minutes en France. Or il est quasiment indispensable de disposer de produits quart-horaires sur le marché intrajournalier pour permettre aux acteurs de s'équilibrer sur de telles durées et maximiser les bénéfices associés à la Réforme. Dans une moindre mesure, une plus grande intégration des marchés intrajournaliers à l'échelle européenne pourrait permettre d'accroître la liquidité sur ce marché et de réduire le coût de l'ajustement. Cela suppose que les GT soient en capacité d'allouer les capacités aux interconnexions au pas quart-horaire (cf. section suivante).
- 4.47 S'agissant du marché journalier, la résolution maximale des produits échangés – une heure – n'est actuellement pas corrélée au pas de règlement des écarts. Il ne semble donc pas indispensable de réduire cette durée à ce stade. Toutefois, une concertation pourrait être lancée avec les acteurs concernés pour étudier l'opportunité de mettre en place des produits quart-horaires sur le marché journalier, et permettre leur échange à l'échelle européenne.

#### b. Processus et calendrier de révision.

- 4.48 Le processus de révision des règles de fonctionnement des marchés est entièrement piloté par l'opérateur du marché, de sorte qu'il s'avère relativement simple et court (de l'ordre d'un mois). La révision des règles pourrait par ailleurs être réalisée en parallèle de la mise à jour des SI qui nécessiterait environ six mois.

- 4.49 **Bilan** : La création de produits quart-horaires sur les marchés intrajournaliers, et dans une moindre mesure le renforcement de leur intégration à l'échelle européenne, paraît hautement souhaitable pour permettre aux acteurs de s'équilibrer sur de telles durées et maximiser les

bénéfices associés à la Réforme. Par ailleurs, une concertation pourrait être lancée pour étudier l'opportunité de mettre en place des produits quart-horaires sur le marché journalier et permettre leur échange à l'échelle européenne.

#### *Allocation des capacités d'interconnexion*

##### **a. Textes concernés et criticité de la révision**

- 4.50 Il apparaît hautement souhaitable de permettre l'allocation des capacités d'interconnexion au pas quart-horaire, au moins en infrajournalier, pour renforcer l'intégration des marchés infrajournaliers à l'échelle européenne, faciliter l'équilibrage des acteurs et maximiser les bénéfices associés à la Réforme du pas de règlement des écarts.
- 4.51 Une concertation pourrait par ailleurs être lancée pour étudier l'opportunité d'allouer les capacités d'interconnexion au pas quart-horaire aussi en journalier, de manière à permettre l'échange d'éventuels produits journaliers quart-horaires à l'échelle européenne.
- 4.52 La modification du pas d'allocation des interconnexions nécessiterait la révision des règles d'allocation de la capacité aux interconnexions françaises aux différentes frontières, et des règles de RTE relatives à l'accès au réseau public de transport français pour des importations et des exportations (règles I/E). Les textes susceptibles d'évoluer pour permettre l'allocation quart-horaire sont récapitulés dans le Tableau 20 ci-dessous.

**Tableau 20 : Evolutions d'ordre réglementaire et contractuel relatives à l'allocation des capacités d'interconnexion**

<b>Code de l'énergie</b>	<b>Arrêtés</b>	<b>Délibérations/ Règles</b>	<b>Contrats</b>	<b>Dispositions concernées</b>
Aucun impact identifié	Aucun impact identifié	Règles d'allocation de la capacité aux interconnexions françaises aux échéances infrajournalière, journalière et de long terme, aux différentes frontières concernées  RTE - Règles d'accès au réseau public de transport français pour des Importations et des Exportations (règles I/E)	-	En infrajournalier, allocation des capacités transfrontalières au pas 30 minutes (avec l'Allemagne et la Suisse) ou 1 h pour la frontière avec le Royaume-Uni.

Source : FTI Compass Lexecon Energy

##### **b. Processus et calendrier de révision**

- 4.53 Les règles I/E et les règles d'allocation explicites des capacités aux interconnexions doivent être approuvées par les autorités nationales concernées, sur proposition des GRT concernés, après concertation et mise en consultation publique. Ce processus – détaillé sur la Figure 18 ci-dessous – pourrait nécessiter plus d'un an. Après la publication des règles I/E révisées,

RTE estime que la durée nécessaire pour la mise en œuvre du pas quart-horaire pour l'allocation des capacités d'interconnexion est d'environ 18 mois.

**Figure 18 : Processus et calendrier de modification des règles d'allocation de la capacité aux interconnexions françaises et des règles I/E**



Source : FTI Compass Lexecon Energy

4.54 **Bilan :** L'allocation des capacités d'interconnexion au pas quart-horaire, au moins en infrajournalier, paraît hautement souhaitable pour renforcer l'intégration des marchés infrajournaliers à l'échelle européenne, faciliter l'équilibrage des acteurs et maximiser les bénéfices associés à la Réforme du pas de règlement des écarts. Par ailleurs, une concertation pourrait être lancée pour étudier l'opportunité de mettre en place des produits quart-horaires sur le marché journalier et allouer les capacités d'interconnexion sur un tel pas de temps à l'échéance journalière.

#### *Marché de capacité*

- 4.55 Les obligations de disponibilités des fournisseurs de capacités lors des jours de tension pour le système électrique (PP1 et PP2) se fondent sur des heures pleines. Toutefois, le fonctionnement du marché de capacité s'appuie sur un certain nombre de pas demi-horaires (profilage, chroniques de consommation, puissance activée d'une capacité d'effacement, calcul du niveau de capacité certifié, contrôle etc.).
- 4.56 Un marché de capacité s'appuyant sur des pas demi-horaire pourrait subsister après la Réforme du pas de règlement des écarts et du pas de comptage qui permettront la mise à disposition de données quart-horaires (sous réserve de la correction de certaines incohérences, notamment de références à des chroniques demi-horaires établies conformément aux règles MA-RE).
- 4.57 La mise en œuvre d'un mécanisme de capacité raffiné s'appuyant sur un pas quart-horaire ne constitue donc pas un prérequis. Toutefois, il permettrait de refléter plus fidèlement les tensions qui s'appliquent sur le système et la disponibilité réelle des fournisseurs de capacités.
- 4.58 Une réforme *ad hoc* du marché de capacité pour intégrer de telles évolutions nécessiterait la modification de l'arrêté du 29 novembre 2016 définissant les règles du mécanisme de capacité, mais aussi la modification de dispositions complémentaires résultant des

délibérations de la CRE du 1<sup>er</sup> décembre 2016<sup>56</sup>. Le Tableau 21 ci-dessous récapitule les évolutions d'ordre réglementaire et contractuel qui seraient nécessaires.

**Tableau 21 : Evolutions d'ordre réglementaire et contractuel relatives au marché de capacité**

Code de l'énergie	Arrêtés	Délibérations/ Règles	Contrats	Dispositions concernées
Aucun impact identifié	Arrêté du 29 novembre 2016 définissant les règles du mécanisme de capacité	Règles du marché de capacité (définies par l'arrêté du 29 novembre 2016) Dispositions complémentaires résultant des délibérations de la CRE du 1 <sup>er</sup> décembre 2016	Eventuellement contrats RTE-RPC, contrats de certification, d'accès au Registre et de participation en qualité d'acteur obligé	Le mécanisme s'appuie sur des pas demi-heure pour le profilage, les chroniques de consommation, la puissance activée d'une capacité d'effacement, le calcul du niveau de capacité certifié, leur contrôle etc.

Source : FTI Compass Lexecon Energy

4.59 **Bilan** : Un mécanisme de capacité raffiné s'appuyant sur un pas quart-heure permettrait de refléter plus fidèlement les tensions qui s'appliquent sur le système et la disponibilité réelle des fournisseurs de capacités. Cette évolution pourra avantageusement être introduite à l'occasion d'une réforme plus large des règles du marché de capacité. Une révision *ad hoc* du dispositif ne semble pas souhaitable au regard de l'absence de criticité des modifications envisagées, de l'ampleur des textes à modifier, et de la sensibilité du dispositif, vis-à-vis notamment de la Commission européenne.

#### ARENH

4.60 Le produit ARENH étant un produit plat, similaire à un produit calendaire base, les volumes ARENH sont livrés uniformément tout au long de l'année. Par conséquent, le fait de définir le produit ARENH comme une chronique demi-heure – comme c'est le cas actuellement – ou comme une chronique quart-heure – rendu possible par la réforme du PRE et du pas de comptage – importe peu.

4.61 En outre, la transformation du produit ARENH en une chronique quart-heure nécessiterait la révision de nombreux textes réglementaires et contractuels (code de l'énergie, arrêtés,

<sup>56</sup> Délibération de la CRE du 1<sup>er</sup> décembre 2016 portant décision relative aux modalités de calcul de la consommation constatée pour les pertes dans le cadre du mécanisme de capacité ; Délibération de la CRE du 1<sup>er</sup> décembre 2016 portant approbation de la méthode de calcul de la consommation constatée.

délibération de la CRE, règles de RTE, modèles de conventions et de contrats) récapitulés dans le Tableau 22 ci-dessous.

**Tableau 22 : Evolutions d'ordre réglementaire et contractuel relatives à l'ARENH**

Code de l'énergie	Arrêtés	Délibérations/ Règles	Contrats	Dispositions concernées
R336-3 R336-11 R336-19 R336-28 D336-42 D336-43	Arrêté du 16 mai 2011 définissant les profils des produits cédés dans le cadre de l'ARENH	Délibération de la CRE du 15 décembre 2011 portant définition des méthodes de calcul et des modalités de transmission des consommations constatées sur proposition de RTE	Convention générale RTE applicable aux achats d'énergie et de garanties de capacité pour la compensation des pertes	Définition du produit ARENH, estimation des consommations, notification à EDF de la quantité à injecter, transmission de données <i>etc.</i>
	Arrêté du 14 novembre 2016 portant modification de l'arrêté du 28 avril 2011	RTE - Règles relatives à la transmission de données RTE - Guide d'implémentation des fichiers des RE multi-fournisseurs	Modèle d'accord-cadre annexé à l'arrêté du 14 novembre 2016	

Source : FTI Compass Lexecon Energy

4.62 **Bilan :** Au regard de l'intérêt limité de la redéfinition du produit ARENH en une chronique quart-horaire, de l'ampleur des textes à réviser mais aussi de la sensibilité politique du sujet, il semble préférable de procéder à sa redéfinition uniquement à l'occasion d'une réforme plus générale du dispositif.

### Soutien aux énergies renouvelables

#### *Complément de rémunération*

- 4.63 Les installations en complément de rémunération bénéficient d'une rémunération complémentaire par rapport au prix de marché de référence, défini comme la moyenne des prix de marché pondérée par la production de l'ensemble des installations de la filiale concernée.
- 4.64 L'article R314-38 du code de l'énergie prévoit que ce prix de marché de référence est calculé uniquement à partir des prix de marché journalier ou à terme, bien que certains producteurs renouvelables soient susceptibles de valoriser une partie de leur production sur le marché infrajournalier.
- 4.65 A l'occasion de l'introduction de produits quart-horaires sur le marché infrajournalier, la formule du prix de marché de référence pourrait être raffinée, de manière à refléter plus fidèlement le prix de marché capturé par les producteurs renouvelables. Toutefois une telle

évolution, bien que potentiellement intéressante, est loin d'être indispensable pour le fonctionnement du dispositif de complément de rémunération.

- 4.66 Par ailleurs, elle nécessiterait non seulement une modification du code de l'énergie, mais aussi des arrêtés fixant les conditions du complément de rémunération, des cahiers des charges des appels d'offres, et des modèles de contrats de complément de rémunération. Ces différents textes sont récapitulés dans le Tableau 23 ci-dessous.

**Tableau 23 : Evolutions d'ordre réglementaire et contractuel relatives au complément de rémunération**

Code de l'énergie	Arrêtés	Délibérations/ Règles	Contrats	Dispositions concernées
R314-38 R314-44	Arrêtés fixant les conditions du complément de rémunération	Cahiers des charges des appels d'offres	Modèles de contrats de complément de rémunération	Pas de transmission (des GRD à RTE, puis de RTE à la CRE) des courbes de charge des installations en complément de rémunération pour le calcul du prix de marché de référence par rapport auquel est calculé le complément de rémunération

Source : FTI Compass Lexecon Energy

- 4.67 **Bilan :** A l'occasion de l'introduction de produits quart-horaires sur le marché intrajournalier, il pourrait sembler pertinent de faire évoluer la formule du prix de marché de référence de manière à refléter plus fidèlement le prix de marché susceptible d'être capturé par les producteurs renouvelables. Toutefois, compte tenu de l'intérêt relativement limité de cette évolution et de l'ampleur des textes à faire évoluer, il semble pertinent de l'introduire uniquement à l'occasion d'une réforme du dispositif.

#### Autoconsommation

##### a. Textes concernés et criticité de la révision

- 4.68 Dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective, le pas de mesure détermine le pas de répartition de la production aux différents consommateurs, ainsi que le pas sur lequel s'effectue le complément de fourniture.
- 4.69 Dans le code de l'énergie, ce pas de mesure est défini de manière générique par référence au pas de règlement des écarts : la révision du pas de règlement des écarts entraîne mécaniquement la révision du pas de mesure. Le Tableau 24 ci-dessous détaille les différents textes définissant le pas de mesure pour l'autoconsommation.

**Tableau 24 : Evolutions potentielles d'ordre réglementaire et contractuel relatives à l'autoconsommation**

Code de l'énergie	Arrêtés	Délibérations/ Règles	Contrats	Dispositions concernées
D315-1	Aucun impact identifié	Aucun impact identifié	Modèles de conventions d'autoconsommation, contrats GRD-fournisseurs ?	L'article D315-1 prévoit que le pas de mesure mis en œuvre est celui utilisé pour le règlement des écarts.

