

Etude sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

Etude mandatée par les services de la CRE

26 septembre 2016

Version finale

Non confidentiel

Table des matières

Section 1	Liste des abréviations	1
Section 2	Résumé de l'étude	3
	Recommandations pour la régulation incitative de la qualité sur le réseau de transport	3
	Choix des indicateurs de qualité	3
	Détermination de la cible pour les indicateurs	4
	Détermination de la force des incitations et analyse des implications en termes de risque financier	6
	Recommandations pour la régulation incitative de la qualité sur le réseau de distribution géré par ENEDIS	9
	Choix des indicateurs de qualité	9
	Détermination de la cible pour les indicateurs	9
	Détermination de la force des incitations et analyse des implications en termes de risque financier	12
	Recommandations pour la régulation incitative de la qualité sur le réseau des ELD et EDF SEI	15
Section 3	Introduction	17
	Contexte de l'étude	17
	Objectif de l'étude	18
	Présentation du cadre français de régulation incitative	19
	Revue succincte des incitations mises en place par la CRE	19
	Revue du dispositif d'incitation de la qualité d'alimentation	19
	Evolution du cadre de régulation de la qualité d'alimentation	23
	Mécanismes complémentaires	23
Section 4	Revue des expériences européennes	25
	Régulation incitative de la qualité d'alimentation	28
	Motivation des études de cas	30
	Indicateurs de continuité d'alimentation	33
Section 5	Etude de la qualité d'alimentation en France et élaboration du mécanisme incitatif pour le transport	55
	Introduction	55
	Indicateurs de qualité	55
	Définitions des indicateurs incités	55
	Evolution des indicateurs de la qualité	56
	Cibles de référence	62
	Methodologie	63
	Détermination de la cible de référence pour le Temps de Coupure Equivalent	65

	Détermination de la cible de référence pour la Fréquence Moyenne de Coupure	68
	Mécanisme incitatif	69
	Distribution empirique des indicateurs de qualité	70
	Détermination du dispositif incitatif	74
	Analyse du risque porté par les gestionnaires	81
	Analyse du dispositif de compensation des utilisateurs pour les coupures de longue durée	84
	Recommandations	87
	Demande de RTE	87
	Recommandations de FTI-CL Energy	87
	Commentaires de RTE	88
Section 6	Etude de la qualité d'alimentation en France et élaboration du mécanisme incitatif pour ENEDIS	92
	Introduction	92
	Indicateur de qualité	92
	Définitions des indicateurs incités	92
	Evolution des indicateurs de la qualité	93
	Cibles de référence	100
	Méthodologie	100
	Détermination de la cible de référence pour la Durée Moyenne de Coupure (BT)	103
	Détermination de la cible de référence pour la Fréquence Moyenne de Coupure (BT)	105
	Détermination de la cible de référence pour la Durée Moyenne de Coupure (HTA)	107
	Détermination de la cible de référence pour la pour la Fréquence Moyenne de Coupure (HTA)	108
	Mécanisme incitatif	110
	Distribution empirique des indicateurs de qualité	110
	Détermination du dispositif incitatif	114
	Analyse du risque porté par les gestionnaires	118
	Analyse du dispositif de compensation des utilisateurs pour les coupures de longue durée	119
	Recommandations	120
	Demande de ENEDIS	120
	Recommandations de FTI-CL Energy	120
	Commentaires de ENEDIS	121
Section 7	Etude de la qualité d'alimentation en France pour les ELD et EDF SEI	124
	Introduction	124
	Présentation des ELD et EDF SEI	125
	Caractéristiques des réseaux	125
	Enseignements	133
	Indicateurs de la qualité d'alimentation	133
	Critère BHIX	133
	Critère F-BT HIX	138
	Qualité d'alimentation pour les clients HTA	140
	Indicateurs complémentaires	141
	Enseignements	142
	Etude de la qualité	143
	Electricité de Strasbourg	143
	URM	146

	SRD	149
	Gérédis Deux-Sèvres	152
	EDF SEI	155
	Mécanisme incitatif	158
	Détermination des valeurs de référence	159
	Détermination de la force des incitations	163
	Recommandations	164
Section 8	Conclusion	167
	Recommandations pour la régulation incitative de la qualité sur le réseau de transport géré par RTE	167
	Choix des indicateurs de qualité	167
	Cibles de référence	167
	Mécanisme incitatif	168
	Analyse du risque porté par les opérateurs	168
	Recommandations pour la régulation incitative de la qualité sur le réseau de distribution géré par ENEDIS	169
	Choix des indicateurs de qualité	169
	Cibles de référence	169
	Mécanisme incitatif	170
	Analyse du risque porté par les opérateurs	171
	Recommandations pour la régulation incitative de la qualité sur le réseau des ELD et EDF SEI	171

Section 1

Liste des abréviations

Tableau 1 : Abréviations utilisées dans le rapport.

Abréviation	Signification
AIT	« <i>Average Interruption Time</i> » : indicateur équivalent au temps moyen de coupure utilisé pour le transport
BT	Basse tension : niveau de tension opéré par les gestionnaires de réseaux de distribution (ENEDIS et ELD)
CAPEX	« <i>Capital Expenditures</i> » : charges de capital
CARD/CART	Contrat d'accès au réseau de distribution (ENEDIS et ELD) / transport (RTE)
CEER	Conseil européen des régulateurs de l'énergie
CEMI	« <i>Customer Experiencing Multiple Interruptions</i> » : indicateur pour la distribution suivant le nombre de clients coupés plus de x fois pendant un an, introduit en Suède en 2016
CI	« <i>Customer Interruptions</i> » : indicateur pour la distribution au Royaume-Uni correspondant au pourcentage de clients coupés
CML	« <i>Customer Minutes Lost</i> » : indicateur pour la distribution au Royaume-Uni correspondant à la durée moyenne de coupure
CRCP	Compte de Régulation des Charges et Produits
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
Critère B	Indicateur pour la distribution en France correspondant à la durée moyenne de coupure des clients raccordés en BT
Critère F	Indicateur pour la distribution et le transport en France correspondant à la fréquence moyenne de coupure
Critère M	Indicateur pour la distribution en France correspondant à la durée moyenne de coupure des clients raccordés en HTA
ELD	Entreprises Locales de Distribution
END	Energie Non Distribuée
GET	Groupement d'Exploitation-Transport : maille de gestion territoriale du gestionnaire du réseau de transport (RTE)
HIX	Qualificatif des événements exceptionnels
HTA	Haute tension A, ou moyenne tension : niveau de tension opéré par les gestionnaires de réseaux de distribution (ENEDIS et ELD)
HTB	Haute tension B : niveau de tension opéré par le gestionnaire du réseau de transport (RTE)
NIEPI	« <i>Numero de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada</i> » : indicateur pour la distribution en Espagne correspondant à la fréquence

Abréviation	Signification
	moyenne de coupure
OPEX	« <i>Operational Expenditures</i> » : charges d'exploitation
PCB	Polychlorobiphényles : éléments contenus dans certains transformateurs sur le réseau de distribution ayant conduit à leur remplacement entre 2007 et 2012
RIIO-T/ED	« <i>Revenues = Incentives + Innovation + Output</i> » pour le Transport et la Distribution : cadre de régulation britannique des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité
SAIDI	« <i>System Average Interruption Duration Index</i> » : indicateur correspondant à la durée moyenne de coupure
SAIFI	« <i>System Average Frequency Duration Index</i> » : indicateur correspondant à la fréquence moyenne de coupure
TCC	Toutes causes comprises
TCE	Temps de coupure équivalent : Indicateur pour la distribution en France correspondant à la durée moyenne de coupure des clients raccordés en HTB
TIEPI	« <i>Tiempo de Interrupcion Equivalente de la Potencia Instalada</i> » : indicateur pour la distribution en Espagne correspondant à la durée moyenne de coupure
TURPE	Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité : cadre de régulation français des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité

Source : FTI-CL Energy.

Section 2

Résumé de l'étude

- 2.1 L'étude sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation électrique commandée par la CRE visait à procéder : (i) à une analyse du fonctionnement des mécanismes de régulation incitative de la continuité d'alimentation mis en œuvre depuis TURPE 3 dans les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ; et (ii) à formuler des propositions, le cas échéant, pour l'évolution de ces dispositifs en vue de l'élaboration des tarifs TURPE 5.
- 2.2 Dans le cours de cette étude, nous avons réalisé une revue des pratiques en Europe avec un focus sur cinq pays, à savoir l'Allemagne, l'Espagne, l'Italie, le Royaume-Uni et enfin la Suède. L'analyse de ces expériences de régulation incitative de la qualité d'alimentation permet de tirer des enseignements afin de repenser le mécanisme en France.
- 2.3 Nous avons également analysé les données historiques qui nous ont été communiquées par les gestionnaires de réseaux RTE, ENEDIS, les entreprises locales de distribution (ELD) desservant plus de 100 000 clients (Electricité de Strasbourg, URM, SRD et Gérédis Deux-Sèvres) et EDF SEI. Cette analyse nous a permis de formuler des recommandations quant à la détermination des cibles et de la force des incitations, tout en tenant compte des implications pour les gestionnaires de réseaux en termes de risque financier.

Recommandations pour la régulation incitative de la qualité sur le réseau de transport

Choix des indicateurs de qualité

- 2.4 Les indicateurs utilisés en Europe pour la régulation incitative de la qualité d'alimentation sur le réseau de transport sont relativement variés. Ils suivent toutefois une logique similaire, étant fonction de l'énergie non distribuée (END) ou du temps de coupure, sauf pour l'Espagne qui incite la disponibilité globale des ouvrages. Plusieurs pays incitent, comme en France, le gestionnaire de réseau de transport sur la fréquence de coupure, même si cet indicateur est moins répandu.
- 2.5 Concernant le périmètre des coupures considérées, le seuil de prise en compte des coupures peut différer d'un pays à l'autre, sans que l'on puisse en tirer de conclusion sur une remise en question de la méthode actuelle dans le cas français.
- 2.6 **Se fondant sur ces observations, FTI-CL Energy propose de conserver les indicateurs de qualité existants.**

Détermination de la cible pour les indicateurs

- 2.7 La détermination des cibles de référence pour les différents indicateurs est un exercice difficile. Il n'apparaît pas faisable de déterminer un niveau optimal sur la base d'une analyse coûts-bénéfices. Par conséquent, l'approche préconisée dans la littérature économique¹ ou observée en pratique en Europe consiste soit (i) à procéder à une approche par benchmark, c'est-à-dire à comparer le niveau de performance de différents opérateurs pour déterminer le niveau d'un gestionnaire efficace, soit (ii) à suivre une approche tendancielle, en s'appuyant sur les données historiques. **Pour le cas de la France, et du fait de la difficulté de trouver des opérateurs comparables, nous proposons de suivre l'approche tendancielle.**
- 2.8 Il convient toutefois de rappeler que les perspectives futures peuvent différer significativement de la tendance actuelle en fonction des efforts financiers consentis sur les charges d'exploitation (OPEX) et de capital (CAPEX), notamment les investissements récents qui sont susceptibles d'affecter les niveaux de qualité futurs.
- Critère du temps de coupure équivalent (critère TCE)*
- 2.9 La méthode employée pour l'estimation de la cible consiste à estimer la tendance sur la base d'une régression linéaire, appliquée sur des données communiquées par RTE couvrant la période 2000-2015.
- 2.10 L'analyse du temps de coupure hors événements exceptionnels est marquée par des incidents à fort impact. C'est le cas pour l'année 2008, où les incidents climatiques sont à des niveaux particulièrement hauts, et pour les années 2009 et 2015, où les incidents matériel/système sont à des niveaux particulièrement hauts. Ces événements ne témoignent pas de la tendance, mais des risques d'aléas extrêmes susceptibles de perturber la détermination de l'évolution tendancielle du TCE. Ainsi, pour déterminer cette évolution tendancielle, il est nécessaire d'exclure ces « *outliers* ». La cible de référence est ensuite ajustée – par rapport à la tendance de long terme hors « *outliers* » – pour rendre compte de la contribution de ces événements extrêmes et ainsi assurer que le gestionnaire de réseau peut – en espérance – atteindre le niveau de qualité cible.
- 2.11 Ces observations atypiques sont néanmoins prises en compte pour l'évaluation du risque associé au dispositif incitatif, dans la mesure où elles sont susceptibles de se reproduire à l'avenir.
- 2.12 **En définitive, la cible déterminée pour le TCE s'établit entre 2,7 minutes et 2,8 minutes pour 2017 et s'accompagne d'un objectif maximum de réduction de 0,1 minute tous les deux ans.**
- 2.13 RTE considère que cette cible est trop ambitieuse dans la mesure où en l'absence d'une forte évolution structurelle du réseau de transport, l'amélioration du TCE HIX atteindrait ses

¹ Alexander, B. (1996).

limites à 3 minutes par an, liées à la conception même du réseau, et aux arbitrages technico-économiques qui la sous-tendent. Précisément, le réseau de transport est conçu et exploité selon la règle du « N-1 » : la perte d'un seul ouvrage n'entraîne généralement pas de coupure durable d'alimentation. En revanche, le réseau n'est pas structuré pour assurer la continuité d'alimentation en cas de défauts « N-k ». Toutefois, aucune donnée n'a pu être communiquée à FTI-CL Energy pour analyser l'impact spécifique des défauts de « N-k ». FTI-CL Energy considère, en outre, que les coupures occasionnées par des défauts « N-k » ont le même coût pour les utilisateurs du réseau et qu'il est du ressort de RTE de prendre en compte ces éléments dans sa gestion du réseau, sa maintenance, ses investissements et ses renouvellements d'équipements.

- 2.14 En outre, l'approche statistique mise en place est systématique et le traitement spécifique de certaines données de l'échantillon s'est fondé sur des critères statistiques objectifs. Cette méthode nous amenait *a priori* à sélectionner des valeurs hautes comme des valeurs basses. Par ailleurs, les durées de coupures retraitées sont prises en compte intégralement dans la fixation de la cible, au travers de l'ajustement de la cible pour les intégrer justement. Des méthodes statistiques alternatives pour identifier et traiter ces valeurs sont envisageables, mais elles doivent s'appliquer de façon objective et systématique. Le traitement d'autres points suggérés par RTE pose la question de l'objectivité des choix et également de la sélection de valeurs basses, qu'il pourrait être également nécessaire de retraiter. En l'absence d'une approche objective et systématique différente de celle employée, nous considérons que notre méthode est la plus robuste et objective.

Critère de la fréquence de coupure sur le réseau de transport (critère F)

- 2.15 L'analyse de l'évolution de la fréquence de coupure au cours des seize dernières années montre une réduction progressive de cet indicateur. La fréquence de coupure est passée de 0,8 coupure par client en 2000 à 0,4 coupure en 2015, avec une baisse moyenne de l'ordre de 0,03 coupure par client par an. En prolongeant cette tendance, la cible se situerait entre 0,3 et 0,4 coupure par client en 2017 (en fonction de l'arrondi retenu), accompagnée d'un objectif de réduction de 0,03 coupure par an. Toutefois, il convient d'observer que (i) cet indicateur a été fortement réduit au cours des seize années ; et que (ii) cet indicateur est relativement stable depuis 2010. On peut donc s'interroger sur la poursuite de cette tendance. Ainsi, une approche alternative serait de fixer la cible sur la base de la moyenne au cours des dernières années. La cible s'établirait ainsi entre 0,4 et 0,5 coupure par an (en fonction de l'arrondi retenu).
- 2.16 **En fonction de l'approche retenue, la cible pour le critère F s'établirait entre 0,33 et 0,46 coupure par an, avec un objectif d'amélioration annuelle de 0,03 voire nul.**

Détermination de la force des incitations et analyse des implications en termes de risque financier

Valorisation du temps de coupure et de la fréquence de coupure

- 2.17 La revue de la littérature économique conclut que le montant de la pénalité/récompense doit être égal au coût/gain incrémental de qualité pour les consommateurs². La force de l'incitation – que ce soit pour le temps de coupure ou la fréquence moyenne de coupure – devrait donc refléter l'intégralité de la valeur de l'énergie non distribuée.
- 2.18 Cette approche est partagée par la plupart des pays étudiés, dans lesquels la valeur de l'énergie non distribuée est répercutée à 100 % pour le calcul de l'incitation, contre 50 % en France.
- 2.19 Mentionnons que RTE conteste la prise en compte à 100 % de la valorisation de l'END pour la force des incitations qui remettrait en cause le « *partage équilibré* [de la valeur de l'END entre RTE et les utilisateurs du RPT] *et conduirait même à un mécanisme déséquilibré* ». Précisément, RTE avance que le mécanisme, en cas de détérioration, « *conduirait à une forme de double peine pour RTE qui non seulement subirait les pertes de recette égale à l'intégralité de la valeur du surcroît d'END généré, mais aurait aussi à assumer le coût des compensations à verser directement aux clients* ».
- 2.20 Contrairement à ce qu'avance RTE, ce choix n'induirait pas de sur-incitations. Précisément, RTE indique qu'il prend déjà 100 % de la valeur de l'END dans ces décisions d'investissements. Dès lors, il n'aura pas à changer son approche pour les investissements. Notre proposition opère donc un réalignement des incitations et des pratiques. Plus encore, RTE sera mieux incité dans ses arbitrages entre OPEX et niveau de qualité.
- 2.21 **En définitive, FTI-CL Energy recommande donc de prendre en compte l'intégralité de la valeur de l'END pour le calcul de la force de l'incitation, soit 22,8 M€/min pour le temps de coupure équivalent et 145,9 M€/coupure pour la fréquence de coupure³.**

Détermination de la force des incitations

- 2.22 Dans la mesure où la valeur de l'END est supposée fixe, la force de l'incitation doit être symétrique et proportionnelle à la différence entre le niveau de qualité atteint et le niveau de qualité cible. On constate d'ailleurs que la plupart des pays étudiés ont mis en place un schéma symétrique et linéaire pour la force de l'incitation. Le schéma français, avec une formule logarithmique, s'éloigne donc de la théorie économique et des pratiques observées en Europe.

² Ajodhia, V.S. (2002), Mohammadnezhad-Shourakaei et al. (2011), Alvehag, K. (2013).

³ Ces valeurs sont calculées sur la base des données de planifications réseaux publiées par RTE en 2011. Elles sont ajustées pour l'inflation.

- 2.23 Le choix d'une formule logarithmique s'explique par la loi de probabilité utilisée par le consultant de la CRE en 2007 pour modéliser les écarts à la cible : une loi log-normale semblait donner de meilleurs résultats en termes de représentation des écarts à la cible qu'une loi normale (notamment pour le TCE de RTE). Dès lors, la forme fonctionnelle (logarithmique) du dispositif était nécessaire pour assurer une condition forte de symétrie⁴, visant notamment à garantir que le niveau de pénalité/prime soit centré en zéro.
- 2.24 Toutefois, notre étude montre qu'une loi normale permet de bien caractériser la loi empirique de la fréquence de coupure pour le transport. Un mécanisme linéaire respecte ainsi la contrainte de symétrie forte tout en donnant une force des incitations symétrique, conformément à l'optimum économique.
- 2.25 Pour ce qui est du temps de coupure sur le réseau de transport, ni la loi normale, ni la loi log-normale ne permettent d'approcher finement la loi empirique. Le temps de coupure équivalent est cependant centré autour de la cible, laquelle est rehaussée de 0,59 minutes par an par rapport à la valeur tendancielle pour tenir compte de la contribution des événements extrêmes non exceptionnels exclus de l'analyse de tendance (cf. paragraphe 2.10).
- 2.26 **FTI-CL Energy recommande donc d'utiliser des lois normales pour le calcul de la force des incitations, et donc de mettre en place un mécanisme incitatif symétrique et linéaire.**
- 2.27 RTE conteste la mise en place d'un dispositif linéaire qui ne permettrait pas de « limiter le risque lié à une cible décalée par rapport à celle qui serait centrée en espérance. » Toutefois, RTE n'avance pas d'arguments susceptibles de remettre en question le choix opéré par FTI-CL Energy. Précisément, un mécanisme logarithmique distordrait le signal économique sans justification en termes de risque. *A contrario*, notre approche est recommandée par la théorie économique et conforme avec les pratiques utilisées par d'autres régulateurs. Elle permet de véhiculer un signal incitatif efficace, proportionnel au coût de la défaillance. Elle ne crée en outre pas de biais défavorable à RTE et envisage ci-après des plafonds/planchers pour réduire davantage le risque porté par RTE.

Analyse du risque porté par les opérateurs

- 2.28 L'analyse de la dispersion des écarts à la cible sur la base de la loi empirique montre que l'incitation financière est bien centrée en zéro pour le temps de coupure équivalent et la fréquence de coupure.

⁴ Le consultant avait déterminé un mécanisme incitatif respectant une condition forte de symétrie en matière de pénalité et de prime : $\forall a, P(S(Q) \geq a) = P(S(Q) \leq -a)$. Cette propriété implique que le niveau de pénalité et de prime est centré en probabilité. Cette propriété est plus forte qu'une propriété de symétrie plus faible visant uniquement à garantir que le niveau de pénalité/prime soit centré en espérance, propriété partagée par une grande majorité des pays étudiés.

- 2.29 La CRE a introduit lors de la mise en place de ce schéma incitatif un système de plafond/plancher, ce qui permet de limiter l'exposition au risque de pénalité pour RTE. Ce plafond/plancher a été fixé à ± 30 M€, alors que, au moment de sa mise en place, le consultant de la CRE proposait un plafond/plancher à ± 40 M€, correspondant à 1 % du chiffre d'affaires de RTE à l'époque. Nous proposons de maintenir ce système de plafond/plancher symétrique de sorte (i) à limiter l'exposition du gestionnaire aux conjonctions d'événements les plus extrêmes (non exceptionnels) ; et (ii) à proportionner le risque financiers de la régulation incitative à la taille de l'opérateur et à sa capacité à assumer ce risque.
- 2.30 Le panorama européen des pratiques de régulation incitative de la qualité d'alimentation sur le réseau de transport a fait ressortir que la plupart des pays en Europe mettent également en place des systèmes de plafond/plancher, à l'exception de la Norvège. Ce seuil est fixé selon des références diverses (montants fixes, pourcentage du revenu tarifaire, avec ou hors pertes, ou pourcentage des OPEX) et selon des approches généralement non explicitées ou non objectivées. Toutefois, il semble que ce seuil est plus bas en France que dans plusieurs des pays étudiés : ramené au revenu tarifaire, ce plafond/plancher n'est que de l'ordre de 0,8 % du revenu tarifaire (hors pertes), alors qu'il est de l'ordre de 5 % du revenu en Suède (pertes incluses, soit 8 % hors pertes) ou encore de -3 % au Royaume-Uni (hors pertes et hors rémunération des services d'équilibrage, soit -2,4 % y compris services d'équilibrage).
- 2.31 Par ailleurs, l'étude comparative des mécanismes de régulation incitative des gestionnaires de réseaux en Europe, mandatée en 2015 par la CRE auprès du consultant Schwartz and Co, conclut de manière similaire à la relative faiblesse des niveaux d'incitation en France.
- 2.32 Ainsi, sur la base de ces observations, nous proposons de retenir un seuil maximum compris entre 1,5 % et 2,5 % du revenu autorisé de RTE hors pertes (2015), soit entre 57 M€ et 99 M€.
- 2.33 Pour couvrir du risque d'événements extrêmes, le niveau de plafond/plancher pourrait être fixé de façon à exclure les pénalités/primes les plus élevées, qui se produisent moins de 1 % du temps. Cette approche conduirait à fixer un plafond/plancher de ± 119 M€, bien supérieur au seuil maximum de 57 M€ ou encore 99 M€.
- 2.34 **Il semble donc qu'une augmentation du plafond/plancher puisse être envisagée par la CRE. Il pourrait être fixé entre 57 M€ et 99 M€.**
- 2.35 Il convient toutefois de noter que l'introduction d'un plafond/plancher pourrait décentrer le mécanisme (en faveur de RTE) du fait de l'asymétrie de la distribution des pénalités/primes. Il est possible de corriger ce biais en ajustant les cibles de référence pour les rendre légèrement plus contraignantes. Toutefois, ce biais en faveur de RTE peut également être maintenu de façon à couvrir, au moins en partie, les charges liées aux indemnités

individuelles prévues contractuellement entre RTE et les utilisateurs du réseau de transport, charges qui ne sont à l'heure actuelle incluses au risque global de RTE.

- 2.36 En outre, la mise en place d'une bande morte est à exclure. La littérature économique ne recommande pas une telle approche⁵, car elle présente des biais importants en termes d'incitations pour le gestionnaire de réseau. Elle n'est d'ailleurs mise en place en Europe qu'en Italie et au Portugal. Enfin, la zone neutre n'a qu'un impact limité sur l'écart-type des incitations financières : elle enlève toute incitation à améliorer la qualité autour de la cible – alors que ces situations sont *a priori* les plus fréquentes – alors qu'elle expose toujours le gestionnaire de réseau au risque de pénalités plus substantielles.

Recommandations pour la régulation incitative de la qualité sur le réseau de distribution géré par ENEDIS

Choix des indicateurs de qualité

- 2.37 Contrairement au transport, les indicateurs utilisés en Europe pour la régulation incitative de la qualité d'alimentation sur les réseaux de distribution présentent des similarités importantes. L'ensemble des pays étudiés incite les gestionnaires de réseaux de distribution sur la durée de coupure et la fréquence de coupure, les exceptions étant la France et l'Allemagne qui n'incitent pas la fréquence de coupure. **Dans le cadre de l'étude, nous envisageons donc la mise en place d'une incitation de la fréquence de coupure pour la distribution.**
- 2.38 Concernant le périmètre des coupures considérées, la seule différence notable relevée concerne la prise en compte des coupures planifiées dans le calcul des indicateurs : elles peuvent être soit incluses, soit exclues, soit pondérées de façon moindre. Les éléments d'explication ne permettent toutefois pas de conclure à une remise en question de la méthode actuelle dans le cas français. **Ainsi, nous proposons de ne pas modifier le périmètre des coupures prises en compte dans le calcul des indicateurs de qualité.**

Détermination de la cible pour les indicateurs

- 2.39 Comme pour le transport, la détermination des cibles de référence pour les différents indicateurs est un exercice difficile. Il n'apparaît pas faisable de déterminer un niveau optimal sur la base d'une analyse coûts-bénéfices. Par conséquent, l'approche préconisée dans la littérature économique⁶ ou observée en pratique en Europe consiste soit (i) à procéder à une approche par benchmark, c'est-à-dire à comparer le niveau de performance de différents opérateurs pour déterminer le niveau d'un gestionnaire efficace ; soit (ii) à suivre une approche tendancielle, en s'appuyant sur les données historiques. **Pour le cas**

⁵ Williamson, B. (2001).

⁶ Voir note de bas de page 1.

de la France, et du fait de la difficulté de trouver des opérateurs comparables, nous proposons de suivre l'approche tendancielle.

2.40 Il convient toutefois de rappeler que les perspectives futures peuvent différer significativement de la tendance actuelle en fonction des efforts financiers consentis sur les OPEX et les CAPEX, notamment les investissements récents qui sont susceptibles d'affecter les niveaux de qualité futurs, ou les compteurs intelligents en ce qui concerne le réseau de distribution.

Critère du temps de coupure sur les réseaux basse tension (critère BHIX hors RTE)

2.41 La méthode employée pour la détermination de la cible consiste à estimer la tendance sur la base d'une régression linéaire, appliquée sur des données communiquées par ENEDIS couvrant la période 2006-2015.

2.42 Lors de l'analyse de l'évolution du temps de coupure hors événements exceptionnels et hors RTE (« critère BHIX hors RTE »), nous avons toutefois identifié un élément susceptible de générer un biais dans l'estimation de cette tendance⁷. Précisément, les coupures consécutives à des travaux sont marquées par les effets de travaux importants liés au programme d'élimination des transformateurs contenant des traces de polychlorobiphényles (PCB). Ces travaux, résultant d'une obligation réglementaire ponctuelle du gestionnaire, étaient spécifiques à la période 2007 – 2011. Leur impact n'est donc pas révélateur de la tendance générale d'évolution du critère BHIX hors RTE.

2.43 Cette observation nous a amenés à effectuer un ajustement méthodologique pour écarter le risque de biais lié à cet élément particulier. Ainsi, les temps de coupures liées aux travaux PCB ne sont pas pris en compte dans l'analyse de tendance. Précisément, sur les années 2006 à 2011, la durée des coupures consécutives à des travaux est corrigée, fixée à la valeur moyenne observée pour les années 2012 à 2015 (15,8 min). Cette approche est cohérente avec les discussions que nous avons pu avoir avec ENEDIS, qui a souligné à plusieurs reprises la stabilisation de la contribution des travaux dans le critère BHIX hors RTE. D'autres retraitements ont par ailleurs été envisagés mais les compléments d'informations apportés par ENEDIS nous ont conduits à les exclure *in fine*.

2.44 Ce retraitement est également effectué lors de l'évaluation du risque porté par ENEDIS associé au mécanisme, dans la mesure où elles ne sont pas susceptibles de se reproduire à l'avenir. **La cible ainsi déterminée pour le critère BHIX s'établit à 65,4 minutes pour 2017 et s'accompagne d'un objectif de réduction de 1,1 minute par an.** Ce niveau est

⁷ A la suite à des échanges avec ENEDIS, une rupture de tendance entre 2007 et 2008 dans l'évolution du temps de coupure pour des causes « Autres », qui avait été retraitée dans une première version de l'analyse, n'a finalement pas été prise en compte. Il est en effet ressorti que cette rupture était due à une mauvaise caractérisation en 2008 de certaines coupures, devant être qualifiées comme incidents « Climatiques ».

cohérent avec la cible fixée par TURPE 4 (65 minutes en 2017) ainsi qu'avec l'effort annuel demandé (-1 minute par an).

Critère de la durée moyenne de coupure sur les réseaux HTA (critère MHIX hors RTE)

- 2.45 ENEDIS n'est actuellement pas incité spécifiquement à réduire la durée moyenne de coupure hors événements exceptionnels et hors RTE pour les clients raccordés en HTA (« critère MHIX hors RTE »), sans que nous ayons identifié de raison spécifique à cela. En particulier, le dommage causé par un incident sur le réseau HTA est fonction des dommages causés aux utilisateurs coupés en BT, mais aussi en HTA.
- 2.46 Nous avons donc analysé l'évolution de cet indicateur au cours de la période 2006 – 2015⁸. Il en ressort une tendance à une légère amélioration de la qualité pour les utilisateurs raccordés en HTA. La durée de coupure est en effet passée de 47 minutes en 2006 à 45 minutes en 2015, suivant une diminution annuelle tendancielle de 0,3 minute par an sur cette période (les années 2009 et 2010 se situant à 55 minutes). En 2014 et 2015, le critère MHIX hors RTE semble se stabiliser autour de 45 minutes par an.
- 2.47 Il semble pertinent de prendre des mesures pour conserver, voire améliorer le niveau de qualité d'alimentation pour les utilisateurs raccordés en HTA et, donc, mettre en place des incitations pour ENEDIS à cet égard.
- 2.48 **La cible ainsi déterminée pour le critère MHIX hors RTE s'établirait entre 45,7 minutes à laquelle pourrait s'appliquer un objectif de réduction maximum de 0,3 minute par an.**

Critère de la fréquence de coupure sur les réseaux basse tension (critère F-BT)

- 2.49 ENEDIS n'est actuellement pas incité spécifiquement à réduire la fréquence de coupure pour les clients raccordés en BT (« critère F-BT »), bien que la plupart des gestionnaires de réseaux de distribution en Europe et RTE le soient. On peut donc s'interroger sur la mise en place d'une incitation spécifique à ce titre.
- 2.50 Nous avons donc analysé l'évolution de cet indicateur au cours des dix dernières années. Il en ressort une tendance nette d'amélioration de cet indicateur pour les utilisateurs raccordés en BT. La fréquence de coupure a baissé en moyenne de 0,16 coupure par an. En prolongeant cette tendance, la cible pourrait être fixée à 2,06 coupures en 2017, accompagnée d'un objectif de réduction de 0,16 coupure par an. Toutefois, étant donné la forte progression de cet indicateur dans les années passées et de la nouveauté que constituerait la mise en place d'une incitation sur cet indicateur, une cible moins ambitieuse pourrait être adoptée, en utilisant le niveau atteint au cours des dernières années (par exemple la moyenne des trois ou quatre dernières années), mais en fixant toutefois un objectif annuel correspondant à l'amélioration tendancielle.

⁸ Les données pour l'année 2013 ne sont pas disponibles.

- 2.51 En fonction de l'approche retenue, **la cible pour le critère F-BT HIX s'établirait entre 2,06 et 2,68 coupures par an, à laquelle pourrait s'appliquer un objectif de réduction maximum de 0,16 coupure par an sur la période tarifaire TURPE 5.**

Critère de la fréquence de coupure sur le réseau HTA (critère F-HTA)

- 2.52 ENEDIS n'est actuellement pas incité spécifiquement à réduire la fréquence de coupure pour les clients raccordés en HTA (« critère F-HTA »). Par souci de cohérence entre les niveaux BT et HTA, on peut donc s'interroger sur la mise en place d'une incitation spécifique à ce titre.

- 2.53 Nous avons donc analysé l'évolution de cet indicateur au cours des dix dernières années. Il en ressort une tendance à l'amélioration de cet indicateur. La fréquence de coupure a baissé en moyenne de 0,19 coupure par an. En prolongeant cette tendance, la cible pourrait être fixée à 2,18 coupures en 2017, accompagnée d'un objectif de réduction de 0,19 coupure par an. Toutefois, étant donné la forte progression de cet indicateur dans les années passées et de la nouveauté que constituerait la mise en place d'une incitation sur cet indicateur, une cible moins ambitieuse pourrait être adoptée, en utilisant le niveau atteint au cours des dernières années (par exemple la moyenne des trois ou quatre dernières années), mais en fixant toutefois un objectif annuel correspondant à l'amélioration tendancielle.

- 2.54 En fonction de l'approche retenue, **la cible pour le critère F-HTA HIX s'établirait entre 2,18 et 2,89 coupures par an, à laquelle pourrait s'appliquer un objectif de réduction maximum de 0,19 coupure par an sur la période tarifaire TURPE 5.**

Détermination de la force des incitations et analyse des implications en termes de risque financier

Valorisation du temps de coupure et de la fréquence de coupure

- 2.55 La revue de la littérature économique conclut que le montant de la pénalité/récompense doit être égal au coût/gain incrémental de qualité pour les consommateurs⁹. La force de l'incitation – que ce soit pour le temps de coupure ou la fréquence moyenne de coupure – devrait donc refléter l'intégralité de la valeur de l'énergie non distribuée.
- 2.56 Cette approche est partagée par la plupart des pays étudiés, pour lesquels la valeur de l'énergie non distribuée est répercutée à 100 % pour le calcul de l'incitation, contre 50 % en France.
- 2.57 **FTI-CL Energy recommande donc de prendre en compte l'intégralité de la valeur de l'END pour le calcul de la force de l'incitation, soit 8,5 M€/min pour le critère BHIX, 7,9 M€/min pour le critère MHIX, 8,0 M€/coupure pour le critère F-BT HIX, et enfin 120 M€/coupure pour le critère F-HTA HIX.**

⁹ Voir note de bas de page 2.

- 2.58 Ces valeurs sont calculées sur la base des données de planification de réseau publiées par RTE en 2011, seule source publique à notre disposition. Lors de nos échanges, ENEDIS a évoqué d'autres valeurs d'END, que le gestionnaire utiliserait en pratique dans la planification du réseau de distribution. Cependant, ENEDIS n'ayant pas documenté ces valeurs, nous n'avons pas été en mesure de les retenir, d'autant plus qu'il semblerait que ces valeurs datent de 1995 et n'auraient pas été réactualisées depuis. Ces valeurs, si elles devaient être retenues, conduiraient à une force des incitations sensiblement différente¹⁰.
- 2.59 Mentionnons que pour la fréquence des coupures (BT ou/et HTA), on observe une incertitude importante sur la valeur de la cible (cf. paragraphes 2.51 et 2.54). Ainsi, pour limiter le risque du gestionnaire (et celui des utilisateurs), il pourrait être envisagé de réduire la force des incitations (de moitié).

Détermination de la force des incitations

- 2.60 Dans la mesure où la valeur de l'END est supposée fixe, la force de l'incitation doit être symétrique et proportionnelle à la différence entre le niveau de qualité atteint et le niveau de qualité cible. On constate d'ailleurs que la plupart des pays étudiés ont mis en place un schéma symétrique et linéaire pour la force de l'incitation. Le schéma français, avec une formule logarithmique, s'éloigne donc de la théorie économique et des pratiques observées au niveau européen.
- 2.61 Le choix d'une formule logarithmique s'explique par la loi de probabilité utilisée par le consultant de la CRE en 2007 pour modéliser les écarts à la cible : une loi log-normale semblait donner de meilleurs résultats en termes de représentation des écarts à la cible qu'une loi normale (notamment pour le TCE de RTE). Dès lors, la forme fonctionnelle (logarithmique) du dispositif était nécessaire pour assurer une condition forte de symétrie¹¹, visant notamment à garantir que le niveau de pénalité/prime soit centré en zéro.
- 2.62 Notre étude montre qu'une loi normale permet de bien caractériser la loi empirique à la fois pour les critères BHIX, MHIX, de la fréquence de coupure en BT et de la fréquence de coupure en HTA. Un mécanisme linéaire respecte ainsi la contrainte de symétrie forte tout en donnant une force des incitations symétrique, conformément à l'optimum économique. **Par conséquent, FTI-CL Energy recommande d'utiliser des lois normales pour le calcul de la force des incitations, et donc de mettre en place un mécanisme incitatif symétrique et linéaire.**

¹⁰ Si l'on utilise les valeurs communiquées par ENEDIS, la force de l'incitation devient 3,9 M€/min pour le critère BHIX, 1,9 M€/min pour le critère MHIX, 32,0 M€/coupure pour le critère F-BT HIX, et enfin 32,0 M€/coupure pour le critère F-HTA HIX.

¹¹ Voir note de bas de page 4.

Analyse du risque porté par ENEDIS

- 2.63 L'analyse de la dispersion des écarts à la cible sur la base de la loi empirique montre que l'incitation financière est bien centrée en zéro pour les critères BHIX, MHIX, F-BT HIX et F-HTA HIX. L'approche proposée ne présente donc pas de biais en faveur ou en défaveur d'ENEDIS.
- 2.64 Comme pour RTE, la CRE a introduit lors de la mise en place de ce schéma incitatif un système de plafond/plancher, ce qui permet de limiter l'exposition au risque de pénalité pour ENEDIS. Ce plafond/plancher a été fixé à ± 50 M€ pour TURPE 3 (réévalué à 54,2 M€ pour TURPE 4), alors que, au moment de sa mise en place, le consultant de la CRE proposait un plafond/plancher à ± 100 M€, correspondant à 1 % du chiffre d'affaires d'ENEDIS à l'époque. Nous proposons de maintenir ce système de plafond/plancher symétrique de sorte (i) à limiter l'exposition du gestionnaire aux conjonctions d'événements les plus extrêmes (non exceptionnels) ; et (ii) à proportionner le risque financiers de la régulation incitative à la taille de l'opérateur et à sa capacité à assumer ce risque.
- 2.65 Le panorama européen des pratiques de régulation incitative de la qualité d'alimentation sur les réseaux de distribution a fait ressortir que la plupart des pays en Europe mettent également en place des systèmes de plafond/plancher, à l'exception de la Norvège. Ce seuil est fixé selon des références diverses (montants fixes, pourcentage du revenu tarifaire, avec ou hors pertes, ou pourcentage de la rémunération des capitaux propres) et selon des approches généralement non explicitées ou non objectivées. Toutefois, il semble que ce seuil est sensiblement plus bas en France que dans les pays étudiés : ramené au revenu tarifaire d'ENEDIS, ce plafond/plancher n'est que de l'ordre de 0,6 % du revenu tarifaire (hors pertes et hors péage transport), alors qu'il est de l'ordre de 2 à 4 % du revenu autorisé en Allemagne ou de 5 % du revenu en Suède (pertes incluses). La pénalité peut aller jusqu'à 3 % du revenu avant incitations en Espagne.
- 2.66 Par ailleurs, l'étude comparative des mécanismes de régulation incitative des gestionnaires de réseaux en Europe, mandatée en 2015 par la CRE auprès du consultant Schwartz and Co, conclut de manière similaire à la relative faiblesse des niveaux d'incitation en France.
- 2.67 Ainsi, sur la base de ces observations, nous proposons de retenir un seuil maximum compris entre 1,5 % et 2,5 % du revenu autorisé d'ENEDIS hors pertes et hors péage transport (2015), soit entre 128 M€ et 213 M€.
- 2.68 Pour couvrir du risque d'événements extrêmes, le niveau de plafond/plancher pourrait être fixé de façon à exclure les pénalités/primes les plus élevées, qui se produisent moins de 1 % du temps. Cette approche conduirait à fixer un plafond/plancher de ± 83 M€.
- 2.69 **Il semble donc qu'une augmentation du plafond/plancher soit à envisager par la CRE. Le plafond/plancher pourrait être fixé à 83 M€ de sorte à limiter l'impact, dans le court**

terme, des seules performances extrêmes (c'est-à-dire observées moins de 1 % du temps).

- 2.70 Comme pour RTE, la mise en place d'une bande morte est à exclure. La littérature économique ne recommande pas une telle approche¹², car elle présente des biais importants en termes d'incitations pour le gestionnaire de réseau. Elle n'est d'ailleurs mise en place en Europe que dans deux pays (l'Italie et le Portugal). Enfin, la zone neutre n'a qu'un impact limité sur l'écart-type des incitations financières : elle enlève toute incitation à améliorer la qualité autour de la cible – alors que ces situations sont *a priori* les plus fréquentes – alors qu'elle expose toujours le gestionnaire de réseau au risque de pénalités plus substantielles.

Recommandations pour la régulation incitative de la qualité sur le réseau des ELD et EDF SEI

- 2.71 Notre analyse révèle que la qualité des données disponibles est très variable d'un gestionnaire de réseau à l'autre.
- 2.72 Sur la base de ces observations, **nous recommandons de prévoir un suivi actif d'indicateurs de qualité d'alimentation communs aux ELD et à EDF SEI. Ces indicateurs doivent être clairement identifiés, notamment en ce qui concerne la règle de calcul et le périmètre de coupures à prendre en compte. Les indicateurs suivis/incités pour ENEDIS sont des candidats naturels.** Si la mise en place d'un tel suivi devait générer des coûts spécifiques – notamment des coûts de systèmes d'information visant à permettre la collecte et le traitement des données –, il conviendrait de les inclure dans la trajectoire des coûts à couvrir par le tarif de réseau.
- 2.73 **Ce suivi permettrait, le cas échéant, d'envisager à terme la mise en place d'une régulation incitative**, à défaut de bénéficier dès à présent d'une profondeur et d'une qualité d'historique exploitable suffisante. Si, à l'occasion d'une demande de la part d'une ELD ou d'EDF SEI de bénéficier d'un mécanisme de péréquation se fondant sur l'analyse de leurs comptes, la CRE décidait de mettre en place un mécanisme incitatif de la qualité d'alimentation, celui-ci serait propre à chaque ELD ou EDF SEI, sur la base de la définition actuelle des critères par chacun des opérateurs.
- 2.74 Compte tenu (i) du manque de recul sur l'évolution des indicateurs ; (ii) de la nouveauté pour les ELD de cette régulation ; et par conséquent (iii) du risque réglementaire et financier potentiel qu'elle peut faire porter aux ELD et EDF SEI, **nous recommandons que la régulation incitative ne soit pas trop contraignante dans ses premières années d'application** – et ce d'autant plus que les niveaux de qualité mesurés pour les ELD et EDF SEI sont relativement bons comparativement aux centres ENEDIS proches. Nous proposons ainsi des adaptations au cadre proposé pour ENEDIS :

¹² Voir note de bas de page 5.

- S'agissant de la valeur de référence, elle pourrait être définie comme une moyenne glissante sur les trois dernières années observées. La CRE pourrait appliquer un facteur d'amélioration annuel qui dépendrait du niveau de qualité atteint par le gestionnaire par rapport à une référence normative (à définir).
- S'agissant de la force des incitations, la CRE pourrait envisager de pondérer la force des incitations, comme cela était le cas pour ENEDIS ou RTE lors des premières périodes tarifaires incitées. Cette approche pourrait être appliquée de façon transitoire de façon à accompagner la mise en place de la régulation incitative et de tendre vers le schéma cible, similaire à celui d'ENEDIS.
- S'agissant des plafonds et planchers, en l'absence de données suffisantes, ces paramètres ne peuvent pas être calibrés en fonction d'écart les plus extrêmes à la valeur de référence, comme cela a pu être proposé pour ENEDIS ou RTE. Pour les déterminer, nous recommandons de considérer les mêmes pourcentages de revenus hors pertes que pour ENEDIS et RTE (pour rappel, nous avons proposé 1,5 % - 2,5 %). Toutefois, compte tenu du manque de recul sur l'évolution des indicateurs et de la nouveauté pour les ELD de cette régulation, des plafonds/planchers plus resserrés pourraient être envisagés.

Section 3

Introduction

Contexte de l'étude

- 3.1 La régulation des activités d'infrastructure réseau est en permanente évolution afin de s'adapter aux changements de contexte et aux nouveaux enjeux des acteurs régulés. Ainsi, le secteur énergétique français et européen connaît de profondes évolutions, à savoir (i) l'introduction de nouveaux usages de consommation ; (ii) la prise en compte des objectifs en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre ; et enfin (iii) le développement des énergies de sources renouvelables.
- 3.2 Ces évolutions ont des implications sur la manière dont les réseaux de transport et de distribution d'électricité doivent être utilisés et modernisés. Les régulateurs ont un rôle important à jouer dans cette révolution énergétique. Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont ainsi à repenser à la lumière des enjeux de la transition énergétique. A titre d'exemple, les nouveaux tarifs doivent inciter les gestionnaires de réseau à opter dès à présent pour les technologies intelligentes, en dépit du risque inhérent aux nouvelles technologies. Ces tarifs doivent également inciter les gestionnaires à investir dès à présent dans la modernisation des réseaux pour permettre une intégration rapide du réseau européen.
- 3.3 Dans ce contexte, la mise en œuvre d'une régulation incitative de la continuité d'alimentation vise à garantir que les gains de productivité des gestionnaires de réseaux n'aient pas pour contrepartie une baisse de la qualité du service, et de l'alimentation en particulier. Elle garantit ainsi qu'un niveau de qualité socio économiquement désirable est atteint¹³.
- 3.4 En France, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a pour mission de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel, au bénéfice des consommateurs finals. Elle décide des évolutions en niveau et en structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) pour encourager les gestionnaires de réseaux de distribution et de transport à améliorer leurs performances. S'agissant de la régulation incitative de la qualité, la CRE explique son introduction de la manière suivante :

¹³ Pour une revue de littérature sur le sujet voir Joskow (2008), Spence, M. (1975), Sheshinski, E. (1976), Ter-Martirosyan, A. (2003) et Fraser, R. (1994).

« La qualité offerte par les gestionnaires de réseaux est une des contreparties des tarifs payés par les utilisateurs. Afin de faire bénéficier les utilisateurs du meilleur niveau de qualité économiquement justifié, la qualité doit faire l'objet d'incitations à l'amélioration, au même titre que la maîtrise des coûts. La régulation incitative de la qualité vise également à éviter l'obtention de faux gains de productivité via une baisse de la qualité d'alimentation ou de la qualité de service. »

- 3.5 En 2009, dans le cadre de TURPE 3, la CRE a introduit un mécanisme de régulation incitative de la qualité d'alimentation s'appuyant sur la durée moyenne de coupure observée sur les réseaux publics de distribution et de transport d'électricité. Ce dispositif a été reconduit et adapté en 2013 lors de l'introduction du TURPE 4.
- 3.6 Dans le cadre des évolutions tarifaires prochaines, la CRE souhaite analyser le fonctionnement des mécanismes de régulation incitative de la continuité d'alimentation mis en œuvre dans les tarifs d'utilisation des réseaux depuis TURPE 3. Il s'agit d'identifier les évolutions potentielles de ces dispositifs au regard des enjeux de la transition énergétique.

Objectif de l'étude

- 3.7 L'étude a pour objectif d'analyser, pour les gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité RTE, ENEDIS, les ELD desservant plus de 100 000 clients (Electricité de Strasbourg, URM, SRD et Gérédis Deux-Sèvres) ainsi qu'EDF SEI, les données historiques des indicateurs relatifs aux mécanismes de régulation incitative de la continuité d'alimentation.
- 3.8 Sur la base de cette analyse, nous proposons une évolution du mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation pour la période du TURPE 5.
- 3.9 Notre approche s'articule autour de deux grandes étapes :
- Etape 1 : Comparer les mécanismes de régulation incitative de la qualité d'alimentation des utilisateurs des réseaux de transport et de distribution d'électricité mis en place dans certains pays européens, avec un focus sur cinq pays européens (l'Italie, le Royaume-Uni, l'Allemagne, l'Espagne et la Suède).
 - Etape 2 : Proposer une évolution de la cible et de la force des incitations des mécanismes français en vue du TURPE 5. Cette proposition s'appuiera sur le fondement des pratiques observées dans les pays étudiés lors de l'étape 1 ainsi que de la littérature économique existante sur le sujet.
- 3.10 En préambule de l'analyse développée dans les sections suivantes, nous donnons une présentation générale du cadre français de régulation incitative, laquelle propose (i) une revue succincte des incitations mises en place par la CRE ; ainsi qu' (ii) une revue exhaustive des mécanismes propres à la qualité d'alimentation pour les réseaux public de distribution et de transport.

Présentation du cadre français de régulation incitative

- 3.11 Conformément aux dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie¹⁴, la CRE se prononce sur les évolutions des tarifs d'utilisation des infrastructures de transport et de distribution d'électricité. La CRE transmet ses décisions aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Dans un délai de deux mois à compter de la transmission des nouveaux tarifs, le gouvernement peut, s'il estime que la délibération de la CRE ne tient pas suffisamment compte des orientations de la politique énergétique, demander une nouvelle délibération.

Revue succincte des incitations mises en place par la CRE

- 3.12 Les tarifs en vigueur d'utilisation des réseaux publics d'électricité comprennent un cadre de régulation qui incite les gestionnaires de réseaux à améliorer leur efficacité sans pour autant dégrader la qualité du service rendu.
- 3.13 Les tarifs en vigueur intègrent ainsi des mécanismes de régulation incitative portant sur trois volets différents :
- Une régulation incitative des charges d'exploitation : le montant des charges nettes d'exploitation qui est compensé par le tarif évolue chaque année, à partir d'un niveau de référence, selon l'inflation et un coefficient d'évolution annuel. Ce coefficient intègre un objectif de productivité.
 - Une régulation incitative des investissements : le montant des investissements nécessaires à l'amélioration du fonctionnement du marché français et à son intégration au sein du marché européen est entièrement compensé par le tarif.
 - Une régulation incitative de la qualité qui a pour objectif d'améliorer la qualité d'alimentation et de service pour les utilisateurs des réseaux. Il s'agit d'un système de bonus-malus reposant sur des indicateurs de qualité définis par la CRE.
- 3.14 Dans la suite, nous nous intéressons plus particulièrement au mécanisme de régulation incitative de la qualité d'alimentation.

Revue du dispositif d'incitation de la qualité d'alimentation

- 3.15 L'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que la CRE « *peut prévoir [...] des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances* ». Néanmoins, les gains de productivité réalisés par les gestionnaires de réseaux ne doivent pas être faits au détriment du niveau de qualité offert aux utilisateurs.

¹⁴ Code de l'énergie, <https://www.legifrance.gouv.fr/>

- 3.16 La qualité de l'électricité se décline selon trois volets bien distincts, à savoir la continuité d'alimentation, la qualité de l'onde de tension, et la qualité de service¹⁵ :
- La continuité d'alimentation recouvre les coupures, subies par les utilisateurs. Il existe un certain nombre de critères pour classer ces coupures. Une distinction est notamment faite entre coupures programmées et coupures non programmées, et entre coupures longues (supérieures à 3 minutes) et coupures brèves (entre 1 seconde et 3 minutes).
 - La qualité de l'onde de tension recouvre les perturbations liées à la forme de l'onde de tension délivrée par le réseau, susceptibles d'altérer le fonctionnement des appareils électriques raccordés au réseau, voire de les endommager.
 - La qualité de service caractérise la relation entre un utilisateur et son gestionnaire de réseau, ainsi qu'éventuellement son fournisseur (délai de (re)mise en service, délai de réponse aux réclamations, relevés semestriels sur index réels, tenue des horaires de rendez-vous, etc.)¹⁶.
- 3.17 Pour chacun de ces volets (exception faite de la qualité de l'onde de tension), la CRE met en œuvre un dispositif d'incitation financière de type bonus-malus. Ce dispositif repose sur le suivi d'indicateurs de qualité préalablement définis. Plus précisément, la CRE fixe des objectifs de qualité que les gestionnaires de réseaux doivent respecter. Si les retours d'expérience indiquent que les objectifs de qualité sont respectés ou même dépassés, le gestionnaire de réseau se verra accorder un bonus. Au contraire, si les retours d'expérience sont mauvais, le gestionnaire devra s'acquitter d'une pénalité.
- 3.18 En particulier, le TURPE 4 prévoit la mise en œuvre d'incitations financières relatives au suivi de la continuité de l'alimentation. La CRE a ainsi reconduit en 2013 deux mécanismes incitatifs de qualité d'alimentation, un pour le réseau BT (basse tension) / HTA (moyenne tension) et un autre pour le réseau HTB (transport).

Réseau de distribution

- 3.19 S'agissant de la régulation incitative de qualité d'alimentation pour le réseau BT¹⁷, la CRE a mis en place un schéma incitatif – dont sont exemptés les Entreprises Locales de Distribution (ELD) et EDF SEI – de type bonus-malus sur la base de la durée moyenne de

¹⁵ <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/qualite-de-l-electricite>

¹⁶ Lors de l'introduction de TURPE 4, le dispositif incitatif a été étendu aux Entreprises Locales de Distribution (ELD) de plus de 100 000 clients et à EDF SEI. Les incitations financières, portant sur un certain nombre d'indicateurs, sont complétées par le suivi d'indicateurs complémentaires.

¹⁷ CRE (2013), « *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT* », <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/turpe-4-hta-ou-bt>

coupure¹⁸(ou critère B). Précisément, le niveau de l'incitation financière de l'année N est donné par la formule suivante¹⁹ :

$$I_N = F \times (DCM_{Nref} - 34) \times \ln \left(\frac{DCM_N - 34}{DCM_{Nref} - 34} \right)$$

3.20 Où :

- DCM_N est la durée moyenne de coupure de l'année N. Elle est donnée par le ratio (i) de la durée de coupure des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N. La DCM_N est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
- DCM_{Nref} est la durée moyenne de référence de l'année N. Elle est fixée à 68 minutes pour 2014 puis abaissée de 1 minute par an en cohérence, notamment, avec la trajectoire d'investissement d'ENEDIS.
- F est la force de l'incitation, fixée à 4,3 M€/minute (contre 4 M€/minute dans le cadre du TURPE 3).

3.21 Afin de limiter le risque financier pour les gestionnaires de réseau, le périmètre des coupures retenu exclut les événements exceptionnels. Ces événements sont clairement identifiés dans le TURPE 4. Il s'agit (i) des destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ; (ii) des dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers ; (iii) des catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ; (iv) l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport ; (v) les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics ; et enfin (vi) les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle.

3.22 Par ailleurs, l'incitation financière est plafonnée sur la base de la valorisation de l'énergie non distribuée qui ressort de l'étude menée par RTE en 2011²⁰. Le niveau du plafond/plancher est actuellement de 54,2 M€ (contre 50 M€ dans le cadre du TURPE 3).

3.23 Il convient de noter l'absence de régulation incitative de la qualité d'alimentation pour le réseau HTA.

¹⁸ La CRE suit également d'autres indicateurs (ex. la fréquence de coupure) qui ne sont pas directement intégrés dans le mécanisme d'incitation financière pour le réseau de distribution.

¹⁹ Voir note de bas de page 17.

²⁰ RTE (2011), « *Quelle valeur attribuer à la qualité de l'électricité ?* », https://eco2mix.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/alaune/RTE_END_BD.pdf

Réseau de transport

3.24 S'agissant de de la régulation incitative de qualité d'alimentation pour le réseau HTB²¹, la CRE a mis en place un schéma incitatif de type bonus-malus sur la base de la durée moyenne de coupure et la fréquence moyenne de coupure. Précisément, le niveau de l'incitation financière de l'année N est donné par la formule suivante :

$$I_N = 10,4 \times DCM_{Nref} \times \ln\left(\frac{DCM_N}{DCM_{Nref}}\right) + 72,0 \times FMC_{Nref} \times \ln\left(\frac{FMC_N}{FMC_{Nref}}\right)$$

3.25 Où :

- DMC_N est la durée moyenne de coupure de l'année N. Elle est donnée par le ratio (i) de l'énergie non distribuée – déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels mais incluant les délestages pour des causes liées au réseau de transport public – par (ii) la puissance moyenne acheminée.
- DMC_{ref} est la durée moyenne annuelle de coupure de référence, exprimée en minutes. Sa valeur est fixée à 2,4 minutes pour toute la durée de la période tarifaire.
- FMC_N est la fréquence moyenne de coupure de l'année N. Elle est donnée par le ratio (i) du nombre de coupures longues et brèves sur l'année N – déterminé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels²² – par (ii) le nombre d'installations raccordées au réseau de transport au 31 décembre de l'année N.
- FMC_{ref} est la fréquence moyenne annuelle de coupure de référence. Sa valeur est fixée à 0,6 coupure pour toute la durée de la période tarifaire.

3.26 Les paramètres de la force des incitations sur la durée moyenne de coupure et sur la fréquence moyenne de coupure correspondent à 50 % des valeurs utilisées en planification de réseau, ces dernières étant respectivement de 26 €/kWh et de 3 €/kW. Ces éléments conduisent à une incitation sur la durée moyenne de coupure de 10,4 M€/minute (à comparer à 9,6 M€/minute dans le cadre des précédents tarifs) et une incitation sur la fréquence moyenne de coupure de 72,0 M€/coupure.

3.27 Le montant du plafond des incitations est fixé à 30 M€.

²¹ CRE (2013), « *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 avril 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB* », <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/turpe-4-htb2>

²² Voir paragraphe 3.21.

Evolution du cadre de régulation de la qualité d'alimentation

- 3.28 S'agissant de l'évolution du cadre de régulation incitative de la qualité d'alimentation, on distingue deux changements majeurs au cours des dernières années, à savoir (i) l'introduction de schéma de type bonus/malus relatif à la qualité d'alimentation dans le TURPE 3 ; et (ii) l'évolution et les amendements intégrés dans le TURPE 4. S'agissant du second point, le Tableau 2 ci-dessous identifie les principales évolutions.

Tableau 2 : Evolution et amendements, régulation de la qualité d'alimentation.

	TURPE 3	TURPE 4
Réseau de distribution (ENEDIS)		
Durée moyenne de coupure	Cible : 52 min (2012) Bonus/Malus : 4 M€/min Plafond : 50 M€	Cible : 68 min (2014) Bonus/Malus : 4,3 M€/min Plafond : 54,2 M€
Coupures longues	Pénalités ⁽ⁱ⁾ : 2 % Plafond : Part fixe	Pénalités ⁽ⁱ⁾ : 20 % Plafond : 50 M€
Réseau de transport (RTE)		
Durée moyenne de coupure	Cible : 2,4 min Bonus/Malus : 9,6 M€/min Plafond : 20 M€	Cible : 2,4 min Bonus/Malus : 10,4 M€/min Plafond : 30 M€
Fréquence moyenne de coupure	<u>Pas d'incitation</u>	Cible : 0,6 Bonus/Malus : 10,4 M€/min Plafond : 72 M€/coupure

Note : (i) En % de la part fixe annuelle du TURPE par période de 6 heures.
Source : CRE.

Mécanismes complémentaires

- 3.29 Le cadre français prévoit également des mécanismes de compensations individuelles.
- 3.30 En plus du schéma incitatif détaillé *supra*, la part fixe du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité fait l'objet d'un abattement forfaitaire en cas d'interruption de fourniture supérieure à 6 heures imputable à une défaillance du réseau public de transport ou d'un réseau public de distribution. Cet abattement est prévu (i) par le TURPE pour ENEDIS, les ELD et EDF SEI ; (ii) par le contrat d'accès au réseau de transport (CART) pour RTE.
- 3.31 S'agissant des réseaux de distribution :

- ENEDIS – En cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 6 heures due à une défaillance des réseaux publics qu'il gère²³, ENEDIS verse aux utilisateurs concernés une pénalité égale à 20 % – contre 2 % pour TURPE 3²⁴ – de la part fixe annuelle du TURPE par période de 6 heures. Depuis TURPE 4, la somme des compensations pouvant être versée à un utilisateur au cours d'une année civile n'est plus plafonnée. Il convient toutefois que cette incitation soit neutre en espérance pour ENEDIS et qu'elle ne lui fasse pas courir un risque financier inconsidéré. Ainsi, les tarifs couvrent un montant de pénalité de 25 M€ par an. En outre, les sommes versées par ENEDIS au-delà d'un plafond de 50 M€ par an sont compensées à ENEDIS *via* le Compte de Régulation des Charges et des Produits (CRCP).
- ELD et EDF SEI – En cas d'interruption d'alimentation d'une durée supérieure à 6 heures due à une défaillance des réseaux publics de distribution d'électricité, le gestionnaire de ces réseaux verse aux utilisateurs concernés une pénalité égale à 2 % de la part fixe annuelle du TURPE par période de 6 heures²⁵. Toutefois, la somme des pénalités versées à un utilisateur au cours d'une année civile ne peut être supérieure à cette part fixe annuelle.

3.32 Dans les deux cas, le périmètre des défaillances prises en compte pour les interruptions longues comprend les interruptions consécutives aux événements exceptionnels.

3.33 S'agissant du réseau de transport :

- RTE – En plus de ce mécanisme, la part fixe du tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité fait l'objet d'un abattement forfaitaire en cas d'interruption de fourniture supérieure à 6 heures. Le gestionnaire de ces réseaux verse aux utilisateurs concernés une pénalité égale à 2 % de la part fixe annuelle du TURPE par période de 6 heures. Toutefois, la somme des pénalités versées à un utilisateur au cours d'une année civile ne peut être supérieure à cette part fixe annuelle. Les contrats d'accès au réseau prévoient en outre que RTE indemnise les utilisateurs de l'ensemble des préjudices réels, directs et certains au-delà de seuils d'engagement de durée de coupure²⁶.

²³ A l'exception de celles causées par des travaux sur les réseaux et de celles occasionnées par un incident sur le réseau public de transport.

²⁴ La CRE a considéré en 2010 que cet abattement était nettement trop bas, notamment en comparaison des dispositifs mis en œuvre par les autres pays européens. Cependant, la CRE a considéré que la modification du dispositif était prématurée pour les ELD.

²⁵ *Ibid.*

²⁶ CRE (2015), « *Délibération du 7 octobre 2015 portant approbation du modèle de contrat d'accès au réseau public de transport d'électricité pour les clients 'consommateurs'* », <http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/reseau-public-de-transport-d-electricite2>

Section 4

Revue des expériences européennes

Introduction

Objectifs du benchmark

- 4.1 L'analyse des mécanismes de régulation incitative de la qualité d'alimentation mis en place à travers l'Europe doit permettre de tirer des enseignements pour repenser la calibration du système français, en faisant ressortir les éléments communs mais également les points de dissemblance.
- 4.2 Sur la base de documents publics (publiés par le Conseil européen des régulateurs de l'énergie – CEER – ou les régulateurs), nous dressons dans cette section un panorama général des mécanismes de régulation incitative de la continuité d'alimentation en Europe. Nous étudions ensuite – dans le détail – cinq pays, dont le Royaume-Uni, l'Allemagne et l'Italie. Ces pays avaient été identifiés par les services de la CRE. S'agissant des deux pays additionnels, nous nous sommes appuyés sur le panorama européen pour identifier les pays les plus pertinents, sur la base duquel, en accord avec les services de la CRE, nous avons retenu l'Espagne et la Suède.

Limites de l'exercice

- 4.3 En préambule, il convient de mentionner que la comparaison européenne des mécanismes de régulation incitative s'avère être un exercice difficile. Nous identifions deux principales raisons, à savoir (i) la grande disparité des caractéristiques précises des cadres de régulation incitative ; et (ii) l'accès à l'information.
- 4.4 *Premièrement*, la grande disparité des mécanismes incitatifs rend impossible leur comparaison « absolue ». Ainsi, nous identifions quatre principales sources de différences susceptibles de créer un biais dans la comparaison :
- Choix des indicateurs – Les pays européens utilisent des indicateurs et des méthodes de pondération différentes lors de l'évaluation des coupures.
 - Périmètre des indicateurs – Les caractéristiques précises des indicateurs varient significativement d'un pays à l'autre. En particulier, les éléments suivants font l'objet de traitement particulier : (i) la définition du type de coupures (longues, brèves ou transitoires) ; (ii) la distinction ou non des coupures planifiées et non planifiées ; ou encore (iii) l'exclusion de certaines coupures (par exemple consécutives à des événements exceptionnels).

- Niveau de granularité des indicateurs – Suivant les pays, les mesures de la qualité d'alimentation sont ventilées suivant les caractéristiques techniques du réseau, à savoir (i) la densité de charge (réseaux ruraux/urbains) ; (ii) la zone géographique (topologie) ; ou encore (iii) le niveau de tension de raccordement.
- Définition des événements exceptionnels exclus du calcul des indicateurs – La définition des événements considérés comme exceptionnels est propre à chaque pays. Certains pays ont une approche statistique, tandis que d'autres se concentrent sur la définition de causes jugées exceptionnelles.

4.5 La comparaison « absolue » est encore compliquée par les différences dans la structure des réseaux qui se manifestent par exemple en termes de (i) définition des niveaux de tension ; (ii) longueur des réseaux ; (iii) taux d'enfouissement ; (iv) densité de charge ; et (v) nombre de gestionnaires de réseau.

4.6 *Deuxièmement*, les motivations sous-jacentes à la mise en place des mécanismes incitatifs ne sont généralement pas explicitées dans les documents publics. Pour pallier cette difficulté, nous avons effectué des entretiens ciblés avec les régulateurs, ainsi que certains gestionnaires de réseau des pays faisant l'objet d'une étude de cas spécifique. La liste des contacts avec lesquels FTI-CL Energy a pu échanger sur les dispositifs de régulation de la continuité d'alimentation est donnée dans le Tableau 48, en Annexe A du présent rapport.

Panorama européen général

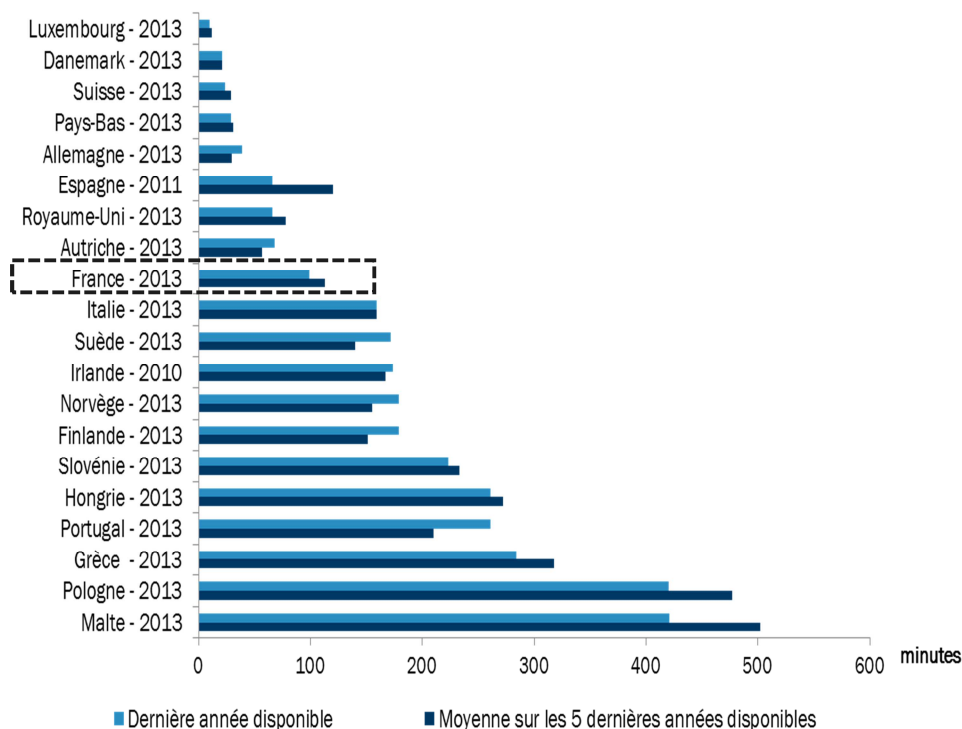
4.7 Dans la suite, nous dressons un panorama général de la qualité d'alimentation en Europe.

Niveaux de continuité d'alimentation

4.8 Les niveaux de continuité d'alimentation au niveau européen sont régulièrement publiés par le CEER dans le cadre de rapports sur l'état des pratiques de régulation concernant la qualité des réseaux de distribution et de transport d'électricité²⁷. La Figure 1 présente la durée de coupure moyenne des clients raccordés aux réseaux de distribution, telle qu'observée en 2013.

²⁷ CEER, « *Benchmarking Reports on the Quality of Electricity Supply* ».