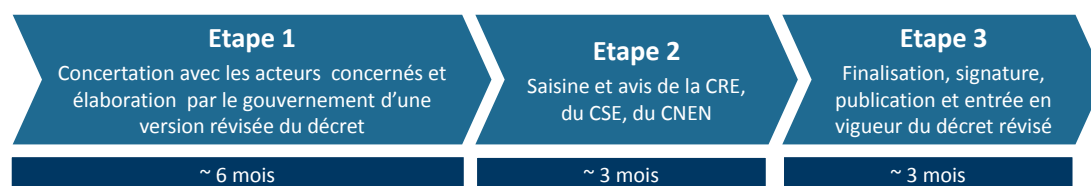
Source : FTI Compass Lexecon Energy

- 4.70 Une telle définition du pas de mesure de manière générique par référence au pas de règlement des écarts semble pertinente du point de vue du système électrique. En effet, un pas de mesure de la production égal au pas de règlement des écarts permet de mieux responsabiliser les RE, en les incitant à gérer l'évolution de la production photovoltaïque au plus près du temps réel pour équilibrer au mieux leur périmètre<sup>57</sup>.
- 4.71 S'agissant du TURPE, les dispositions réglementaires en vigueur impliquent que pour l'autoconsommation, il n'est pas possible de calculer les dépassements à un pas différent du PRE. Il semble donc pertinent de faire évoluer le pas de calcul des dépassements dans le cadre du TURPE en cohérence avec le PRE, au moins pour les autoconsommateurs.

**b. Processus et calendrier de révision**

- 4.72 L'article D315-1 du code de l'énergie est issu d'un décret simple. Comme indiqué sur la Figure 19 ci-dessous, sa révision pourrait nécessiter près d'un an.

**Figure 19 : Processus et calendrier de modification de l'article D315-1 du code de l'énergie relatif à l'autoconsommation**



Source : FTI Compass Lexecon Energy

4.73 **Bilan :** La définition actuelle du pas de mesure de l'autoconsommation par référence au pas de règlement des écarts semble pertinente du point de vue de l'équilibrage du système électrique. Il conviendra par ailleurs de s'assurer que le pas de calcul des dépassements dans le cadre du TURPE évolue en cohérence avec le pas de mesure de l'autoconsommation.

<sup>57</sup> HESPUL reste opposé à l'introduction de la référence générique au PRE pour la définition du pas de mesure, et propose de la substituer par un pas de mesure journalier (ou inférieur uniquement à la demande de l'autoconsommateur) qui lui semble moins contraignant.

## Rétro-planning de mise en œuvre de la Réforme

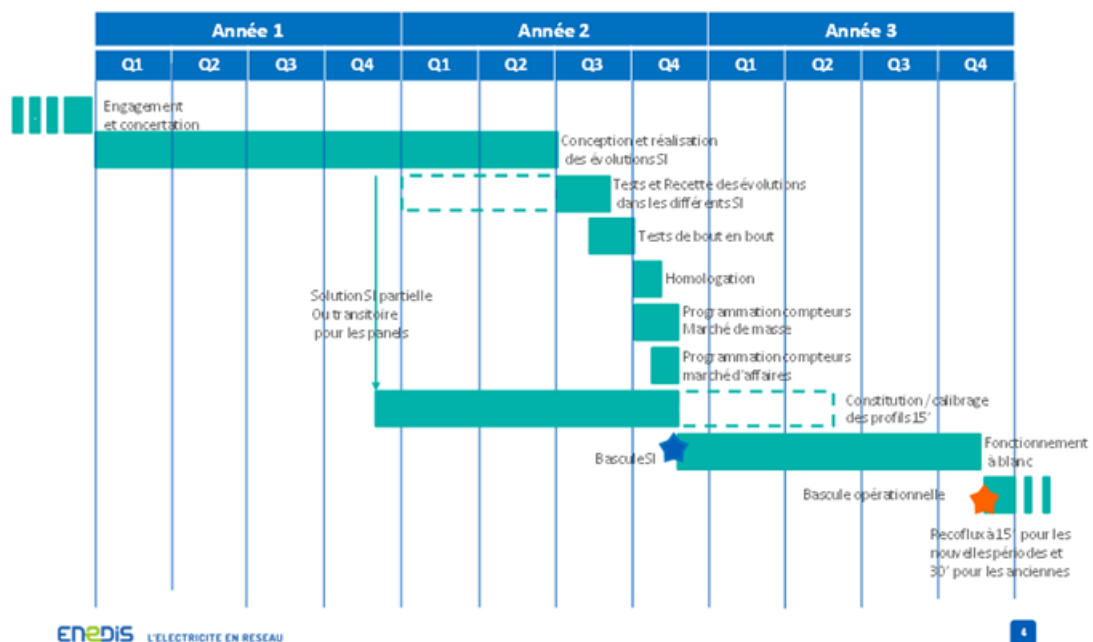
### Définition du chemin critique de mise en œuvre de la Réforme : La révision des règles RE-MA et des règles relatives au comptage et leur mise en œuvre technique

- 4.74 Afin de coordonner les différentes évolutions mises en évidence dans la section précédente, une étape de concertation et de cadrage préalable semble nécessaire pour définir la cible et le calendrier de mise en œuvre. Cette étape de concertation préalable avec les acteurs concernés pourrait s'étendre sur six à douze mois, et être lancée dès à présent.
- 4.75 Sur la base de la cible définie lors de cette étape de concertation préalable, les différentes évolutions présentées dans la section précédente pourraient être menées de manière indépendante et parallélisées.
- 4.76 Au regard des délais établis dans la section précédente pour la mise en œuvre de ces différentes évolutions, la révision des règles RE-MA et des règles relatives au comptage et leur mise en œuvre technique constituent le chemin critique qui conditionne la durée de mise en œuvre de la réforme.

### Mise en œuvre technique : étapes critiques

- 4.77 La mise en œuvre technique des évolutions relatives aux RE-MA et au comptage consiste essentiellement en la finalisation des SI, au calibrage des profils, ainsi qu'en une période de fonctionnement à blanc préalable à l'entrée en vigueur de la Réforme. Les différentes étapes de mise en œuvre technique identifiées par Enedis sont synthétisées sur la Figure 20 ci-dessous.

**Figure 20 : Etapes de mise en œuvre technique de la Réforme au terme des évolutions réglementaires**



Source : Enedis

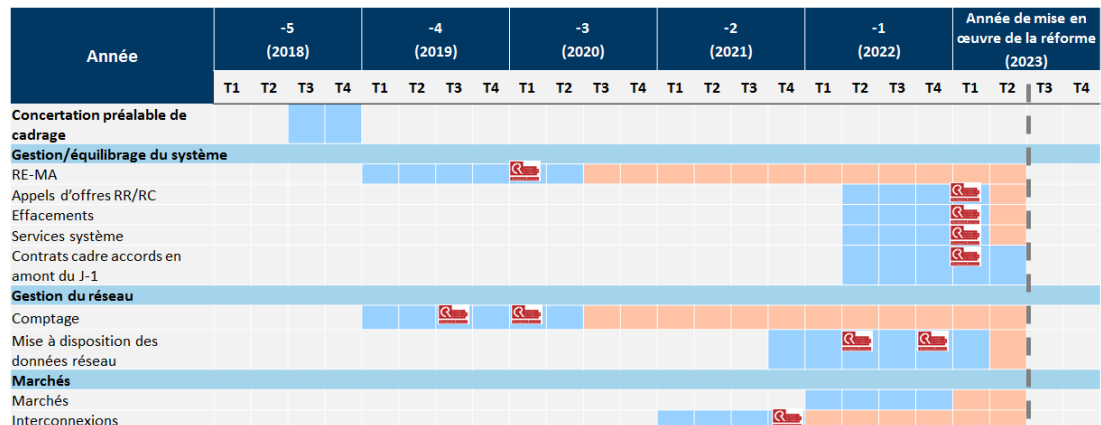


- 4.78 Enedis a estimé la durée nécessaire pour l'évolution et le test des SI à environ deux ans à compter la publication de la documentation technique et des modèles de contrats révisés. D'après Enedis, cette durée importante s'explique notamment par le nombre de SI concernés et la nécessité d'intégrer les développements dans une trajectoire spécifique à chaque SI avec des dates de livraisons préétablies. Ainsi, tous les systèmes ne pourront évoluer en même temps.
- 4.79 Le calibrage des profils réalisé préalablement au démarrage à blanc consiste en l'acquisition des données de mesures au pas 15 minutes sur des panels de points préalablement constitués pour constituer et calibrer les différents profils 15 minutes nécessaires. Cette acquisition doit se faire sur une durée suffisamment longue pour couvrir toutes les situations climatiques et représenter des modèles de consommations fiables. Enedis considère que cette acquisition doit s'effectuer idéalement pendant une période de deux ans pour calibrer correctement les profils, et qu'une durée d'un an constitue un minimum.
- 4.80 Un préalable pour la réalisation du calibrage des profils est d'avoir des SI capables d'acquérir et de traiter des données 15 minutes. Cependant, compte tenu du calendrier et des délais de réalisations SI, Enedis considère qu'il est préférable de ne pas attendre l'achèvement de tous les développements SI pour débiter cette étape de calibrage des profils qui doit être achevée avant le démarrage à blanc. Ainsi, les développements SI nécessaires ou une solution provisoire pourra être mis en place un an avant le démarrage à blanc pour effectuer un premier calibrage des profils. Ce calibrage pourrait éventuellement être poursuivi au-delà du démarrage à blanc.
- 4.81 Comme indiqué sur la Figure 20 ci-dessus, la durée totale cumulée de ces différentes étapes de mise en œuvre technique pourrait être d'environ 3 ans à compter de la publication de la documentation technique révisée.

**Planning nominal : mise en œuvre de la Réforme début ou mi-2023**

- 4.82 Si l'on prend en compte la durée nominale estimée pour la concertation et les évolutions réglementaires (de l'ordre de 24 mois), auquel on rajoute le délai nécessaire pour sa mise en œuvre dans les SI et le calibrage des profils (24 mois) et une phase de fonctionnement à blanc (12 mois), la durée nominale de mise en œuvre globale s'approche de cinq années.
- 4.83 Dès lors, ce délai semble compatible avec une mise en œuvre début ou mi-2023, à condition de lancer dès à présent les réunions de concertation préalables. Le rétro-planning de mise en œuvre de la Réforme mi-2023 est détaillé sur la Figure 21 ci-dessous.

Figure 21 : Rétro-planning de mise en œuvre de la Réforme mi-2023



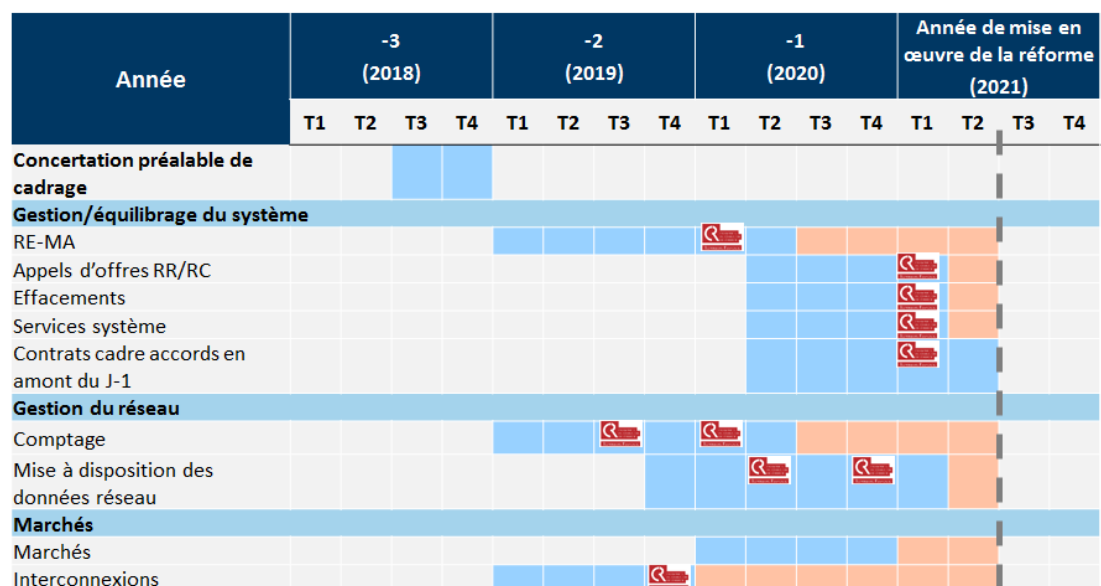
Notes : Seules les évolutions critiques ou hautement souhaitables ont été intégrées au rétro-planning. Les évolutions d'ordre réglementaire et contractuel sont indiquées en bleu clair. Les étapes de mise en œuvre techniques (développement des SI, calibrage des profils, fonctionnement à blanc) sont indiquées en orange. Le logo de la CRE indique une délibération de celle-ci (pouvant notamment porter décision, approbation ou avis).

Source : FTI Compass Lexecon Energy

Planning resserré : Mise en œuvre de la Réforme mi-2021

4.84 Une mise en œuvre de la réforme dès 2021 reste théoriquement possible, mais nécessiterait le développement de solutions techniques sur le fondement de règles non stabilisées et d'un modèle cible possiblement provisoire. Dès lors, toute évolution des règles et du modèle cible est susceptible d'entraîner des surcoûts et des délais importants qui pourraient mettre en péril l'atteinte de l'objectif. Le rétro-planning de mise en œuvre de la Réforme à mi-2021 est détaillé sur la Figure 22 ci-dessous.

Figure 22 : Rétro-planning de mise en œuvre de la Réforme mi-2021



Notes : Seules les évolutions critiques ou hautement souhaitables ont été intégrées au rétro-planning. Les évolutions d'ordre réglementaire et contractuel sont indiquées en bleu clair. Les étapes de mise en œuvre techniques (développement des SI, calibrage des profils, fonctionnement à blanc) sont indiquées en orange.

*en orange. Le logo de la CRE indique une délibération de celle-ci (pouvant notamment porter décision, approbation ou avis).*

Source : FTI Compass Lexecon Energy

- 4.85 En cas de mise en œuvre de la Réforme mi-2021, certains acteurs ont mis en évidence la nécessité de dupliquer des adaptations sur certains SI (en particulier les systèmes supportant les activités de programmation et règlement des écarts, de notification et comptage et de facturation), et de développer des solutions intermédiaires non pérennes (notamment pour les activités de prévision, transactions et gestion des données des RE et de programmation et de règlement des écarts). La mise en œuvre de telles solutions transitoires apparaît sous-optimale étant donné qu'elle est susceptible de générer des coûts échoués importants.
- 4.86 Enfin, une mise en œuvre de la Réforme dès 2021 impliquerait vraisemblablement l'abandon de la période de fonctionnement à blanc qui permet aux acteurs de s'approprier la Réforme avant sa mise en œuvre, au risque de réduire grandement les gains attendus les premières années.

#### **Planning confortable : Mise en œuvre de la réforme en 2024/2025**

- 4.87 Une mise en œuvre de la Réforme en 2024 ou 2025 laisserait la possibilité aux acteurs d'intégrer les évolutions des SI et les procédures requises par la Réforme dans leurs plans de charge avec une souplesse relativement importante, ce qui est à même de réduire les coûts.
- 4.88 De plus, le délai accordé devrait permettre d'allonger la période de fonctionnement à blanc à deux ans comme le recommande Enedis, ce qui est susceptible de permettre aux RE de disposer de modèles de prévision plus adaptés et mieux calibrés sur la base de données réelles au pas 15 minutes. Ces évolutions pourraient contribuer à réduire les impacts potentiels en termes d'augmentation de leurs volumes d'écart.
- 4.89 Enfin, une mise en œuvre de la Réforme en 2024 ou 2025 accorde des délais de contingence aux différents acteurs pour leur permettre de gérer des imprévus aux différentes étapes, s'agissant notamment la révision du cadre réglementaire, ou du développement des SI.

### **Conclusions de l'identification des évolutions réglementaires associées à la Réforme**

#### **Panorama et criticité des évolutions réglementaires envisagées**

- 4.90 L'analyse des évolutions d'ordre réglementaire et contractuel induites par la mise en œuvre de la Réforme du pas de règlement des écarts a mis en évidence des évolutions touchant des sujets variés (gestion du système, réseau, marchés, soutien aux ENR etc.) et affectant de multiples étages de la pyramide des normes.
- 4.91 Les évolutions identifiées sont par ailleurs de niveaux de criticité variables : la révision des règles RE-MA et du pas de comptage constituent le chemin critique de la Réforme, tandis que la programmation des RR et RC, des effacements, des services système au pas quart-horaire, la création de produits 15 minutes, au moins infrajournalier, l'allocation des capacités d'interconnexion au pas quart-horaire, sont très hautement souhaitables pour rendre la

réforme opérante et en tirer la plupart des bénéfices, mais n'apparaissent pas indispensables à sa mise en œuvre.

- 4.92 Par ailleurs, les bénéfices apparaissent plus incertains s'agissant d'évolutions relatives à la mise à disposition de données réseau, au mécanisme de capacité, à l'ARENH, au complément de rémunération ou à l'autoconsommation. La pertinence de telles évolutions devra faire l'objet de plus amples investigations, et devra être évaluée au regard notamment des gains attendus, de l'ampleur des révisions réglementaires nécessaires, ou encore de la sensibilité du dispositif concerné.
- 4.93 En outre, il apparaît après analyse que les pas d'évaluation de la qualité d'alimentation, de calcul des dépassements de puissance et des excursions de tension dans le cadre du TURPE sont *a priori* indépendants du pas de règlement des écarts et du pas de comptage, et pourraient être conservés en l'état (à l'exception notable de l'autoconsommation, pour laquelle le pas de calcul des dépassements devrait évoluer en cohérence avec le pas de mesure).

#### **Rétro-planning de mise en œuvre de la Réforme**

- 4.94 Si l'on prend en compte la durée nominale estimée pour la concertation et les évolutions réglementaires (de l'ordre de 24 mois), auquel on rajoute le délai nécessaire pour sa mise en œuvre dans les SI et le calibrage des profils (24 mois) et une phase de fonctionnement à blanc (12 mois), la durée nominale de mise en œuvre globale s'approche de cinq années. Dès lors, une mise en œuvre de la Réforme début ou mi-2023 apparaît raisonnable, à condition de lancer dès à présent les réunions de concertation préalables.
- 4.95 Une mise en œuvre de la réforme dès mi-2021 reste théoriquement possible, mais nécessiterait le développement de solutions techniques transitoires pour la mise en œuvre de la Réforme, sur le fondement de règles non stabilisées et d'un modèle cible possiblement provisoire. Dès lors, toute évolution des règles et du modèle cible est susceptible d'entraîner des surcoûts échoués importants et des délais susceptibles de mettre en péril l'atteinte de l'objectif. Enfin, une mise en œuvre de la Réforme dès 2021 impliquerait vraisemblablement l'abandon de la période de fonctionnement à blanc, au risque de réduire grandement les gains attendus les premières années.
- 4.96 Par contraste, une mise en œuvre de la Réforme en 2024 ou 2025 laisserait la possibilité aux acteurs d'intégrer les évolutions des SI et les procédures requises par la Réforme dans leurs plans de charge avec une souplesse relativement importante, ce qui est à même de réduire les coûts. De plus, le délai accordé devrait permettre d'allonger la période de fonctionnement à blanc à deux ans comme le recommande Enedis, et le cas échéant de gérer des imprévus touchant notamment à la révision du cadre réglementaire ou aux développements SI.

## Section 5

# Conclusions et recommandations

- 5.1 La CRE a mandaté une étude visant, d'une part, à déterminer le calendrier optimal de mise en œuvre d'un pas de règlement des écarts de 15 minutes au niveau de la France, et, d'autre part, à identifier les évolutions réglementaires et contractuelles qui pourraient s'avérer nécessaires à la mise en œuvre d'une telle réforme.

### **Détermination du calendrier optimal de mise en œuvre de la Réforme**

- 5.2 La détermination du calendrier optimal de mise en œuvre de la Réforme s'est appuyée sur une analyse des coûts et bénéfices associés à plusieurs scénarios afin d'identifier la date permettant de maximiser les bénéfices nets au niveau de la France.
- 5.3 La méthodologie développée pour cette étude s'inspire des travaux d'ENTSO-E relatifs à la réforme du PRE. Ces travaux constituent un précédent important dans la mesure où ils s'appuient sur une méthodologie d'analyse coûts-bénéfices discutée et validée en concertation avec de nombreux acteurs européens. Un certain nombre d'ajustements, décidés en concertation avec la CRE et les parties prenantes en France, ont toutefois été mis en œuvre afin refléter les spécificités du système électrique français.
- 5.4 Les acteurs français ont ainsi été interrogés sur les bénéfices escomptés de la Réforme. Aucun des répondants, mis à part RTE, n'a été en mesure de fournir des éléments chiffrés. Toutefois, certains acteurs ont apporté des éléments qualitatifs.
- 5.5 Il ressort des réponses à la consultation que les bénéfices de la Réforme potentiellement les plus significatifs concernent la mobilisation des ressources d'équilibrage. Cependant, sur la base des réponses collectées, il n'a pas été possible de quantifier les bénéfices associés à cette réforme. L'analyse effectuée tend plutôt à conclure que ces bénéfices resteront limités, *a fortiori* si la Réforme est mise en œuvre avant que les RE aient pu adapter leurs outils de prévisions, processus et SI afin de pouvoir effectivement être en mesure, éventuellement, de rendre la mobilisation des ressources d'équilibrage plus efficace.
- 5.6 Dans un tel contexte, le niveau des bénéfices potentiels ne peut être encadré que par une fourchette très large. Une vision pessimiste des bénéfices de la Réforme consisterait à conclure à l'absence de bénéfices. A l'inverse, le chiffrage réalisé par ENTSO-E et Frontier Economics (entre 19 et 46,8 millions d'euros par an pour la France), dont plusieurs hypothèses et aspects méthodologiques peuvent conduire à une surestimation notable, peut être considéré comme un majorant des bénéfices potentiels de la Réforme. De tels bénéfices ne

sauraient par ailleurs se matérialiser que si les responsables d'équilibre ont pu se préparer et réaliser les adaptations nécessaires.

- 5.7 En outre, pour en tirer le maximum de bénéfices, les règles et le fonctionnement des marchés doivent continuer à être améliorés.
- 5.8 Les acteurs français ont également été interrogés sur les coûts induits par la Réforme. Seules certaines parties prenantes ont communiqué des données détaillées de coûts. Les coûts induits par la Réforme ont donc pu être analysés pour ces seuls acteurs.
- 5.9 Les répondants ont identifié des coûts directs, induits par les évolutions de l'ensemble des systèmes nécessaires au passage à un PRE de 15 minutes. Ils concernent principalement les activités de programmation et règlement des écarts, notification et comptage et gestion de la Réforme. Précisément, le montant total d'investissements est compris entre 35,4 et 42,7 millions d'euros suivant l'année de mise en œuvre de la Réforme. Les coûts récurrents communiqués ne dépendent quant à eux pas de l'année de mise en œuvre de la Réforme.
- 5.10 Par ailleurs, des coûts indirects de la Réforme ont été identifiés par plusieurs répondants de manière qualitative ou chiffrée. Ces coûts sont observés particulièrement dans les scénarios de mise en œuvre de la Réforme avant 2023, pouvant atteindre [confidentiel] millions d'euros en cas de Réforme dès 2021.
- 5.11 Il est important de souligner que l'intégralité des coûts induits directement par la réforme n'est pas susceptible d'avoir été appréhendée dans l'analyse. Tout d'abord, bien que le poids important dans le système électrique français des répondants permette de refléter une partie notable des coûts liés à la réforme en France, de nombreux autres acteurs seront également confrontés à des coûts significatifs. Ensuite, certains coûts qui pourraient résulter du passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes, relatifs notamment à l'évolution du pas de facturation de l'accès au réseau, n'ont pas été quantifiés en l'état par les répondants à la consultation.
- 5.12 En définitive, sous l'hypothèse d'une absence de bénéfices de la Réforme (ou même de bénéfices contenus tels qu'estimés par RTE), l'analyse coûts-bénéfices, basée sur les retours de la consultation, fait ressortir qu'une mise en œuvre du PRE de 15 minutes en 2025 permet de minimiser les coûts, et que les coûts de mise en œuvre diminuent sensiblement à partir de 2023.
- 5.13 À *contrario*, avec la prise en compte de l'estimation de Frontier Economics des bénéfices pour la France d'une harmonisation du PRE à 15 minutes, les montants de bénéfices compensent largement les coûts projet de la Réforme de sorte qu'il serait préférable d'implémenter la Réforme dès 2021 ou 2022. Relevons ici que les bénéfices estimés par Frontier Economics sont susceptibles d'être très largement surestimés. En toute hypothèse, rien n'indique que ces bénéfices puissent être réalisés pleinement dans les premières années suivant le passage à un PRE de 15 minutes.
- 5.14 En conclusion, il ressort de notre analyse que la Réforme ne devrait pas être mise en œuvre avant 2023.

- 5.15 Un calendrier de mise en œuvre à partir de 2023 permet de respecter le préavis de trois ans établi par la CRE en concertation avec les acteurs du système électrique français. Par ailleurs, il laisserait la possibilité aux acteurs d'intégrer les évolutions des systèmes requises par la réforme dans leurs plans de charge avec une souplesse relativement importante, ce qui serait à même de réduire les coûts indirects. Toutefois, un tel calendrier impliquerait d'avoir, pour une partie de la période tarifaire TURPE 6, un non-alignement entre le pas de facturation de l'accès au réseau de 10 minutes et le pas de règlement des écarts de 15 minutes, ce qui pourrait être de nature à envoyer des signaux complexes aux acteurs du système électrique.

### **Évolutions d'ordre réglementaire et contractuel induites par la mise en œuvre de la Réforme**

- 5.16 L'analyse des évolutions d'ordre réglementaire et contractuel induites par la mise en œuvre de la Réforme a mis en évidence des évolutions touchant des sujets variés (gestion du système, réseau, marchés, soutien aux ENR etc.) et affectant de multiples étages de la pyramide des normes.
- 5.17 Les évolutions identifiées sont de niveaux de criticité variables. La révision des règles RE-MA et du pas de comptage constituent le chemin critique de la Réforme. La programmation des RR et RC, des effacements, des services système au pas quart-horaire, la création de produits 15 minutes, au moins sur le marché intrajournalier, l'allocation des capacités d'interconnexion au pas quart-horaire, sont également très hautement souhaitables pour rendre la réforme opérante et en tirer la plupart des bénéfices, mais n'apparaissent pas indispensables à sa mise en œuvre. Des bénéfices plus incertains pourraient être tirés d'évolutions relatives à la mise à disposition de données réseau, au TURPE, au mécanisme de capacité, à l'ARENH, au complément de rémunération ou à l'autoconsommation.
- 5.18 Si l'on prend en compte la durée nominale estimée pour la concertation et les évolutions réglementaires (de l'ordre de 24 mois), auquel on rajoute le délai nécessaire pour sa mise en œuvre dans les SI et le calibrage des profils (24 mois) et une phase de fonctionnement à blanc (12 mois), la durée nominale de mise en œuvre globale s'approche de cinq années. Dès lors, une mise en œuvre début ou mi-2023 apparaît raisonnable, à condition de lancer dès à présent les réunions de concertation préalables.
- 5.19 Une mise en œuvre de la Réforme dès mi-2021 reste théoriquement possible, mais nécessiterait le développement de solutions techniques transitoires, sur le fondement de règles non stabilisées et d'un modèle cible possiblement provisoire.
- 5.20 En toute hypothèse, il semble essentiel de prévoir un lancement rapide des concertations avec l'ensemble du secteur afin de définir avec plus de précision les modèles cibles liés aux différentes activités impactées par la Réforme, en particulier concernant la disponibilité de données de comptage et des bilans à un pas effectif de 15 minutes. Il s'agira également de se positionner sur une date de mise en œuvre au sein de l'année retenue (plus particulièrement entre le 1<sup>er</sup> janvier et le 1<sup>er</sup> juillet).