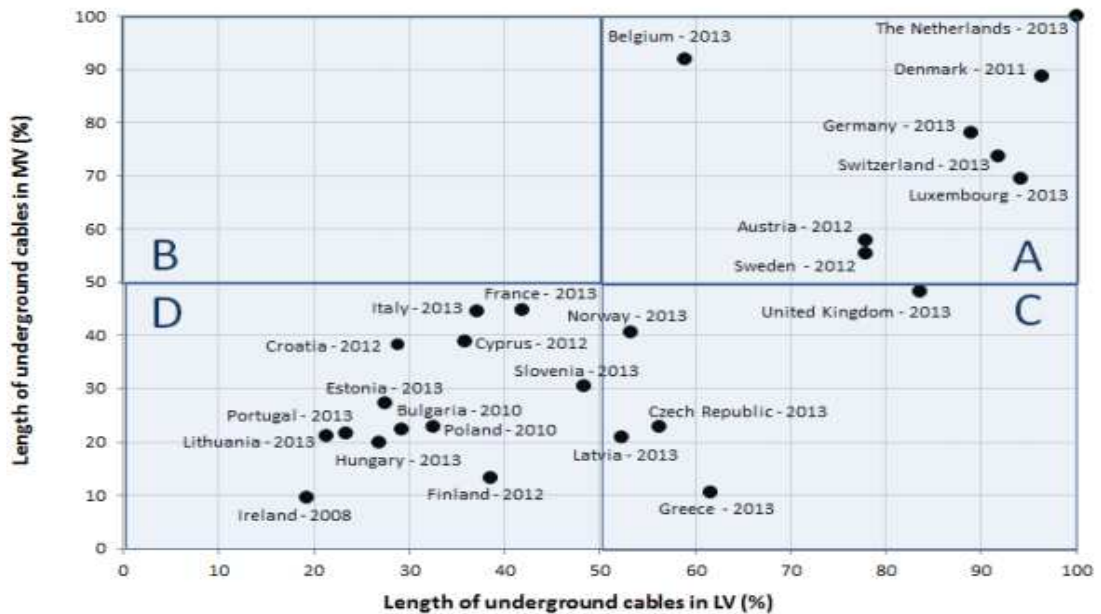
Figure 1 : Durée de coupure moyenne des clients raccordés aux réseaux de distribution, 2013.



Notes : Les séries en couleur claire correspondent à la durée de coupure pour la dernière année disponible, tandis que les séries en couleur foncée représentent la moyenne sur les cinq dernières années.
 Source : CEER (2015), « Benchmarking Report 5.2 on the Continuity of Electricity Supply ».

- 4.9 La France apparaît ainsi dans le premier tiers du classement et dans la moyenne des pays d'Europe de l'Ouest, même si le temps de coupure moyen y est plus élevé qu'en Suisse, en Allemagne ou au Royaume-Uni.
- 4.10 Néanmoins, malgré une certaine homogénéité dans les approches de calcul retenues, l'interprétation de ces résultats et la comparaison des différents systèmes s'avèrent être un exercice complexe. Précisément, comme expliqué *supra*, des différences en termes de régulation incitative et de définition précise des indicateurs combinées à une forte hétérogénéité en termes de structure des réseaux rendent difficile l'analyse comparative des niveaux réels de continuité d'alimentation.
- 4.11 A titre d'illustration, la Figure 2 ci-dessous présente la diversité des réseaux de distribution en ce qui concerne le taux d'enfouissement des câbles, lequel a un impact certain sur le niveau de qualité.

Figure 2 Taux d'enfouissement des câbles sur les niveaux de basse (« *low voltage* » ou LV) et moyenne (« *medium voltage* » ou MV) tensions des réseaux de distribution européens, 2011-2013.

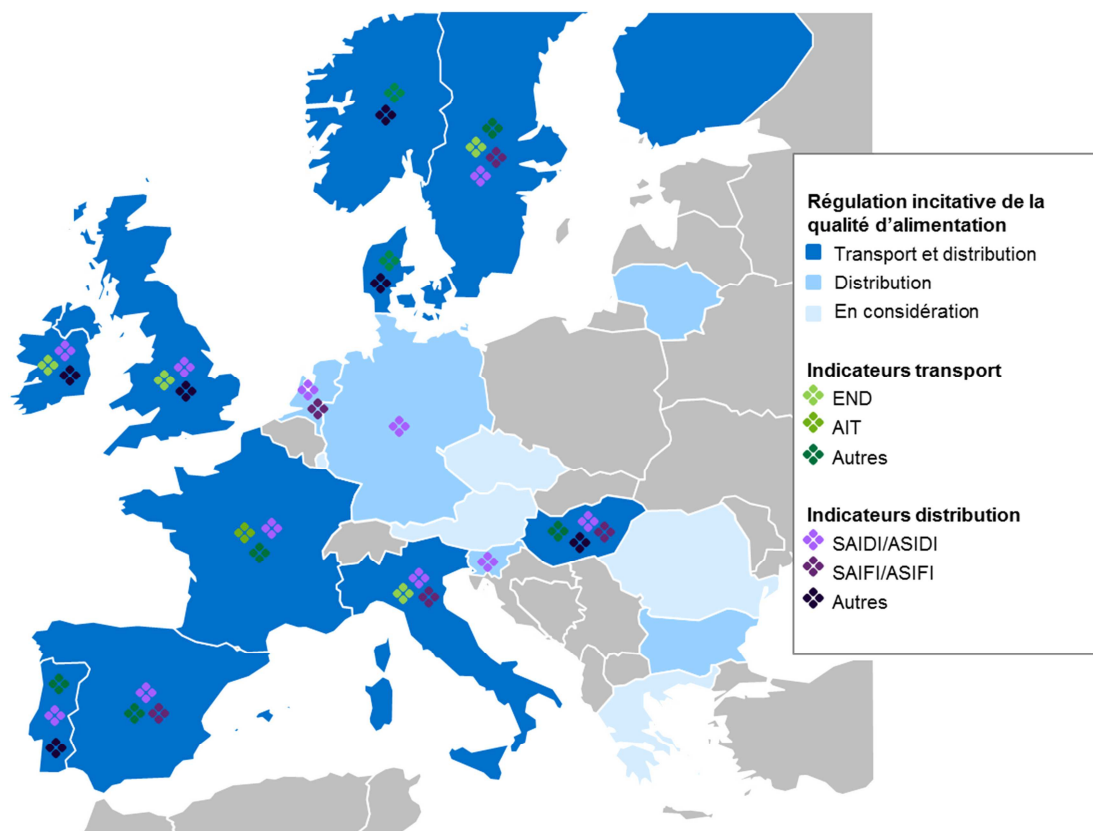


Source : CEER (2013).

Régulation incitative de la qualité d'alimentation

- 4.12 La plupart des pays européens ont introduit des mécanismes de régulation incitative de la qualité d'alimentation soit pour la distribution, soit pour le transport, soit pour les deux niveaux de réseaux. La Figure 3 ci-dessous présente les schémas incitatifs adoptés ainsi que les indicateurs incités.

Figure 3 : Mécanismes incitatifs de la qualité d'alimentation en Europe.



Notes : (i) Pour le transport, l'indicateur « END » correspond à l'énergie non distribuée et l'indicateur « AIT » au temps moyen de coupure (« Average Interruption Time »).
(ii) Pour la distribution, les indicateurs « SAIDI/ASIDI » correspondent à la durée moyenne de coupure et les indicateurs « SAIFI/ASIFI » à la fréquence moyenne de coupure.

Source : CEER (2011), régulateurs nationaux

Carte : FTI-CL Energy.

4.13 En définitive, l'analyse des mécanismes incitatifs de la qualité d'alimentation en Europe révèle que :

- La majorité des pays incite à la fois la distribution et le transport. Seuls l'Allemagne, les Pays-Bas, la Slovaquie et la Lituanie incitent seulement la distribution.
- Les principaux indicateurs utilisés sont la durée et la fréquence moyenne de coupure – telles que mesurées par (i) les indices SAIDI²⁸ et SAIFI²⁹ au niveau du réseau de

²⁸ Le SAIDI, ou « System Average Interruption Duration Index », représente la durée moyenne de coupure par an et par client, en minutes ou en heures. Il s'agit de la somme des temps de rétablissement de l'alimentation pour chaque coupure longue multipliée par le nombre de clients coupés pour chacun de ces événements, divisée par le nombre total de clients.

²⁹ Le SAIFI, ou « System Average Interruption Frequency Index », représente la fréquence annuelle moyenne de coupures longues par utilisateur dans une zone prédéfinie, en minutes ou en heures. Il

distribution³⁰ ; et (ii) les indices END (énergie non distribuée) et TCE (temps de coupure équivalent) pour le réseau de transport. Les indicateurs de la distribution sont parfois différenciés par zone territoriale, comme c'est le cas en Italie et en Espagne.

- Le niveau de référence des indicateurs de continuité d'alimentation est généralement déterminé sur la base de tendances historiques ou par comparaison des performances entre gestionnaires (« *Yardstick competition* »). Seule la Norvège adopte une approche alternative, en déduisant directement du revenu des gestionnaires le coût de l'énergie non distribuée calculé pour différents groupes de consommateurs. Du fait de l'organisation historique de la gestion des réseaux et des périmètres variables des coupures prises en compte, les niveaux absolus des cibles varient significativement d'un pays à l'autre.
- En ce qui concerne la force des incitations, les régulateurs optent en majorité pour des mécanismes de type bonus-malus (symétriques et centrés en espérance). Cependant, il existe également des exceptions. Les schémas au Danemark et en Hongrie ne prévoient ainsi pas de bonus.
- A l'exception de la Norvège qui ne prévoit pas de limitation, les bonus-malus sont plafonnés dans tous les pays. Le plancher/plafond est exprimé en valeur absolue du revenu des gestionnaires en France, au Portugal et en Slovénie. Dans les autres pays, il correspond généralement à un pourcentage maximum du revenu autorisé du gestionnaire. En Italie et en Espagne, les niveaux de plafond/plancher sont asymétriques (plus de bonus que de malus dans le cas de l'Italie et plus de malus que de bonus dans le cas de l'Espagne).
- Enfin, la majorité des pays étudiés disposent de mécanismes complémentaires de compensation des utilisateurs pour des coupures dont la durée et/ou le nombre dépassent des seuils garantis. Seuls l'Allemagne et le Danemark ne semblent pas avoir de dispositif de ce genre. Au Danemark, des seuils minimaux entrent néanmoins en compte dans le schéma incitatif des gestionnaires de réseau. L'indemnisation en cas de non-respect des standards peut prendre la forme : (i) de montants forfaitaires (comme c'est le cas au Royaume-Uni, en Irlande, en Italie et en Norvège) ; ou encore (ii) d'abattements sur le tarif de réseau.

Motivation des études de cas

- 4.14 A l'issue du panorama général, nous avons identifié six pays candidats pouvant faire l'objet d'une étude de cas approfondie, à savoir l'Irlande, l'Espagne, le Portugal, la Suède, la Norvège et le Danemark³¹.

s'agit du nombre total de coupures longues divisé par le nombre total de clients desservis de la zone concernée.

³⁰ Ces indices de base sont rapportés dans presque tous les pays, quoique sous des noms différents et avec des méthodes différentes de pondération des coupures.

- 4.15 Après validation avec les services de la CRE, nous avons décidé d'effectuer des études de cas spécifiques pour la Suède et l'Espagne, en complément des pays identifiés par la CRE (Royaume-Uni, Italie et Allemagne).

Etudes de cas spécifiques : Royaume-Uni, Allemagne, Italie, Suède et Espagne

Caractéristiques des réseaux

- 4.16 Les caractéristiques physiques des réseaux et la structure de leur gestion présentent une forte diversité à travers les pays étudiés. Cette section vise à donner un aperçu général de l'hétérogénéité en termes de : (i) niveaux de tension ; (ii) longueur des réseaux ; (iii) taux d'enfouissement ; et (iv) nombre de gestionnaires.
- 4.17 Le Tableau 3 ci-dessous présente les limites des niveaux de basse, moyenne, haute et très haute tensions, ainsi que la délimitation entre distribution et transport.

Tableau 3 : Niveaux de tension et limite du périmètre Distribution / Transport.

Pays	Distribution			Transport
	Basse tension	Moyenne tension	Haute tension	Très haute tension
France	< 1 kV	< 50 kV		> 50 kV
Royaume-Uni	< 22 kV	< 132 kV		> 132 kV
Allemagne	< 1 kV	< 72,5 kV	< 125 kV	> 125 kV
Italie	< 1 kV	< 35 kV	< 150 kV	> 150 kV
Suède	< 20 kV	< 130 kV		> 130 kV
Espagne	< 1 kV	< 36 kV	< 220 kV	> 220 kV

Source : Régulateurs nationaux et gestionnaires de réseaux.

- 4.18 La définition des niveaux de tension varie ainsi fortement d'un pays à l'autre. La basse tension, généralement jusqu'à 1 kV, est plus large au Royaume-Uni et en Suède, où elle couvre les réseaux jusqu'à environ 20 kV. Dans ces pays, la moyenne et la haute tension sont confondues, par opposition à l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne où une distinction est faite entre ces deux niveaux. La limite entre haute et très haute tension est généralement située autour de 130 kV, sauf en Espagne où la haute tension couvre les réseaux jusqu'à 220 kV.
- 4.19 De même, la délimitation entre distribution et transport est inégale. Tandis que la basse, moyenne et haute tensions sont opérées par les gestionnaires de distribution au Royaume-Uni, en Allemagne, en Italie et en Espagne, il existe en Suède des gestionnaires de réseaux

³¹ Les Pays-Bas n'incitant pas le transport et l'acquisition d'informations sur le mécanisme hongrois semblant délicate, ces deux pays ont donc été exclus. Les avantages et les inconvénients des six pays identifiés sont rapportés dans le Tableau 50 de l'Annexe B du présent rapport.

régionaux qui opèrent la moyenne-haute tension, niveau intermédiaire entre transport et distribution. En France, le gestionnaire de réseau de transport est responsable des réseaux de haute et très haute tension, à partir de 50 kV.

- 4.20 S'agissant de la longueur des réseaux de basse et moyenne tensions ainsi que leur taux d'enfouissement, le Tableau 4 présente les chiffres clés pour les pays étudiés.

Tableau 4 : Longueur des réseaux de basse et moyenne tensions et taux d'enfouissement.

Pays	Basse tension		Moyenne tension	
	Longueur (km)	Taux d'enfouissement	Longueur (km)	Taux d'enfouissement
France	701 901	42 %	622 187	45 %
Royaume-Uni	391 514	84 %	325 912	48 %
Allemagne	1 156 785	89 %	509 866	78 %
Italie	852 835	37 %	387 730	44 %
Suède	310 407	78 %	195 712	55 %
Espagne	50 287	21 %	276 443	69 %

Notes : Les valeurs sont celles de l'année 2013, sauf pour l'Espagne (2009 pour la basse tension et 2011 pour la moyenne tension).

Source : CEER (2013, 2015).

- 4.21 L'Allemagne, le Royaume-Uni et la Suède présentent des taux d'enfouissement des réseaux très élevés, en particulier pour la basse tension. L'Italie a des caractéristiques relativement proches de la France, avec environ 40 % des réseaux de basse et moyenne tensions souterrains en 2013.

- 4.22 La structure de gestion des réseaux varie en outre de manière significative entre les pays, en particulier pour la distribution. A cet égard, le Tableau 5 fait état du nombre de gestionnaires pour la distribution et le transport.

Tableau 5 : Nombre de gestionnaires de réseaux de distribution et transport.

Pays	Distribution		Transport
	Nombre de gestionnaires	Dont desservant plus de 100 000 clients	Nombre de gestionnaires
France	~160	5	1
Royaume-Uni	21	14	3
Allemagne	883	103	4
Italie	151	10	1
Suède	~170	N/A	6
Espagne	342	17	1

Source : CEER, Commission européenne (2015).

- 4.23 Le nombre de gestionnaires de distribution est fortement lié à l'organisation historique des systèmes électriques. En Allemagne en particulier, le grand nombre de gestionnaires provient de la tradition des « *Stadtwerke* », entreprises locales intégrées. Pour le transport, il

existe en général un gestionnaire unique. Les exceptions à ce modèle sont le Royaume-Uni, avec trois gestionnaires³² et l'Allemagne, avec quatre gestionnaires³³. En Suède, cinq gestionnaires opèrent les réseaux régionaux, qui correspondent à une interface entre transport et distribution. Il y a un seul gestionnaire du réseau de transport national³⁴.

- 4.24 Comme discuté *supra*, **les études de cas confirment la forte hétérogénéité en termes de structure des réseaux, laquelle rend difficile l'analyse comparative des niveaux réels de continuité d'alimentation.**

Indicateurs de continuité d'alimentation

Indicateurs incités et suivis

- 4.25 Tous les pays étudiés ont des mécanismes incitatifs à la fois pour la distribution et pour le transport, l'exception étant l'Allemagne qui n'incite pas le transport. A titre d'illustration, le Tableau 6 présente les indicateurs incités ainsi que les indicateurs supplémentaires suivis dans le cadre de la régulation de la continuité d'alimentation.

Tableau 6 : Indicateurs incités et suivis.

Pays	Distribution		Transport	
	Incitation	Suivi	Incitation	Suivi
France	Durée	Fréquence	Durée Fréquence	-
Royaume-Uni	Durée Fréquence	-	END ⁽ⁱ⁾	-
Allemagne	Durée	-	-	-
Italie	Durée Fréquence	-	ENDR ⁽ⁱⁱ⁾	-
Suède	Durée Fréquence Nombre de clients avec plus de 4 coupures par an	-	END Puissance non servie	-
Espagne	Durée Fréquence	-	Taux de disponibilité	END ⁽ⁱ⁾ Durée

Notes : (i) END = Energie Non Distribuée ;(ii) ENDR = Energie Non Distribuée de Référence. Cet indicateur est obtenu en appliquant une fonction de limitation aux volumes d'énergie non distribuée sur le réseau de

³² National Grid pour la majorité du territoire, Scottish Power Transmission Ltd et Scottish Hydro Electric Transmission Ltd pour l'Ecosse.

³³ Amprion pour la zone nord-ouest, TenneT TSO pour la zone centrale, TransnetBW pour la zone sud-ouest et 50Hertz pour la zone est.

³⁴ Svenska Kraftnät.

transport. Cette fonction permet d'exclure les événements exceptionnels et d'obtenir une énergie non distribuée de « référence ». Le lecteur intéressé trouvera plus de précisions dans la fiche pays Italie, en annexe du présent document.

Source : *Régulateurs nationaux.*

- 4.26 S'agissant de la distribution, tous les pays ont des indicateurs correspondant à la durée ou à la fréquence de coupure. La France et l'Allemagne sont les seuls pays à n'inciter que la durée de coupure. La Suède a d'autre part récemment introduit un indicateur du nombre de clients ayant subi plus de 4 coupures par an, afin d'inciter les gestionnaires à améliorer les niveaux globaux de continuité sans délaissier les zones où cette amélioration serait plus difficile à atteindre.
- 4.27 Pour le transport, on observe une plus grande diversité, avec par exemple le taux de disponibilité des installations en Espagne ou un indicateur de puissance non servie en Suède. La majorité des indicateurs se fonde néanmoins sur l'énergie non distribuée ou un indice dérivé de cette valeur. C'est le cas de la durée moyenne de coupure en France ou de l'énergie non distribuée de référence en Italie. Parmi les études de cas spécifiques, la France est le seul pays à inciter la fréquence.
- 4.28 En plus des indicateurs incités, la France prévoit le suivi de la fréquence de coupure pour la distribution. L'Espagne suit également l'énergie non distribuée et le temps moyen de coupure sur son réseau de transport.
- 4.29 En définitive, **les indicateurs retenus en France correspondent globalement à ceux utilisés en Europe.**
- Indicateurs incités*
- 4.30 Cette section vise à donner un aperçu général des indicateurs incités et de leur évolution depuis le début des années 2000.
- 4.31 Comme indiqué au paragraphe 4.10, la comparaison « absolue » du niveau des indicateurs dans les différents pays n'est pas pertinente, dans la mesure où on observe de fortes disparités en termes de paramètres de régulation incitative (en particulier sur le périmètre des coupures prises en compte) ainsi que de caractéristiques physiques des réseaux. Cependant, il est intéressant d'observer l'évolution générale du niveau de ces indicateurs.
- 4.32 Le Tableau 7 ci-dessous fait état de l'évolution des indicateurs pour la distribution.

Tableau 7 : Evolution des indicateurs pour la distribution.

Pays	Indicateur ⁽ⁱ⁾	Période de données	Dernier niveau disponible ⁽ⁱⁱ⁾	Moyenne 3 dernières années ⁽ⁱⁱ⁾	Evolution sur la période
France	« Critère B »	2006-2015	61 min	69 min	Pas de tendance marquée
Royaume-Uni	« Customer Minutes Lost »	2001-2015	45 min	51 min	Amélioration
	« Customer Interruptions »	2001-2015	50 %	54 %	Amélioration
Allemagne	SAIDI (réseaux BT)	2006-2014	2,2 min	2,4 min	Amélioration
	ASIDI (réseaux MT)	2006-2014	10 min	12 min	Amélioration jusqu'en 2009 puis maintien
Italie	« D ₁ »	2000-2014	37 min	39 min	Amélioration
	« N ₁ »	2004-2014	4	4,4	Amélioration
Suède	SAIDI (plan./non plan.)	2003-2013	115 / 18 min	129 / 17 min	Pas de tendance marquée
	SAIFI (plan./non plan.)	2003-2013	1 / 0,15	1,1 / 0,2	Pas de tendance marquée
Espagne	TIEPI	2003-2014	60 min	72 min	Amélioration
	NIEPI	2003-2014	1,1	2,4	Amélioration

Notes : (i) Les définitions des différents indicateurs sont renseignées dans le Tableau 49 dans l'Annexe B du présent rapport.

(ii) Les valeurs pour la France correspondent au niveau de continuité d'ENEDIS. Dans les autres pays, il s'agit d'une moyenne nationale pour tous les gestionnaires de réseau de distribution.

Source : Régulateurs nationaux.

4.33 Il ressort de cet aperçu général que le niveau des indicateurs pour la distribution s'est globalement amélioré depuis le début des années 2000. La tendance est plus indéterminée pour la France et la Suède.

4.34 L'évolution des indicateurs pour le transport est présentée dans le Tableau 8 ci-dessous.

Tableau 8 : Evolution des indicateurs pour le transport.

Pays	Indicateur ⁽ⁱ⁾	Période de données	Dernier niveau disponible ⁽ⁱⁱ⁾	Moyenne 3 dernières années ⁽ⁱⁱⁱ⁾	Evolution sur la période
France	Temps de coupure équivalent	2000-2015	7 min	4,3 min	Amélioration
	Fréquence moyenne de coupure	2000-2015	0,39	0,46	Amélioration
Royaume-Uni	Energie non distribuée	2007-2015	9 MWh 3 MWh 106 MWh	59 MWh 23 MWh 71 MWh	Pas de tendance marquée
Italie	Energie non distribuée de référence	2008-2015	1294 MWh	1321 MWh	Amélioration jusqu'à 2012, indéterminé depuis
Suède	Energie non distribuée	2007-2015	10 MWh	7 MWh	Maintien
	Puissance non service	2007-2015	31 MW	42 MW	Maintien
Espagne	Taux de disponibilité	2001-2015	98 %	98,1 %	Maintien

Notes : (i) Les définitions des différents indicateurs sont renseignées dans le Tableau 49 dans l'Annexe B du présent rapport.

(ii) Les valeurs indiquées correspondent aux niveaux de continuité des gestionnaires du réseau de transport national.

(iii) Les trois valeurs au Royaume-Uni correspondent respectivement à National Grid, Scottish Power Transmission Ltd et Scottish Hydro Electric Transmission Ltd.

Source : Régulateurs nationaux.

4.35 Depuis les années 2000, le niveau des indicateurs pour le transport s'est également globalement amélioré, ou maintenu à des niveaux élevés dans les pays comme la Suède ou l'Espagne.

Modification des indicateurs

4.36 Les **indicateurs introduits dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation ne sont, en général, pas remis en cause d'une période de régulation à l'autre**. Leur stabilité permet en effet à toutes les parties prenantes de disposer de valeurs comparables pour juger de l'amélioration ou de la dégradation de la qualité d'alimentation sur plusieurs années. En particulier, cette stabilité est importante pour les gestionnaires de réseaux, qui mettent en place des programmes d'investissement dont les effets se ressentent sur le long terme.

4.37 Il existe néanmoins une exception au Royaume-Uni. Avant l'introduction du nouveau modèle de régulation RIIO-T1 (« *Revenues = Incentives + Innovation + Output* » pour le transport) en 2013, seul National Grid était incité sur l'END, tandis que Scottish Power Transmission Ltd et Scottish Hydro Electric Transmission étaient incités sur le nombre de coupures. Le régulateur britannique a justifié cette évolution par la nécessité d'avoir un indicateur commun prenant en compte à la fois le nombre de coupures et l'énergie non distribuée. Il a été

considéré qu'un indicateur fondé uniquement sur le nombre de coupures ne donnait pas d'incitation à rétablir la fourniture aussi rapidement que possible³⁵.

Périmètre des coupures

- 4.38 Le périmètre des coupures retenues pour le calcul des indicateurs incités varie en termes de : (i) durée minimale / maximale des coupures ; (ii) prise en compte des coupures planifiées ; et (iii) traitement des événements exceptionnels.

Durée des coupures prises en compte

- 4.39 Les coupures sont classifiées en fonction de leur durée³⁶, à savoir (i) les coupures transitoires, ou microcoupures (inférieures à 1 seconde) ; (ii) les coupures brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) ; (iii) les coupures longues (supérieures à 3 minutes) ; et éventuellement (iv) les coupures très longues (seuils définis par chaque pays).
- 4.40 Le Tableau 9 fait état des coupures prises en compte pour le calcul des indicateurs incités dans les différents pays étudiés.

Tableau 9 : Coupures prises en compte dans le calcul des indicateurs.

Pays	Distribution	Transport
France	Longues	Brèves et Longues
Royaume-Uni	Longues	Longues
Allemagne	Longues	-
Italie	Longues	N/A
Suède	Longues (inférieures à 12h)	> 1 minute ⁽ⁱ⁾ (Energie non distribuée) > 100 ms (Puissance non servie)
Espagne	Longues	N/A

Notes : (i) 1 minute pour le gestionnaire du réseau de transport national, 3 minutes pour les gestionnaires de réseaux régionaux.

Source : Régulateurs nationaux.

- 4.41 S'agissant de la distribution, tous les pays étudiés prennent en compte les coupures supérieures à 3 minutes. En Suède, une durée maximale de 12h est également introduite dans la mesure où les coupures dépassant ce seuil font l'objet de compensations individuelles aux consommateurs. Le régulateur suédois estime en effet que les gestionnaires ne doivent pas être doublement impactés.
- 4.42 Certains pays précisent également l'origine des coupures comptabilisées dans les indicateurs. En Italie, seules les coupures ayant affecté les clients BT et provenant des

³⁵ Ofgem (2011), « *Strategy for RIIO-T1 – Outputs and incentives* ».

³⁶ Voir note de bas de page 27.

réseaux BT ou MT sont retenues. En Espagne, ce sont uniquement les coupures survenues sur le réseau de moyenne tension qui entrent dans le calcul du TIEPI et du NIEPI.

4.43 Aucun des pays étudiés n'incite les microcoupures. L'Italie et la Norvège prévoient un suivi de ce type de coupures dans le cadre de la continuité d'alimentation.

4.44 Le périmètre des coupures considérées pour les indicateurs pour le transport est plus variable. Dans le calcul de la fréquence moyenne de coupure, la France retient les coupures brèves et longues. Le Royaume-Uni ne comptabilise que les coupures longues, dans la mesure où (i) les gestionnaires auraient peu ou pas d'influence sur les coupures brèves ; et (ii) elles ne représentent qu'une partie infime de l'énergie non distribuée³⁷. En Suède, le calcul de l'énergie non distribuée prend en compte les coupures supérieures à 1 minute (pour le gestionnaire du réseau de transport national) ou 3 minutes (pour les gestionnaires des réseaux régionaux), tandis que le calcul de la puissance non servie se base sur les coupures de plus de 100 millisecondes.

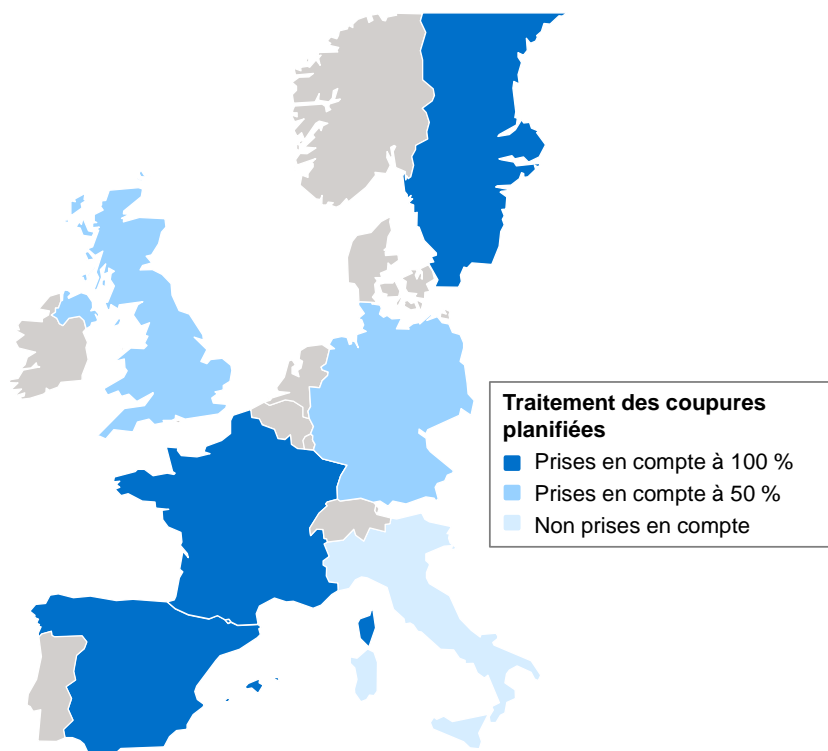
Traitement des coupures planifiées

4.45 Les coupures planifiées, généralement liées à des travaux de maintenance sur les réseaux, ne sont pas systématiquement incluses dans le périmètre de calcul des indicateurs de continuité d'alimentation pour la distribution. La Figure 4 donne un aperçu du traitement adopté par les différents pays étudiés.

³⁷

Voir note de bas de page 35.

Figure 4 : Traitement des coupures planifiées dans le calcul des indicateurs incités pour la distribution.



Note : En Suède, l'intégralité de la durée des coupures planifiées est prise en compte dans le calcul de l'indicateur de continuité d'alimentation. Cependant, leur paramètre de valorisation est distinct (et inférieur) de celui des coupures planifiées.

Source : Régulateurs nationaux.

- 4.46 En France et en Espagne, les indicateurs incités pour la distribution tiennent compte de la totalité des coupures planifiées. Dans le cadre du TURPE 3, les coupures pour travaux sur le réseau de distribution avaient été exclues du périmètre de l'incitation portant sur la durée moyenne annuelle de coupure afin de tenir compte du programme d'élimination des transformateurs contenant des traces de polychlorobiphényles (PCB). Ce programme s'étant achevé en 2013, le périmètre a été élargi pour la deuxième période tarifaire.
- 4.47 En Suède, toutes les coupures planifiées supérieures à 3 minutes sont également comptabilisées. Cependant, elles sont associées à un paramètre de valorisation distinct (et inférieur) de celui des coupures non planifiées. Le régulateur suédois a en effet considéré que ces coupures engendraient des coûts moindres pour les clients, dans la mesure où ils peuvent adapter leurs comportements de consommation pendant la période concernée.
- 4.48 Suivant une logique similaire, le Royaume-Uni et l'Allemagne attribuent un facteur de 0,5 aux coupures planifiées dans la formule de calcul du niveau des indicateurs.
- 4.49 En Italie, les coupures planifiées ne sont pour l'instant pas incluses dans le périmètre d'incitation. La réglementation définit cependant des délais minimaux de notification des coupures (24h dans des situations d'urgence et 3 jours ouvrés dans tous les autres cas). En cas de non-respect de ces délais, les gestionnaires sont tenus de comptabiliser les coupures comme non planifiées. Le régulateur italien prévoit en outre d'expérimenter un mécanisme

d'incitation des coupures planifiées sur la période 2017-2019. Ce schéma sera optionnel et ne pourra concerner que les gestionnaires participant déjà au mécanisme général. Sauf dans des cas particuliers, il ne pourra donner lieu qu'à des récompenses.

Exclusion de certains incidents

4.50 Bien que les définitions varient d'un pays à l'autre, certains incidents sur lesquels les gestionnaires ont peu d'emprise sont généralement exclus du périmètre de calcul des indicateurs incités. Ces incidents peuvent correspondre à des événements climatiques extrêmes (vent, neige), à des dommages causés aux actifs de réseaux par des tiers ou à des décisions des autorités publiques. Le Tableau 10 présente les typologies d'incidents qui ne rentrent pas dans le périmètre de l'incitation.

Tableau 10 : Incidents exclus du périmètre de calcul des indicateurs incités.

Pays	Distribution	Transport
France	Événements exceptionnels et défaillances sur le réseau de transport, y compris délestages	Événements exceptionnels
Royaume-Uni	Événements climatiques extrêmes ou événements exceptionnels hors de la responsabilité du gestionnaire	Incidents non liés à la responsabilité du gestionnaire ou événements exceptionnels
Allemagne	Force majeure et défaillances sur les niveaux de réseau supérieurs Coupures planifiées pour changement de compteurs	-
Italie	Force majeure et causes externes à la responsabilité du gestionnaire	N/A
Suède	Pas d'exclusion	Incidents de type N-2
Espagne	Défaillances de production, force majeure et actes de tiers	Non précisé

Source : *Régulateurs nationaux*

4.51 La France, l'Allemagne et l'Italie (pour la distribution) définissent les événements exceptionnels par leurs causes. En Allemagne, la force majeure recouvre les catastrophes naturelles exceptionnelles, les grèves, les attaques terroristes, la guerre et les ordres de déconnexion provenant des autorités publiques. En Italie, elle correspond aux événements tels que le vol, le sabotage, les grèves, l'ordre des pouvoirs publics ou l'action du gestionnaire de réseau de transport ou d'autres gestionnaires interconnectés pour assurer la sécurité du système électrique. Les causes externes correspondent quant à elles aux défaillances dues aux installations des clients et à des dommages sur le réseau causés par des travaux de tiers.

4.52 Au Royaume-Uni, les seuils d'exclusion des coupures liées à des incidents climatiques extrêmes sont définis, pour chacun des gestionnaires de réseaux de distribution, sur la base d'une analyse statistique. Ils correspondent à des taux de défaillance du réseau 8 fois plus élevés que la moyenne. Pour les événements exceptionnels hors de la responsabilité des

gestionnaires, tels que des actes de malveillance ou des vols, les seuils sont fixés en termes de durée et de fréquence de coupure. S'agissant du transport, les incidents tels que l'indisponibilité d'une centrale de production ou la déconnexion demandée par un client sont exclus. Les gestionnaires ont la possibilité de demander la sortie d'incidents résultant d'actions visant à garantir la sûreté publique, de dommages de tiers, d'incidents climatiques extrêmes ou d'autres événements exceptionnels, à condition qu'ils en démontrent la cause et qu'elle soit validée par le régulateur Ofgem.

- 4.53 En Suède, les indicateurs de continuité d'alimentation pour le transport ne prennent pas en compte les événements exceptionnels à l'origine d'incidents de type N-2, c'est-à-dire lorsque deux incidents de type N-1³⁸ surviennent en moins de 15 minutes. Le réseau de transport suédois est en effet dimensionné et exploité de manière à ce qu'un incident de type N-1 sur un élément du réseau ne mette pas en danger la stabilité du réseau dans sa globalité.