## Annexe A

# Méthodes d'estimation des principaux bénéfices identifiés par Frontier Economics

- A.1 La présente Annexe discute la méthode d'évaluation des principaux postes de bénéfices identifiés par Frontier Economics, à savoir (i) la réduction des coûts d'équilibrage et (ii) l'accroissement de la concurrence transfrontalière en infrajournalier.

### Réduction des coûts d'équilibrage

- A.2 S'agissant de la réduction des coûts d'équilibrage, Frontier Economics a relevé les retours suivants à la consultation menée. Beaucoup n'ont pas fourni d'éléments chiffrés, jugeant notamment qu'une telle quantification est complexe. Parmi les répondants, la moitié considèrent que l'effet net en termes de coûts d'équilibrage serait nul et d'autres ne s'attendent pas à des changements significatifs de comportement. A l'inverse, certains ont indiqué s'attendre à une réduction significative des actions d'équilibrage menées par les GRT, les RE ayant une incitation plus fine à s'équilibrer en amont. Enfin, un certain nombre d'acteurs soulignent les conditions nécessaires à l'attente de bénéfices, qu'il s'agisse de développer les outils nécessaires, par exemple à la réalisation de prévisions plus fines et plus précises, d'intégrer et d'améliorer le fonctionnement des marchés infrajournaliers, d'adapter l'architecture de marché de l'équilibrage etc.
- A.3 Le consultant a réalisé une analyse stylisée visant à donner un ordre de grandeur des bénéfices liés au transfert d'actions d'équilibrage de l'ajustement (réalisé via les GRT) vers le marché infrajournalier (par les RE). Deux effets ont été estimés :
- **Effet volume.** Le consultant a estimé les volumes d'équilibrage transférés par la différence entre les volumes d'ajustement réalisés par les GRT avec le PRE actuel et ceux avec le pas à 15 minutes, en supposant que les RE s'équilibrent parfaitement sur le PRE en suivant la consommation moyenne sur ce pas de temps.
  - **Effet prix.** L'économie réalisée grâce au transfert de volumes d'équilibre de l'ajustement vers l'infrajournalier est estimée par la différence des prix de l'ajustement et des prix infrajournaliers.
- A.4 Le bénéfice correspondant s'obtient alors en multipliant l'effet volume et l'effet prix. En outre, le consultant a appliqué un ratio de 25 % pour la fourchette basse et de 75 % dans la fourchette



haute. L'application de tels ratios se justifie par l'incertitude liée à l'estimation de ces deux effets et sur la capacité des acteurs de marché d'en capter l'intégralité de la valeur. Plus particulièrement, s'agissant de l'effet prix, deux phénomènes sont susceptibles de limiter les bénéfices. Premièrement, en application de la préséance économique, l'accroissement de la demande sur le marché intrajournalier va solliciter des ressources plus onéreuses que la technologie marginale fixant le prix de marché dans le contrefactuel. Deuxièmement, les imperfections de marché peuvent amener les acteurs de marché à appliquer des premiums sur leurs coûts marginaux, qui peuvent biaiser la préséance économique.

## Augmentation de la liquidité sur les marchés intrajournaliers

- A.5 S'agissant de l'accroissement de la concurrence transfrontalière en intrajournalier, Frontier Economics note qu'une proportion importante des participants à la consultation n'a pas fourni d'éléments quantitatifs ou ont indiqué un bénéfice égal à 0.
- A.6 Ainsi, pour quantifier le bénéfice correspondant, le consultant a eu recours à une estimation approximative simplifiée en se fondant, d'une part, sur les échanges transfrontaliers additionnels potentiels et, d'autre part, sur l'effet prix potentiel :
- **Accroissement des flux transfrontaliers potentiel.** Le consultant a analysé les chroniques horaires historiques d'échanges transfrontaliers et a supposé que les flux transfrontaliers augmenteraient, sur les heures où l'interconnexion n'est pas saturée, de 10 % en 2020 et de 15 % en 2030.
  - **Effet prix potentiel.** L'effet prix a été estimé sur la base des prix intrajournaliers observés en Allemagne/Autriche et en Grande-Bretagne. Nous comprenons que l'estimation procède en trois étapes.
    - Dans une première étape, le consultant identifie le coût de production de l'unité marginale sur chaque pas 30 minutes. Ce coût de production est approximé par le maximum des prix 15 minutes observés au sein de chaque pas 30 minutes. En l'absence d'un règlement des écarts au pas 15 minutes, le prix sur un pas 30 minutes serait égal au coût de production de l'unité marginale ainsi défini.
    - Dans une seconde étape, le consultant estime le coût marginal de production moyen sur chaque pas 30 minutes. Ce coût est approximé par la moyenne des prix 15 minutes observés au sein de chaque pas 30 minutes. En présence d'un règlement des écarts au pas 15 minutes, le prix sur un pas 30 minutes serait égal au coût moyen de production marginale ainsi défini.
    - Dans une troisième étape, le consultant estime l'effet prix potentiel comme la différence moyenne entre les prix 30 minutes dans les scénarios avec et sans règlement des écarts au pas 15 minutes. L'effet ainsi estimé correspondrait à la réduction moyenne du prix 30 minutes qui pourrait être observée en cas de passage au pas 15 minutes. Nous comprenons que cet effet prix potentiel est estimé, lorsque l'interconnexion n'est pas saturée.

A.7 Le gain en termes de surplus collectif est obtenu en multipliant l'accroissement des flux par l'effet prix ainsi estimés, et est divisé par 2 de façon à tenir compte de l'effet de la présence économique sur le surplus des producteurs. Cette approche répond à la logique suivante. L'harmonisation du PRE permet du point de vue du pays importateur de réduire le prix des imports et donc de réduire le coût de production à demande constante. Ainsi, à supposer qu'il n'y ait pas de changement dans l'équilibre offre-demande du pays exportateur (i.e. que le prix dans les pays exportateurs ne soit pas affecté par l'ouverture des frontières), cela impliquerait que l'impact en termes de surplus économique doive être évalué pour le pays importateur uniquement. Deux effets devraient alors être pris en compte, à savoir :

- **La réduction du coût de production dans le pays importateur.** Cette réduction est associée à une réduction du surplus des producteurs qui commercialise leur production à un prix réduit comparativement à la situation sans accroissement de la concurrence transfrontalière. Sous un certain nombre d'hypothèses conservatrices, cette perte de surplus est égale au produit du différentiel de prix par la demande divisé par deux.
- **L'augmentation de la demande et la réduction du prix de marché conduisent à une augmentation du surplus des consommateurs.** À supposer une demande inélastique, ce terme peut être calculé comme le produit du différentiel de prix par la demande.

## Annexe B

# Guide méthodologique accompagnant la demande de données relative au passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes en France

- B.1 Cette annexe reprend le contenu du guide méthodologique accompagnant la demande de données relative au passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes en France, qui a été diffusé aux parties prenantes le 2 avril 2018 en accompagnement d'un fichier Excel standardisé de demande de données.

### Contexte et processus

#### Contexte

- B.2 Le règlement européen relatif à l'équilibrage du système électrique (« règlement EB »), entré en vigueur le 18 décembre 2017, prévoit l'harmonisation du pas de règlement des écarts dans les pays de l'Union européenne sur un pas de 15 minutes (ci-après la « Réforme »). En application des articles 53 et 62 du règlement EB, ce pas de règlement des écarts harmonisé doit être effectif au plus tard trois ans après l'entrée en vigueur du règlement EB, soit au début de l'année 2021. Les acteurs nationaux des pays concernés par la Réforme ont toutefois la possibilité de demander une dérogation jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2025 auprès de leur autorité nationale de régulation de l'énergie.
- B.3 Avec un pas de règlement des écarts de 30 minutes actuellement, la France est un des pays concernés par la Réforme. La Réforme devrait nécessiter des changements importants pour la grande majorité des acteurs du système électrique français, dans la mesure où elle est susceptible d'avoir un impact sur les activités notamment de programmation, production, comptage, facturation et équilibrage du système.
- B.4 Dans ce contexte, la Commission de régulation de l'énergie (ci-après « CRE ») a retenu le cabinet FTI-CL Energy en février 2018 pour réaliser une étude s'étendant sur quatre mois afin de déterminer le calendrier optimal de mise en œuvre de la Réforme. Cette étude s'appuiera sur une analyse coûts-bénéfices. Elle vise entre autres choses à identifier la date permettant de maximiser les bénéfices nets de la Réforme au niveau de la France. Elle reposera sur les

contributions quantitatives et qualitatives des parties prenantes du système électrique français et fournira un support aux travaux et décisions ultérieurs de la CRE relatifs à cette Réforme.

#### **Contenu du document**

- B.5 Ce document contient le **guide méthodologique accompagnant le questionnaire** communiqué sous la forme d'un fichier Excel standardisé aux acteurs du système électrique français.<sup>58</sup>
- B.6 Le document est structuré comme suit :
- La Section 2 présente les impacts de la Réforme pour les acteurs du système électrique français. Elle identifie en particulier un certain nombre de coûts, ainsi que les impacts et bénéfices potentiels associés à la Réforme.
  - La Section 3 identifie les données et informations détaillées nécessaires pour mener à bien l'analyse coûts-bénéfices de la Réforme et reprises dans le questionnaire Excel.

#### **Date de retour attendu**

- B.7 Les destinataires du présent document sont **invités à faire parvenir leur réponse avant le vendredi 4 mai 2018** en répondant à FTI-CL Energy et à la CRE. En plus du questionnaire Excel complété, les répondants sont encouragés à accompagner leur réponse d'une note méthodologique (et/ou de fichiers Excel support) détaillant les calculs leur ayant permis d'aboutir aux valeurs agrégées présentées dans le questionnaire et éventuellement d'un document précisant leurs éléments de réponse qualitatifs.
- B.8 Des échanges téléphoniques et/ou réunions physiques pourront être envisagés si besoin pour détailler et approfondir les réponses des acteurs.

#### **Confidentialité des informations et données**

- B.9 Toutes les informations ou données communiquées dans le cadre de l'étude et signalées par les répondants comme non publiques seront traitées de manière confidentielle par FTI-CL Energy et la CRE. Le cas échéant, les résultats de l'analyse seront publiés sous forme agrégée ne permettant pas l'identification d'acteurs particuliers exerçant une activité concurrentielle. Les acteurs ayant souligné le caractère confidentiel de certaines données seront consultés en amont de la publication des résultats de l'étude.

---

<sup>58</sup> Le présent document intègre les commentaires des parties prenantes à l'étude reçus sur la version préliminaire du guide méthodologique, sur laquelle ils ont été consultés entre le 9 et le 23 mars 2018.

## Impacts de la réforme du pas de règlement des écarts sur le système électrique français

### Parties prenantes et activités affectées par la Réforme

- B.10 Le pas de règlement des écarts définit la précision temporelle à laquelle les responsables d'équilibre sont incités financièrement à garantir que les injections et achats d'électricité soient égaux aux soutirages et aux ventes sur leur périmètre d'équilibre. Il est actuellement de 30 minutes en France.
- B.11 La réforme du pas de règlement des écarts est ainsi susceptible d'affecter directement ou indirectement la grande majorité des acteurs du système électrique français, à savoir :
- Les **responsables d'équilibre** (ci-après « RE »)<sup>59</sup>, y compris les RE portant une obligation d'achat d'électricité renouvelable aux tarifs réglementés ;
  - Le **gestionnaire de réseau de transport** (ci-après « GRT ») ;
  - Les **gestionnaires de réseaux de distribution** (ci-après « GRD »), y compris les entreprises locales de distribution (ci-après « ELD ») ;
  - Les **exploitants de centrales de production d'électricité**, y compris renouvelables ;
  - Les **opérateurs de flexibilité (effacement ou stockage)** ;
  - Les **consommateurs raccordés au réseau de transport** ;
  - Les **consommateurs raccordés au réseau de distribution** ;
  - Les **fournisseurs** d'électricité ;
  - Les **opérateurs de bourses d'échange** d'électricité ;
  - Les **participants aux bourses d'échange** d'électricité ;
  - La **personne morale chargée de l'organisation des opérations d'autoconsommation collective** ;
  - Les **tiers (collectivités locales ou autres entités)** faisant usage des données relatives au règlement des écarts publiées par le GRT ou les GRD ;
  - La **CRE** ; et

---

<sup>59</sup> Les RE peuvent correspondre à différents acteurs du système électrique français : participants au marché et/ou exploitants de centrales de production d'électricité, opérateurs de flexibilité, fournisseurs ou consommateurs.

- **L'administration française** (en particulier la Direction Générale de l'Energie et du Climat, ci-après « DGEC »).

B.12 Le Tableau 25 identifie les principales activités opérationnelles susceptibles d'être affectées par la Réforme, et ce, pour les différents acteurs susmentionnés.