Encadré 1 : Energie non distribuée de référence et périmètre des coupures pour le transport en Italie

La fonction de limitation utilisée pour le calcul de l'ENDR en Italie (pour le transport) exclut de fait les événements exceptionnels. Introduite en 2008 et simplifiée en amont de la cinquième période de régulation, débutée en 2016, cette fonction a pour but d'atténuer le risque financier pour le gestionnaire en cas d'incidents à l'origine de larges volumes d'énergie non distribuée. Ses modalités sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Volumes d'énergie non distribuée (MWh)	Volumes retenus pour l'ENDR (MWh)
250	250
1000	500
2250	625
> 2250	625

Notes : Une fonction d'interpolation linéaire est utilisée pour déterminer l'ENDR des événements à l'origine d'une énergie non distribuée comprise entre 250 et 2250 MWh.

Source : AEEG.

Modification du périmètre

- 4.54 Pour conclure, mentionnons que le périmètre des coupures prises en compte dans le calcul des indicateurs incités peut évoluer d'une période à l'autre. Cela peut être lié à un contexte particulier, comme en France où les coupures planifiées ont été incitées seulement à partir de 2013, lorsque s'est achevé un programme de remplacement de transformateurs. Cela peut également être justifié par une granularité des données insuffisante au moment de l'introduction de l'indicateur et dont l'amélioration permet d'élargir l'incitation à une typologie

³⁸

La règle du N-k prévoit que le réseau électrique doit rester viable après un aléa hypothétique sur la situation nominale conduisant à la perte de k ouvrage. En particulier, la règle du N-1 signifie que le maillage du réseau permet de pallier la défaillance d'une unité de production ou de consommation.

plus large de coupures, comme cela a été le cas en Suède entre la première (2012-2015) et la deuxième période de régulation (2016-2019).

- 4.55 En définitive, **la France est en ligne avec les autres pays sur (i) la durée des coupures prises en compte pour la distribution ; et (ii) l'exclusion des événements exceptionnels. Par ailleurs, le benchmark n'apporte pas d'éléments significatifs qui pourraient remettre en question le traitement des coupures planifiées prévu par TURPE 4.**

Cibles de référence

- 4.56 La calibration des cibles peut être effectuée sur la base d'un historique de valeurs réalisées de chaque gestionnaire ou d'une comparaison entre les niveaux de performance des gestionnaires au sein d'un même pays. En fonction de l'objectif de la régulation, qui peut être d'améliorer le niveau de continuité d'alimentation ou de le maintenir lorsqu'il est jugé satisfaisant, la trajectoire de la cible peut être descendante ou constante.

Méthodes de calibration et niveau des cibles

- 4.57 Le Tableau 11 présente la base utilisée ainsi que l'objectif qui sous-tend la calibration des niveaux des cibles dans les différents pays étudiés.

Tableau 11 : Méthodes de calibration des cibles de référence.

Pays	Distribution		Transport	
	Méthodologie	Objectif	Méthodologie	Objectif
France	Historique	Amélioration	Historique	Maintien
Royaume-Uni	Historique et comparaison entre gestionnaires	Amélioration	Non disponible	Maintien
Allemagne	Comparaison entre gestionnaires	Maintien	-	-
Italie	Cibles de long terme déclinées par zone	Amélioration ou maintien	Historique	Amélioration
Suède	Historique et comparaison entre gestionnaires	Amélioration ou maintien	Historique	Maintien
Espagne	Historique	Non applicable	Non disponible	Maintien

Source : Régulateurs nationaux.

- 4.58 Les modalités de détermination des cibles varient ainsi d'un pays à l'autre :
- En France, les valeurs de référence pour la distribution et pour le transport sont établies sur la base des performances historiques des gestionnaires. Tandis qu'une baisse progressive du niveau cible est prévue pour la distribution, des niveaux de référence constants ont été appliqués pour le transport.

- Au Royaume-Uni, la fixation des cibles pour la distribution diffère selon que l'on considère les coupures planifiées (moyenne des performances des années n-2 à n-4) ou les coupures non planifiées. Pour ces dernières, la base de calcul pour la période de régulation RIIO-ED1 (2015-2023) est la moyenne des valeurs individuelles sur la période 2008-2012, à laquelle est appliqué un facteur d'amélioration annuel. En ce qui concerne le transport, le régulateur britannique a défini des valeurs annuelles de référence pour l'énergie non distribuée des trois gestionnaires pour toute la période de RIIO-T1 (2013-2021).
- En Allemagne, une valeur de référence nationale est établie comme la moyenne des valeurs de l'indicateur sur 3 ans, 3 ans en amont de la période de régulation, pondérée par le nombre de clients finals. Cependant, s'il est établi que la densité de charge est une variable explicative significative des niveaux de continuité observés sur les différents réseaux³⁹, des valeurs individuelles de référence sont déterminées pour chaque niveau de densité de charge donné.
- L'Italie a introduit des cibles de long terme pour la durée moyenne de coupure en 2004 et pour la fréquence moyenne de coupure en 2008. Les cibles sont déclinées par zones, définies en fonction du nombre d'habitants. Dans chaque période de régulation, une formule a été définie pour calculer un niveau de référence annuel « tendanciel » jusqu'à l'atteinte de la cible de long terme. S'agissant du transport, la valeur de référence est calculée au début de chaque période de régulation comme la moyenne des 4 années précédentes. A partir de 2016, un facteur d'amélioration annuel de 3,5 % par an est appliqué.
- En Suède, le régulateur s'est fondé sur la performance moyenne des gestionnaires sur la période 2010-2013, à densité de clients donnée (nombre de clients par kilomètre de réseau). Pour la deuxième période de régulation (2016-2019), pour un niveau de densité de clients donné : (i) les gestionnaires moins performants que la moyenne devront améliorer leur continuité d'alimentation de manière progressive ; (ii) les gestionnaires plus performants devront conserver leur niveau historique ; et (iii) les gestionnaires dans la moyenne devront se maintenir à ce niveau. Pour le transport, les cibles sont définies comme la moyenne des valeurs individuelles sur 4 ans (pour les gestionnaires des réseaux régionaux) et sur 10 ans (pour le gestionnaire du réseau de transport national), avec un décalage de 2 ans par rapport au début de la période de régulation.
- En Espagne enfin, la régulation publiée en 2013 ne définit pas explicitement de cibles pour la distribution. Le niveau de continuité d'alimentation de chaque gestionnaire est évalué en comparant la valeur moyenne du TIEPI sur les années n-3 à n-5 à la valeur moyenne sur les années n-2 à n-4. En ce qui concerne le transport, le niveau cible pour le taux de disponibilité est fixé à 98,5 %.

³⁹

En amont de chaque période de régulation, le régulateur effectue des analyses pour vérifier la relation entre densité de charge et niveaux de continuité des gestionnaires de réseau de distribution.

- 4.59 **Nous retenons que la comparaison entre gestionnaires permet d'organiser une convergence vers les meilleurs niveaux de continuité. Cependant, elle suppose d'avoir un nombre suffisant de gestionnaires similaires, ce qui n'est pas le cas en France. L'approche tendancielle est l'approche la plus communément adoptée.**

Encadré 2 : Impact théorique et pratique de l'introduction des compteurs intelligents au Royaume-Uni, en Italie et en Suède.

Au Royaume-Uni, depuis l'introduction de la régulation RIIO-ED1 en 2015, les gestionnaires de réseaux de distribution sont tenus de communiquer les mesures des indicateurs obtenues par les compteurs intelligents, là où c'est possible, en parallèle de leurs systèmes d'information actuels. Un gestionnaire de réseau de distribution a fait part d'une augmentation de la vitesse de détection des coupures et d'une information améliorée sur les défaillances transitoires survenant sur les réseaux de basse tension. Les compteurs intelligents pourraient également permettre d'améliorer le service, dans la mesure où une coupure pourra être identifiée et traitée avant le premier appel d'un client. Cependant, la vitesse de rétablissement de l'alimentation pourrait ne pas augmenter autant que la connaissance de la coupure. Le déploiement des compteurs intelligents étant encore en cours et rencontrant des difficultés techniques par endroit, l'impact ne peut cependant pas encore être quantifié. Si l'Ofgem dispose de données comparatives suffisantes, une adaptation des cibles pour tenir compte des compteurs intelligents pourrait être envisagée lors de la période tarifaire RIIO-ED2, c'est-à-dire à partir de 2023.

En Italie, pays précurseur en Europe pour l'installation de compteurs intelligents, le régulateur fait part d'une augmentation graduelle de l'utilisation des données de coupures enregistrées par l'intermédiaire de ces compteurs. Alors que le déploiement de la deuxième génération est en cours de préparation, il n'y a pas encore d'impact quantifié des compteurs sur les niveaux de continuité d'alimentation. Ils permettent néanmoins un enregistrement plus précis du timing des coupures.

En Suède, le régulateur indique que beaucoup de gestionnaires de réseaux de distribution n'utilisent pas encore les données transmises par les compteurs intelligents pour l'exploitation de leurs réseaux. Dans la perspective du déploiement d'une nouvelle génération de compteurs intelligents, le régulateur réfléchit à des règles visant à une utilisation plus systématique des données qui en sont issues. Mentionnons toutefois que les compteurs intelligents ont permis de rassembler des données à la maille de chaque consommateur, favorisant ainsi l'introduction de l'indicateur CEMI₄.

Source : Entretiens avec les régulateurs nationaux.

Mécanisme incitatif

- 4.60 Tous les pays étudiés présentent un mécanisme de type bonus-malus, avec une incitation linéaire et symétrique.
- 4.61 Pour calculer la prime ou la pénalité relative à la continuité d'alimentation, les niveaux réalisés sont comparés aux cibles de référence. En France, au Royaume-Uni et en Suède, la performance réalisée est celle de l'année considérée. En Allemagne, c'est la valeur moyenne sur 3 ans qui est prise en compte. Le régulateur souhaitait en effet diminuer l'impact potentiel d'événements stochastiques sur la valeur des indicateurs. En Italie, la

performance réalisée est égale à la moyenne des valeurs de l'année n et n-1 pondérée par le nombre de clients à la fin de chaque année. Par cette mesure, le régulateur cherche à atténuer l'impact d'événements extrêmes afin d'éviter des pénalités trop grandes pour les gestionnaires.

Formulations adoptées pour intégrer la performance technique dans la formule tarifaire

4.62 A l'exception de l'Espagne (pour la distribution), tous les pays étudiés calculent l'impact financier de l'incitation de la continuité d'alimentation en multipliant la différence entre niveau cible et performance réalisée par un coût de la défaillance. Le Royaume-Uni, l'Allemagne, l'Italie, la Suède et l'Espagne adoptent ainsi des formules d'incitation linéaires, à la différence de la France dont la formule intègre un logarithme. Néanmoins, les modalités précises varient de manière significative d'un pays à l'autre :

- Au Royaume-Uni, l'impact sur le revenu de National Grid est calculé en retenant le maximum entre la valorisation de l'énergie non distribuée et l'ajustement à la baisse maximum (3 %) de la rémunération de la base d'actifs régulés.
- En Allemagne, la performance de chaque gestionnaire est comparée à son niveau de référence puis multipliée par son nombre de clients finals. Pour les gestionnaires de réseaux de moyenne tension, il s'agit des clients raccordés à ce niveau de tension ainsi qu'aux réseaux de tension inférieure. Cette valeur est ensuite multipliée par un facteur monétaire de valorisation exprimé en €/min/client/an.
- L'Italie prévoit une multiplication de la différence entre cible et réalisé par les puissances moyennes annuelles des consommateurs résidentiels et non résidentiels, auxquelles sont appliquées des facteurs de valorisation dépendant de la zone et du niveau d'écart à la cible.
- En Suède, la différence entre niveau de référence et performance est calculée de manière différenciée pour les coupures planifiées et les coupures non planifiées. L'incitation totale correspond à la somme des primes ou pénalités pour les différents groupes de consommateurs (résidentiel, tertiaire, industrie, agriculture et service public).
- En Espagne, le paramètre incité correspond à la différence entre la valeur moyenne du TIEPI sur les années n-3 à n-5 à la valeur moyenne sur les années n-2 à n-4. La formule d'incitation, complexe, contient également des coefficients reflétant l'évolution du NIEPI du gestionnaire ainsi que son positionnement par rapport à la moyenne nationale.

4.63 Le lecteur intéressé peut trouver une description plus complète des formules d'incitation dans les fiches pays détaillées en annexe du présent rapport.

Taux de valorisation de la défaillance utilisé pour transformer les niveaux de performance à la cible en valeur financière

4.64 Le paramètre de valorisation de la défaillance est généralement calculé sur la base d'enquêtes auprès de consommateurs. Cette méthode est celle retenue par la France, le Royaume-Uni, la Suède et l'Italie.

- 4.65 L'Allemagne et l'Espagne ont adopté une démarche différente. En Allemagne, la valeur monétaire de la défaillance a été obtenue par une approche macroéconomique dite de « fonction de production ». La valeur de l'électricité a ainsi été déterminée sur la base de sa participation à la création de valeur économique ou d'utilité pour les ménages. En Espagne (pour la distribution), l'énergie non distribuée est valorisée sur la base d'un prix de marché de l'électricité.
- 4.66 Le Tableau 12 présente les taux de valorisation de la défaillance retenus dans les différents pays pour l'incitation de la continuité d'alimentation.

Tableau 12 : Taux de valorisation de la défaillance.

	Distribution	Transport
France	4,3 M€/minute (sur la base d'une valeur de l'énergie non distribuée de 9 €/kWh)	10,4 M€/minute (sur la base d'une valeur de l'énergie non distribuée de 26 €/kWh) 72 M€/coupure (sur la base d'une valeur de la coupure de 3 €/kW)
Royaume-Uni	16 £/kWh	16 £/kWh
Allemagne	8 €/kWh, soit 0,18-0,19 €/minute/client/an	-
Italie	Différents facteurs de valorisation en fonction du type de client (résidentiel ou non résidentiel), de la zone et de l'écart à la cible	40 €/kWh
Suède	Différents facteurs de valorisation en fonction du type de client et du caractère planifié ou non de la coupure	
Espagne	30 x le prix péninsulaire horaire moyen, pondéré sur les années n-2 à n-4	Paramètre dépendant de la rémunération des dépenses d'exploitation-maintenance

Source : Régulateurs nationaux.

- 4.67 En France, les paramètres correspondent à une fraction des valeurs de l'END utilisées en planification de réseau (50% pour le transport et 66% pour la distribution⁴⁰). Ces valeurs sont déterminées sur la base de l'étude menée par RTE en 2011⁴¹ pour le transport et des échanges avec ENEDIS pour la distribution. *A contrario*, le Royaume-Uni, l'Allemagne et la Suède (depuis 2016) reprennent 100 % de la valeur de la défaillance pour le calcul de l'incitation.
- 4.68 Pendant la première période de régulation en Suède, un facteur de 0,5 était appliqué aux montants de prime ou de pénalité. La motivation sous-jacente était de répartir les bénéfices

⁴⁰ Information communiquée par les services de la CRE.

⁴¹ RTE (2011), https://eco2mix.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/alaune/RTE_END_BD.pdf

(les charges) entre gestionnaires de réseaux et consommateurs. Le régulateur considérait en effet que les consommateurs devaient profiter d'une partie de l'amélioration de la continuité, correspondant à une prime pour le gestionnaire donc à une augmentation de son revenu répercutée dans les tarifs de réseau – limitée par le facteur 0,5 – (et inversement en cas de dégradation). Cependant, en théorie, le coût marginal d'amélioration de la qualité pour le gestionnaire doit être égal au coût marginal des coupures pour les clients, afin d'atteindre un niveau de continuité optimal d'un point de vue socio-économique. Pour la deuxième période de régulation, la Suède a donc retenu un facteur égal à 1.

- 4.69 En Italie, le taux de valorisation de la défaillance a été décliné en paramètres différenciés : (i) par type de client (consommateurs résidentiels et non résidentiels) ; (ii) par zone territoriale (urbaine, semi-urbaine et rurale) ; et (iii) en fonction du niveau d'écart à la cible. En Suède, les facteurs de valorisation sont également déclinés : (i) par groupes de consommateurs ; et (ii) par type de coupure (planifiées et non planifiées).

Méthodes de limitation des risques

Planchers et plafonds pour limiter le risque des gestionnaires

- 4.70 Tous les pays ont introduit une limitation de type plafond/plancher visant à modérer l'impact de l'incitation de la continuité d'alimentation sur le revenu des gestionnaires. Seul le Royaume-Uni prévoit uniquement un plancher pour le transport, considérant qu'il existe un plafond « naturel » de prime correspondant à un niveau nul d'énergie non distribuée. En Italie et en Espagne, les niveaux de plafond/plancher sont asymétriques (plus de bonus que de malus dans le cas de l'Italie et plus de malus que de bonus dans le cas de l'Espagne).
- 4.71 Le plafond/plancher est généralement exprimé en pourcentage du revenu autorisé, mais la limitation peut être appliquée à d'autres éléments de la formule de revenu, par exemple la rémunération d'exploitation-maintenance pour le transport en Espagne ou le taux de rémunération des capitaux propres régulés pour la distribution au Royaume-Uni. Ce fait, auquel s'ajoutent la diversité de taille des gestionnaires et l'inclusion ou non des pertes dans le périmètre des revenus, rend difficile la comparaison des niveaux de limitation. Le Tableau 13 récapitule les seuils de limitation retenus dans les différents pays étudiés.

Tableau 13 : Seuils de limitation de l'impact de l'incitation de la continuité d'alimentation sur les revenus des gestionnaires.

Pays	Distribution		Transport	
	Limitation de l'impact	Périmètre de calcul du revenu	Limitation de l'impact	Périmètre de calcul du revenu
France	± 54,2 M€	Pertes et péage transport couverts	± 30 M€	Pertes couvertes
Royaume-Uni	± 2,5 % taux de rémunération des capitaux propres régulés	Pertes non couvertes	-3 % du revenu autorisé	Pertes et coûts d'équilibrage non couverte
Allemagne	Entre ± 2 et 4 % du revenu autorisé	Pertes couvertes	-	-
Italie	Montants forfaitaires multipliés par le nombre de clients	Pertes non couvertes	+ 30 M€ et -12 M€	Pertes non couvertes
Suède	± 5 % du plafond de revenu	Pertes et péage transport	± 5 % du plafond de revenu	Pertes couvertes
Espagne	+2 % / -3 % du revenu avant incitations	Pertes non couvertes	+2,5 % / -3,5 % de la rémunération d'exploitation-maintenance	Pertes non couvertes

Source : Régulateurs nationaux, ENTSO-E (2015), Eurelectric (2013).

- 4.72 Dans une tentative de mettre ces seuils en balance, malgré les difficultés identifiées dans le paragraphe précédent, FTI-CL Energy a ramené les niveaux à une base de revenu (i) hors pertes pour le transport et (ii) hors pertes et péage transport pour la distribution. La comparaison est plus aisée pour le transport que pour la distribution, dans la mesure où tous les pays étudiés ont plusieurs dizaines, voire centaines de gestionnaires de réseaux de distribution, contre généralement un gestionnaire de réseau de transport.
- 4.73 Pour la France, le plafond/plancher de 54,2 M€ pour la distribution correspond à environ 0,6 % du revenu tarifaire hors achats de pertes et hors accès au réseau public de transport⁴². Pour le transport, la limitation de 30 M€ équivaut à environ 0,8 % du revenu tarifaire hors charges liées à la compensation des pertes sur les réseaux.

⁴²

Calculs effectués sur la base des délibérations de la CRE du 3 avril 2013 relative au TURPE HTB et du 13 novembre 2013 relative au TURPE HTA-BT, voir notes de bas de page 17 et 21.

- 4.74 S'agissant du transport en Italie, les plafonds/planchers asymétriques sont équivalents à une limitation de l'incitation à 1,5 % / 0,6 % du revenu tarifaire hors pertes⁴³. En Suède, la limitation appliquée au gestionnaire de réseau de transport national correspond à environ 8 % de son revenu hors pertes⁴⁴. Au Royaume-Uni, la limitation à 3 % du revenu autorisé correspond à environ 2,4 % du revenu une fois incluse la rémunération des services d'équilibrage⁴⁵.
- 4.75 En appliquant les seuils de limitation valables en Espagne (+2,5 % / -3,5 % de la rémunération d'exploitation-maintenance) aux charges d'exploitation de RTE, on obtient un plafond autour de 70 M€ et un plancher de pénalité proche de 100 M€⁴².
- 4.76 Etant donné la difficulté de l'exercice, ces valeurs doivent être prises à titre indicatif.

Bande morte

- 4.77 Parmi les pays étudiés, seule l'Italie applique une bande morte de ± 5 % autour du niveau de la cible de référence. Dans cette zone, le gestionnaire n'est ni récompensé, ni pénalisé. Cet intervalle est valable pour la distribution et le transport. Selon le régulateur italien, il permettrait de palier à l'aléa de la mesure des niveaux de continuité d'alimentation et à l'incertitude quant à la justesse du niveau cible.
- 4.78 Les autres pays n'ont pas introduit de bande morte. En particulier, le régulateur allemand a considéré qu'une bande morte pouvait générer des déformations au niveau de l'incitation. Lors de l'introduction de RIIO-T1, le régulateur britannique a quant à lui décidé de supprimer l'intervalle de ± 10 % qui était autorisé autour des cibles pour le transport, dans la mesure où il a estimé qu'une période tarifaire de 8 ans permet aux gestionnaires de gérer les fluctuations de court terme.

Existence de mécanismes assurantiels

- 4.79 Depuis 2008, l'Italie a mis en place un fonds pour l'indemnisation des événements exceptionnels. Alimenté par les consommateurs raccordés en basse et moyenne tensions, les gestionnaires de réseaux de distribution et le gestionnaire de réseau de transport, il prend en charge les remboursements dus aux utilisateurs en cas de coupures longues dues à la force majeure.

⁴³ Calcul effectué sur la base des revenus 2014 et 2015 de Terna.
<https://www.terna.it/ViewDocumenti/tabid/1095/docid/74676/docType/TCAT-CS/language/en-GB/Default.aspx>

⁴⁴ Calcul effectué sur la base des revenus 2014 et 2015 de Svenska Kraftnät. Le montant correspondant à 5 % du revenu tarifaire total est comparé au revenu tarifaire hors pertes (« power fee »).
http://www.svk.se/siteassets/om-oss/organisation/finansuell-information/annual-report_2015.pdf

⁴⁵ Calcul effectué sur la base des revenus 2013-2014 et 2014-2015 de National Grid.
http://investors.nationalgrid.com/~/_media/Files/N/National-Grid-IR/reports/2015/national-grid-plc-annual-report-and-accounts.pdf

- 4.80 De tels mécanismes n'ont pas été identifiés dans les autres pays étudiés.
- 4.81 En définitive, **nous retenons que la limitation du risque financier – *via* un plafond/plancher – pour les gestionnaires est généralement symétrique. Malgré les difficultés de comparaison des niveaux, il semble que la France retient des valeurs relativement basses par rapport aux autres pays, plus particulièrement pour la distribution. Par ailleurs, l'utilité (et la justification économique) d'une bande morte n'est pas démontrée.**

Mesures additionnelles de compensation directe

- 4.82 En parallèle des schémas incitatifs concernant les niveaux moyens de continuité d'alimentation, la majorité des pays étudiés ont des dispositifs de pénalisation des gestionnaires en cas de non-respect de seuils individuels de qualité. Les standards concernent principalement la durée de coupure, mais peuvent également porter sur le nombre de coupures ou sur le délai minimal de notification de coupures planifiées.
- 4.83 Si les seuils sont dépassés, les gestionnaires doivent compenser directement les consommateurs affectés. L'indemnisation peut avoir lieu sous la forme : (i) d'un versement forfaitaire ; ou (ii) d'une réduction sur le tarif de réseau. Elle est généralement automatique, sauf au Royaume-Uni où les utilisateurs doivent en faire la demande dans un délai de trois mois après la coupure.
- 4.84 Le Tableau 14 présente les dispositifs de compensation directe identifiés dans les différents pays.

Tableau 14 : Dispositifs de compensation directe des utilisateurs.

	Distribution		Transport	
	Dispositif	Méthode de compensation	Dispositif	Méthode de compensation
France	Dispositif « 20 %-6h » Engagements CARD-S	Remboursement de 20 % de la part fixe Indemnisation des préjudices	Engagements CART-C, dont Dispositif « 2 %-6h »	Indemnisation des préjudices Remboursement de 2 % de la part fixe
Royaume-Uni	Standards de performance garantie	Montants forfaitaires	Standards de performance minimum	-
Allemagne	Pas de dispositif	-	Pas de dispositif	-
Italie	Compensation des coupures longues pour clients BT/ MT Garanties sur le nombre de coupures pour clients MT	Montants forfaitaires	Compensation des coupures longues pour clients HT Garanties pour clients HT	Montants forfaitaires
Suède	Standards de durée maximale de rétablissement	Remboursement d'un % du tarif total de réseau en fonction de la durée	Pas de dispositif	-
Espagne	Standards individuels de durée et de nombre de coupures	Remboursement d'un % en fonction de la différence entre réalisé et seuil	Pas de dispositif identifié	-

Note : Au Royaume-Uni, les standards de performance s'appliquent uniquement à Scottish Power Transmission Ltd et Scottish Hydro Electric Transmission Ltd. Ils sont définis dans une condition spéciale de leur licence d'exploitation du réseau de transport.

Source : Régulateurs nationaux et gestionnaires de réseau.

4.85 Pour la distribution en France, la réglementation tarifaire prévoit un abattement de 20 % de la part fixe⁴⁶ du tarif de réseau de distribution par tranche de 6h de coupure. Ce dispositif est automatique, y compris pour les coupures survenant à la suite d'événements exceptionnels. Son plafonnement à 100 % de la part fixe a été supprimé lors de l'introduction de TURPE 4. Dans le cadre des contrats d'accès au réseau de distribution pour les clients consommateurs (CARD-S), le gestionnaire de réseau de distribution est en outre tenu

⁴⁶

Somme des composantes annuelles de gestion et de comptage ainsi que de la part proportionnelle à la puissance souscrite de la composante annuelle des soutirages.

d'indemniser les dommages directs et certains causés aux clients en cas de non-respect d'engagements en termes de durée et de nombre de coupures déclinés pour les travaux et les coupures non planifiées.

- 4.86 Le contrat d'accès au réseau de transport pour les clients consommateurs (CART-C) contient un dispositif similaire pour le transport, néanmoins limité à 2 % de la part fixe de la composante annuelle de soutirage du tarif de réseau. Dans ce cadre, le gestionnaire du réseau de transport est également soumis à des engagements relatifs à la durée des coupures longues en fonction de la technique d'alimentation du client.
- 4.87 Au Royaume-Uni, les gestionnaires de réseaux de distribution s'engagent à respecter des standards de performance garantie notamment sur : (i) la durée de rétablissement de l'alimentation (12h dans des conditions météorologiques normales, jusqu'à 48h en cas d'événements météorologiques exceptionnels), (ii) le nombre de coupures de plus de 3h (4 et plus pendant un an), et (iii) le délai de notification des coupures planifiées (entre 2 et 5 jours ouvrés selon l'opération programmée). Le cas échéant, les gestionnaires sont obligés de notifier le dépassement de ces standards aux consommateurs affectés, qui doivent faire une demande de remboursement dans un délai de trois mois. Les montants forfaitaires sont déclinés en fonction du type de client (résidentiel ou professionnel).
- 4.88 Un mécanisme proche est en place en Italie à la fois pour la distribution et le transport. S'agissant de la distribution, les clients subissant une coupure dépassant un seuil ont automatiquement droit à un remboursement forfaitaire, en fonction de leur type (résidentiel ou professionnel) et du niveau de tension auquel ils sont raccordés. Un montant maximal est prévu pour chacune des catégories de clients. Pour les clients raccordés au réseau de transport, les coupures entre 2h et 8h sont indemnisées à raison de 2500 €/MWh d'énergie non distribuée, avec un maximum de 150 000 € par client et par an. La compensation des coupures survenant à la suite d'événements exceptionnels est prise en charge par le fonds d'indemnisation présenté précédemment.
- 4.89 En outre, l'Italie dispose depuis 2004 d'un mécanisme de garanties individuelles sur le nombre de coupures affectant les clients raccordés au réseau de moyenne tension. Ce schéma vient d'être étendu aux clients raccordés aux réseaux de haute et très haute tensions, avec des garanties déclinées en fonction de la tension et du type de raccordement (maillé ou radial).
- 4.90 En Suède, les gestionnaires de réseaux de distribution sont tenus de respecter des durées maximales de rétablissement de l'alimentation, déclinées en fonction de la puissance installée du client et du caractère exceptionnel ou non de la coupure. En cas de coupure entre 12 et 24h, les clients ont droit à une compensation équivalente au remboursement de 12,5 % du tarif de réseau (charges fixes et variables), augmenté de 25 % par tranche de 24h supplémentaires de coupure jusqu'à un maximum de 300 % du tarif.
- 4.91 L'Espagne dispose également de standards individuels de qualité pour les clients raccordés aux réseaux de basse et moyenne tensions. Déclinés par zone territoriale, ils concernent le nombre d'heures et de coupures qu'un gestionnaire ne doit pas dépasser pour chaque client. En cas de non-respect du seuil pour la durée de coupure, le consommateur reçoit la

différence entre réalisé et seuil multipliée par 5 fois le prix du kWh prévu dans son tarif. Cette indemnisation automatique ne peut pas dépasser 10 % de la facturation annuelle.

- 4.92 Aucun pays ne semble calculer le risque pour les gestionnaires de réseau de manière globale, c'est-à-dire en prenant en compte simultanément les impacts du mécanisme incitatif de la continuité d'alimentation et les mesures de compensation directe en cas de dépassement de standards individuels de qualité.
- 4.93 Sur la base de ces éléments, **nous considérons qu'il pourrait être pertinent d'envisager une approche plus « lisible » de la compensation en introduisant des montants forfaitaires déclinés par niveau de tension.**

Enseignements pour la France

- 4.94 L'étude approfondie des expériences de régulation incitative de la continuité d'alimentation au Royaume-Uni, en Allemagne, en Italie, en Suède et en Espagne permet de prendre du recul et de penser les axes possibles d'évolution du cadre de régulation français.
- Indicateurs de continuité d'alimentation – Les indicateurs de continuité d'alimentation retenus en France correspondent globalement à ceux utilisés en Europe. Notons cependant que l'ensemble des pays étudiés incite ainsi les gestionnaires de réseaux de distribution sur la durée et la fréquence de coupure, à l'exception de la France et de l'Allemagne qui n'incitent que la durée. **Au vu des expériences internationales, il peut être pertinent de considérer l'incitation de la fréquence de coupure pour la distribution. FTI-CL Energy propose de conserver les indicateurs de continuité actuellement utilisés pour le transport.**
 - Périmètre des coupures – La France est en ligne avec les autres pays sur l'exclusion des événements exceptionnels et sur la durée des coupures prises en compte pour la distribution. **FTI-CL Energy propose donc de ne pas modifier le périmètre des coupures actuellement utilisé.**
 - Cibles de référence – Dans l'élaboration des cibles de référence, la comparaison entre gestionnaires au sein d'un pays permet de tendre vers le niveau de continuité d'un gestionnaire efficace. Cependant, elle suppose d'avoir un nombre suffisant de gestionnaires similaires, ce qui n'est le cas en France ni pour la distribution ni pour le transport. **L'approche tendancielle, s'appuyant sur des données historiques, apparaît la plus appropriée dans le cas français.**
 - Forme fonctionnelle du dispositif incitatif – La majorité des pays étudiés prévoit une **formulation des incitations linéaire, symétrique et centrée autour de la cible**. Il peut donc être pertinent de considérer l'introduction d'une telle formulation en France, dans la mesure où elle correspond mieux à la théorie économique d'attribuer la même valeur à chaque minute au-dessus ou en dessous de la cible. Il ressort également du panorama européen que la limitation du risque financier pour les gestionnaires est généralement symétrique. Malgré les difficultés de comparaison des niveaux, il semble que la France retient des valeurs relativement basses par rapport aux autres pays. En ce qui concerne

la « bande morte », en place en Italie et au Portugal, la justification économique n'est pas démontrée, dans la mesure où elle réduit l'incitation à viser le niveau cible défini.

- Valeur de l'énergie non distribuée – Le coût de la défaillance est calculé sur la base d'enquêtes auprès de consommateurs et est généralement répercuté à 100 % pour le calcul de l'incitation, contre seulement 50 % en France. Ainsi, **nous évaluerons la pertinence de retenir 100 % de la valeur de l'END pour la France.**
- Mécanismes de compensation individuelle – Au vu de l'information dont dispose FTI-CL Energy, tous les pays – sauf l'Allemagne – ont des dispositifs de compensation directe des consommateurs en parallèle des mécanismes d'incitation de la continuité d'alimentation. Il ne semble pas que le risque pour les gestionnaires soit calculé de manière globale, en prenant en compte ces deux schémas simultanément. Pour la France, il pourrait être intéressant d'envisager une approche plus « lisible » et potentiellement plus équitable de la compensation en introduisant des montants forfaitaires déclinés par niveau de tension.

Section 5

Etude de la qualité d'alimentation en France et élaboration du mécanisme incitatif pour le transport

Introduction

- 5.1 Dans cette section, nous présentons les axes possibles d'évolution des dispositifs de régulation incitative de la qualité d'alimentation pour le réseau public de transport.
- 5.2 Nous discutons (i) la définition des indicateurs de la qualité d'alimentation ; (ii) le niveau des cibles de référence qui pourraient être envisagées dans le cadre du TURPE 5 ; et enfin (iii) la détermination de la force des incitations. Notre analyse se fonde sur les retours d'expériences des pays ayant fait l'objet d'une étude de cas spécifique ainsi que sur la littérature académique existante sur le sujet.

Indicateurs de qualité

Définitions des indicateurs incités

- 5.3 Les études de cas spécifiques n'apportent pas d'éléments décisifs qui pourraient justifier un changement de définition des indicateurs actuels – au regard notamment des coûts qu'une telle transition pourrait générer.
- 5.4 S'agissant des indicateurs de qualité, la majorité des pays étudiés – dont la France – se fondent sur l'énergie non distribuée pour évaluer la qualité d'alimentation des réseaux de transport⁴⁷.
- 5.5 S'agissant du périmètre des coupures à prendre en compte le calcul de l'indicateur, la France est en ligne avec les autres pays quant à l'exclusion des événements exceptionnels. Il n'existe cependant pas de consensus européen sur le traitement des coupures planifiées. Sur ce point, le benchmark n'apporte pas d'éléments objectifs qui pourraient remettre en question le traitement prévu par le TURPE 4.

⁴⁷ L'Espagne utilise le taux de disponibilité.

5.6 Dès lors, **nous proposons de maintenir les indicateurs existants**, et ainsi, d'évaluer la qualité au travers des deux indicateurs suivants :

- Le Temps de Coupure Equivalent (ci-après « critère TCE »), défini comme le ratio (i) de l'énergie non distribuée – déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels⁴⁸ mais incluant les délestages pour des causes liées au réseau de transport public – par (ii) la puissance moyenne acheminée.
- La Fréquence Moyenne de Coupure (ci-après « critère F »), définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) – déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels⁴⁹ – par (ii) le nombre d'installations raccordées au réseau de transport.

Evolution des indicateurs de la qualité

5.7 Dans la suite, nous étudions l'historique des défaillances survenues sur le réseau français de transport d'électricité depuis 2000. Nous analysons le niveau et la variabilité de la continuité de l'alimentation en distinguant (i) les situations normales d'exploitation ; et (ii) les événements exceptionnels, pouvant causer dans les cas extrêmes un black-out durable au niveau national ou local. Nous portons une attention toute particulière à l'origine des coupures – c'est-à-dire le niveau de tension auquel se produit la panne – et à leurs causes.

5.8 Cette première analyse (descriptive) poursuit un objectif double, à savoir (i) comprendre les principaux facteurs de l'évolution observée sur la période 2000 – 2015 ; et (ii) détecter d'éventuels événements extrêmes, lesquels événements devront faire l'objet d'un traitement spécifique, au risque, sinon, de biaiser l'analyse statistique.

Evolution du Temps de Coupure Equivalent

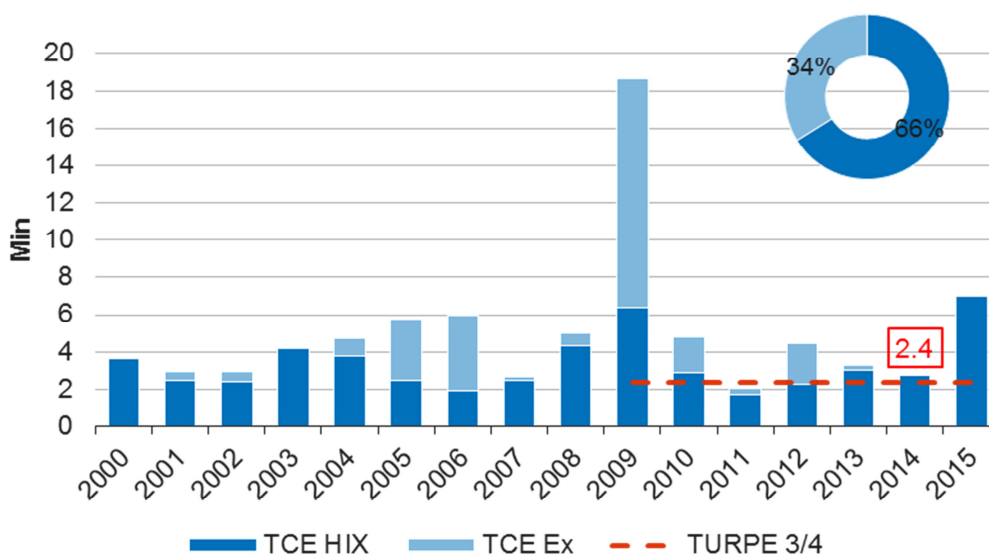
5.9 La Figure 5 ci-dessous présente l'évolution du TCE sur la période 2000 – 2015. L'indicateur est établi en considérant le périmètre des sites consommateurs et distributeurs, soit près de 2 750 sites, dont près de 2 250 postes sources à la frontière entre le réseau de transport et les réseaux de distribution⁵⁰.

⁴⁸ Ces événements sont clairement identifiés dans le « TURPE 4 ». Il s'agit (i) des destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ; (ii) des dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers ; (iii) des catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ; (iv) l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport; (v) les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics ; et enfin (vi) les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle.

⁴⁹ *Ibid.*

⁵⁰ RTE (2014), « Rapport annuel sur la Qualité de l'Électricité », http://www.rte-france.com/sites/default/files/rapport_annuel_qde_2014.pdf

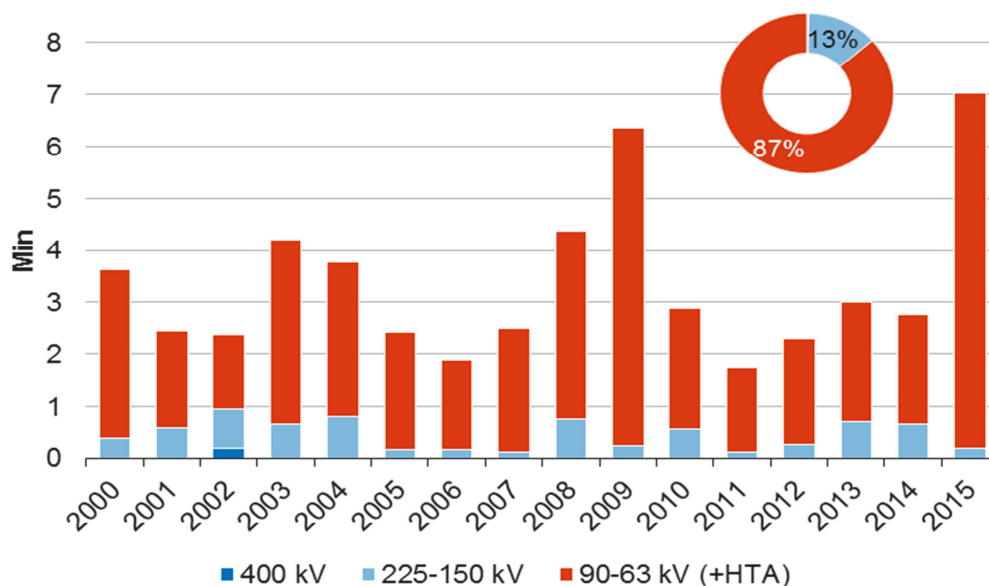
Figure 5 : Evolution du TCE, 2000 – 2015.



Source : RTE.
Analyse : FTI-CL Energy.

- 5.10 Sur la période 2000 – 2015, le critère TCE hors événements exceptionnels (ci-après « TCE HIX ») est resté relativement stable. Il se maintient ainsi entre 2 et 3 minutes à l'exception des années qui, à l'instar de 2009 et 2015, connaissent des incidents d'exploitation majeurs. La contribution des événements exceptionnels est quant à elle très volatile, avec une contribution maximum à 12 min en 2009 et minimum à 0 min en 2014 et 2015. Mentionnons que la cible du TURPE – fixée à 2,4 minutes par an – n'a été atteinte que pour les années 2011 et 2012.
- 5.11 Afin d'apprécier la contribution de chacun des niveaux de tension au TCE HIX, la Figure 6 ci-dessous présente l'évolution de l'indicateur sur la période 2000 – 2015 en distinguant l'origine des coupures.

Figure 6 : Evolution du TCE, Origine des coupures, 2000 – 2015.



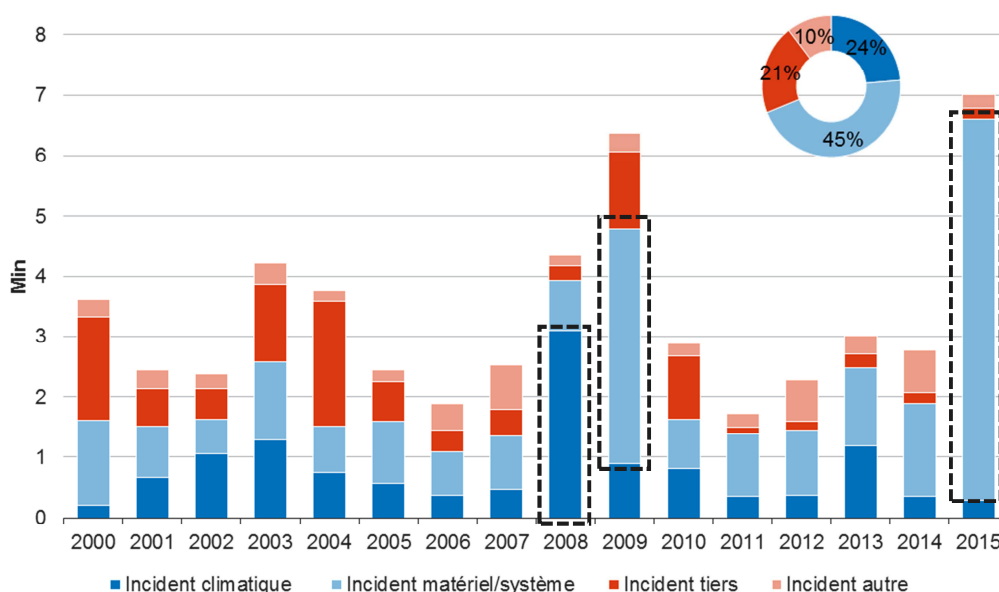
Source : RTE.
Analyse : FTI-CL Energy.

- 5.12 Sur la période 2000 – 2015, l’essentiel du critère TCE (et de ses variations) s’explique par les incidents survenus au niveau de tension 90-63 kV (+ HTA). Ces incidents contribuent pour près de 87 % à la valeur moyenne du TCE HIX sur la période. La contribution des incidents survenus au niveau de tension 400 kV est quant à elle négligeable.
- 5.13 S’agissant de l’analyse des causes des coupures, elle reste un exercice délicat. En effet, de nombreuses coupures d’alimentation ont des origines multiples, résultant d’une combinaison d’événements quasi simultanés et/ou d’effets en cascade. Il est donc souvent complexe de privilégier une cause plutôt qu’une autre dans l’analyse des origines de l’énergie non distribuée. Néanmoins, la Figure 7 ci-dessous, qui présente l’évolution du TCE HIX sur la période 2000 – 2015 en distinguant la cause des coupures, permet de dégager quelques enseignements :
- Le TCE HIX est expliqué par trois grandes causes, à savoir les causes climatiques (orage et autre agression avec déclenchement), les incidents matériel/système (contrainte système, avarie matériel et retrait ou manœuvre en urgence), et enfin les incidents tiers (défaut d’installation client, mouvements sociaux, accident de personne, etc.).
 - Les premières causes de coupures sont les avaries de matériel RTE. En moyenne sur la période 2000 – 2015, elles occasionnent près de 1,5 minute de TCE, soit près de 45 % du TCE HIX moyen. Il faut toutefois souligner que deux années atypiques, 2009 (3,9 minutes) et 2015 (6,3 minutes), rehaussent à elles seules de près de 50 % la valeur moyenne du TCE due aux avaries matériel (qui serait sinon légèrement inférieure à 1 minute). S’agissant de l’année 2015, RTE observe ainsi qu’une large partie du TCE est

identifié comme résultant de « contraintes systèmes » (coupures sélectives pour endiguer la propagation en cascade de surcharges d'ouvrages), ayant pour origine des incidents dans les postes (avaries multiples de transformateurs de mesure).

- Les secondes causes de coupure sont les causes climatiques (orages ou les autres causes atmosphériques telles que les inondations, le givre, la neige collante, ou la pollution). Groupées, elles occasionnent plus de 0,8 minute de TCE, soit plus du 25 % du TCE HIX moyen. On observe cependant des effets assez volatils sur le TCE annuel. En particulier, une année atypique, 2008 (3,1 minutes), rehausse à elle seule de près de 20 % de la valeur moyenne du TCE due aux causes climatiques. Les actions initiées par RTE pour limiter ce type d'incident ne semblent pas avoir eu d'effet marqué sur le TCE global. A titre d'exemple, les mesures de protection contre l'activité avifaune n'ont pas eu d'impact visible sur le TCE.

Figure 7 : Evolution du TCE, Cause des coupures, 2000 – 2015.



Source : RTE.
Analyse : FTI-CL Energy.

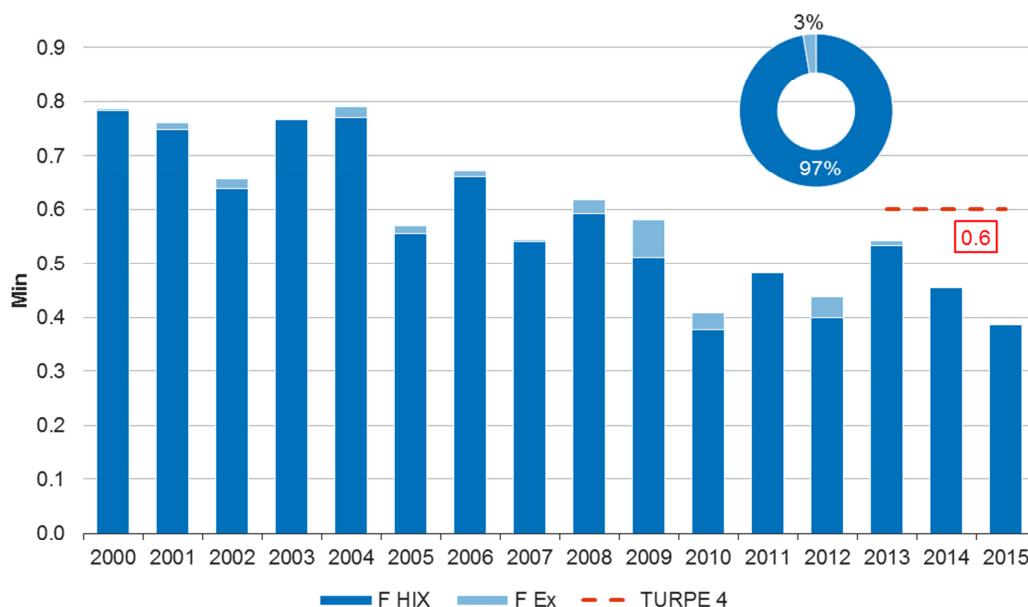
- 5.14 **Lors de l'analyse de tendance, nous retraiterons les années atypiques identifiées supra. Il s'agit d'éviter que ces observations atypiques par rapport à la tendance générale ne viennent biaiser notre analyse tendancielle.** Ces observations sont toutefois bien prises en compte pour fixer la cible de référence. Elles sont également bien prises en compte dans les autres étapes de l'analyse, notamment lors de la modélisation du risque pour le gestionnaire, dans la mesure où elles sont représentatives de l'aléa effectif auquel le gestionnaire est confronté.

Evolution de la Fréquence Moyenne de Coupure

- 5.15 La Figure 8 ci-dessous présente l'évolution de la Fréquence Moyenne de Coupure sur le réseau de transport pour la période 2000 – 2015. L'indicateur est établi en considérant le

périmètre des sites consommateurs et distributeurs, soit près de 2 750 sites, dont près de 2 250 postes sources à la frontière entre le réseau de transport et les réseaux de distribution⁵¹.

Figure 8 : Evolution de la Fréquence Moyenne de Coupure, 2000 – 2015.

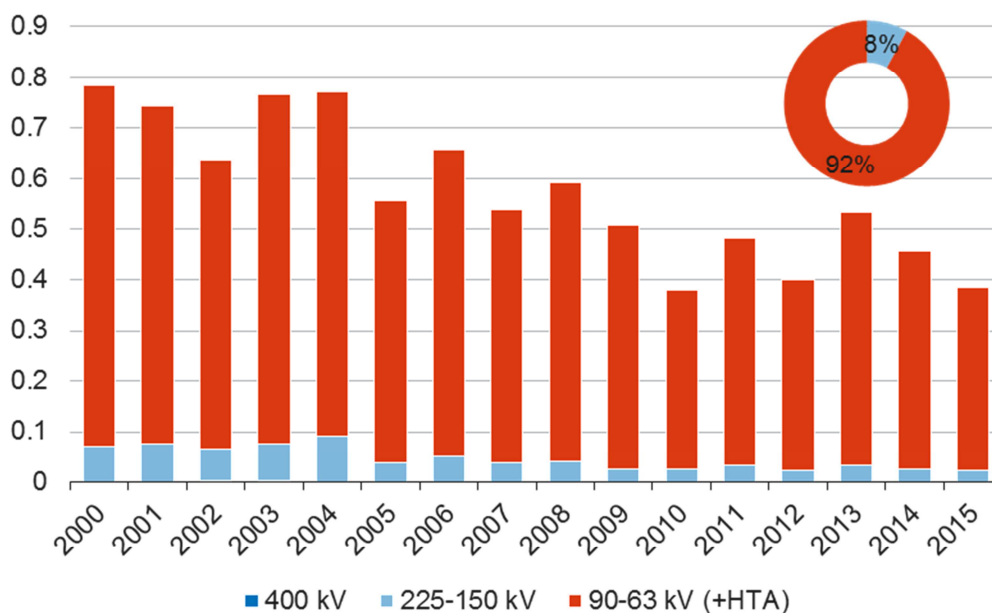


Source : RTE.
Analyse : FTI-CL Energy.

- 5.16 La qualité de l'électricité sur le réseau de RTE progresse légèrement en 2015 avec une Fréquence Moyenne de Coupure hors événements exceptionnels (ci-après « critère FHIX ») égale à 0,39 coupure, soit une valeur légèrement inférieure à la moyenne des résultats observés ces cinq dernières années (0,45 coupure) et en deçà de la cible du TURPE (égale à 0,6 coupure). Plus généralement, sur la période 2000 – 2010, le critère FHIX a diminué progressivement, pour s'établir durablement autour de 0,4 coupure. Il convient de noter que, contrairement au critère TCE, la contribution des événements exceptionnels est négligeable. Elle est inférieure à 3 % sur la période.
- 5.17 Afin d'apprécier la contribution de chacun des niveaux de tension au critère FHIX, la Figure 9 ci-dessous présente l'évolution de l'indicateur sur la période 2000 – 2015, en distinguant l'origine des coupures.

⁵¹ RTE (2014), « Rapport annuel sur la Qualité de l'Électricité », http://www.rte-france.com/sites/default/files/rapport_annuel_qde_2014.pdf

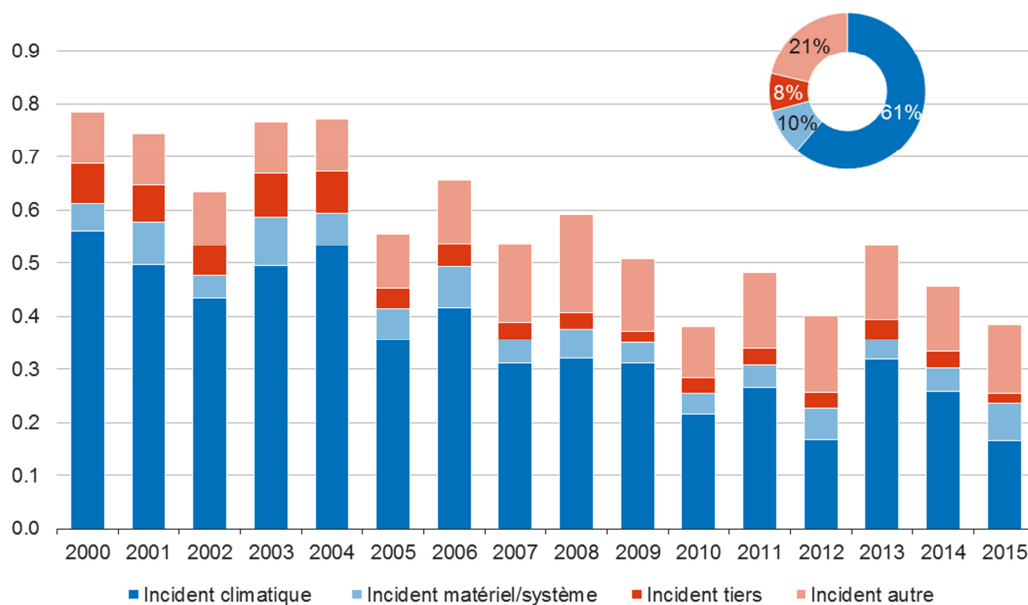
Figure 9 : Evolution de la Fréquence des coupures, Origine des coupures, 2000 – 2015.



Source : RTE.
Analyse : FTI-CL Energy.

- 5.18 On dresse le même constat que pour le critère TCE HIX. Sur la période 2000 – 2015, l’essentiel de la fréquence de coupure (et de ses variations) s’explique par les incidents survenus au niveau de tension 90-63 kV (+HTA). Ces incidents contribuent à hauteur d’une moyenne de 0,5 coupure sur la période, soit près de 92 % du critère FHIX. La contribution des coupures consécutives à des incidents survenus au niveau de tension 400 kV a diminué progressivement pour s’établir à 0,01 coupure.
- 5.19 S’agissant des causes des coupures, la Figure 10 ci-dessous présente l’évolution du critère FHIX sur la période 2006 – 2015, en distinguant la cause des coupures.

Figure 10 : Evolution de la Fréquence des coupures, Causes des coupures, 2000 – 2015.



Source : RTE.
Analyse : FTI-CL Energy.

5.20 Sur la période 2000 – 2015, l'essentiel du critère FHIX est expliqué par la contribution – très volatile – des causes climatiques. Elles occasionnent en moyenne 0,4 coupure par an sur la période, soit 61 % du critère FHIX. Soulignons que la contribution des causes climatiques a diminué significativement sur la période, étant passée d'une valeur proche de 0,5 coupure en 2000 à seulement 0,2 coupure en 2015. La contribution des incidents matériel/système quant à elle est restée relativement stable autour de 0,04 coupure par an, soit 10 % du critère FHIX.

5.21 Contrairement au critère TCE HIX, le critère FHIX – de par sa définition – est peu affecté par les événements de grande ampleur. Ainsi, **nous ne jugeons pas nécessaire d'effectuer de retraitement pour cet indicateur lors de l'analyse de tendance.**

Cibles de référence

5.22 Nous procédons à une analyse tendancielle des indicateurs sur la période 2000 – 2015. Cette analyse permet de décomposer l'évolution de la qualité d'alimentation en une évolution tendancielle de fond et en une composante aléatoire, correspondant (i) à la variabilité naturelle en situation normale ; et (ii) à l'occurrence des événements exceptionnels. Des cibles de référence (préliminaires) sont alors déterminées sur la base de la tendance observée.

5.23 Notre analyse s'articule en deux étapes, à savoir (i) la présentation de la méthodologie suivie ; et (ii) l'identification à proprement parler des cibles de référence tendancielle – sans prise en compte, pour l'instant, du risque induit pour le gestionnaire. Lors de l'étude de la

distribution des pénalités/prime – et du risque supporté par le gestionnaire –, nous serons potentiellement amenés à corriger/redéfinir ces cibles.

Méthodologie

Cadre de l'analyse

- 5.24 La détermination des cibles de référence est un exercice difficile, car il n'apparaît pas faisable de déterminer un niveau optimal sur la base d'une analyse coûts-bénéfices.
- 5.25 L'approche préconisée dans la littérature économique ou observée en pratique en Europe consiste soit :
- A procéder à une approche par comparables, c'est-à-dire à comparer le niveau de performance de différents opérateurs de réseau. Le niveau de qualité le plus important observé – après corrections pour les caractéristiques spécifiques de chaque réseau – peut être perçu comme le niveau de qualité qu'un gestionnaire efficace devrait offrir. Dès lors, ce niveau de qualité peut être considéré comme un bon proxy pour la valeur cible. On parle de compétition « *yardstick* »⁵².
 - A suivre une approche tendancielle⁵³, en s'appuyant sur les données historiques. Cette approche peut prendre différentes formes. Précisément, le niveau cible peut être déterminé sur la base (i) de la dernière réalisation observée de l'indicateur ; (ii) d'une moyenne de l'indicateur sur les « x » dernières années, ou encore (iii) par une analyse statistique de tendance – le niveau de la cible est déterminé de sorte à prolonger la tendance estimée sur les « x » dernières années. Cette dernière approche a l'avantage de rendre compte de la dynamique de l'indicateur – c'est-à-dire de son amélioration/dégradation dans le temps.
- 5.26 Pour le cas de la France, du fait de la difficulté de trouver des opérateurs comparables, **nous avons retenu l'approche tendancielle pour déterminer les cibles de référence.** Précisément, la méthode employée pour la détermination de la cible consiste à estimer la tendance sur la base d'une régression linéaire, appliquée aux données annuelles communiquées par RTE. Ces données couvrent la période 2000 – 2015. Nous effectuons ensuite une projection pour les années 2017 à 2020.
- 5.27 Pour conclure, il convient d'identifier les limites de l'analyse proposée. Nous en identifions deux principales :

⁵² Pour un traitement spécifique à la qualité d'alimentation voir Ajodhia, V.S. (2002) et Ter-Martirosyan, A. (2003)

⁵³ Alexander, B. (1996)

- Rappelons que la précision de l'estimation statistique est une fonction croissante du nombre d'observations. Dans le cas d'espèce, nous ne disposons que d'un nombre restreint d'observations (16 au total) ce qui rend l'exercice d'estimation particulièrement difficile et sensible aux hypothèses retenues, c'est-à-dire à l'exclusion des observations atypiques (ou « *outliers* »)⁵⁴.
- Mentionnons que les perspectives futures peuvent différer significativement de la tendance actuelle en fonction des efforts financiers consentis sur les OPEX et les CAPEX, notamment les investissements récents qui sont susceptibles d'affecter les niveaux de qualité futurs. A titre d'exemple, RTE vient de réaliser des investissements dans le projet LAD (Localisation Automatique de Défaut) qui vise à réduire le délai de localisation d'une défaillance tout en améliorant la précision de cette dernière, et ce, sur un nombre important de lignes aériennes. Par ailleurs, RTE a révisé [confidentiel] sa politique en matière de remplacement des matériels HT des postes. [confidentiel]. L'impact de ces programmes d'investissements dans le court terme est cependant difficile à apprécier.

5.28 Au vu des difficultés de l'exercice, nous proposons **des fourchettes pour les valeurs de cibles. Ces valeurs pourront servir de base à la discussion entre les services de la CRE et le gestionnaire de réseau de transport. Elles devront en particulier être mises en regard des leviers d'actions dont dispose RTE.**

Retraitement des données pour le Temps de Coupure Equivalent

5.29 L'analyse du temps de coupure équivalent hors événements exceptionnels est marquée par des incidents à fort impact. C'est le cas pour l'année 2008, où les incidents climatiques sont à des niveaux particulièrement hauts, et pour les années 2009 et 2015, où les incidents matériel/système sont à des niveaux particulièrement hauts⁵⁵. Ces événements particuliers ne témoignent pas d'une tendance générale de l'indicateur, mais, au contraire, d'aléas extrêmes auxquels le gestionnaire de réseau doit faire face.

5.30 Ainsi, pour déterminer l'évolution tendancielle, il est nécessaire d'effectuer un retraitement de ces valeurs extrêmes. Nous corrigeons donc les contributions de ces événements atypiques comme suit :

⁵⁴ Greene (2008), « *Econometric analysis* ».

⁵⁵ Ces « *outliers* » sont identifiées par une méthode statistique standard. Pour chaque cause, une réalisation de l'indicateur est qualifiée d'« *outlier* » si elle s'éloigne de plus de 2 écarts types de la moyenne observée sur la période 2000 - 2016. Il convient de noter que nous utilisons une approche récursive. Précisément, nous répétons ce processus jusqu'à tant qu'aucune observation ne soit identifiée comme un « *outlier* ».

- Pour l'année 2008, une contribution hypothétique des incidents climatiques est calculée comme la moyenne des contributions des incidents climatiques observées sur la période 2000 – 2015 (excl. 2008).
- Pour les années 2009 et 2015 respectivement, une contribution hypothétique des incidents matériel/système est calculée comme la moyenne des contributions des incidents matériel/système observées sur la période 2000 – 2015 (excl. 2009 et 2015).

5.31 Le Tableau 15 ci-dessous résume les retraitements effectués.

Tableau 15 : Retraitements du critère TCE HIX.

	2008		2009		2015	
	Réalisé	Retraité	Réalisé	Retraité	Réalisé	Retraité
Incidents climatiques	3,1 min	0,6 min	-	-	-	-
Incidents matériels	-	-	3,9 min	1,0 min	6,3 min	1,0 min
TCE HIX	4,4 min	1,9 min	6,4 min	3,5 min	7,0 min	1,7 min

Source : RTE.

Calculs : FTI-CL Energy.

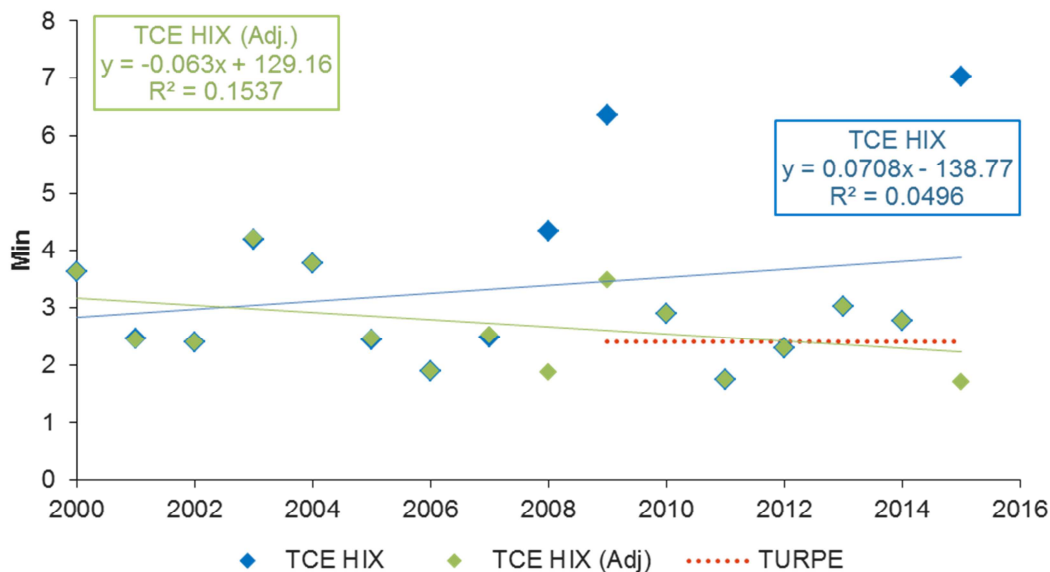
5.32 Le retraitement des valeurs extrêmes conduit à une réduction du critère TCE HIX de 2,5 min en 2008, 2,9 min en 2009 et enfin 5,3 min en 2015.

5.33 Il convient toutefois de rappeler que ces observations atypiques seront prises en compte pour l'évaluation du risque associé au dispositif incitatif, dans la mesure où elles matérialisent un risque réel pour le gestionnaire, susceptible de se reproduire dans le futur.

Détermination de la cible de référence pour le Temps de Coupure Equivalent

5.34 Nous procédons à l'analyse statistique du critère TCE décrite au paragraphe 5.26. Par souci d'exhaustivité, nous présentons les résultats avec et sans retraitements des observations extrêmes. A cet égard, la Figure 11 fait état de la tendance du critère TCE HIX sur la période 2000 – 2015.

Figure 11 : Tendence du critère TCE hors événements exceptionnels, 2000 – 2015.



Source : RTE.
Calculs : FTI-CL Energy.

- 5.35 Le comportement de l'indicateur est très différent suivant que l'on procède ou non aux retraitements discutés *supra*. Dans le scénario avec retraitement, on observe une nette tendance à la baisse avec une réduction progressive du TCE HIX, à une vitesse de 0,06 minute par an. *A contrario*, dans le scénario sans retraitement, le critère TCE HIX progresse à un rythme soutenu de 0,07 minute par an. Pour conclure, mentionnons que la régression avec retraitement donne de meilleurs résultats si l'on se fie à la valeur du R^2 qui est multiplié par 3 – même si la qualité statistique de la régression reste relativement faible.
- 5.36 Le Tableau 16 ci-dessous rapporte les cibles de référence pour le critère TCE HIX induites par notre approche statistique.

Tableau 16 : Cibles de référence potentielles, Critère TCE HIX.

Cibles de référence	Critère TCE HIX		
	TURPE 4 (2017)	Actualisation (2017)	
		Sans retraitement	Avec retraitement
Niveau de 2015		7,0 min	1,8 min
Moyenne sur 3 ans		3,8 min	2,4 min
Valeur tendancielle	2,4 min	4,0 min	2,1 – 2,2 min
Valeur tendancielle intégrant les événements extrêmes		-	2,7 – 2,8 min
Facteur d'amélioration	-	+0,07 min/an	-0,06 min/an

Source : RTE.
Calculs : FTI-CL Energy.

- 5.37 S'agissant du scénario sans retraitement, en prolongeant la tendance, la cible serait de 4,0 min, accompagnée d'un relâchement progressif des objectifs à raison de +0,1 min tous les deux ans, qui semble peu (ou pas) acceptable. Ce niveau de cible est très supérieur (i) au niveau du TURPE 4 ; (ii) aux niveaux historiques observés (en dehors des années 2009 et 2015) ; et (iii) au seuil de 3 minutes avancé par RTE. Cette observation confirme ainsi l'importance des retraitements effectués.
- 5.38 S'agissant du scénario avec retraitement, en prolongeant la tendance, la cible serait de 2,1 minutes en 2017, accompagnée d'un objectif de réduction de 0,1 min (valeur arrondie) tous les deux ans.
- 5.39 Le niveau de la cible doit néanmoins être ajusté pour rendre compte de la contribution des événements extrêmes (non exceptionnels), et assurer ainsi que le gestionnaire de réseau peut – en espérance – atteindre le niveau de qualité cible. L'analyse de la distribution du TCE autour de sa tendance de long terme, nous amène à retenir une cible de référence comprise entre 2,7 minutes par an, avec un effort maximal de 0,1 minute (valeur arrondie) tous les deux ans.
- 5.40 RTE soutient qu'en l'absence d'une forte évolution structurelle du réseau de transport, l'amélioration du TCE HIX atteint désormais ses limites autour de 3 minutes par an, liées à la conception même du réseau, et aux arbitrages technico-économiques qui la sous-tendent. RTE identifie deux principaux facteurs qui handicapent la progression du TCE à proportion égale :
- **Le nombre de clients qui ont fait le choix d'une alimentation non garantie** (leur installation n'est desservie que par une unique liaison de raccordement, ou avec un secours ne permettant qu'une réalimentation partielle). RTE avance que l'examen des situations sur les dix dernières années, de 2006 à 2015, montre que de l'ordre de 50 % de l'END sur coupure concerne des postes clients non garantis.
 - **L'occurrence d'avaries simultanées, ou d'avarie localisée sur un secteur déjà fragilisé par des retraits d'ouvrages** (pour travaux ou maintenance préventive, voire curative). RTE précise ainsi que, hormis les raccordements de clients cités plus haut, le réseau de transport est conçu et exploité selon la règle du « N-1 » : la perte d'un seul ouvrage n'entraîne généralement aucune coupure durable d'alimentation. En revanche, le réseau n'est pas structuré pour assurer la continuité d'alimentation en cas de défauts « N-k » (avaries ou indisponibilités simultanées). RTE affirme que sur la période 2006 – 2015, près de 50 % de l'END résiduelle est due à ces situations.
- 5.41 Il convient toutefois de rappeler que RTE réalise des investissements importants visant à améliorer la qualité d'alimentation sur le réseau de transport⁵⁶. Ces investissements ont précisément vocation à maintenir/améliorer le niveau du TCE dans le long (plan à 10 ans) et

⁵⁶ RTE (2014 et 2015), « Schéma décennal de développement du réseau ».

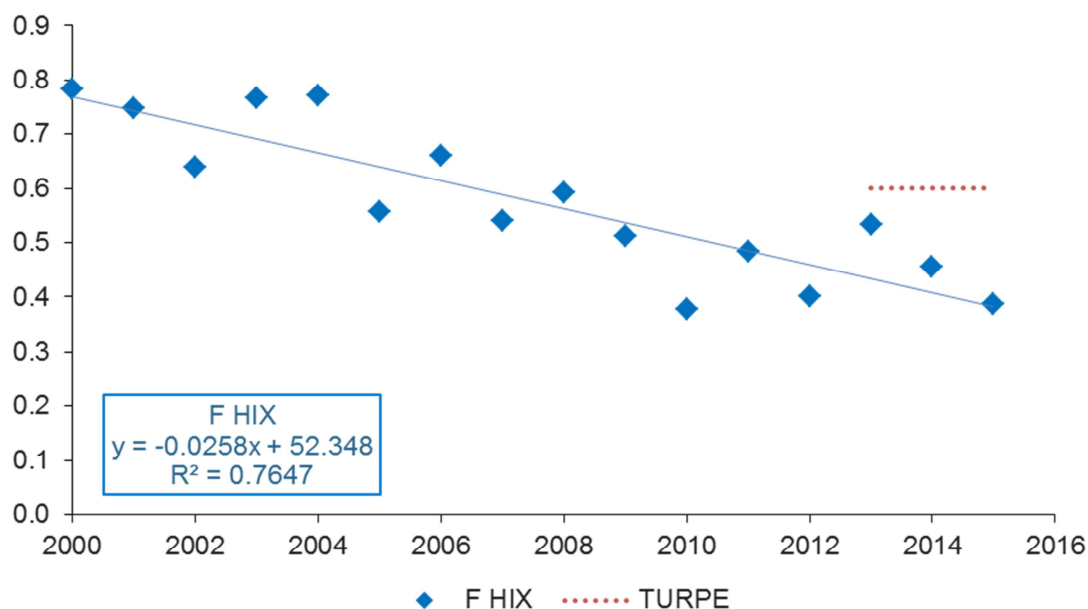
le moyen terme (plan à 3 ans). Par ailleurs, s'agissant du second point, il est du ressort de RTE qui peut prendre en compte ces éléments dans sa gestion du réseau, sa maintenance, ses investissements et ses renouvellements d'équipements.