**Tableau 25 : Principales activités opérationnelles des acteurs du système électrique français affectées par la Réforme<sup>(1)</sup>**

<b>Acteur</b>	<b>Principales activités opérationnelles affectées</b>
RE <sup>(2)</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Notification des profils de production et consommation</li> <li>▪ Prévission de la forme de la production (y compris pour des services d'équilibrage) et de la consommation au sein du portefeuille du RE</li> <li>▪ Prévission et gestion des déséquilibres via des transactions physiques ou financières</li> <li>▪ Règlement financier des écarts</li> <li>▪ Activités liées à l'obligation d'achat</li> </ul>
GRT	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Programmation de la production</li> <li>▪ Contrôle et gestion des déséquilibres</li> <li>▪ Règlement financier des écarts</li> <li>▪ Optimisation du réseau de transport (conduite et dimensionnement)</li> <li>▪ Facturation de l'utilisation du réseau de transport</li> <li>▪ Publication des données relatives au règlement des écarts</li> </ul>
GRD	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Collecte et gestion des données de comptage</li> <li>▪ Profilage</li> <li>▪ Optimisation des réseaux de distribution (conduite et dimensionnement)</li> <li>▪ Facturation de l'utilisation des réseaux de distribution</li> <li>▪ Publication des données relatives au règlement des écarts</li> </ul>
Exploitants de centrales	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Programmation de la production, y compris pour des services d'équilibrage</li> <li>▪ Participation à une opération d'autoconsommation collective</li> </ul>
Opérateurs de flexibilité	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Fourniture de services d'équilibrage</li> </ul>
Consommateurs	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Estimation de la (forme de la) consommation</li> <li>▪ Modulation de la puissance consommée</li> <li>▪ Utilisation des données de comptage dans les processus industriels</li> <li>▪ Participation à une opération d'autoconsommation collective</li> </ul>
Fournisseurs	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gestion des offres de fourniture à prix dynamiques</li> <li>▪ Facturation</li> </ul>
Opérateurs de bourses	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gestion des marchés journalier et infra journalier</li> </ul>
Participants aux marchés	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gestion des transactions</li> </ul>
Personne morale autoconsommation	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Organisation des opérations d'autoconsommation collective</li> </ul>

Notes : (1) La Réforme n'affecte pas directement les activités de la CRE et de la DGEC.

(2) Les activités opérationnelles précises des RE sont susceptibles de varier en fonction de leurs caractéristiques (cf. note de bas de page 59).

Source : FTI-CL Energy

- B.13 La Réforme pourrait se traduire par la nécessité d'adapter certains des systèmes d'information et procédures supportant la réalisation de ces activités opérationnelles. Cependant, elle est également susceptible d'avoir des impacts et potentiellement de générer des bénéfices pour les systèmes électriques français et européen.
- B.14 À cet égard, le Tableau 26 ci-dessous identifie les postes de coûts et impacts et bénéfices potentiels considérés dans l'analyse coûts-bénéfices de la Réforme. Cette classification s'inspire de la méthodologie développée dans le cadre de l'étude coûts-bénéfices d'un changement du pas de règlement des écarts au niveau européen menée par ENTSO-E en 2015-2016 et intègre les éléments identifiés comme spécifiques au cadre français.<sup>60</sup>

**Tableau 26 : Postes de coûts et impacts et bénéfices considérés dans l'analyse**

Item	Poste
Coûts de mise en œuvre de la Réforme	Évolution des systèmes et procédures de prévision, gestion des données et des transactions des RE
	Évolution des systèmes et procédures de programmation et règlement des écarts
	Adaptation des plateformes d'échange
	Évolution des systèmes de notification et de comptage
	Évolution des systèmes de facturation
	Évolution de la gestion, de l'optimisation et du dimensionnement des réseaux
	Mise à jour de la documentation relative à l'équilibrage
Impacts et bénéfices potentiels induits par la mise en œuvre de la Réforme <sup>(1)</sup>	Activités liées à la gestion de la réforme
	Mobilisation efficace des ressources d'équilibrage
	Réduction du besoin de réserves
	Amélioration de l'exploitation « physique » du système
	Amélioration de la liquidité sur le marché infra journalier
	Amélioration des signaux d'investissement
Contribution des ENR à l'équilibrage	

Notes : (1) Les bénéfices peuvent éventuellement prendre des valeurs négatives en cas d'impact négatif de la Réforme sur les différents postes identifiés.

Source : FTI-CL Energy

- B.15 Le périmètre de cette étude concerne uniquement la réforme du pas de règlement des écarts en France. Toutefois, les coûts et bénéfices d'évolutions intrinsèquement liées à cette réforme, comme par exemple la nécessité pour le GRT de mettre en place 96 guichets de souscription infra journaliers, peuvent être signalés et quantifiés par les acteurs.

<sup>60</sup> Frontier Economics pour ENTSO-E (2016), « CBA of a change to the Imbalance Settlement Period », disponible à l'adresse suivante : [https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CBA\\_ISP/ISP\\_CBA\\_Final\\_report\\_29-04-2016\\_v4.1.pdf](https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/CBA_ISP/ISP_CBA_Final_report_29-04-2016_v4.1.pdf)



B.16 Nous proposons ainsi de considérer huit principaux postes de coûts de mise en œuvre et six postes d'impacts et bénéfices potentiels qui pourraient être induits par la Réforme. La description de chacun des postes de coûts et impacts et bénéfices potentiels identifiés est détaillée dans la suite de cette section.

#### **Coûts de mise en œuvre de la Réforme**

B.17 Les coûts de mise en œuvre sont susceptibles d'être décalés dans le temps et/ou de varier en fonction de la date d'entrée en vigueur de la Réforme : il est important que les parties prenantes intègrent cette dimension dans leur réponse.<sup>61</sup>

B.18 En outre, certains coûts correspondent à des évolutions nécessaires pour la mise en œuvre effective de la Réforme, mais certaines évolutions ne sont pas forcément obligatoires dès la mise en œuvre. Par ailleurs, d'autres évolutions pourraient être optionnelles et ne nécessiteraient donc pas d'être mises en œuvre dès le lancement de la Réforme. Les parties prenantes sont invitées à mettre en regard les coûts et les impacts et bénéfices potentiels liés à ces évolutions non indispensables au lancement de la Réforme et à ces évolutions optionnelles.

B.19 Nous détaillons dans la suite les coûts potentiels de mise en œuvre de la Réforme, identifiés dans le Tableau 26.

- **Évolution des systèmes et procédures de prévision, gestion des données et des transactions des RE** – La Réforme pourrait modifier la stratégie de couverture des écarts des RE. Elle pourrait nécessiter une modification des outils et systèmes existants, voire le développement de nouveaux modèles de prévision et de systèmes de gestion des déséquilibres à une maille plus fine. Plus généralement, nous identifions les implications suivantes :

- L'adaptation des modèles de prévision des déséquilibres dans le périmètre des RE pour les rendre compatibles avec une fréquence de règlement des écarts deux fois supérieure, en supposant une durée de fonctionnement à blanc d'un an ;
- L'adaptation des systèmes d'information pour le suivi des données de production et consommation dans le périmètre des RE au pas 15 minutes ; et
- L'adaptation des systèmes et procédures de transactions (physiques ou financières, bilatérales ou *via* les bourses d'échange d'électricité) des RE pour gérer et compenser leurs déséquilibres.

---

<sup>61</sup> Le questionnaire Excel contient cinq onglets permettant aux acteurs de distinguer les coûts auxquels ils font face et qui sont susceptibles de varier en fonction de la date d'entrée en vigueur de la Réforme (2021, 2022, 2023, 2024 ou 2025).

Ce poste de coût concerne principalement les RE.

- **Évolution des systèmes et procédures de programmation et règlement des écarts –**  
Le passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes va nécessiter la modification des systèmes et procédures existants, voire le développement de nouveaux systèmes et procédures afin de rendre compatibles les activités de programmation des unités de production et de règlement financier des écarts, alors qu'elles sont actuellement menées à un pas de 30 minutes.<sup>62</sup> La compatibilité pourrait être assurée par un passage à un pas de programmation et règlement des écarts de 5 minutes ou 15 minutes.<sup>63</sup> Plus généralement, nous identifions les implications suivantes :
  - L'adaptation des systèmes d'information centralisés du GRT pour la programmation des unités de production à un pas compatible avec le pas de règlement des écarts de 15 minutes ;
  - L'adaptation des systèmes d'information au niveau de chacune des unités de production pour être en mesure de suivre un programme de production à un pas inférieur ;
  - L'adaptation des procédures de communication entre le GRT et les exploitants de centrales de production d'électricité ;
  - L'adaptation des procédures de communication entre le GRT et les RE et éventuellement entre le GRT et les opérateurs de bourse d'échange d'électricité ;
  - L'adaptation des systèmes d'information centralisés du GRT pour le contrôle, calcul et règlement des écarts ;
  - L'adaptation des systèmes d'information de suivi et règlement des écarts au niveau des RE ;
  - L'adaptation des systèmes permettant le regroupement et la publication des données d'écarts sur le site Internet du GRT et d'autres plateformes ; et
  - L'adaptation des systèmes d'information des GRD pour la production des bilans des RE et le contrôle du réalisé des effacements.

Ce poste de coût concerne principalement le GRT, les GRD, les RE, les exploitants de centrales de production d'électricité, les opérateurs de flexibilité et les opérateurs de bourse d'échange d'électricité.

---

<sup>62</sup> Le mécanisme d'ajustement est également susceptible d'être affecté par la réforme du pas de règlement des écarts, par exemple du fait de la mise en cohérence de certains éléments, tels que le contrôle du réalisé, avec ce pas de temps.

<sup>63</sup> La capacité du GRT et des GRD à calculer les écarts sur un pas de 15 minutes est susceptible d'influencer les incitations des RE à s'équilibrer sur ce pas.

- **Adaptation des plateformes d'échange** – En relation avec les deux postes de coûts précédents, les opérateurs de bourses d'échange d'électricité et les participants aux marchés vont potentiellement devoir adapter leurs systèmes de support aux transactions dans les marchés, en particulier infra journaliers. Les systèmes de gestion des marchés transfrontaliers seront également affectés dans la mesure où les GRT devront faire évoluer leurs méthodes de programmation des échanges aux frontières. Cette adaptation est susceptible de nécessiter la mise à niveau, voire le développement de nouveaux systèmes permettant aux transactions d'avoir lieu à une fréquence compatible avec le pas de règlement des écarts de 15 minutes, tel que des produits 15 minutes sur le marché infra journalier. Plus généralement, nous identifions les implications suivantes :
  - L'adaptation potentielle des systèmes et méthodes d'allocation et de programmation des échanges aux frontières ;
  - L'adaptation des systèmes de gestion des transactions, en particulier en ce qui concerne le *clearing*, et du risque associé ; et
  - L'adaptation de nouveaux algorithmes capables d'équilibrer les marchés, en particulier infra journaliers, à une fréquence plus importante.

Ce poste de coût concerne principalement les opérateurs de bourse d'échange d'électricité, les participants à ces bourses, le GRT et les GRD en tant que RE des pertes.

- **Évolution des systèmes de notification et de comptage** – Le passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes pourrait nécessiter l'adaptation des systèmes de notification et de comptage de la consommation, ainsi que des données transmises au GRT et aux RE.<sup>64</sup> La Réforme pourrait également entraîner le besoin de changer certains éléments de l'infrastructure physique de comptage. Plus généralement, nous identifions les implications suivantes :
  - L'adaptation des systèmes d'information des RE, exploitants de centrales de production d'électricité et consommateurs raccordés au réseau de transport ou des réseaux de distribution pour la gestion des volumes contractuels et/ou la prévision des formes de la production et de la consommation ainsi que des personnes morales chargées de l'organisation des opérations d'autoconsommation collective ;

---

<sup>64</sup> Le séquençage des différentes évolutions réglementaires requises dans le domaine du comptage (e.g. Linky, relève en courbe de charge pour les consommateurs du haut de portefeuille) pourrait avoir un impact sur les coûts des GRD, RE et consommateurs. Ainsi, deux scénarios pourraient être envisagés : (1) un passage à un profil statique avec un pas de 15 minutes puis la mise en place de la relève en courbe de charge, ou (2) un passage unique à la relève en courbe de charge.

- L’adaptation des procédures de communication entre le GRT et les RE, exploitants de centrales de production d’électricité et consommateurs raccordés au réseau de transport ;
- La reprogrammation à distance ou physique des compteurs du marché d’affaires (ICE, PME-PMI, Saphir) et du marché de masse (Linky)<sup>65</sup>, associée éventuellement à un volume d’interventions techniques sur les compteurs ;
- Le remplacement éventuel de compteurs n’étant pas techniquement en mesure de fonctionner à une précision temporelle compatible avec le pas de règlement des écarts de 15 minutes ;
- L’adaptation des systèmes d’information et de traitement des données en aval du compteur par les consommateurs raccordés au réseau de transport ou de distribution ;
- L’adaptation des systèmes d’information des gestionnaires de réseau pour la collecte, la validation, le stockage, le traitement et l’échange des données de comptage à un pas de mesure plus court et à une fréquence potentiellement plus importante; et
- L’adaptation des systèmes d’information pour la reconstitution et la transmission des courbes de consommation et l’élaboration des profils.

Ce poste de coût concerne principalement le GRT, les GRD, RE, exploitants de centrales de production d’électricité, opérateurs de flexibilité et consommateurs.