- 5.42 Ceci étant dit, il est difficile de quantifier l'impact à court terme sur le critère TCE des efforts consentis par RTE. Ainsi, si RTE disposait effectivement d'un nombre restreint de leviers d'actions pour améliorer le critère TCE dans le court terme (et donc poursuivre la tendance observée jusqu'à 2015), une approche alternative consisterait à maintenir le niveau tendanciel de 2015 pour TURPE 5, égal à 2,2 minutes, mais de ne pas poursuivre la tendance d'amélioration. Ainsi, dans ce second cas de figure, la cible TCE serait fixée à 2,2 minutes par an sans effort annuel supplémentaire – le maintien de ce niveau nécessitant déjà, d'après RTE, des efforts importants de la part de RTE. Après ajustement pour la contribution des événements extrêmes (non exceptionnels), la cible serait fixée à 2,8 minutes par an.
- 5.43 En définitive, en fonction de l'approche retenue, **la cible déterminée pour le TCE s'établit entre 2,7 minutes et 2,8 minutes pour 2017 et s'accompagne d'un objectif maximum de réduction de 0,1 minute tous les deux ans.**

Détermination de la cible de référence pour la Fréquence Moyenne de Coupure

- 5.44 Nous procédons à l'analyse statistique du critère F décrite au paragraphe 5.26. La Figure 12 ci-dessous présente les résultats de notre régression linéaire.

Figure 12 : Tendance du critère F hors événements exceptionnels, 2000 – 2015.



Source : RTE.
Calculs : FTI – CL Energy.

Le Tableau 17 ci-dessous rapporte les cibles de référence pour le critère FHIX qui pourraient être envisagées par la CRE pour TURPE 5.

Tableau 17 : Cibles de référence potentielles, Critère FHIX.

Cibles de référence	Critère FHIX		
	TURPE 4 (2017)	Actualisation (2017)	
		Sans retraitement	Avec retraitement
Niveau de 2015		0,39	N/A
Moyenne sur 3 ans	0,6	0,46	N/A
Valeur tendancielle		0,33	N/A
Facteur d'amélioration	-	-0,03 coupure/an	N/A

Source : RTE.

Calculs : FTI-CL Energy.

- 5.45 En prolongeant cette tendance, la cible se situerait à 0,33 coupure (en fonction de l'arrondi retenu) en 2017, accompagnée d'un objectif de réduction de 0,03 coupure par an.
- 5.46 Toutefois, il convient d'observer que (i) cet indicateur a été fortement réduit sur la période 2000 – 2015 ; et que (ii) cet indicateur est relativement stable depuis 2010. On peut donc s'interroger sur la poursuite de cette tendance. Nous considérons donc une approche alternative, laquelle consiste à déterminer la cible de référence sur la base de la moyenne calculée sur les trois dernières années.
- 5.47 En fonction de l'approche retenue, **la cible pour le critère FHIX s'établirait entre 0,33 et 0,46 coupure (avec une possibilité d'arrondir) par an, avec un objectif d'amélioration annuelle faible voire nul.**

Mécanisme incitatif

- 5.48 Nous procédons maintenant à la calibration du mécanisme de régulation incitative, laquelle passe par trois (3) étapes bien distinctes, à savoir :
- **L'estimation de la loi (jointe) des indicateurs de qualité d'alimentation** – Cette première étape consiste à déterminer la forme paramétrique de la fonction de répartition ou/et de la densité des indicateurs. Elle poursuit un objectif triple. *Premièrement*, il s'agit de comprendre la distribution des indicateurs autour de leur tendance de long terme. *Deuxièmement*, la loi empirique (ou paramétrique) des indicateurs est indispensable pour simuler la distribution du montant des pénalités/primes – une fois la structure du mécanisme déterminée. *Troisièmement*, la loi estimée guide le choix de la forme fonctionnelle du dispositif incitatif. A titre d'exemple, si l'indicateur n'est pas centré en espérance autour de la tendance, cela entraîne irrémédiablement un biais dans le montant des pénalités/primes – en faveur ou en défaveur de l'opérateur. Ce biais peut être corrigé en ajustant le niveau de la cible « faciale » du mécanisme.
 - **La détermination du mécanisme incitatif** – Cette seconde étape consiste à identifier la forme fonctionnelle du mécanisme incitatif. Le mécanisme « idéal » devrait vérifier les

deux propriétés suivantes : (i) être centré autour de zéro en espérance ; (ii) être symétrique ; et (iii) véhiculer la juste incitation pour conduire le gestionnaire à investir dans la qualité quand cela est socialement désirable. Les différentes caractéristiques du dispositif – telles que le niveau du plafond/plancher, la force des incitations ou encore l'introduction d'une zone neutre – seront discutées.

- **L'évaluation du risque pour le gestionnaire** – Cette troisième et dernière étape consiste à calibrer les paramètres du mécanisme incitatif de sorte à induire un risque acceptable pour le gestionnaire. Nous jugeons l'acceptabilité du mécanisme au regard de différentes métriques. Précisément, nous comparons le risque induit par le mécanisme avec (i) le niveau de risque qualité observé dans le passé ; et (ii) le risque global de RTE. Pour finir, nous conduisons une analyse de sensibilité aux principaux paramètres du dispositif.

5.49 Nous détaillons chacune de ces étapes dans la suite.

Distribution empirique des indicateurs de qualité

Methodologie

- 5.50 La qualité – telle que mesurée par le critère TCE HIX et par le critère FHIX – peut être considérée comme une variable aléatoire. Pour apprécier la distribution statistique de la qualité (c'est-à-dire la probabilité que ces variables prennent les différentes valeurs possibles), il est indispensable de disposer d'un nombre important de mesures.
- 5.51 Dans le cas d'espèce, nous disposons d'un historique limité à quelques années. Précisément, nous disposons de 16 observations, à savoir la réalisation des indicateurs sur la période 2000 – 2015. A supposer que les données aient été disponibles, utiliser un historique plus long n'aurait pas nécessairement eu beaucoup de sens dans la mesure où la qualité aujourd'hui est potentiellement peu comparable avec la qualité observée pendant les années 90. Pour s'en convaincre, rappelons que le critère TCE HIX a diminué de manière significative jusqu'au milieu des années 1990. A compter de 1995, son amélioration a marqué le pas et la moyenne sur les 10 dernières années s'établit autour de 2,7 minutes (après retraitement), contre près de 18 min dans les années 80. De la même manière, les données mensuelles et trimestrielles – très volatiles et marquées par une saisonnalité importante – sont difficilement exploitables.
- 5.52 Pour pallier ce manque de données, nous avons reconstitué des mesures fictives nationales à partir de mesures réelles locales. A cet effet, nous utilisons les niveaux de qualité mesurés au niveau des 7 groupements d'exploitation-transport (ci-après « GET ») de RTE, et ce, pour la période 2000 – 2015.
- 5.53 Notre approche s'articule autour de cinq (5) étapes :
- Etape 1 – Pour chaque GET, nous estimons la tendance de l'indicateur local sur la base d'une régression linéaire, appliquée sur des données locales annuelles communiquées. Ces données couvrent la période 2000 – 2015. Lors de l'estimation de tendance, nous procédons aux ajustements discutés au paragraphe 5.40.

- Etape 2 – Pour chaque GET et chaque année, nous calculons la différence entre le niveau de l'indicateur mesuré au niveau du GET pour l'année considérée et la tendance estimée lors de la première étape. Nous obtenons un résidu par GET et par année.
- Etape 3 – Pour chaque GET, nous effectuons un tirage aléatoire d'un résidu parmi les 16 résidus disponibles pour ce GET.
- Etape 4 – Nous obtenons une observation fictive de l'indicateur national en additionnant (i) la cible de référence nationale ; et (ii) la moyenne pondérée – par la taille des GET telle que mesurée par la Puissance Moyenne Distribuée Annuellement (« PMDA ») – des résidus tirés pour chaque GET.
- Etape 5 – Nous générons 5 000 observations fictives de l'indicateur national par répétition des étapes 3 et 4. Avec les données disponibles, on pourrait réaliser jusqu'à 16^7 observations pour RTE⁵⁷.

5.54 Il convient de noter que **notre approche repose sur une hypothèse structurante, à savoir que les mesures de la qualité à un niveau local sont des variables aléatoires indépendantes**⁵⁸ (après ajustement pour la structure locale du réseau intégrée dans la tendance). Précisément, nous faisons l'hypothèse que le niveau de qualité mesuré au niveau d'un GET ne donne *a priori* aucune information sur le niveau de qualité qui pourrait être mesuré au niveau d'un autre GET au même moment.

5.55 Une fois les mesures fictives générées, nous déterminons la loi paramétrique des observations. Deux types de loi sont considérés : la loi normale et la loi log-normale avec talon.

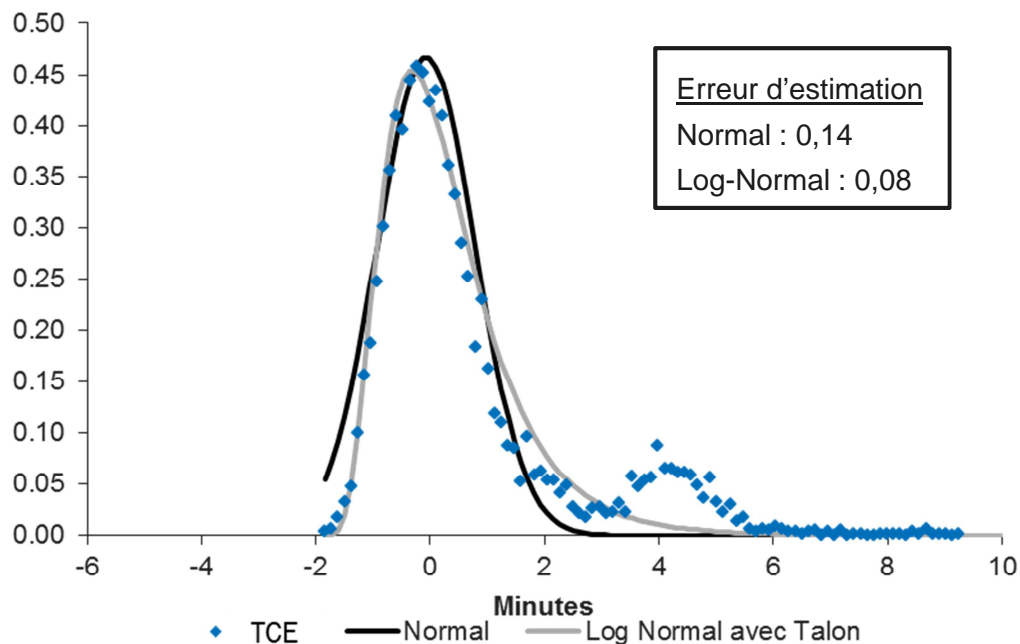
Distribution empirique du Temps de Coupure Equivalent

5.56 Notre analyse montre que ni une loi normale, ni une loi log-normale ne parviennent à approcher parfaitement la distribution empirique du TCE HIX. A titre d'illustration, la Figure 13 ci-dessous présente la distribution empirique du critère TCE HIX ainsi que les lois normale et log-normale qui réalisent le meilleur « fit ».

⁵⁷ Si l'on note (i) $Y_{i,t}$ le niveau de l'indicateur de qualité mesuré pour l'année t au niveau du GET i ; (ii) $R_{i,t}$ le résidu mesuré pour l'année t au niveau du GET i ; (iii) P_i la taille du GET i telle que mesurée par la PMDA ; (iv) $\{U_{k,l}\}_{(l,k) \in \{7,N\}}$ une suite de variables uniformes indépendantes ; et (v) C le niveau tendancielle de la cible ; alors la k – ième mesure fictive de l'indicateur national, I_k est donnée par la formule suivante : $I_k = C + \sum_{i=1}^7 \frac{P_i}{\sum_{j=1}^7 P_j} \times R_{i,U_{i,k}}$.

⁵⁸ La significativité de la corrélation ne peut être établie du fait du faible nombre d'observations par GET.

Figure 13 : Distribution de l'écart du critère TCE HIX à la cible de référence.



Source : Données RTE.
Calculs : FTI-CL Energy.

- 5.57 La correspondance entre la loi théorique et la loi observée n'est pas parfaite. Le TCE est centré en espérance autour la cible de référence, laquelle est rehaussée de 0,59 minutes par an par rapport à la valeur tendancielle pour tenir compte de la contribution des évènements extrêmes non exceptionnels. Le TCE présente un écart-type de 1,7 minute par an. Par ailleurs, la distribution du TCE est dissymétrique, marquée par une queue de distribution particulièrement épaisse, c'est-à-dire une probabilité importante que le TCE HIX s'écarte significativement de la tendance. Ce phénomène s'explique par la prise en compte des évènements extrêmes (non exceptionnels) qui avaient été exclus de l'analyse de tendance.
- 5.58 Pour s'en convaincre, le Tableau 18 ci-dessous présente la dispersion du TCE HIX autour de la cible, et ce, par causes.

Tableau 18 : Intervalles de confiance, TCE HIX, par causes.

Seuils de risque (en min)	1 %	5 %	10 %	50 %	90 %	95 %	99 %
TCE HIX	-2,03	-1,69	-1,47	-0,51	3,04	3,81	5,10
Incidents climatiques	-0,64	-0,54	-0,47	-0,16	0,45	1,91	2,37
Incidents Matériels	-1,26	-1,10	-0,99	-0,43	2,32	3,63	4,37
Incidents Tiers	-0,69	-0,56	-0,48	-0,13	0,70	0,95	1,54
Incident Autres	-0,30	-0,23	-0,18	-0,02	0,23	0,31	0,42
TCE TCC	-3,74	-3,20	-2,89	-1,12	3,53	9,62	13,35

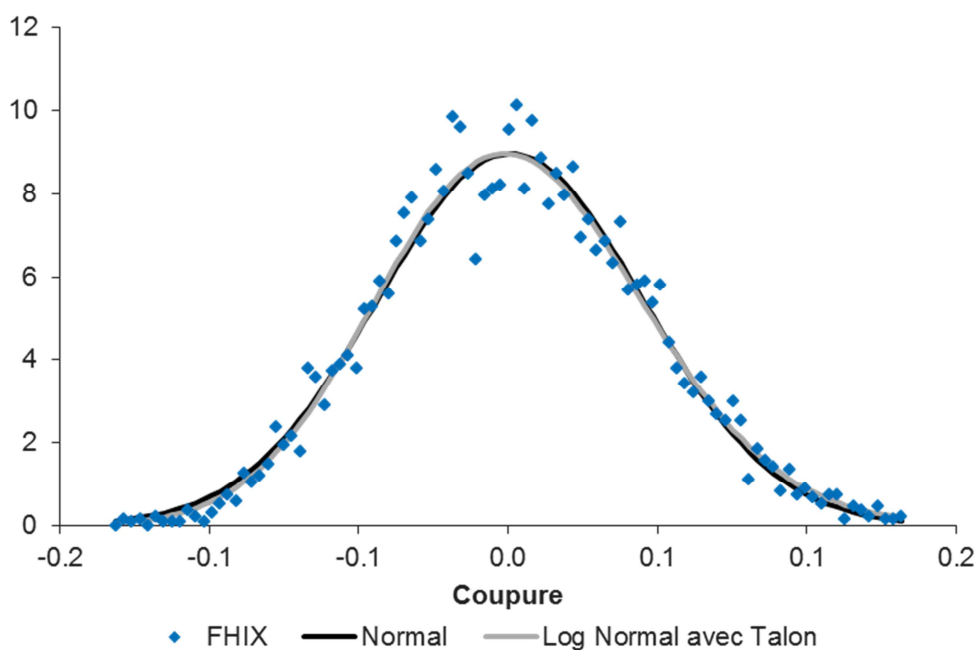
Source : RTE.
Calculs : FTI-CL Energy.

- 5.59 La dispersion (dissymétrique) du critère TCE est principalement expliquée par les incidents climatiques et les incidents matériel/système. Précisément, la contribution des incidents climatiques est supérieure à 1,9 minute pour 5 % des observations. De la même manière, la contribution des événements matériel/système est supérieure à 3,6 minutes pour près de 5 % des observations. Ces chiffres sont à comparer avec les contributions des incidents tiers ou des travaux, toutes deux inférieures à 0,7 minute pour 95 % des observations.
- 5.60 Comme discuté au paragraphe 5.39, l'ajustement de la cible par rapport à la valeur tendancielle pour rendre compte de la contribution des événements extrêmes (non exceptionnels) assure que le gestionnaire de réseau peut – en espérance – atteindre le niveau de qualité cible.
- 5.61 En définitive, nous recommandons d'utiliser **une loi normale pour la calibration de la force des incitations, qui permet la mise en place d'un mécanisme incitatif symétrique et linéaire** en ligne avec l'approche théorique. Si le niveau de pénalité/prime n'est pas centré en zéro, il sera possible de le neutraliser sans passer par une loi log-normale. Nous discutons ce point en détail lors de l'analyse de risque.

Distribution empirique de la Fréquence Moyenne de Coupure

- 5.62 Notre étude montre qu'une loi normale permet de bien caractériser la loi empirique du critère FHIX. La loi estimée est stable, bien que ses paramètres (espérance et variance) évoluent en fonction des événements pris en compte. Ainsi, la Figure 14 ci-dessous présente la distribution empirique du critère FHIX ainsi que les lois normale et log-normale qui réalisent le meilleur « fit ».

Figure 14 : Distribution de l'écart du critère FHIX à la tendance.



Source : Données RTE.
Calculs : FTI-CL Energy.

- 5.63 La distribution du critère FHIX est caractérisée par une espérance nulle et un écart-type de 0,04 coupure par an.
- 5.64 Afin d'apprécier la contribution de chacune des causes dans la dispersion du critère FHIX, le Tableau 19 présente la dispersion de l'indicateur autour de la tendance, et ce, par causes.

Tableau 19 : Intervalles de confiance, FHIX, par causes.

Seuils de risque (en min)	1 %	5 %	10 %	50 %	90 %	95 %	99 %
FHIX	-0,09	-0,07	-0,05	0,00	0,06	0,07	0,11
Incidents climatiques	-0,08	-0,06	-0,05	0,00	0,05	0,06	0,09
Incidents Matériels	-0,02	-0,02	-0,01	0,00	0,02	0,02	0,03
Incidents Tiers	-0,02	-0,01	-0,01	0,00	0,01	0,02	0,02
Incident Autres	-0,03	-0,02	-0,02	0,00	0,02	0,03	0,04
F TCC	-0,10	-0,07	-0,06	0,00	0,06	0,08	0,11

Source : Données RTE.

Calculs : FTI-CL Energy.

- 5.65 Les incidents climatiques expliquent l'essentiel de la dispersion observée. Contrairement au critère TCE HIX, les avaries matérielles ont peu d'impact sur la distribution du critère FHIX.
- 5.66 En définitive, **nous recommandons d'utiliser une loi normale pour la calibration de la force des incitations, qui justifie la mise en place d'un mécanisme incitatif symétrique et linéaire.**

Détermination du dispositif incitatif

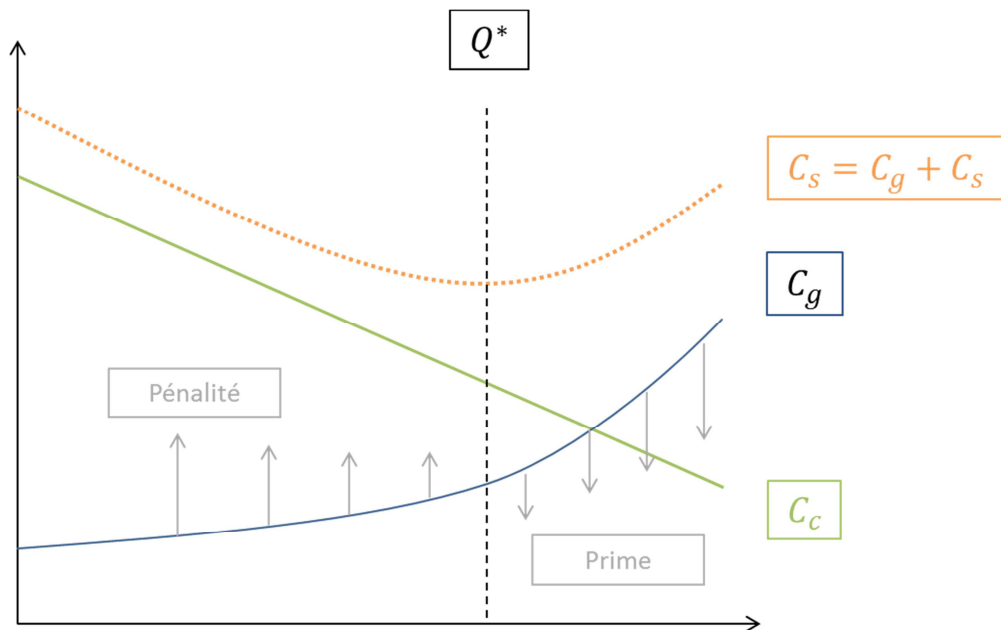
Forme fonctionnelle du mécanisme

- 5.67 La mise en œuvre d'une régulation incitative de la continuité d'alimentation vise à garantir que les gains de productivité des gestionnaires de réseaux n'aient pas pour contrepartie une baisse de la qualité du service, et de la continuité d'alimentation en particulier – et ainsi à garantir qu'un niveau de qualité socio économiquement désirable est atteint.
- 5.68 Pour atteindre des objectifs cibles de qualité d'alimentation, les régulateurs optent généralement pour des mécanismes (symétriques) de type bonus-malus – comme c'est le cas en France. Précisément, le régulateur définit un niveau de qualité de référence pour les indicateurs de qualité d'alimentation considérés. Les écarts à ces niveaux cibles se traduisent par des pénalités ou des récompenses financières. Un tel système – s'il est convenablement paramétré – incite le gestionnaire de réseau à offrir le niveau de qualité jugé socialement désirable⁵⁹.

⁵⁹ Pour une revue de littérature sur le sujet voir Joskow (2008), Spence, M. (1975), Sheshinski, E. (1976), Ter-Martirosyan, A. (2003) et Fraser, R. (1994).

- 5.69 Pour bien comprendre la mécanique de ces schémas incitatifs, considérons l'exemple simplifié illustré par la Figure 15 ci-dessous. Nous considérons un gestionnaire de réseau avec une fonction de coût (C_g). Si le coût de la qualité pour les consommateurs est donné par la courbe C_c , alors le niveau de la qualité socialement désirable (Q^*) est caractérisé par la relation $\partial_Q C_c(Q^*) = \partial_Q C_g(Q^*)$. En d'autres termes, le niveau de qualité socialement désirable est tel que le coût marginal de la qualité pour le gestionnaire est égal au gain marginal pour les consommateurs.
- 5.70 Ainsi, le régulateur doit définir le niveau des pénalités ou des récompenses pour s'assurer que le gestionnaire de réseau choisisse effectivement d'offrir un niveau de qualité optimal (Q^*). En d'autres termes, le régulateur doit déformer, *via* le schéma incitatif, la courbe de coût du gestionnaire de réseau (C_g) pour faire coïncider la « nouvelle » courbe de coût du gestionnaire avec la fonction de coût de la qualité de la société ($C_s = C_c + C_g$).

Figure 15 : Impact d'un schéma incitatif qualité sur la fonction de coût des gestionnaires de réseau.



Source : Alvehag, K. (2013).
Figure : FTI-CL Energy.

- 5.71 La littérature apporte une réponse très claire quant au niveau optimal des pénalités ou des primes financières⁶⁰. Précisément, pour un niveau Q de qualité, le montant de la pénalité/prime doit être égal à $C_c(Q) - C_c(Q^*)$ – à savoir le différentiel du coût de coupure entre la situation avec une qualité Q et celui avec une qualité Q^* .

⁶⁰ Ajodhia, V.S. (2002)

- 5.72 Lorsque la valeur de la défaillance est supposée fixe (ce qui est le cas en France et dans la plupart des pays étudiés), la force de l'incitation optimale doit être symétrique et proportionnelle à la différence entre le niveau de qualité atteint et le niveau de qualité cible :

$$\forall Q, S(Q) = c \times (Q - Q^*)$$

Où $c = \partial_Q C_c(Q^*)$ est le coût marginal de la défaillance pour le consommateur, ou encore la valeur de l'énergie non distribuée (ci-après « END »).

- 5.73 Ainsi, **nous recommandons – en cohérence avec la littérature économique et les enseignements du benchmark – de retenir un mécanisme symétrique, linéaire et centré autour de la cible, lequel prend en compte l'intégralité de la valeur de l'END pour le calcul de la force de l'incitation.** Il s'agit d'une évolution importante du dispositif par rapport à TURPE 4 (cf. Encadré 3). Un tel mécanisme est centré en espérance, dès lors que le niveau de qualité moyen offert par le gestionnaire est égal à la cible de référence.

Encadré 3 : Forme fonctionnelle du dispositif incitatif TURPE 4 pour RTE

Le dispositif incitatif français, avec une formule logarithmique, s'éloigne de la théorie économique et des pratiques observées en Europe. Pour rappel, la CRE a mis en place un schéma incitatif logarithmique de type bonus-malus sur la base de la durée moyenne de coupure et la fréquence moyenne de coupure. Précisément, le niveau de l'incitation financière de l'année est donné par la formule suivante :

$$I_N = 10,4 \times TCE \times \ln\left(\frac{TCE}{Cible\ TCE}\right) + 72,0 \times F \times \ln\left(\frac{F}{Cible\ F}\right) \quad [1]$$

Le choix d'une formule logarithmique s'explique par la loi de probabilité utilisée par le consultant de la CRE en 2007 pour modéliser les écarts à la cible : une loi log-normale semblait donner de meilleurs résultats qu'une loi normale en termes de représentation des écarts à la cible. Dès lors, la forme fonctionnelle du dispositif retenue était la seule formulation permettant d'assurer que la condition forte de symétrie [2], visant notamment à garantir que le niveau de pénalité/prime soit centré en zéro, soit vérifiée.

$$\forall a, P(S(Q) \geq a) = P(S(Q) \leq -a) \quad [2]$$

Cette propriété implique que le niveau de pénalité et de prime est centré en probabilité. Elle est ainsi beaucoup plus contraignante qu'une propriété de symétrie plus faible visant (uniquement) à garantir que le niveau de pénalité/prime soit centré en espérance, propriété partagée par une grande majorité des pays étudiés.

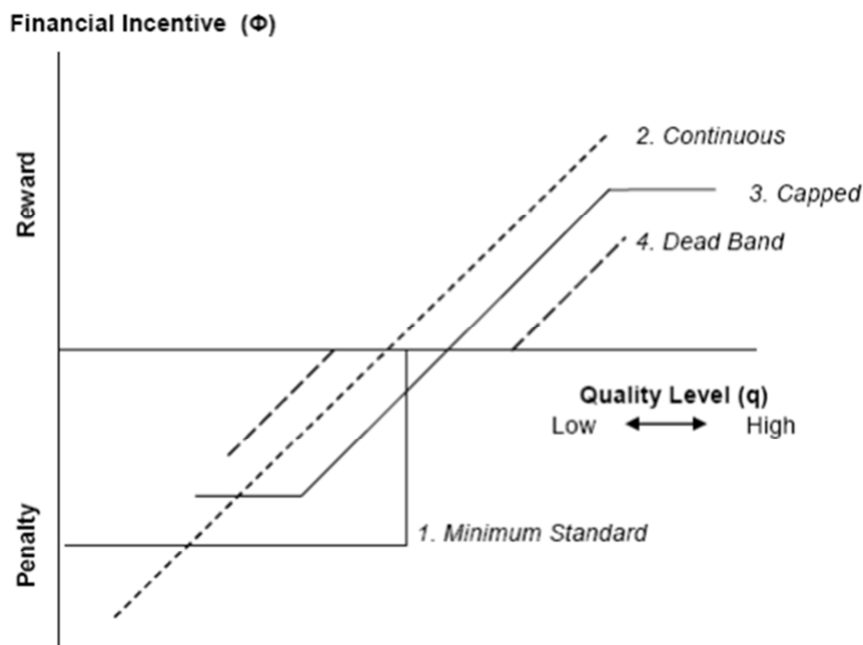
Notons qu'un tel mécanisme ne donne cependant pas une force des incitations symétrique, conforme à l'optimum économique.

Source : Rapport Adéquations(2007)

Limitation du risque

5.78 En pratique, quatre types de mécanismes type bonus-malus coexistent⁶¹ en Europe. Ces mécanismes se différencient par leur niveau de complexité, et notamment des différents types de risques qu'ils intègrent (ex : risque financier pour les gestionnaire, incertitude sur le niveau cible, etc.). Ces mécanismes sont présentés dans la Figure 16 ci-dessous.

Figure 16 : Mécanismes incitatifs qualité de type bonus-malus



Source : Alvehag, K. (2013).

5.79 Les mécanismes incitatifs de qualité présentés se différencient en termes (i) de risque porté par le gestionnaire et (ii) d'incitations véhiculées ::

- Mécanisme de standard minimum (« Minimum standard ») – La pénalité est constante, c'est-à-dire qu'elle ne dépend pas de l'écart à la cible. Par ailleurs, aucun système de bonus n'est mis en place. Ce système fait encourir un risque financier important au gestionnaire.
- Mécanisme continu (« Continuous ») – Il prévoit des pénalités ou des récompenses qui augmentent avec l'écart aux objectifs de qualité prédéfinis. Ce schéma est très proche du cadre théorique présenté supra.
- Mécanisme plafonné (« Capped ») – Il s'agit d'une version plus élaborée du mécanisme précédent. Précisément, ce mécanisme prévoit un niveau plancher/plafond pour les

⁶¹ Ajodhia, V.S. and Hakvoort, R. (2005).

pénalités et les primes. L'introduction de ce mécanisme est généralement justifiée par une volonté de réduire le risque financier pour les gestionnaires et les consommateurs. Cependant, un tel mécanisme réduit par la même occasion les incitations des gestionnaires à offrir le niveau de qualité socialement optimal. Précisément, au-delà d'un certain niveau, la réduction de la qualité n'entraîne pas de pénalité financière : le gestionnaire n'a plus d'incitation à améliorer la qualité. Ainsi, les niveaux plancher/plafond doivent être fixés suffisamment hauts pour contenir ce type de distorsion du signal économique.

- Mécanisme avec zone morte (« *Dead Band* ») – Ce mécanisme diffère du précédent par l'ajout d'une « zone morte » (ou neutre) autour du niveau de qualité cible. Toutes variations de la qualité qui se situeraient dans cette zone ne donnent pas lieu à des compensations financières. L'introduction de cette zone morte vise à intégrer l'incertitude autour du niveau de référence, ou plus précisément des variations stochastiques observées autour de la tendance de long terme. L'existence de cette zone peut également entraîner un comportement stratégique des gestionnaires de réseau qui réduiraient le niveau de qualité en toute impunité (cf. Encadré 4).

Encadré 4 : Zone morte

L'introduction d'une zone morte est généralement justifiée par une volonté de neutraliser une partie du risque supporté par le gestionnaire. Pour bien comprendre, rappelons que la qualité d'alimentation est une variable aléatoire, qui varie autour d'un niveau moyen correspondant à la qualité offerte par le gestionnaire. Les variations autour de cette valeur moyenne ne sont pas directement maîtrisables par le gestionnaire. Dès lors, quand bien même le gestionnaire offrirait (en moyenne) le niveau de qualité cible, il resterait exposé à un risque financier, à tout du moins dans le court terme. L'introduction d'une zone morte permet de neutraliser ce risque. Néanmoins, la littérature économique précise que la zone morte est d'autant moins justifiée que le mécanisme est symétrique et centré autour de zéro en espérance, dans la mesure où le gestionnaire touchera à la fois des pénalités et des primes qui doivent normalement s'équilibrer.

L'introduction d'une zone morte est parfois motivée par l'incertitude sur le niveau de qualité optimale. Dès lors, le mécanisme peut être mal paramétré, et ce, en défaveur du gestionnaire. La zone morte vise à intégrer l'incertitude autour du niveau de référence, ou plus précisément des variations stochastiques observées autour de la tendance de long terme.

En règle générale, la littérature économique ne recommande pourtant pas une telle approche, car elle présente des biais importants en termes d'incitations pour le gestionnaire de réseau. Précisément, la zone morte n'a qu'un impact limité sur le risque associé aux incitations financières : elle enlève toute incitation à améliorer la qualité autour de la cible – alors que ces situations sont *a priori* les plus fréquentes. En revanche, elle expose toujours le gestionnaire de réseau au risque de pénalités plus substantielles. L'introduction d'une zone morte, et les inefficacités qu'elle génère, n'est donc pas contrebalancée par une réduction significative du risque pour le gestionnaire.

Encadré 4 : Zone morte

En pratique, la zone morte n'est mise en place en Europe qu'en Italie et au Portugal.

Source : Williamson, B. (2001), Meyrick and Associates (2002).

Paramètres du mécanisme

- 5.80 Si la théorie est d'apparence simple, le passage à la pratique est beaucoup moins aisé⁶². En effet, la mise en œuvre de tels dispositifs nécessite de quantifier (i) le coût des interruptions pour les consommateurs ; (ii) les niveaux de plancher/plafond ; et (iii) la zone morte.
- 5.81 S'agissant de la valeur de l'END, cette donnée est difficilement observable/quantifiable. Plusieurs approches sont néanmoins proposées dans la littérature. Elles reposent généralement sur des enquêtes ou des comparaisons internationales⁶³. Dans le cas d'espèce, **nous reprenons la valeur de l'END utilisée en planification de réseau**⁶⁴.
- 5.82 Le Tableau 20 fait état des valeurs de l'END estimées par RTE et utilisées pour la planification du réseau de transport. Les valeurs présentées sont ajustées pour l'inflation enregistrée sur la période 2011 – 2016.

Tableau 20 : Valeur de l'END utilisée en planification de réseau (2011).

Valeur de l'END	Coupages brèves	Coupages longues
Résidentiels	0,2 €/kW	19 €/kWh
Entreprise	N/A	36 €/kWh
France	3 €/kW	27 €/kWh

Notes : Valeurs ajustées pour l'inflation (INSEE).

Source : RTE, INSEE.