- **Évolution des systèmes de facturation** – La Réforme aura également un impact sur les fournisseurs, qui devront adapter leurs systèmes de facturation et leurs offres de fourniture à prix dynamiques pour correspondre au pas de règlement des écarts de 15 minutes. Les systèmes de facturation de l’utilisation des réseaux du GRT et des GRD sont également susceptibles d’être affectés. En effet, de nombreux éléments constitutifs du Tarif d’Utilisation des Réseaux Publics d’Utilisation (ci-après « TURPE »), dont la méthode de facturation du dépassement de la puissance souscrite et de la part énergie ou encore le logiciel d’optimisation et de conseil tarifaire reposent sur un pas de 10 minutes. Les facturations CART (Contrat d’Accès Réseau Transport) sont calculées sur le même pas de temps. Plus généralement, nous identifions les implications suivantes :
  - L’adaptation des systèmes d’élaboration des offres de fourniture à prix dynamiques et la mise à jour des contrats existants ;

---

<sup>65</sup> Conformément à la recommandation de la CNIL du 15 novembre 2012, la reprogrammation des compteurs Linky ne peut s’effectuer à un pas inférieur à 10 minutes.

- L’adaptation des systèmes d’information et procédures nécessaires à la facturation ; et
- La mise à jour de la méthode de calcul des éléments constitutifs du TURPE non compatibles avec le pas de règlement des écarts de 15 minutes.

Ce poste de coût concerne principalement les fournisseurs, le GRT et les GRD, la CRE (dans le cadre de l’élaboration du TURPE) et potentiellement les opérateurs de flexibilité.

- **Évolution de la gestion, de l’optimisation et du dimensionnement des réseaux** – Les activités de conduite et dimensionnement des réseaux par le GRT et les GRD seront également affectées par la réforme du pas de règlement des écarts. En effet, celle-ci entraîne la nécessité de modifier les méthodes d’estimation et d’achat des pertes, qui sont actuellement utilisées à un pas semi-horaire ou horaire, l’enregistrement et le contrôle de l’intensité et de la tenue de tension, le suivi de la qualité de fourniture ou encore éventuellement les méthodes de calcul du dimensionnement des ouvrages. Plus généralement, nous identifions les implications suivantes :

- L’adaptation des systèmes d’information permettant l’estimation et d’achat des pertes réseaux ;
- L’adaptation des systèmes d’information et procédures permettant de contrôler et d’assurer que l’intensité reste sous le niveau admissible et que la tension reste dans le domaine acceptable ;
- L’adaptation des systèmes d’information permettant de suivre la qualité de fourniture ; et
- L’adaptation des systèmes d’information support au dimensionnement des ouvrages de réseau dans la perspective de la modification de la durée de surcharge acceptée.

Ce poste de coût concerne principalement le GRT et les GRD.

- **Mise à jour de la réglementation et de la documentation relative à l’équilibrage** – La Réforme nécessitera d’amender la réglementation et la documentation relative à l’équilibrage et/ou portant mention du pas de règlement des écarts afin de refléter la réforme de ce dernier.<sup>66</sup> Plus généralement, nous identifions les implications suivantes :
- La préparation et la mise en œuvre des amendements des textes réglementaires et normes à portée nationale concernés par le pas de règlement des écarts ; et

---

<sup>66</sup> Cette réglementation et documentation, correspondant à des textes réglementaires, normes et contrats, comprend notamment, mais pas exclusivement, les règles MA-RE, les règles NEBEF, les règles SSY, les modèles de profilage, le décret et l’arrêté comptage, les contrats entre le GRT et les RE, les contrats entre le GRT et les fournisseurs de réserves, les contrats CART/CARD, les contrats d’interfaces d’échange ou encore certaines dispositions du TURPE.

- La préparation et la mise en œuvre des amendements des contrats et accords bilatéraux concernés par le pas de règlement des écarts.

Ce poste de coût concerne principalement le GRT, les GRD, la CRE et l'administration française, mais également l'ensemble des parties prenantes utilisateurs de réseau.

- **Activités liées à la gestion de la réforme** – La mise en œuvre de la Réforme va engendrer la nécessité pour les acteurs affectés de piloter la transition des systèmes et procédures, ce qui est susceptible de se traduire par des coûts transverses. Plus généralement, nous identifions les implications suivantes :
  - Les activités de pilotage de la Réforme, liées notamment à la gestion du déploiement des nouveaux systèmes et procédures ;
  - La nécessité de prévoir une phase de test et de fonctionnement à blanc (potentiellement en parallèle des systèmes existants) afin de garantir la mise en œuvre sans défauts du pas de règlement des écarts de 15 minutes.

Ce poste de coût concerne principalement le GRT, les GRD et les RE, mais également l'ensemble des parties prenantes utilisateurs de réseau.

#### Impacts et bénéfices potentiels induits par la mise en œuvre de la Réforme

- B.20 La matérialisation et l'ampleur de certains impacts et bénéfices pourraient varier en fonction de la date de mise en œuvre de la Réforme : il est important que les parties prenantes intègrent cette dimension dans leur réponse.<sup>67</sup>
- B.21 Par ailleurs, si la matérialisation d'un bénéfice est conditionnée à l'engagement d'un coût de mise en œuvre, les parties prenantes sont invitées à mettre précisément en regard le bénéfice et le coût associé. Les bénéfices peuvent éventuellement prendre des valeurs négatives en cas d'impact négatif de la Réforme sur les différents postes identifiés.
- B.22 Nous détaillons dans la suite les impacts et bénéfices potentiels attendus suite à la mise en œuvre de la Réforme et identifiés dans le Tableau 26. Nous distinguons (i) les impacts et bénéfices directs sur les coûts d'équilibrage, le besoin de réserves et la résilience du système « physique » (ii) des impacts et bénéfices indirects pour le système électrique français dans son ensemble.
- B.23 S'agissant des impacts et bénéfices directs, la Réforme prévoit un transfert des responsabilités d'équilibrage sur un pas de 15 minutes du GRT vers les RE. La Réforme devrait donc favoriser l'équilibrage du système par les RE avant la fermeture du guichet infra

---

<sup>67</sup> Cf. note de bas de page 61.

journalier.<sup>68</sup> Cette évolution pourrait ainsi conduire à la réduction des actions d'équilibrage devant être effectuées par le GRT après la fermeture du guichet infra journalier<sup>69</sup>, notamment *via* le mécanisme d'ajustement, ainsi qu'à une possible modification du type et/ou niveau de réserves devant être contractualisées et éventuellement mobilisées.

B.24 Cette évolution a plusieurs conséquences susceptibles (i) de réduire les coûts d'équilibrage, (ii) de diminuer le besoin de réserves et (iii) d'améliorer la résilience du système :

- **Mobilisation efficace des ressources d'équilibrage** – Les RE pourraient être en mesure de mobiliser des ressources de manière plus efficace que le GRT pour assurer l'équilibrage de leur périmètre. Ce pourrait notamment être le cas dans la mesure où les RE pourraient avoir accès sur le marché infra journalier à un éventail plus large de ressources pour équilibrer le système, comparativement aux ressources mobilisables par le GRT au travers du mécanisme d'ajustement notamment. En particulier :
  - La diminution du pas de règlement des écarts est susceptible de réduire les barrières pour la participation de nouvelles ressources aux marchés infra journaliers, comme par exemple des capacités d'effacement ou de stockage. Les offres supplémentaires mobilisables par les RE pourraient contribuer à réduire les coûts d'équilibrage.
  - La plus grande uniformité de l'information et des produits entre marchés transfrontaliers infra journaliers (par opposition aux marchés d'équilibrage nationaux) pourrait permettre aux RE de mobiliser des ressources transfrontalières moins coûteuses pour assurer l'équilibrage de leur périmètre.

L'importance de la réduction de coût d'équilibrage induite par une mobilisation plus efficace des ressources pourrait dépendre des facteurs suivants :

- La capacité des RE à effectuer des actions d'équilibrage plus efficaces que le GRT toutes choses égales par ailleurs, en raison notamment d'une connaissance plus fine de leur périmètre ;
- La disponibilité sur le marché infra journalier d'un éventail plus large et d'une quantité plus importante de ressources mobilisables pour équilibrer le système électrique ; et
- La participation effective des ressources transfrontalières aux marchés infra journaliers (et d'équilibrage nationaux à plus long terme), ou encore le degré d'intégration des marchés infra journaliers.

---

<sup>68</sup> L'augmentation des actions d'équilibrage des RE et leur exposition à des prix des écarts plus réguliers pourraient toutefois générer un coût « d'exploitation » pour ces derniers.

<sup>69</sup> Ces actions peuvent correspondre à des activations d'ajustement ou de réserves.

Ce bénéfice concerne principalement les RE, mais aussi plus largement tous les participants aux marchés infra journaliers.<sup>70</sup> Cependant, il pourrait se matérialiser également sur les marchés journaliers en cas de transmission suffisante des signaux de prix entre les périodes.

- **Réduction du besoin de réserve** – De par la réduction possible des actions d'équilibrage devant être prises par le GRT après la fermeture du guichet infra journalier (activations d'ajustement notamment), la réduction du pas de règlement des écarts pourrait conduire, toutes choses égales par ailleurs, à la réduction du volume de réserves devant être contractualisé par le GRT afin d'assurer l'équilibre du système, ainsi que du volume de marges conservées par le GRT. Une économie de coûts de contractualisation des réserves pourrait ainsi être observée et les ressources non contractualisées pourraient être utilisées sur les marchés journalier et infra journalier.

L'importance de ce bénéfice dépendra de :

- L'augmentation du volume annuel d'actions d'équilibrage effectuées par les RE du fait de la réduction du pas de règlement des écarts, et donc la baisse associée des volumes activés, et potentiellement du niveau de capacité des différents types de réserves requis par le GRT ;
- La diminution du volume de marges requis et des appels de marge en résultant ; et
- Les coûts annuels moyens de contractualisation et de mobilisation des différents types de réserves pour le GRT.

Ce bénéfice concerne principalement le GRT, mais également l'ensemble des parties prenantes utilisateurs de réseau et aux acteurs de marché.

- **Amélioration de l'exploitation « physique » du système** – Le passage à 15 minutes du pas de règlement des écarts est susceptible d'améliorer la tenue de fréquence sur le système électrique français, qui pourrait être soutenue grâce à une réduction possible du nombre et de la profondeur des excursions de fréquence, ainsi que la tenue des échanges transfrontaliers par rapport aux programmes, à travers la réduction de l'erreur de contrôle de la zone (« *Area Control Error* »). L'importance de ce bénéfice dépendra de :
  - La variation dans le nombre et la profondeur d'excursions de fréquence et/ou dans les déviations par rapport aux programmes d'échanges transfrontaliers grâce au pas de règlement des écarts plus fin ; et
  - La valeur associée à l'amélioration de la fréquence du réseau pour ses utilisateurs et/ou à la meilleure tenue des échanges transfrontaliers pour le GRT.

---

<sup>70</sup> Le couplage des marchés infra journaliers est supposé être en accord avec le modèle cible du marché intérieur de l'énergie européen.



Ce bénéfice concerne principalement le GRT, mais également l'ensemble des parties prenantes utilisateurs de réseau.

B.25 Plusieurs autres impacts et bénéfices indirects consécutifs à la mise en œuvre de la Réforme pourraient également être observés. L'harmonisation des pas de règlement des écarts dans les marchés européens est en effet susceptible de contribuer à renforcer la sécurité d'exploitation du système par (i) l'amélioration de la liquidité sur le marché infra journalier, (ii) l'amélioration des signaux d'investissement, (iii) la participation élargie des ressources transfrontalières aux marchés infra journaliers (et d'équilibrage nationaux à plus long terme à travers les plateformes en cours de développement au niveau européen), voire (iv) la contribution des EnR à l'équilibrage.

- **Amélioration de la liquidité sur le marché infra journalier** – L'augmentation du nombre des actions d'équilibrage des RE est susceptible de générer une augmentation des volumes d'échanges dans les marchés infra journaliers, conduisant à une amélioration de leur liquidité.

Ce bénéfice concerne principalement les exploitants de centrales de production d'électricité, y compris renouvelables, ainsi que les opérateurs de flexibilité, mais aussi plus largement tous les participants aux marchés infra journaliers.

- **Amélioration des signaux d'investissement** – La réduction du pas de règlement des écarts pourrait également contribuer au renforcement des signaux de prix dans les périodes proches du temps réel. En particulier, la Réforme pourrait permettre une plus grande transparence sur l'état du système et conduire au développement de meilleures capacités de prévision des déséquilibres. Par conséquent, elle pourrait conduire au renforcement des signaux de prix pour l'investissement dans des ressources de production et/ou de flexibilité.<sup>71</sup> L'importance de ce bénéfice dépendra de :
  - Le volume d'investissement annuel dans les capacités de production et/ou de flexibilité déclenché par l'amélioration des signaux de prix dans les marchés de gros ; et
  - Le type d'investissement rendu possible (en particulier s'agissant des capacités flexibles) grâce au renforcement des signaux de prix.

Ce bénéfice concerne principalement les exploitants de centrales de production d'électricité, y compris renouvelables, ainsi que les exploitants de ressources d'effacement ou de stockage, mais aussi plus largement tous les autres fournisseurs potentiels de flexibilité.

---

<sup>71</sup> La quantification de ce bénéfice ne tiendra pas compte d'autres mécanismes qui pourraient améliorer les signaux pour l'investissement dans de telles ressources, tels que le rehaussement des plafonds de prix dans les marchés ou encore la tarification de rareté.

- **Contribution des EnR à l'équilibrage** – La réduction du pas de règlement des écarts peut contribuer à faciliter la participation des EnR en tant que ressources d'équilibrage, dans la mesure où les EnR peuvent potentiellement s'engager plus facilement sur des services couvrant des périodes courtes. Cette participation facilitée prendrait place dans le contexte d'une généralisation des responsabilités d'équilibrage portées par les EnR au niveau européen.

### Format de la demande de données

- B.26 Cette section détaille les données et informations détaillées nécessaires pour mener à bien l'analyse coûts-bénéfices relative au calendrier de réforme du pas de temps de règlement des écarts en France et reprises dans le questionnaire Excel.
- B.27 Nous distinguons dans la suite de cette section la demande de données relatives aux coûts induits par la Réforme d'une part, et la demande de données relatives aux impacts et bénéfices potentiels qui pourraient être apportés par la Réforme d'autre part.

#### Données relatives aux coûts de mise en œuvre de la Réforme

- B.28 Les répondants sont invités à distinguer dans leur réponse les coûts liés aux évolutions nécessaires des coûts liés à des évolutions qui permettraient de faciliter la mise en œuvre de la Réforme sans être pour autant indispensables.<sup>72</sup>
- B.29 Pour chacun des postes (et sous-postes) de coûts listés ci-dessous, il est demandé d'indiquer dans le questionnaire Excel (accompagné si besoin d'une note méthodologique et/ou de fichiers Excel support) :
- Une fourchette d'estimation en euros constants (€<sub>2018</sub>) des coûts initiaux au cours des trois années précédant la mise en œuvre de la Réforme (y compris la période d'amortissement de l'investissement) et des coûts récurrents supplémentaires engendrés par la Réforme dans les années suivant sa mise en œuvre par rapport à une situation sans modification du pas de règlement des écarts ;
  - La méthodologie, les hypothèses et les sources utilisées pour la détermination des valeurs agrégées ; et
  - Toutes les autres informations que vous jugeriez utiles (notamment concernant l'incertitude autour des données / estimations communiquées).
- B.30 Nous reprenons ci-dessous la liste exhaustive des postes de coûts identifiés dans la Section 2, pour lesquels les informations listées au paragraphe B.19 sont attendues.

<sup>72</sup> A titre d'exemple, certains systèmes d'information liés au comptage et à la facturation et programmés actuellement sur le pas 10 minutes pourraient être maintenus malgré un passage du comptage à un pas 5 minutes (moyennant reconstruction des courbes).

- a. **Les coûts liés à l'évolution des systèmes et procédures de prévision, transactions et gestion des données**, en distinguant *a minima* les sous-postes de coûts suivants :
- a. Les coûts des systèmes et procédures pour la prévision des écarts et les transactions à une fréquence supérieure, i.e. les coûts induits par le développement de modèles de prévision et systèmes de gestion des déséquilibres au pas 15 minutes pour les RE en supposant une durée de fonctionnement à blanc d'un an.<sup>73</sup>
  - b. Les autres coûts relatifs à l'évolution des systèmes et procédures de prévision, de transactions et de gestion des données des RE (à préciser par les répondants).
- b. **Les coûts liés à l'évolution des systèmes et procédures de programmation et de règlement des écarts**, en distinguant *a minima* les sous-postes de coûts suivants :
- a. Les coûts des systèmes et procédures de programmation des centrales de production (« pas de programmation »), i.e. les coûts consécutifs à la modification et/ou au développement de nouveaux systèmes et procédures de communication entre le GRT et les centrales de production.
  - b. Les coûts des systèmes et procédures de calcul et règlement des écarts, i.e. les coûts consécutifs à la modification et/ou au développement de nouveaux systèmes et procédures de communication entre le GRT et les RE pour prévoir la forme de la production et de la consommation au sein du portefeuille du RE.
  - c. Les coûts des systèmes et procédures de règlement des transactions, i.e. les coûts consécutifs à la modification et/ou au développement de nouveaux systèmes et procédures de règlement des transactions (bilatérales ou *via* le marché infra journalier) au pas 15 minutes.
  - d. Les coûts associés à la publication des données d'écarts, i.e. les coûts consécutifs à l'augmentation de la fréquence de publication des données d'écarts par le GRT sur son site Internet et d'autres plateformes.
  - e. Les coûts associés à l'adaptation des systèmes d'information des GRD pour la production des bilans des RE et le contrôle du réalisé des effacements.
  - f. Les autres coûts relatifs à l'évolution des systèmes et des procédures de programmation et de règlement (à préciser par les répondants).

<sup>73</sup>

Les répondants sont invités à faire part des coûts engendrés dans ce scénario standard. S'ils estiment qu'une autre durée de fonctionnement à blanc serait pertinente, il est demandé de justifier leur appréciation ainsi que de préciser quel serait la variation de coûts associée.

- c. Les **coûts liés aux plateformes d'échange**, en distinguant *a minima* les sous-postes de coûts suivants :
- a. Les coûts des systèmes et procédures de transaction, i.e. les coûts pour les opérateurs des bourses d'échange d'électricité et les participants au marché (y compris les traders) consécutifs à la modification des systèmes et des procédures de support aux transactions et opérations de bourse à une fréquence compatible avec le pas de règlement des écarts de 15 minutes, en supposant l'introduction de produits 15 minutes sur le marché infra journalier français
  - b. Les coûts du développement de nouveaux algorithmes de trading, i.e. les coûts consécutifs au développement de nouveaux algorithmes capables d'équilibrer les marchés, en particulier infra journaliers, à une fréquence plus importante.
  - c. Les autres coûts relatifs à l'évolution des systèmes et procédures de support aux transactions dans les marchés, en particulier infra journaliers (à préciser par les répondants).
- d. Les **coûts liés à l'évolution des systèmes de notification et comptage**, en distinguant *a minima* les sous-postes de coûts suivants :
- a. Les coûts des systèmes et procédures de comptage pour la lecture des données en distinguant le transport et la distribution, i.e. les coûts consécutifs à la modification des systèmes et procédures de comptage (collecte, validation, stockage, traitement, etc.) afin de les faire correspondre avec le pas de règlement des écarts de 15 minutes. S'agissant de la reprogrammation des compteurs, les coûts seront distingués selon qu'ils concernent le marché d'affaires (puissance de raccordement supérieur à 36 kVA) ou le marché de masse (puissance de raccordement inférieur à 36 kVA) et nécessitent une reprogrammation sur site ou seulement à distance. Dans la mesure du possible, les répondants sont invités à distinguer les coûts dans deux scénarios de séquençage des réformes affectant le comptage : (1) passage à un profil statique avec un pas de 15 minutes puis la mise en place de la relève en courbe de charge, ou (2) passage unique à la relève en courbe de charge.
  - b. Les coûts des procédures de notification des volumes contractuels à l'opérateur de règlement, i.e. les coûts pour les producteurs, RE et éventuellement plateformes d'échange consécutifs à l'adaptation des procédures de notification des volumes contractuels à l'opérateur de règlement.
  - c. Les coûts des procédures de notification des profils de production et consommation au GRT, i.e. les coûts pour les producteurs et RE consécutifs à l'adaptation des procédures de notification des profils de production et consommation au GRT avant la fermeture du guichet.
  - d. Les coûts d'évolution du système de profilage i.e. les coûts pour les GRD consécutifs à la modification des systèmes et procédures de profilage.

- e. Les autres coûts relatifs à l'évolution des systèmes de notification et de comptage (à préciser par les répondants).
  
- e. Les **coûts liés à l'évolution des systèmes de facturation**, en distinguant *a minima* les sous-postes de coûts suivants :
  - a. Les coûts des systèmes et procédures de facturation, i.e. les coûts pour les fournisseurs ainsi que le GRT et les GRD afin de rendre compatibles leurs offres de fourniture et systèmes de facturation au pas de règlement des écarts de 15 minutes.
  
  - b. Les autres coûts relatifs à l'évolution des systèmes de facturation de la consommation à prix dynamiques et pour le service d'utilisation des réseaux (à préciser par les répondants).
  
- f. Les **coûts liés à la gestion, à l'optimisation et au dimensionnement des réseaux**, en distinguant *a minima* les sous-postes de coûts suivants:
  - La couverture des pertes réseaux, i.e. les coûts pour le GRT et les GRD consécutifs à la modification des systèmes et procédures d'estimation et d'achat des pertes réseaux.
  
  - Les systèmes d'optimisation et de dimensionnement des réseaux, i.e. les coûts éventuels pour le GRT et les GRD consécutifs à la modification des systèmes et procédures supportant l'optimisation du fonctionnement et le dimensionnement des réseaux, en particulier dans le but d'assurer la tenue de tension.
  
  - Les systèmes d'information permettant de suivre et assurer la qualité de fourniture sur les réseaux de transport et de distribution.
  
  - Les autres coûts relatifs à l'optimisation et au dimensionnement des réseaux (à préciser par les répondants).
  
- g. Les **coûts liés à la mise à jour de la documentation relative à l'équilibrage**, en distinguant *a minima* les sous-postes de coûts suivants :
  - Les coûts de mise à jour des textes réglementaires et normes relatifs à l'équilibrage qui pourraient être supportés par les GRT, GRD et la CRE. Les répondants sont invités à préciser quels textes réglementaires et normes seraient affectés.
  
  - Les coûts de mise en conformité des contrats et accords bilatéraux pour les gestionnaires de réseaux, les RE et les éventuellement les consommateurs raccordés au réseau de transport associés à la préparation et la mise en œuvre des amendements des contrats et accords bilatéraux concernés par le pas de règlement des écarts. Les répondants sont invités à préciser quel type et quels volumes de contrats et accords bilatéraux seraient concernés.

- Les autres coûts relatifs à la mise en conformité de la documentation relative à l'équilibrage (à préciser par les répondants).
- h. Les **coûts liés à la gestion de la réforme du pas de règlement des écarts**, en distinguant *a minima* les sous-postes de coûts suivants :
- Les coûts des activités de pilotage de la Réforme, liées notamment à la gestion du déploiement des nouveaux systèmes et procédures.
  - Les coûts de la phase de test et de fonctionnement à blanc des nouveaux systèmes et procédures.
  - Les autres coûts relatifs à la gestion de la réforme du pas de règlement des écarts (à préciser par les répondants).

**Données relatives aux impacts et bénéfices potentiels induits par la mise en œuvre de la Réforme**

- B.31 Nous distinguons dans la suite les impacts et bénéfices directs des impacts et bénéfices indirects. Pour chacun des postes de bénéfices, les répondants sont indiqués à indiquer les impacts et bénéfices potentiels identifiés pour eux-mêmes, mais également leur point de vue sur les impacts bénéfiques potentiels pour d'autres parties prenantes ou la collectivité.
- B.32 Quand cela est pertinent, il convient d'indiquer les évolutions anticipées du système électrique qui conditionnent la matérialisation de ces bénéfices. Par ailleurs, si la matérialisation d'un bénéfice est conditionnée à l'engagement d'un coût de mise en œuvre, il s'agit de le mettre en lien avec les coûts signalés dans la section précédente.

*Impacts et bénéfices directs*

- B.33 Pour chacun des postes (et sous-postes) des impacts bénéfiques possibles listés ci-dessous, il est demandé d'indiquer dans le questionnaire Excel (accompagné si besoin d'une note méthodologique et/ou de fichiers Excel support) :
- Une fourchette d'estimation en euros constants (€<sub>2018</sub>) des bénéfices potentiels engendrés par la Réforme dans les années suivant sa mise en œuvre par rapport à une situation sans modification du pas de règlement des écarts<sup>74</sup> ;
  - La méthodologie, les hypothèses et les sources utilisées pour la détermination des valeurs agrégées ; et

- Toutes les autres informations que vous jugeriez utiles (notamment concernant l'incertitude autour des données / estimations communiquées).

B.34 Les bénéfices peuvent éventuellement prendre des valeurs négatives en cas d'impact négatif de la Réforme sur les différents postes identifiés.<sup>75</sup>

B.35 Nous reprenons les postes de bénéfices directs identifiés dans la Section 2, pour lesquels les informations listées au paragraphe B.24 sont attendues.

- a. Les impacts et bénéfices liés à la réduction des coûts d'équilibrage du système électrique français, en distinguant *a minima* les sous-postes de bénéfices suivants :
  - Le possible impact d'une mobilisation plus efficace des ressources d'équilibrage par les RE, pouvant notamment être liée la participation de nouvelles ressources ou encore à la participation effective des ressources transfrontalières aux marchés infra journaliers.
  - L'impact monétaire lié à la réduction des réserves et des marges contractualisées et éventuellement mobilisées par le GRT.
- b. Les **impacts et bénéfices liés à l'amélioration de l'exploitation « physique » du système**, en distinguant *a minima* les sous-postes de bénéfices suivants :
  - L'amélioration de la tenue de fréquence ; et
  - L'amélioration de la tenue de l'erreur de contrôle de la zone (« *Area Control Error* »).

#### **Impacts et bénéfices indirects**

B.36 Nous reprenons les postes de bénéfices indirects identifiés dans la Section 2, pour lesquels les informations listées au paragraphe B.25 sont attendues. Dans le cas des bénéfices plus difficilement quantifiables, comme par exemple la facilitation de la participation des EnR aux marchés, nous prendrons en compte les réponses qualitatives des répondants.

- a. Les autres **impacts et bénéfices (indirects) pour le système électrique**, en distinguant *a minima* les sous-postes de bénéfices suivants :
  - Les bénéfices liés à l'augmentation de la liquidité sur les marchés infra journaliers, notamment en raison de des actions plus fréquentes des RE sur le marché infra journalier et la plus grande harmonisation des marchés infra journaliers et d'équilibrage.

---

<sup>75</sup> Mentionnons également que les bénéfices identifiés pour le système dans son ensemble peuvent se traduire par des coûts supplémentaires pour des acteurs particuliers. Le cas échéant, les répondants sont invités à mentionner dans la section des coûts les coûts supplémentaires qui pourraient être supportés.