- 5.83 Le coût économique d'une coupure supérieure à 3 minutes (coupures longues) s'élève en France à 27 €/kWh⁶⁵, soit, à titre de comparaison, près de 200 fois le prix de la fourniture de cette même énergie. Quant au coût moyen d'une coupure brève (< 3 minutes) ou d'un creux

⁶² Mohammadnezhad-Shourakaei, H. and Fotuhi-Firuzabad, M. (2011)

⁶³ Les méthodes utilisées sont plus ou moins sophistiquées : « Partial Performance Indicators », « TFP and other index based productivity approaches », « Norm and reference models », « Econometric methods (OLS/COLS/MOLS) », « Frontier methods ».

Pour une revue de littérature : Ajodhia, V.S. (2006), Alvehag, K. (2013), Jamasb (2014)

⁶⁴ RTE (2011) : « Quelle valeur attribuer à la qualité de l'électricité ? » :

https://eco2mix.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/alaune/RTE_END_BD.pdf

⁶⁵ Valeur publiée par RTE en 2011 et ajustée pour l'inflation enregistrée sur la période 2011 – 2015.

de tension, il est légèrement supérieur à 3 €/kW. Ces moyennes intègrent la disparité des situations selon le type de consommateurs – entreprises ou ménages, et entre les différents secteurs d'activité. Ainsi, pour les entreprises, le coût économique d'une coupure de courant supérieure à 3 minutes s'élève en moyenne à 36 €/kWh, contre 19 €/kWh pour les ménages.

5.84 Nous convertissons ensuite ces valeurs dans l'unité la plus pertinente :

- Pour le TCE, nous exprimons le coût de la défaillance en €/min. Pour chaque année entre 2009 et 2015, nous calculons le coût de la défaillance comme (i) le produit de la valeur de l'END des coupures longues (exprimée en €/kWh) (ii) par le volume de soutirage moyen sur le réseau de transport (444 TWh en moyenne). Sur la période 2009 – 2015, le coût de la défaillance est compris entre 21,3 M€/min et 24,1 M€/min. Nous retenons une valeur moyenne égale à 22,8 M€/min.
- Pour le critère F, nous exprimons le coût de la défaillance en €/coupure. Pour chaque année entre 2009 et 2015, nous calculons le coût de la défaillance comme (i) le produit de la valeur de l'END des coupures brèves (exprimée en €/kW) (ii) par la puissance moyenne distribuée annuellement (48 GW en moyenne). Sur la période 2009 – 2015, le coût de la défaillance est compris entre 139,7 M€/coupure et 151,6 M€/coupure. Nous retenons une valeur moyenne égale à 145,9 M€/coupure.

5.85 Les valeurs que nous retenons sont rapportées dans le Tableau 21 ci-dessous.

Tableau 21 : Force des incitations, RTE.

Critère	Unité	Force de l'incitation
Critère TCE	M€/min	22,8
Critère F	M€/coupure	145,9

Notes : Valeurs ajustées pour l'inflation (INSEE).

Source : RTE, INSEE.

5.86 S'agissant du niveau de plancher/plafond, nous proposons une approche qui vise, d'une part, à limiter l'exposition du gestionnaire de réseau aux conjonctions d'événements les plus extrêmes et, d'autre part, à ce qu'elle soit proportionnée à la taille de l'opérateur et à sa capacité à assumer ce risque.

5.87 Ainsi, le niveau du plafond/plancher est fixé de sorte à limiter/neutraliser l'impact des performances extrêmes, en définissant un seuil maximum pour le plafond/plancher par exemple au niveau du quantile 1 % de la distribution empirique des pénalités/primes.

5.88 En outre, le risque de l'opérateur ne devrait pas pouvoir dépasser un certain niveau du chiffre d'affaires. Sur la base des enseignements des études de cas spécifiques (cf. Tableau 13 *supra*), nous proposons de retenir un seuil maximum compris entre 1,5 % et 2,5 % du revenu autorisé de RTE hors pertes (2015), soit entre 57 M€ et 99 M€. Précisément, la plupart des pays en Europe ont mis en place des systèmes de plafond/plancher, à l'exception de la Norvège. Ce seuil est fixé selon des références diverses (montants fixes, pourcentage du revenu tarifaire, avec ou hors pertes, ou pourcentage des OPEX) et selon des approches généralement non explicitées ou non objectivées. Toutefois, il semble que ce

seuil est plus bas en France que dans plusieurs des pays étudiés : ramené au revenu tarifaire, ce plafond/plancher n'est que de l'ordre de 0,8 % du revenu tarifaire (hors pertes), alors qu'il est de l'ordre de 5 % du revenu en Suède (pertes incluses, soit 8 % hors pertes) ou encore de -3 % au Royaume-Uni (hors pertes et hors rémunération des services d'équilibrage, soit 2,4 % y compris services d'équilibrage).

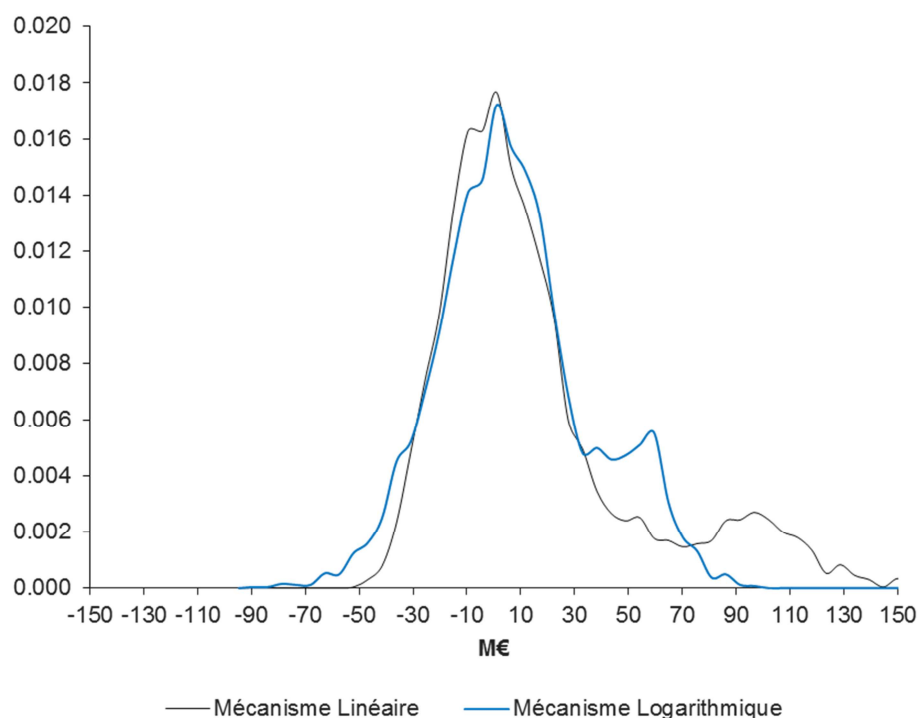
- 5.89 En définitive, **nous proposons de retenir le plafond/plancher égal au minimum (i) du quantile 1 % de la distribution empirique des pénalités, et (ii) d'un pourcentage – compris entre 1,5 % et 2,5 % – du revenu autorisé de RTE hors pertes.**
- 5.90 Nous nous assurerons que ces niveaux de plafond/plancher garantissent que le risque⁶⁶ lié à la régulation incitative sur la qualité reste limité, comparativement (i) aux aléas globaux sur le chiffre d'affaires ; et (ii) au risque relatif à la régulation de la qualité d'alimentation supporté par RTE lors des précédentes périodes tarifaires. S'agissant de la zone neutre, nous n'introduisons pas de zone neutre dans notre scénario principal dans la mesure où la littérature économique ne recommande pas une telle approche (cf. Encadré 4 *supra*). Précisément, si elle n'a qu'un impact limité sur l'écart-type des incitations financières, elle enlève toute incitation à améliorer la qualité autour de la cible – alors que ces situations sont *a priori* les plus fréquentes – alors qu'elle expose toujours le gestionnaire de réseau au risque de pénalités plus substantielles. Nous montrons que dans le cas d'espèce, l'introduction d'une bande neutre (comparable à celle en place au Portugal ou en Italie) n'est pas de nature à modifier significativement le risque du gestionnaire, et doit, par conséquence, être exclue.

Analyse du risque porté par les gestionnaires

- 5.91 La Figure 17 ci-dessous fait état de la distribution empirique des incitations financières de RTE. Elle est construite sur la base de la distribution empirique jointe des critères TCE HIX et FHIX.

⁶⁶ Le risque est mesuré par l'écart-type de la distribution anticipée des pénalités/primes.

Figure 17. Distribution empirique des incitations financières.



Source : Données RTE .
Calculs : FTI- CL Energy.

- 5.92 Sans plafond/plancher, le mécanisme conduit à une incitation financière (i) centrée autour de 0 M€ ; et (ii) caractérisée par un écart-type de $\pm 39,5$ M€. Ce risque est supérieur au risque porté par RTE lors des deux précédentes périodes tarifaires ($\pm 6,3$ M€ soit 4,2 % du risque global de RTE). C'est une conséquence mécanique (i) de la prise en compte à 100 % du niveau de l'END, par opposition à 50 % dans les TURPE 3 et TURPE 4 ; et (ii) de la linéarisation du dispositif.
- 5.93 Afin d'apprécier la contribution de chacune des causes, le Tableau 22 présente la dispersion des incitations financières, et ce, par causes.

Tableau 22 : Intervalles de confiance, Critères TCE HIX et FHIX, par causes.

Seuils de risque (en min)	1 %	5 %	10 %	50 %	90 %	95 %	99 %
TCE HIX et FHIX	-53,1	-43,2	-37,1	-10,6	67,3	87,3	118,9
Incidents climatiques	-18,5	-13,6	-11,2	-0,2	17,6	48,4	61,3
Incidents Matériels	-20,3	-16,0	-13,3	0,7	62,4	94,7	113,0
Incidents Tiers	-17,7	-13,9	-11,8	-3,0	16,3	21,8	35,2
Incident Autres	-9,3	-6,9	-5,5	-0,4	6,6	8,8	12,7

Note : Les seuils de risque à x % correspondent au quantile à x % de la distribution des bonus/malus.

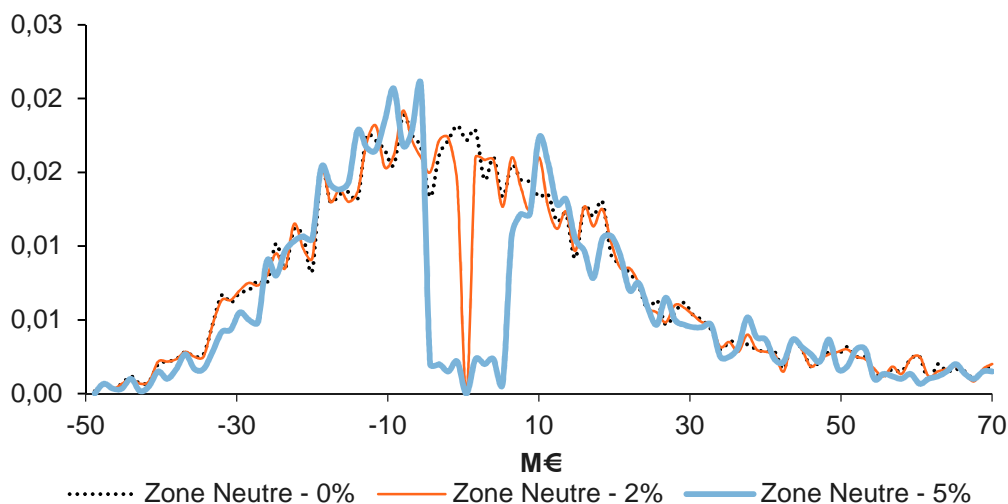
- 5.94 L'introduction d'un plafond/plancher conduit à un biais dans le dispositif incitatif. Précisément, le plafond/plancher participe à décentrer légèrement le mécanisme (en faveur de RTE) du fait de l'asymétrie de la distribution des pénalités/ primes :

- Avec un plafond/plancher à 1,5 % du revenu autorisé de RTE hors pertes, le mécanisme conduit à une incitation (i) centrée autour de -3,6 M€ en faveur de RTE ; et (ii) caractérisée par un écart-type de $\pm 30,6$ M€.
- Avec un plafond/plancher à 2,5 % du revenu autorisé de RTE hors pertes, le mécanisme conduit à une incitation (i) centrée autour de -0,5 M€ en faveur de RTE ; et (ii) caractérisée par un écart-type de $\pm 37,4$ M€.
- Avec un plafond/plancher au quantile 1 % de la distribution des incitations, soit 119 M€, le mécanisme conduit à une incitation (i) centrée autour de -0,2 M€ en faveur de RTE ; et (ii) caractérisée par un écart-type de $\pm 38,3$ M€.

5.95 Si, pour des questions d'acceptabilité, il était jugé nécessaire de recentrer le mécanisme incitatif, qui conduit à un bonus pouvant atteindre 3,6 M€ si RTE parvient à atteindre (en moyenne), il est possible d'ajuster les cibles de référence pour les rendre légèrement plus contraignantes.

5.96 Pour conclure, nous évaluons la sensibilité de la distribution empirique des incitations financières à l'introduction d'une zone neutre. A cet égard, la Figure 18 ci-dessous présente la distribution des incitations financières pour une zone morte de 2 % et 5 % (ce dernier niveau est comparable à ce qui est proposé en Italie).

Figure 18 : Distribution empirique des incitations financières.



Source : Données RTE.
Calculs : FTI – CL Energy.

5.97 L'impact de la zone neutre est limité. Précisément, le risque pour le gestionnaire – tel que mesuré par l'écart-type de la distribution des incitations – de l'incitation est de 39,5 M€, 39,5 M€, 39,4 M€ pour une zone neutre de 0 %, 2 %, et 5% respectivement. Ainsi, la zone neutre n'a qu'un impact limité sur l'écart-type des incitations financières. Elle doit donc être exclue.

Analyse du dispositif de compensation des utilisateurs pour les coupures de longue durée

- 5.98 En parallèle des schémas incitatifs concernant les niveaux moyens de continuité d'alimentation, certains pays étudiés⁶⁷ ont des dispositifs de compensation des utilisateurs en cas de non-respect de seuils individuels de qualité. Les standards concernent principalement la durée de coupure, mais peuvent également porter sur le nombre de coupures ou sur le délai minimal de notification de coupures planifiées.
- 5.99 Si les seuils sont dépassés, les gestionnaires doivent compenser directement les consommateurs affectés. L'indemnisation peut avoir lieu sous la forme : (i) d'un versement forfaitaire ; ou (ii) d'une réduction sur le tarif de réseau.
- 5.100 Ces mécanismes poursuivent – en règle générale – deux objectifs bien distincts, à savoir :
- **Transferts financiers entre les consommateurs** – La compensation individuelle vient ajuster le tarif de réseau de sorte à ce qu'il reflète le niveau de qualité effectivement perçu par le consommateur. Si chaque consommateur paie un même tarif d'accès au réseau public de transport, il ne perçoit pas nécessairement le niveau de qualité optimal « moyen » prévu par le tarif. Certains groupes de consommateurs peuvent être davantage lésés, et ce, alors même que le gestionnaire offre, en moyenne sur la France, un niveau de qualité cible.
 - **Inciter les gestionnaires à investir dans des zones « prioritaires »** – Certains arbitrages coût/bénéfice (impact sur le critère qualité) peuvent conduire le gestionnaire de réseau à investir systématiquement dans certaines régions plutôt que dans d'autres qui ont peu d'impact sur le niveau des critères incités. Un mécanisme de compensation individuelle incite – dans une certaine mesure et s'il est correctement calibré – le gestionnaire à offrir une qualité d'alimentation homogène sur le territoire. En d'autres mots, le mécanisme incitatif assure un niveau de qualité moyen donné, tandis que le mécanisme de compensation limite la dispersion en contrôlant les queues de distribution.
- 5.101 Notons que ces mécanismes nécessitent de définir (i) le montant des compensations ; et (ii) le périmètre des coupures prises en compte. Notre étude ne nous permet pas de remettre en question le choix qui a été fait dans le CART. La mise en place de ces engagements

⁶⁷

A titre d'exemple, l'Italie oblige l'indemnisation des clients connectés au réseau de transport pour des coupures comprises entre 2h et 8h ainsi qu'en cas de dépassement de seuils individuels de fréquence de coupure. Au Royaume-Uni, Scottish Power Transmission Ltd et Scottish Hydro Electric Transmission Ltd sont tenus par des standards de performance minimum (définis dans une condition spéciale de leur licence d'exploitation du réseau). Scottish Hydro Electric Transmission Ltd s'est en outre engagé à compenser les clients en cas de coupures supérieures à 6h dans les mêmes conditions que les standards garantis pour la distribution.

contractuels soulève toutefois la question de leur articulation avec un mécanisme de régulation incitative.

- 5.102 Précisément, le système de compensations individuelles vise à assurer une « distribution » homogène de la qualité d'alimentation, ce qui peut s'opposer à l'atteinte d'un niveau de qualité moyen au moindre coût, objectif premier du dispositif de régulation incitative. Pour bien comprendre, considérons l'exemple simplifié suivant. Considérons deux consommateurs connectés au réseau de transport qui partagent une même utilité pour la qualité telle que mesurée par la valorisation de l'END. Cependant, le coût des investissements nécessaires pour améliorer la qualité du consommateur A (2c) est deux fois plus important que pour le consommateur B (c). Dès lors, le gestionnaire de réseau – s'il cherche à atteindre l'optimum économique – investira systématiquement dans le renforcement de la qualité du consommateur B. *A contrario*, si on ajoute un mécanisme de compensations individuelles qui force l'homogénéisation de la qualité, alors le gestionnaire investira de manière identique dans la qualité des consommateurs A et B. Cependant, il s'écarte significativement de l'optimum économique. Précisément, à chaque nouvel investissement dans une unité de qualité pour les consommateurs A et B, il réduit le surplus social de c. Il convient toutefois de noter que si le système de compensation vise uniquement à effectuer un transfert financier entre les consommateurs, alors les deux objectifs peuvent être remplis simultanément (cf. ci-après ajustement *ex-post*).
- 5.103 On peut toutefois s'interroger sur la cohérence globale du système incitatif, notamment sur une potentielle « sur-incitation » à améliorer la qualité. Pour pallier cette difficulté, plusieurs options peuvent alors être envisagées pour limiter cette double incitation :
- **Maintien de l'approche actuelle, à savoir pas d'ajustement *ex-post*** – Le montant des compensations individuelles est financé par le gestionnaire. Le risque de devoir compenser les utilisateurs du fait de coupures longues fait partie intégrante du risque porté par le gestionnaire.
 - **Ajustement *ex-post* via le CRCP** – La couverture des charges liées aux compensations individuelles serait intégralement prise en compte au travers du CRCP. Le risque du système de compensations individuelles est intégralement neutralisé.
 - **Ajustement de la force des incitations dans le dispositif incitatif** – Le montant des compensations individuelles est financé par le gestionnaire. Par ailleurs, la force des incitations du dispositif incitatif est modifiée de sorte à assurer que la force globale moyenne soit égale à l'END.
- 5.104 Le Tableau 23 ci-dessous présente une analyse croisée des différentes options identifiées *supra*.

Tableau 23 : Compensations individuelles, comparaison des différentes options.

Approche	Avantages	Inconvénients
1. Pas d'ajustement <i>ex-post</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Compensation des utilisateurs lésés • Le gestionnaire est incité (par rapport à l'optimum) à investir dans les zones « prioritaires », ce qui peut conduire à une homogénéisation de la qualité 	<ul style="list-style-type: none"> • Le mécanisme distord les incitations, car le système peut « sur-inciter » (principe de la double peine) • Implique un risque supplémentaire pour le gestionnaire qui doit être intégré dans l'analyse du risque global (et la détermination des plafond/plancher) • Question de la détermination de la cible « implicite » (ou compensations anticipées)
2. Ajustement <i>ex-post</i> <i>via</i> le CRCP	<ul style="list-style-type: none"> • Compensation des utilisateurs lésés • Pas de distorsions des incitations véhiculées par le dispositif incitatif 	<ul style="list-style-type: none"> • Le gestionnaire n'est pas incité à investir dans les zones jugées « prioritaires ».
3. Pas d'ajustement <i>ex-post</i> , avec réduction de la force des incitations	<ul style="list-style-type: none"> • Compensation des utilisateurs lésés • Le gestionnaire est incité (par rapport à l'optimum) à investir dans les zones « prioritaires », ce qui peut conduire à une homogénéisation de la qualité 	<ul style="list-style-type: none"> • Difficulté de calibration (répartition de la force d'incitation entre les deux mécanismes) • Possibilité d'arbitrage entre coupures longues et durée globale de coupure

Note : Zone prioritaire = zone avec un niveau de qualité particulièrement bas par rapport à la moyenne.
 Source : FTI-CL Energy.

- 5.105 Les discussions que nous avons pu avoir avec la CRE nous amènent à écarter la seconde approche dans la mesure où elle n'incite pas le gestionnaire à développer ou à améliorer l'exploitation du réseau dans des zones « prioritaires ». Précisément, dans ce cas de figure, le système de compensation individuelles est neutre en terme d'incitations pour le gestionnaire.
- 5.106 *A contrario*, l'option 1, le gestionnaire peut être sur-incité à investir pour la qualité, notamment dans les zones « prioritaires », dans la mesure où une amélioration de la qualité dans ces zones a deux impacts bien distincts, à savoir : (i) la réduction du montant des pénalités/primes du dispositif incitatif ; et (ii) la réduction du montant des pénalités/primes effectivement versé par le gestionnaire (non couvertes par le tarif). Ce risque semble toutefois limité et le surcoût pour RTE pourrait être partiellement compensé par le biais favorable à RTE dans la calibration du mécanisme incitatif, lié au plafond.
- 5.107 Enfin, l'option 3 peut également être envisagée pour contourner les difficultés précédemment rencontrées, même si sa calibration n'est pas évidente.

Recommandations

Demande de RTE

5.108 En préambule, rappelons que pour la période TURPE 5, RTE propose de retenir un dispositif fondé sur les indicateurs existants, dont le paramétrage doit viser l'équilibre global d'un dispositif centré en espérance. Différentes options sont proposées :

- Le **maintien des paramètres existants**, option que RTE privilégie, avec une cible de Temps de Coupure Equivalent de référence égale à 2,4 min et une cible de Fréquence Moyenne de Coupure de référence restant égale à 0,6. Le plafond d'incitation (en valeur absolue) resterait égal à 30 M€.
- Un éventuel **ajustement des paramètres en veillant à l'équilibre du dispositif**, conduisant (i) à relever la cible du TCE à un niveau de 3,0 min, accessible en espérance ; et (ii) à réduire le niveau de la cible de Fréquence de Moyenne de Coupure pour assurer que l'incitation est centrée autour de zéro en espérance. Pour cette seconde option, RTE ne semble pas envisager une réévaluation du plafond.

Recommandations de FTI-CL Energy

5.109 Notre approche apparaît comme une approche intermédiaire, laquelle conduit (i) à relever le niveau cible du TCE, à un niveau cependant inférieur à 3 minutes ; et (ii) à fixer la cible du critère F sur la base de l'approche tendancielle. Cela permet de conserver l'équilibre du mécanisme.

5.110 Le Tableau 24 ci-dessous résume nos recommandations.

Tableau 24 : Recommandations pour RTE.

Indicateurs incités	Temps de Coupure Equivalent		Fréquence Moyenne de Coupure	
	TURPE 4	Actualisation	TURPE 4	Actualisation
Périmètre des coupures	Longues (hors événements exceptionnels)	Inchangé	Brèves/Longues (hors événements exceptionnels)	Inchangé
Cible (2017)	2,4 min (sans amélioration)	2,7 min – 2,8 min (Possibilité d'inclure un facteur d'amélioration de 0,1 min tous les deux ans)	0,6 (sans amélioration)	0,33-0,46 (0,03 coupure/an)
Force de l'incitation	10,4 M€/min (20,8 M€ pris en compte à 50 %)	22,8 M€/min (pris en compte à 100 %)	72 M€/coupure (144 M€ pris en compte à 50 %)	146 M€/coupure (pris en compte à 100 %)
Forme de l'incitation	Logarithmique non symétrique	Linéaire symétrique	Logarithmique non symétrique	Linéaire symétrique
Plafond/Plancher	Plafond global pour les critères TCE et F Entre ±57M€ et ±99 M€ (1,5% - 2,5 % revenu hors pertes)			
Zone Neutre	Non	Inchangé	Non	Inchangé

Source : FTI-CL Energy.

Commentaires de RTE

5.111 La principale critique portée par RTE est que l'approche proposée donnerait une incitation trop forte⁶⁸. RTE dénonce ainsi :

- La prise en compte à 100 % de la valorisation de l'END pour la force des incitations qui remettrait en cause le « *partage équilibré* [de la valeur de l'END entre RTE et les utilisateurs du RPT] et conduirait même à un mécanisme déséquilibré ». Précisément, RTE avance que le mécanisme, en cas de détérioration, « *conduirait à une forme de double peine pour RTE qui non seulement subirait les pertes de recette égale à l'intégralité de la valeur du surcroît d'END généré, mais aurait aussi à assumer le coût des compensations à verser directement aux clients* ». En cas d'amélioration, « *il y aurait une incidence tarifaire excessive pour les clients* ».
- La mise en place d'une forme linéaire du mécanisme qui ne permettrait pas de « *limiter le risque lié à une cible décalée par rapport à celle qui serait centrée en espérance.* » Toutefois, RTE n'avance pas d'arguments susceptibles de remettre en question le choix opéré par FTI-CL Energy.

⁶⁸

Les autres commentaires (moins structurants) formulés par RTE et les réponses que nous y apportons sont rapportés dans le Tableau 51 en annexe de ce rapport.

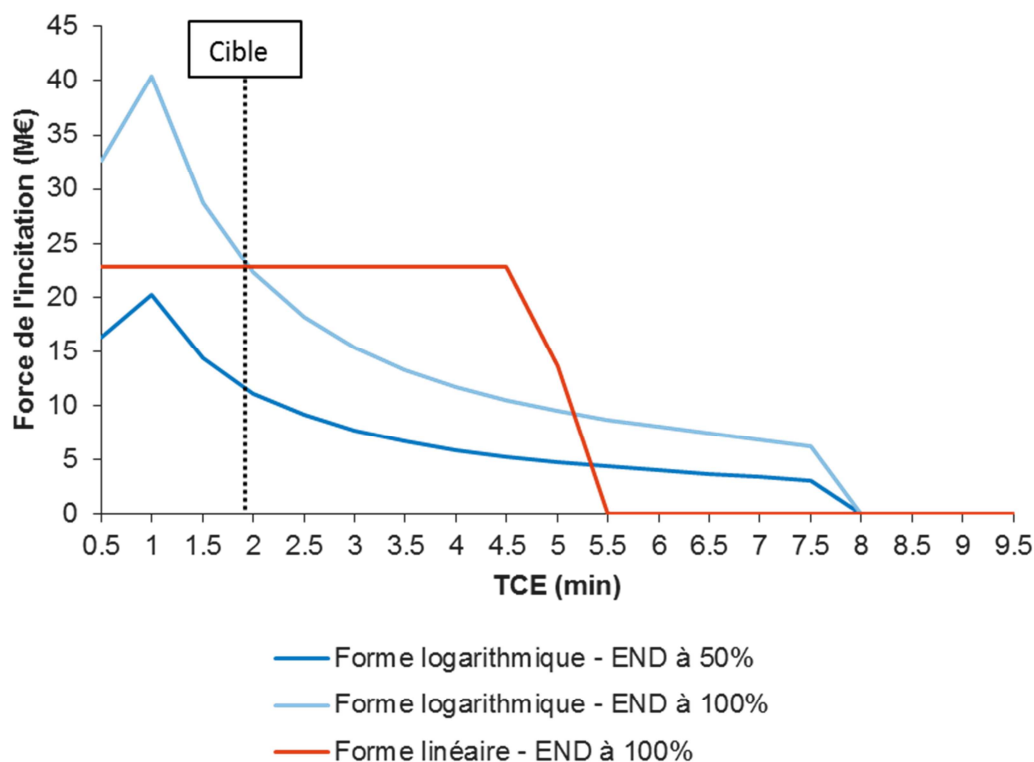
- RTE signale, en outre, que le TCE est marqué par les événements dits « N-k »⁶⁹, dont l'effet négatif sur le TCE est démultiplié et créerait un biais dans la fixation de la cible. Or, le réseau est dimensionné pour faire face à des événements « N-1 ».
- RTE considère enfin que la régression linéaire et les correctifs apportés par FTI-CL Energy pour traiter des points extrêmes ne sont pas cohérents avec l'évolution réelle du TCE et que d'autres événements particuliers, tels que les conséquences de la tempête de 1999 visibles sur l'année 2000, la canicule de 2003 ou des situations de grève, devraient également être retraités.

- 5.112 Dans la suite nous répondons aux critiques de RTE, justifiant chacun de ces choix.
- 5.113 S'agissant de la force des incitations, la prise en compte à 100 % de la valeur de l'énergie non distribuée – ce que nous le proposons – est en ligne avec (i) la théorie économique et (ii) la pratique observée dans les autres pays d'Europe. Contrairement à ce qu'avance RTE, ce choix n'induirait pas de sur-incitations. Précisément, RTE indique qu'il prend déjà 100 % de la valeur de l'END dans ces décisions d'investissements (approche « service public »). Dès lors, il n'aura pas à changer son approche pour les investissements. Notre proposition opère donc un réalignement des incitations et des pratiques. Plus encore, RTE sera mieux incité dans ses arbitrages entre OPEX et niveau de qualité. Enfin, pour limiter le risque de double comptage avec les compensations individuelles pour coupures longues, FTI-CL Energy a avancé plusieurs options, notamment en tenant compte du fait que la mise en place d'un plafond sur les pénalités pourrait générer un biais favorable à RTE qui permettrait de couvrir tout ou partie de ces charges.
- 5.114 S'agissant de la forme logarithmique du mécanisme, nous sommes d'avis qu'elle distord le signal économique sans justification en termes de risque. *A contrario*, notre approche est recommandée par la théorie économique et conforme avec les pratiques utilisées par d'autres régulateurs. Elle permet de véhiculer un signal incitatif efficace, proportionnel au coût de la défaillance⁷⁰.
- 5.115 Pour s'en convaincre, la Figure 19 ci-dessous fait état de la force de l'incitation marginale selon l'approche retenue.

⁶⁹ C'est-à-dire impactés par la perte de k ouvrages, avec k ici supérieur ou égal à 2.

⁷⁰ En théorie, la récompense ou la pénalité doit s'établir au niveau du coût d'une moindre qualité pour l'utilisateur, qui est proportionnel à l'END.

Figure 19 : Force de l'incitation marginale selon l'approche retenue.



Source : FTI-CL Energy.

- 5.116 Il ressort de la figure qu'une prise en compte à 50 % de l'END ne donne pas un signal incitatif suffisant à RTE pour faire les meilleurs arbitrages. Avec une prise en compte à 100 % de l'END et une forme logarithmique, RTE serait très fortement récompensé lorsqu'il dépasserait la cible, au-delà même du bénéfice généré pour les utilisateurs. Inversement, au-delà de la cible, la pénalité pour RTE est inférieure au coût pour le consommateur, et donc ne donne pas un signal incitatif suffisant à RTE pour faire les meilleurs arbitrages.
- 5.117 Pour conclure mentionnons que, contrairement à ce qu'affirme RTE, un mécanisme linéaire – s'il est convenablement calibré – ne conduit pas à un biais systématique en défaveur de RTE. Dans le cas d'espèce, la calibration de la cible et des plafonds vise précisément à assurer que le mécanisme est centré en espérance.
- 5.118 RTE considère qu'une forme logarithmique de l'incitation avait pour avantage d'atténuer l'impact des événements extrêmes et, notamment, des situations de « N-k ». Dans la mesure où l'incitation prendrait une forme linéaire, se poserait alors la question de retraiter les événements de coupures pour exclure les cas liés à des « N-k ».
- 5.119 Sur cette question des « N-k », FTI-CL Energy n'est pas en mesure de faire l'analyse, puisque les données différenciant les coupures liées à du « N-1 » et du « N-k » ne sont pas répertoriées par RTE, et donc *a fortiori* pas disponibles pour FTI-CL Energy. Quand bien même ces données seraient disponibles, on peut s'interroger sur la pertinence d'exclure les situations de « N-k » du calcul du TCE. Cette approche n'est d'ailleurs qu'en Suède à notre connaissance. En effet, les conséquences pour les utilisateurs de réseaux sont les mêmes,

que la coupure soit due à la perte d'un ou de plusieurs ouvrages. De plus, si RTE a peu de leviers pour prévenir les aléas induisant la perte simultanée de plusieurs ouvrages, il peut être incité à améliorer sa gestion de telles situations pour en limiter l'impact sur les consommateurs. Enfin, il convient de s'interroger sur la gestion et le dimensionnement des réseaux dans les zones les plus sujettes à ce type d'événements : des investissements complémentaires ou des OPEX peuvent se justifier si les bénéfices en termes de TCE, reflétés efficacement par un schéma linéaire à 100% de l'END, sont supérieurs à ces coûts.

- 5.120 Enfin, s'agissant de l'approche par régression linéaire, il convient de rappeler, comme cela est mentionné lors de la présentation de l'approche, qu'aucune méthode n'est parfaite et que les valeurs qui en découlent doivent servir de base à la discussion entre les services de la CRE et le gestionnaire de réseau de transport, en étant mises en regard des leviers d'actions dont dispose RTE.

- 5.121 Ceci étant dit, l'approche statistique mise en place est systématique et le traitement spécifique de certaines données de l'échantillon s'est fondé sur des critères statistiques objectifs. Cette méthode nous amenait *a priori* à sélectionner des valeurs hautes comme des valeurs basses. Par ailleurs, les durées de coupures retraitées sont prises en compte intégralement dans la fixation de la cible, au travers de l'ajustement de la cible pour les intégrer justement. Des méthodes statistiques alternatives pour identifier et traiter ces valeurs sont envisageables, mais elles doivent s'appliquer de façon objective et systématique. Le traitement d'autres points suggérés par RTE pose la question de l'objectivité des choix et également de la sélection de valeurs basses, qu'il pourrait être également nécessaire de retraiter. En l'absence d'une approche objective et systématique différente de celle employée, nous considérons que notre méthode est la plus robuste et objective.

- 5.122 Pour finir, il convient de rappeler que l'approche proposée aboutit à un relèvement de la cible de TCE, que le mécanisme est effectivement centré en espérance de gains/pénalités pour RTE et que les plafonds envisagés permettent également de couvrir RTE des risques liés à ces événements extrêmes, générant par la même occasion un biais favorable pour RTE dans le dispositif, que la CRE peut choisir de ne pas retraiter.

Section 6

Etude de la qualité d'alimentation en France et élaboration du mécanisme incitatif pour ENEDIS

Introduction

- 6.1 Dans cette section, nous présentons les axes possibles d'évolution des dispositifs de régulation incitative de la qualité d'alimentation pour le réseau public de distribution d'ENEDIS.
- 6.2 Nous discutons (i) la définition des indicateurs de la qualité d'alimentation ; (ii) le niveau des cibles de référence qui pourraient être envisagées dans le cadre du TURPE 5 ; et enfin (iii) la détermination de la force des incitations. Tout comme pour le transport, notre analyse se fonde sur les retours d'expériences des pays ayant fait l'objet d'une étude de cas spécifique ainsi que sur la littérature académique existante sur le sujet.