- Les bénéfices liés à l'amélioration des signaux pour l'investissement, en raison notamment d'un possible transfert des revenus des marchés de l'équilibrage et réserves vers les marchés de gros.
- Les bénéfices retirés de la facilitation de la participation des EnR aux marchés, en particulier relatifs au caractère facilitant ou non d'un pas de règlement des écarts réduit pour la participation des EnR aux marchés d'équilibrage et infra journalier.
- Les autres bénéfices liés à l'optimisation du système électrique, facilités par le passage au pas de règlement de 15 minutes.



## Annexe C

# Liste des répondants aux consultations

C.1 Cette annexe présente la liste des répondants aux deux consultations menées dans le cadre de l'étude sur la Réforme en France.

- La première consultation, menée entre le 9 et le 23 mars 2018, visait à recueillir les commentaires des parties prenantes sur la méthodologie proposée ainsi que sur la disponibilité des informations et données sous-jacentes. Les acteurs ayant répondu à cette consultation sont listés dans le Tableau 27.
- La deuxième consultation, menée entre 2 avril et le 4 mai 2018, avait pour objectif de recueillir effectivement les informations et données nécessaires à la réalisation de l'analyse coûts-bénéfices de la Réforme. Les acteurs ayant répondu à cette consultation sont listés dans le Tableau 28.

### Première consultation

Tableau 27 : Liste des répondants à la première consultation

Entreprise	Statut	Contact	Date
[confidentiel]			

### Deuxième consultation

Tableau 28 : Liste des répondants à la deuxième consultation

Entreprise	Statut	Contact	Date
[confidentiel]			

## Annexe D

# Synthèse des réponses quantitatives détaillées concernant les coûts de la Réforme

D.1 Cette annexe présente une synthèse des différentes réponses quantitatives détaillées reçues, soit [*confidentiel*].

Annexe confidentielle.

## Annexe E

# Synthèse des réponses qualitatives concernant les impacts et bénéfices potentiels de la Réforme

- E.1 Cette annexe présente une synthèse des réponses qualitatives reçues s'agissant des différents impacts et bénéfices potentiels de la Réforme.
- E.2 Le
- E.3 **Tableau 29** ci-dessous synthétise les réponses qualitatives des répondants sur les différents postes de bénéfices potentiels identifiés.

**Tableau 29 : Retours qualitatifs des répondants concernant les impacts et bénéfices potentiels de la Réforme**

Poste de bénéfice	Commentaires
Mobilisation plus efficace des ressources d'équilibrage	<p>Pour un répondant ([<i>confidentiel</i>]), un PRE de 15 minutes va inciter les exploitants d'actifs de production, stockage ou consommation à adapter leur programmation à une valorisation différente d'un quart d'heure à l'autre. Toutefois, le répondant estime qu'un gain d'efficacité ne pourrait être obtenu que si les prix observés au moment de la prise de décision (typiquement sur les marchés journalier et intrajournalier) renvoient une image cohérente du prix d'équilibre du système au pas 15 minutes.</p> <p>Le répondant indique également douter que la programmation physique finale soit fondamentalement différente à la suite du passage à un PRE de 15 minutes. En effet, il considère que les RE ne disposeront pas de leviers supplémentaires d'équilibrage par rapport à ceux mis à la disposition de RTE actuellement et auront une vision sur l'équilibre de leur périmètre équivalente, voire moins bonne que celle de RTE.</p>
	<p>Un autre répondant ([<i>confidentiel</i>]) doute également que le passage à un PRE de 15 minutes conduise à une meilleure mobilisation par les RE des ressources d'équilibrage. Celle-ci supposerait en effet qu'ils bénéficient collectivement d'une vision précise de leurs écarts au pas 15 minutes et qu'ils mobilisent de façon adéquate les flexibilités du système électrique, alors qu'ils sont déjà peu équilibrés avec un PRE actuel de 30 minutes.</p> <p>Par ailleurs, [<i>confidentiel</i>] estime que les RE ne disposent pas nécessairement d'une vision fine et nationale sur le besoin d'équilibrage au pas 15 minutes. La mobilisation des ressources d'équilibrage sur un pas 15 minutes par les RE sur leur périmètre pourrait résulter en une programmation plus coûteuse pour l'équilibrage final par RTE, dans la mesure où les flexibilités ne peuvent pas être reprogrammées à l'infini.</p>
	<p>Pour un répondant ([<i>confidentiel</i>]), une modification de l'architecture de marché de l'équilibrage, dont le passage à un PRE de 15 minutes fait partie (au même titre que de nombreuses autres évolutions), est susceptible de conduire à un changement physique de l'état du système équilibre à travers les actions prises par les RE, et donc affecter l'efficacité globale du système.</p> <p>Le répondant souligne qu'une telle modification, qui se traduit par un transfert des responsabilités d'équilibrage vers les RE, doit s'accompagner d'éléments leur permettant de prendre effectivement en charge cette responsabilité, tels qu'une transparence accrue ou encore des PRE reflétant bien l'état du système.</p>
	<p>Un répondant ([<i>confidentiel</i>]) précise que le passage d'un pas 30 minutes à un pas 15 minutes devrait avoir un impact positif concernant le coût des écarts. Se basant sur son expérience dans le cadre allemand, le répondant estime qu'un tel passage s'est traduit par une diminution des coûts des écarts de 15 %. Ce chiffre ne peut toutefois pas être extrapolé directement dans la mesure où il est dépendant du fonctionnement des mécanismes de réserve, de la liquidité des marchés journalier et intrajournalier ou encore de la taille du RE concerné.</p>

Réduction des réserves et marges	<p>RTE indique que le modèle de dimensionnement des marges et réserves en France est fondé sur les aléas physiques du système électrique. Plus précisément, les marges sont dimensionnées en fonction d'une analyse d'impact des aléas pouvant survenir à la pointe du système électrique et la réserve secondaire est dimensionnée sur la base du niveau de consommation et de variation des échanges aux frontières. Le dimensionnement des réserves et marges étant ainsi indépendant du PRE, la réforme de ce dernier sera neutre.</p>
Amélioration de l'exploitation « physique » du système	<p>Un autre répondant ([confidentiel]) estime également peu probable que la réduction du PRE permette une réduction du besoin de réserves et marges.</p> <p>Pour RTE, le passage à un PRE de 15 minutes pourrait contribuer à lisser les changements des programmes d'interconnexion autour des heures rondes. Ceci permettrait de limiter les excursions de fréquence et <i>in fine</i> d'éviter une hausse potentielle du dimensionnement de la réserve primaire. Toutefois, la possibilité d'échanges transfrontaliers au pas 30 minutes existe d'ores et déjà mais n'est pour l'instant que très peu exploitée. Il n'est donc pas certain qu'un PRE plus fin aurait nécessairement d'impact sur la gestion de la fréquence.</p> <p>Par ailleurs, la réforme du PRE n'aura pas d'impact sur l'<i>Area Control Error</i> dans la mesure où le système électrique est équilibré « manuellement » avec une précision de 5 minutes, soit déjà à un pas plus fin que le PRE.</p>
Amélioration de la liquidité sur les marchés infra journaliers	<p>Selon un répondant ([confidentiel]), les acteurs optimiseront effectivement plus finement leurs programmes de production et potentiellement leurs transactions sur le marché intrajournalier à la suite du passage à un PRE de 15 minutes mais la liquidité n'en sera pas nécessairement augmentée. En effet, un PRE plus fin pourrait conduire à une « fragmentation » de la liquidité entre les différents pas quart-horaires.</p> <p>Le répondant souligne la nécessité d'introduire des produits échangeables ainsi que des capacités aux interconnexions à un pas de 15 minutes en parallèle de la réforme du PRE.</p> <p>Un répondant ([confidentiel]) considère qu'au vu de la structure actuelle du marché, une liquidité additionnelle limitée est attendue suite à l'introduction du PRE de 15 minutes et d'éventuels produits 15 minutes associés. En effet, la liquidité des produits 30 minutes sur le marché intrajournalier français est déjà faible.</p> <p>Pour un autre répondant ([confidentiel]), l'harmonisation des PRE et des produits au niveau européen va permettre aux acteurs français de bénéficier de la liquidité d'autres marchés, notamment l'Allemagne. Toutefois, les bénéfices prix associés à une plus grande liquidité des produits sont très incertains, voire nuls, du fait notamment de capacités d'interconnexion qui pourraient être limitées.</p>
Amélioration des signaux à l'investissement	<p>Pour un répondant ([confidentiel]), le signal de prix de marché, y compris calculé à un pas plus fin suite à la mise en œuvre d'un PRE de 15 minutes, n'est pas suffisant pour motiver des investissements dans les capacités nécessaires au système électrique.</p>

Source : FTI Compass Lexecon Energy sur la base des réponses à la consultation

**Annexe F**

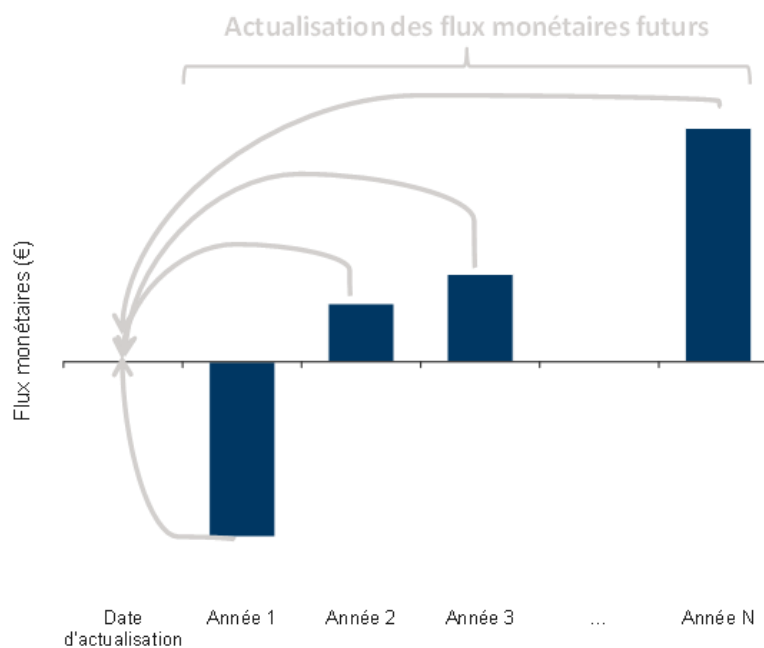
# Principes de l'analyse en valeur actuelle nette et discussion du paramètre de taux d'actualisation

F.1 Cette annexe présente les principes de l'analyse en valeur actuelle nette utilisée afin de comparer les coûts et bénéfices dans les différents scénarios. Elle fait également un point sur le taux d'actualisation utilisé dans cette étude.

## Principes d'une analyse en valeur actuelle nette

F.2 L'analyse en VAN vise à déterminer la valeur à la date d'aujourd'hui de flux monétaires se produisant à différentes dates dans le futur. Par conséquent, elle permet la comparaison des flux monétaires survenant dans les différents scénarios considérés. La Figure 23 ci-dessous illustre le principe d'actualisation de flux monétaires futurs.

**Figure 23 : Principe d'actualisation de flux monétaires futurs**



Source : FTI Compass Lexecon Energy

F.3 Dans le cadre de l'analyse coûts-bénéfices relative à cette étude, différents flux monétaires ont été considérés pour chacun des scénarios de Réforme :

- Des investissements nécessaires à sa mise en œuvre ;
- Des coûts récurrents additionnels engendrés à sa suite ; et
- Des bénéfices potentiels qu'elle permet de matérialiser.

F.4 Dans la perspective de rendre comparables les différents scénarios de Réforme, il a été nécessaire d'actualiser les flux de trésorerie à une même date, c'est-à-dire de déterminer leur valeur à la date d'aujourd'hui. En effet, d'un scénario de Réforme à l'autre, les flux monétaires se produisent à différentes dates dans le futur, et au sein d'un même scénario de Réforme, les flux monétaires se produisent à différentes dates dans le futur.

### Taux d'actualisation

F.5 Le taux d'actualisation retenu pour l'analyse coûts-bénéfices centrale correspond au taux d'actualisation (réel) préconisé par la Commission Quinet pour l'évaluation de projets d'investissements publics en France<sup>76</sup>. Il correspond à un taux d'actualisation « social », reflétant la valeur des investissements publics pour l'ensemble de la société, et a été déterminé en prenant en compte le taux sociétal de préférence pour le temps.

F.6 Une sensibilité a été effectuée en utilisant le taux d'actualisation pris en compte dans l'analyse coûts-bénéfices d'une harmonisation du PRE, soit 4 % (réel).

F.7 Cette approche est en ligne avec celle préconisée par ENTSO-E et ses consultants Frontier Economics et Consentec dans la méthodologie générale d'analyse coûts-bénéfices pour l'équilibrage<sup>77</sup>, qui propose d'utiliser un taux d'actualisation social unique afin d'assurer une cohérence entre les différentes parties prenantes d'un même projet qui ont une approche différenciée du risque associé.

F.8 L'utilisation du coût moyen pondéré du capital des différentes parties prenantes pour actualiser les flux monétaires n'est généralement pas retenue. Pour une discussion de l'importance de distinguer la fixation des signaux prix d'une réforme publique de la rémunération des opérateurs en charge de sa mise en œuvre, voir C. Gollier (2015)<sup>78</sup>.

---

<sup>76</sup> Commissariat général à la stratégie et à la prospective, *Evaluation socioéconomique des investissements publics*, [http://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/archives/CGSP\\_Evaluation\\_socioeconomique\\_17092013.pdf](http://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/archives/CGSP_Evaluation_socioeconomique_17092013.pdf)

<sup>77</sup> Cf. note de bas de page 28.

<sup>78</sup> C. Gollier (2015), *Taux d'actualisation et rémunération du capital*, Working Papers TSE n°589