Indicateur de qualité

Définitions des indicateurs incités

- 6.3 Les études de cas spécifiques apportent quelques éléments qui pourraient justifier l'introduction de nouveaux indicateurs.
- 6.4 S'agissant des indicateurs de qualité, tous les pays étudiés – à l'exception de la France et de l'Allemagne – incitent à la fois la durée moyenne de coupure et la fréquence moyenne de coupure pour le réseau de distribution. Par ailleurs, ENEDIS n'est actuellement pas incité spécifiquement à réduire la durée et la fréquence moyenne de coupure pour les clients raccordés au réseau HTA. Nous n'avons pas identifié de raison spécifique à cela. En particulier, le dommage causé par un incident sur le réseau HTA est fonction des dommages causés aux utilisateurs coupés en BT et en HTA. Dans le cadre de l'étude, nous avons donc considéré la pertinence d'inciter ces indicateurs.
- 6.5 S'agissant du périmètre des coupures à prendre en compte dans le calcul de l'indicateur, la France est en ligne avec les autres pays quant à l'exclusion des événements exceptionnels. Il n'existe pas cependant de consensus européen sur le traitement des coupures planifiées. Sur ce point, le benchmark n'apporte pas d'éléments objectifs qui pourraient remettre en question le traitement prévu dans TURPE 4.

6.6 En définitive, nous proposons d'évaluer la qualité au travers des quatre indicateurs suivants :

- La Durée Moyenne de Coupure (BT) (ci-après « critère B »), définie comme le ratio (i) de la durée de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT. Le critère B est déterminé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels⁷¹ et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
- La Fréquence Moyenne de Coupure (BT) (ci-après « critère F-BT»), définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en BT par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT. Le critère F-BT est déterminé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels⁷² et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
- La Durée Moyenne de Coupure (HTA) (ci-après « critère M »), définie comme le temps moyen de coupures longues (supérieures à 3 minutes) des clients HTA pondéré par la puissance souscrite de ces mêmes clients. Le critère M est déterminé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels⁷³ et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).
- La Fréquence Moyenne de Coupure (HTA) (ci-après « critère F-HTA »), définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues (supérieures à 3 minutes) et brèves entre 1 seconde et 3 minutes) des installations de consommation raccordées en HTA par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en HTA. Le critère F-HTA est déterminé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels⁷⁴ et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages).

Evolution des indicateurs de la qualité

6.7 Nous étudions ici l'historique des défaillances survenues sur le réseau français de distribution d'électricité depuis 2006. Nous analysons le niveau et la variabilité de la continuité de l'alimentation en distinguant (i) les situations normales d'exploitation ; et (ii) les événements exceptionnels, pouvant causer dans les cas extrêmes un black-out durable au niveau national ou local. Nous portons une attention toute particulière à l'origine, c'est-à-dire au niveau de tension auquel se produit la panne, et aux causes des coupures.

⁷¹ Voir note de bas de page 48.

⁷² *Ibid.*

⁷³ *Ibid.*

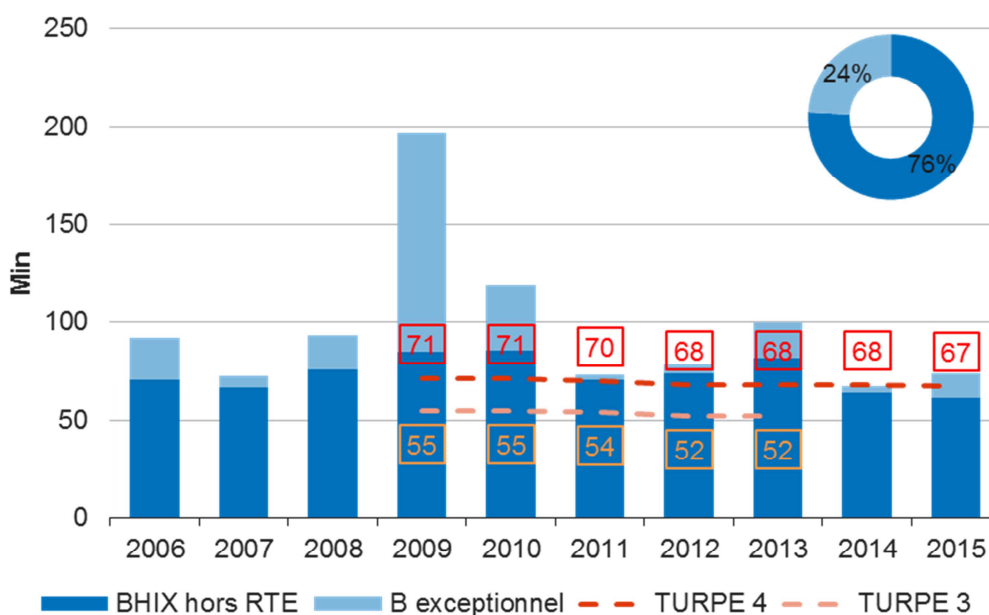
⁷⁴ *Ibid.*

6.8 Cette première analyse (descriptive) poursuit un objectif double, à savoir (i) comprendre les principaux facteurs de l'évolution observée sur la période 2006 – 2015 ; et (ii) détecter d'éventuels événements extrêmes, lesquels événements devront faire l'objet d'un traitement spécifique, au risque, sinon, de biaiser l'analyse statistique.

Durée Moyenne de Coupure (BT)

6.9 La Figure 20 ci-dessous présente l'évolution du critère B sur la période 2006 – 2015, en distinguant les événements exceptionnels.

Figure 20 : Evolution du Critère B, 2006 – 2015.

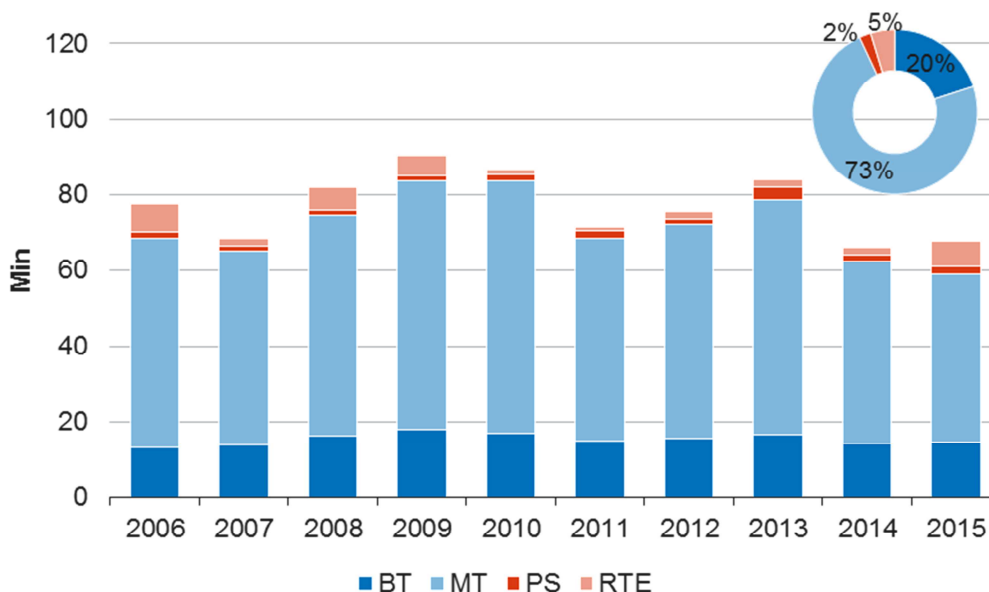


Source : ENEDIS.
Analyse : FTI-CL Energy.

6.10 Sur la période 2006 – 2015, le critère B hors événements exceptionnels et hors RTE (ci-après « BHIX hors RTE ») est resté relativement stable. Il s'établit en moyenne sur la période à 73 minutes par an. La contribution des événements exceptionnels est très volatile, avec une contribution maximum à 112 minutes en 2009 et minimum à 2 minutes en 2011. Pour conclure, mentionnons que les cibles TURPE 3 (hors travaux) et TURPE 4 n'ont été atteintes qu'en 2011, 2014 et 2015.

6.11 Afin d'apprécier la contribution de chacun des niveaux de tension au critère BHIX, la Figure 21 ci-dessous présente l'évolution de l'indicateur sur la période 2006 – 2015, en distinguant l'origine des coupures.

Figure 21 : Evolution du Critère BHIX, Origine des coupures, 2006 – 2015.



Source : ENEDIS.
Analyse : FTI-CL Energy.

6.12 Sur la période 2006 – 2015, l’essentiel du critère BHIX (et de ses variations) s’explique par les incidents survenus le réseau HTA, entre 44 et 67 minutes, soit près de 73 % de la moyenne du critère sur la période. Cette observation n’est pas surprenante dans la mesure où une coupure survenue sur le réseau HTA est susceptible d’affecter un très grand nombre de clients finals. La contribution des incidents survenus sur le réseau BT est restée relativement stable autour de 15 minutes, soit 20 % du critère BHIX sur la période. Pour finir, la contribution des incidents survenus au niveau des postes sources ou du réseau RTE est très faible (moins de 7 % sur la période).

6.13 S’agissant de l’analyse des causes des coupures, elle reste un exercice délicat. En effet, de nombreuses coupures d’alimentation ont des origines multiples, résultant d’une combinaison d’événements quasi simultanés et/ou d’effets en cascade. Il est donc souvent complexe de privilégier une cause plutôt qu’une autre. Néanmoins, la Figure 22, qui présente l’évolution du critère BHIX hors RTE sur la période 2006 – 2015 en distinguant la cause des coupures, permet de dégager quelques enseignements.

- Le critère BHIX hors RTE est expliqué par quatre causes principales, à savoir les causes climatiques (foudre, orage, neige, givre, inondation, pollution, vent, etc.), les incidents matériel (défaillance matériel, défaut de conception, défaut de montage, etc.), les incidents tiers (incendie, malveillance, vol, chasse, mouvement de terrain, travaux tiers, etc.), et enfin les travaux.
- Les premières causes de coupures sont les causes climatiques. En moyenne sur la période 2006 – 2015, les causes climatiques occasionnent près de 21 minutes de coupure, soit près de 29 % du critère BHIX hors RTE. Cette contribution est

particulièrement volatile, avec des valeurs comprises entre 15 et 30 minutes. Ces variabilités sont pour partie expliquées par l'occurrence de tempêtes (cf. Tableau 25).

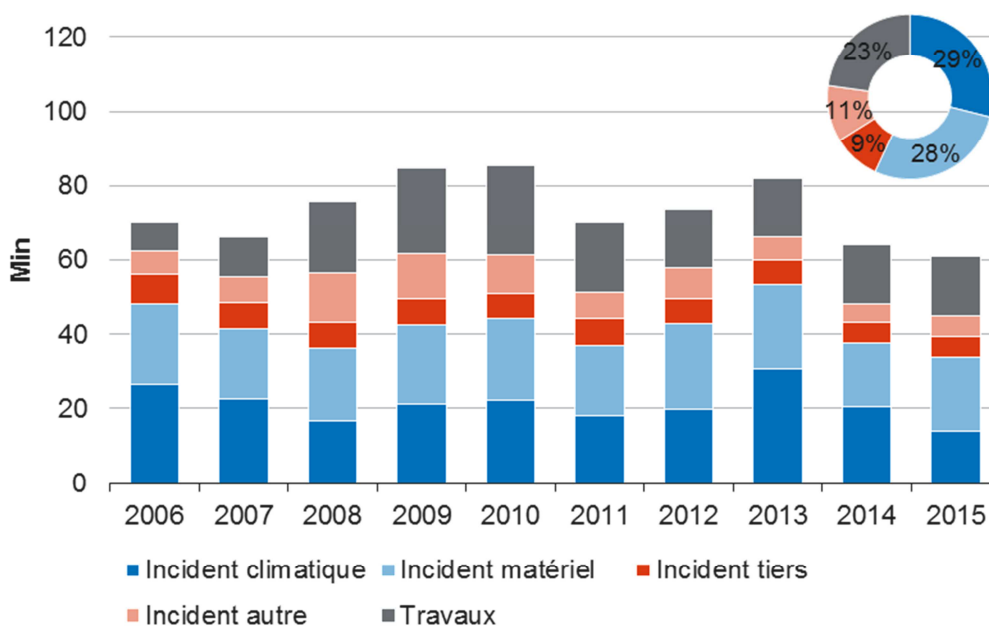
Tableau 25 : Impact des tempêtes sur le critère B.

Année	Critère B TCC	Dont non exceptionnel	Tempête
2009	92 minutes	10 minutes	Klaus, Quinzen
2010	30 minutes	7 minutes	Xynthia
2011	10 minutes	10 minutes	Joachim
2012	2 minutes	2 minutes	Andrea
2013	10 minutes	8 minutes	Dirk
2014	3 minutes	3 minutes	Ulla

Source : ENEDIS.

- Les secondes causes de coupures sont les incidents « matériels ». En moyenne sur la période 2006 – 2015, ils occasionnent près de 20,5 minutes de coupure, soit près de 28 % de critère BHIX hors RTE. Cette contribution est principalement expliquée par les « défaillances matérielles » (16 minutes en moyenne sur la période).
- Les travaux sont également une cause importante de coupure. Ils occasionnent plus de 17 minutes de coupure, soit plus du 20 % du critère BHIX hors RTE. Il faut toutefois souligner que les coupures consécutives à des travaux sont marquées par les effets de travaux importants liés au programme d'élimination des transformateurs contenant des traces de polychlorobiphényles (« PCB »). Ces travaux, spécifiques à la période 2007 – 2011, rehaussent la valeur moyenne du critère BHIX hors RTE due aux travaux de 1 minute (qui serait sinon légèrement inférieure à 16 minutes).
- Les incidents tiers et les autres incidents comptent pour moins de 20 % du critère BHIX hors RTE. Cette proportion est restée stable sur la période. Il convient toutefois de noter qu'entre les années 2006 – 2007 et 2008, la contribution des événements « Autres » a presque doublé, passant de 6,8 minutes à 13,3 minutes. La durée moyenne des coupures consécutives à des incidents « Autres » a ensuite enregistré une baisse tendancielle, passant de près de 13 minutes en 2008 à moins de 6 minutes en 2015. Une rupture de tendance est ainsi observée entre les années 2006 – 2007 et la suite de la période. Les échanges avec ENEDIS ont cependant permis de faire ressortir que cette rupture était expliquée par une mauvaise caractérisation de certaines coupures survenues pendant l'hiver 2008 dans le Sud de la France (4,11 minutes de critère B dues à la neige/givre ou au vent et devant par conséquent être qualifiées comme incidents « Climatiques »).

Figure 22 : Evolution du Critère BHIX, Cause des coupures, 2006 – 2015.



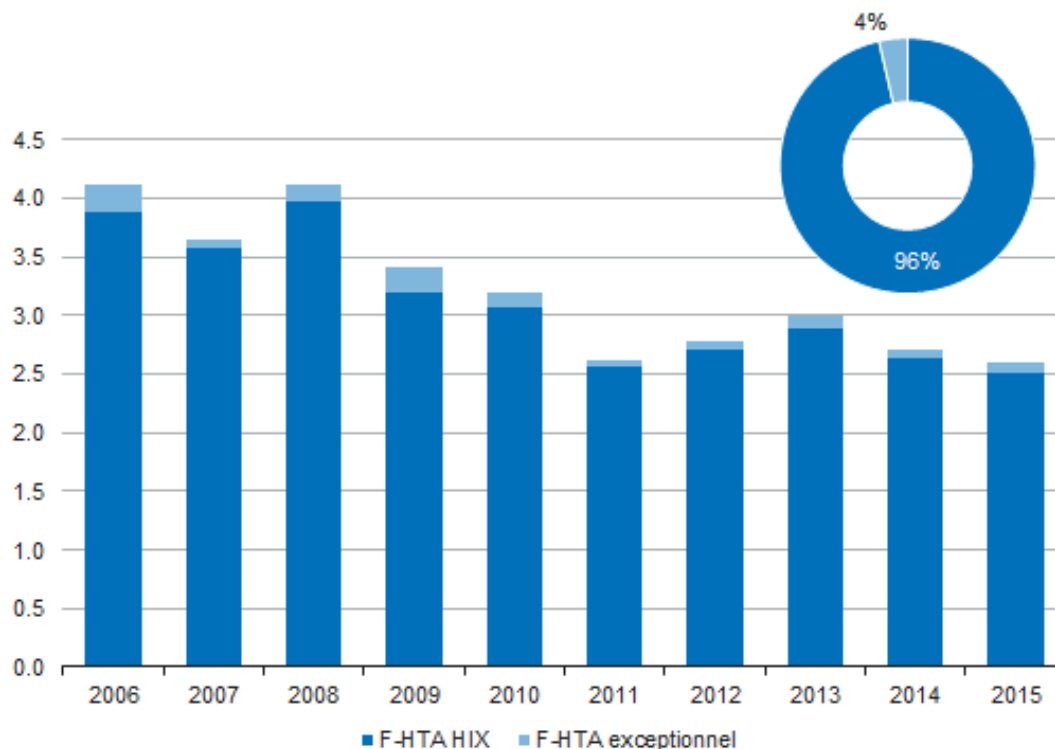
Source : ENEDIS.
Analyse : FTI-CL Energy.

6.14 **Lors de l'analyse de tendance, nous retraiterons les contributions atypiques identifiées supra. Il s'agit d'éviter que ces observations atypiques par rapport à la tendance générale ne viennent biaiser notre analyse.** Ces événements ne sont pas non plus pris en compte dans les autres étapes de l'analyse, notamment lors de la modélisation du risque pour le gestionnaire, dans la mesure où ils ne sont pas susceptibles de se reproduire. En particulier, les travaux PCB résultaient d'une obligation réglementaire ponctuelle pour le gestionnaire de réseau de distribution.

Fréquence Moyenne de Coupure (BT et HTA) et Durée Moyenne de Coupure (HTA)

6.15 S'agissant de la Fréquence Moyenne de Coupure sur le réseau BT, la Figure 23 ci-dessous présente l'évolution de l'indicateur pour la période 2006 – 2015.

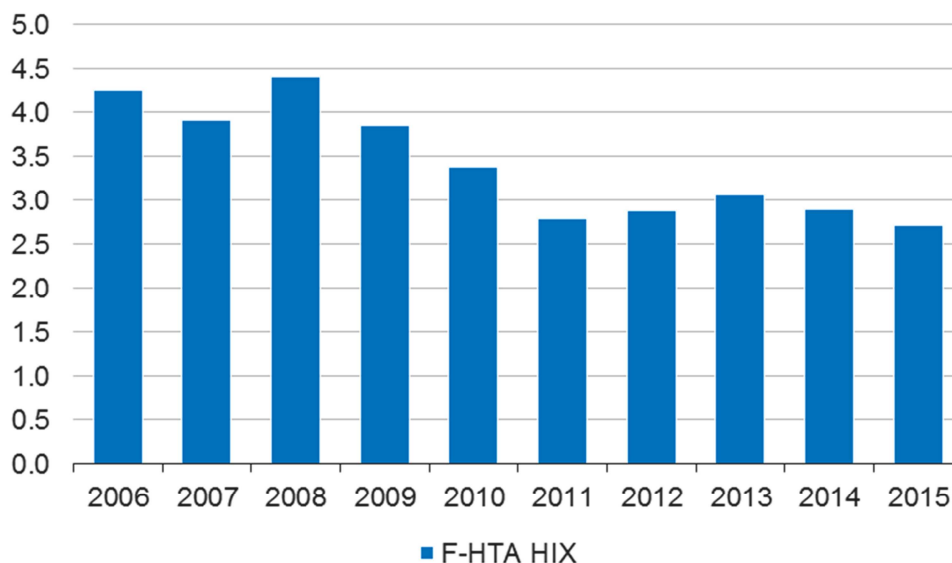
Figure 23 : Evolution du critère F-BT HIX hors RTE, 2006 – 2015.



Source : ENEDIS.
Analyse : FTI-CL Energy.

- 6.16 Sur la période 2006 – 2015, le critère F-BT HIX hors RTE a diminué progressivement, pour s'établir, à partir de 2010, autour de 2,68 coupures par an. Il convient de noter que contrairement au critère B, la contribution des événements exceptionnels est négligeable. Elle est inférieure à 4 % sur la période.
- 6.17 Par ailleurs, l'analyse par cause conduit aux mêmes conclusions que pour le critère B. En particulier, la fréquence de coupure pour travaux est marquée par les effets de travaux importants liés au programme d'élimination des transformateurs contenant des traces de polychlorobiphényles (PCB). Ces travaux, spécifiques à la période 2007 – 2011, rehaussent la valeur moyenne du critère F-BT HIX hors RTE due aux travaux de 0,02 coupure. Ainsi, lors de l'analyse de tendance, nous retraiterons ces années atypiques
- 6.18 S'agissant de la Fréquence Moyenne de Coupure sur le réseau HTA, la Figure 24 ci-dessous présente l'évolution de l'indicateur pour la période 2006 – 2015. Faute de données disponibles, nous ne représentons pas la contribution des événements exceptionnels.

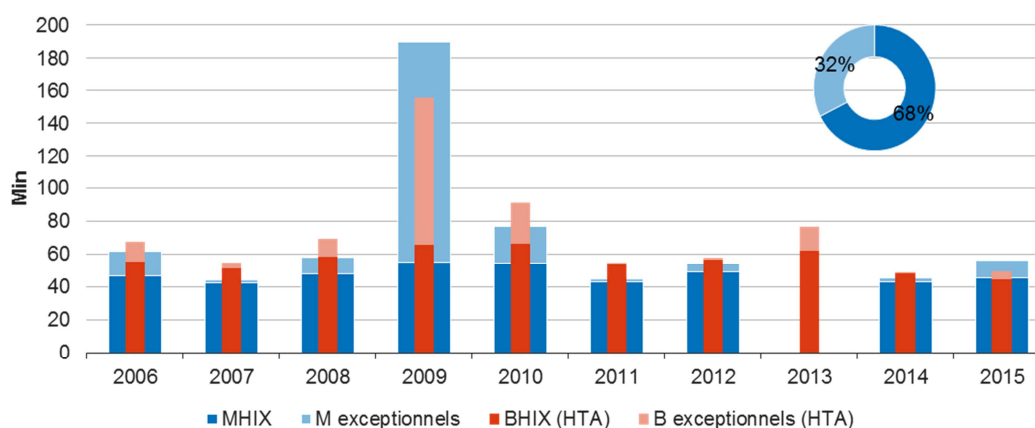
Figure 24 : Evolution du critère F-HTA HIX hors RTE, 2006 – 2015.



Source : ENEDIS.
Analyse : FTI-CL Energy.

- 6.19 Sur la période 2006 – 2015, le critère F-HTA HIX hors RTE a diminué progressivement, pour s'établir, à partir de 2011, autour de 2,87 coupures par an.
- 6.20 S'agissant de la Durée Moyenne de Coupure sur le réseau HTA, la Figure 25 ci-dessous présente l'évolution de l'indicateur pour la période 2006 – 2015. Nous avons également fait apparaître, à titre de comparaison, l'évolution du critère BHIX hors RTE, restreint aux coupures consécutives à des incidents survenus sur le réseau HTA.

Figure 25 : Evolution du critère M, 2006 – 2015.



Source : ENEDIS (données manquantes pour le critère M en 2013).
Analyse : FTI-CL Energy.

- 6.21 Sur la période 2006 – 2015, le critère MHIX hors RTE a augmenté progressivement jusqu'en 2010, passant de 47 minutes à 55 minutes en 2010. En 2011, le critère MHIX hors RTE

enregistre sa deuxième meilleure performance sur la période, à savoir 43 minutes, pour repartir à la hausse en 2012. En 2014 et 2015, le niveau de qualité s'est légèrement amélioré, se situant autour de 45 minutes. La contribution des événements exceptionnels est très volatile, avec une contribution maximum à 135 min en 2009 et minimum à 1,9 min en 2011. Il convient d'observer que la dynamique du critère MHIX hors RTE est parallèle à celle du critère BHIX (HTA) sur la période 2006 – 2015. L'écart entre les deux séries est relativement stable, avec une valeur moyenne de 9,7 minutes par an.

- 6.22 Faute de données disponibles, nous ne sommes pas en mesure de quantifier – s'il existe – l'impact des travaux PCB sur les critères F-HTA et M. Ainsi, **nous ne procédons pas à des retraitements pour ces indicateurs lors de l'analyse de tendance.**

Cibles de référence

- 6.23 Nous procédons à une analyse tendancielle des indicateurs sur la période 2006 – 2015. Cette analyse permet de décomposer l'évolution de la qualité d'alimentation en une évolution tendancielle de fond et en une composante aléatoire, correspondant (i) à la variabilité naturelle en situation normale ; et (ii) à l'occurrence des événements exceptionnels. Des cibles de référence (préliminaires) sont alors déterminées sur la base de la tendance observée.
- 6.24 Notre analyse s'articule en deux étapes, à savoir (i) la présentation de la méthodologie suivie ; et (ii) l'identification à proprement parler des cibles de référence tendancielles – sans prise en compte, pour l'instant, du risque induit pour le gestionnaire. Lors de l'étude de la distribution des pénalités/primés – et du risque supporté par le gestionnaire – nous serons potentiellement amenés à corriger/redéfinir ces cibles.

Méthodologie

Cadre de l'analyse

- 6.25 La détermination des cibles de référence est un exercice difficile, car il n'apparaît pas faisable de déterminer un niveau optimal sur la base d'une analyse coûts-bénéfices.
- 6.26 L'approche préconisée dans la littérature économique ou observée en pratique en Europe consiste soit (i) à procéder à une approche par benchmark ; soit (ii) à suivre une approche tendancielle⁷⁵ (cf. paragraphe 5.25).
- 6.27 Pour le cas de la France, du fait de la difficulté de trouver des opérateurs comparables, **nous avons retenu l'approche tendancielle pour déterminer les cibles de référence.** Précisément, la méthode employée pour l'estimation de la cible consiste à estimer la

⁷⁵ Alexander, B. (1996)

tendance sur la base d'une régression linéaire, appliquée aux données annuelles communiquées par ENEDIS. Ces données couvrent la période 2006 – 2015. Nous effectuons ensuite une projection pour les années 2017 à 2020.

6.28 Pour conclure, il convient d'identifier les limites de l'analyse proposée. Nous en identifions deux principales :

- Rappelons que la précision de l'estimation statistique est une fonction croissante du nombre d'observations. Dans le cas d'espèce, nous ne disposons que d'un nombre restreint d'observations (10 au total) ce qui rend l'exercice d'estimation particulièrement difficile et sensible aux hypothèses retenues, c'est-à-dire au retraitement de certaines observations.
- Mentionnons que les perspectives futures peuvent différer significativement de la tendance actuelle en fonction des efforts financiers consentis sur les OPEX et les CAPEX, notamment les investissements qui sont susceptibles d'affecter les niveaux de qualité futurs. Citons (i) l'automatisation des réseaux, c'est-à-dire la pose et le renouvellement d'environ 10 000 organes de manœuvre télécommandée (OMT) sur la période TURPE 5, qui n'améliorent pas la fiabilité mais permettent une plus grande réactivité en cas de coupure et la limitation des impacts clients ; (ii) la qualité de la coordination avec les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) pour conjuguer les efforts d'investissement ; ou encore (iii) le déploiement des compteurs Linky (cf. Encadré 5).

Encadré 5 : Impact du déploiement des compteurs Linky

Le déploiement de Linky, qui s'organisera sur la période TURPE 5, aura deux effets.

Premièrement, il **donnera une plus grande visibilité** sur les pannes survenant au niveau BT, permettant d'améliorer la réactivité du dépannage. Il donnera par exemple la possibilité de distinguer une panne individuelle d'une panne collective ou encore de détecter et de localiser plus facilement un incident BT. Par ailleurs, une expérimentation de télésignalisation d'indicateurs lumineux de défaut (ILD) grâce aux concentrateurs du système Linky situés dans les postes HTA/BT est menée. Une relève à distance améliorera le diagnostic de localisation de défaut en HTA. Le gain apporté par l'industrialisation de ce dispositif est estimé à moins d'une minute sur le temps moyen de coupures consécutives à des incidents survenus sur le réseau HTA.

Deuxièmement, il **rendra la collecte plus exhaustive, particulièrement en BT**, comme le mentionne l'audit mené par l'AEC en 2014. L'audit estime un impact sur le critère B entre 0,5 et 1 minute de sous-estimation dans le cas des incidents liée au traitement des appels dépannage (hétérogénéité de la définition de l'heure de début d'interruption sur incident suivant les opérateurs). Dans le cas des travaux, l'impact est estimé à 0,5 minute au maximum de surestimation. La prévision de la durée de coupure est majorée par rapport à la durée réelle, et cette prévision n'est pas toujours corrigée à la fin des travaux.

A court terme, il est difficile de quantifier l'impact net de l'introduction des compteurs intelligents. ENEDIS considère que les gains et les pertes s'équilibreront.

Source : ENEDIS.

6.29 Dès lors, **les valeurs de cibles que nous proposons ne devront être prises qu'à titre indicatif**, pour servir de base à la discussion entre les services de la CRE et le gestionnaire de réseau de distribution.

Retraitement des données pour le critère BHIX et le critère F-BT HIX hors RTE

6.30 Lors de l'analyse de l'évolution des critères BHIX et F-BT HIX hors RTE, nous avons identifié deux éléments susceptibles de générer un biais dans l'estimation de la tendance.

- Les coupures consécutives à des travaux sont marquées par les effets des travaux PCB ; et
- On observe une rupture de tendance dans l'évolution du temps de coupure pour des causes « Autres » entre 2007 et 2008. Ces événements particuliers ne témoignent pas d'une tendance générale de l'indicateur. Néanmoins, les compléments d'information fournis par ENEDIS permettent de comprendre que cette rupture de tendance est due à une mauvaise caractérisation des causes de coupures survenues en 2008. Nous n'en tenons donc pas compte dans la suite de l'analyse.

6.31 Ainsi, pour déterminer l'évolution tendancielle, il est nécessaire d'effectuer un retraitement de la contribution des Travaux comme suit :

- La durée moyenne des coupures liées aux travaux PCB n'est pas prise en compte dans l'analyse de tendance. Précisément, sur la période 2006 à 2011, la durée des coupures consécutives à des travaux est corrigée, fixée à la valeur moyenne observée pour les années 2012 à 2015, à savoir 15,8 min. Cette approche est cohérente avec les discussions que nous avons pu avoir avec ENEDIS, qui a souligné à plusieurs reprises la stabilisation de la contribution des travaux dans le critère BHIX hors RTE.
- La fréquence moyenne des coupures (longues) liées aux travaux PCB n'est pas prise en compte dans l'analyse de tendance. Précisément, sur la période 2006 à 2011, la fréquence moyenne des coupures (longues) consécutives à des travaux est corrigée, fixée à la valeur moyenne observée pour les années 2012 à 2015, à savoir 0,13. Cette approche est cohérente avec les discussions que nous avons pu avoir avec ENEDIS.

6.32 Le Tableau 26 ci-dessous résume les retraitements effectués.

Tableau 26 : Retraitements des critères BHIX et F-BT HIX.

Critères	2006 – 2011	
	Réalisé	Retraité
Critère BHIX (min)		
Travaux	[7,8 – 24,0]	15,8
Critère BHIX Adj.	[66,2 – 85,3]	[67,3 – 78,3]
Critère F-BT HIX (coupure)		
Travaux	[0,06 – 0,24]	0,13
Critère F-BT HIX Adj.	[1,66 – 2,75]	[1,65 – 2,81]

Source : Données ENEDIS.

Calculs : FTI-CL Energy.

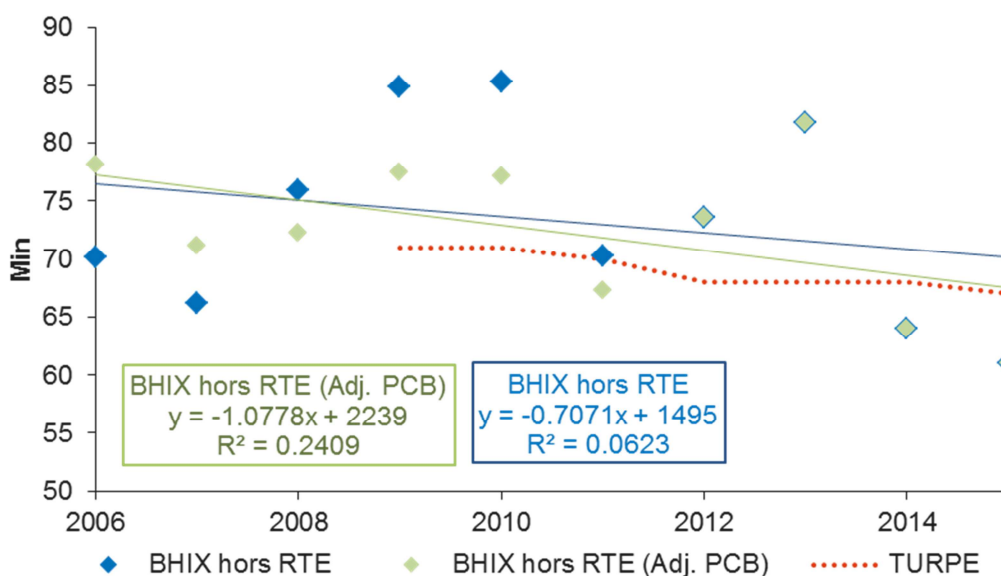
6.33 Sur la période 2006 – 2011, le retraitement de la contribution des Travaux conduit (i) à une réduction du critère BHIX de 1,6 minute en moyenne ; et (ii) à une réduction de la fréquence moyenne de coupure de 0,04 en moyenne. Nous utilisons également ces valeurs retraitées lors de l'évaluation du risque associé au mécanisme incitatif, dans la mesure où elles sont représentatives des niveaux susceptibles d'être observés à l'avenir.

6.34 Pour conclure, mentionnons que faute de données disponibles, nous n'avons pas été en mesure d'évaluer la pertinence de tels retraitements pour les indicateurs HTA. Dès lors, nous n'avons effectué aucun retraitement pour les critères M et F-HTA.

Détermination de la cible de référence pour la Durée Moyenne de Coupure (BT)

6.35 Nous procédons à l'analyse statistique du critère B décrite au paragraphe 6.27. Par souci d'exhaustivité, nous présentons les résultats avec et sans retraitements de la contribution des Travaux. A cet égard, la Figure 26 fait état de la tendance du critère BHIX hors RTE sur la période 2006 – 2015.

Figure 26 : Tendence du critère B hors événements exceptionnels, 2006 – 2015.



Source : ENEDIS.
Calculs : FTI – CL Energy.

- 6.36 Le comportement de l'indicateur est différent suivant que l'on procède ou non aux retraitements discutés *supra*. Dans le scénario avec retraitement des travaux PCB, on observe une nette tendance à la baisse avec une réduction progressive du critère BHIX, à une vitesse de 1 minute par an. Il s'établit à 67,6 minutes en 2015. Dans le scénario sans retraitement, le critère BHIX diminue à un rythme moins soutenu de 0,7 minute par an, pour s'établir à 70 minutes en 2015. Pour conclure, mentionnons que la régression avec retraitement donne de meilleurs résultats si l'on se fie à la valeur du R² qui est multiplié par 4 – même si la qualité statistique de la régression reste relativement faible.
- 6.37 Le Tableau 27 ci-dessous rapporte les cibles de référence pour le critère BHIX hors RTE qui pourraient être envisagées par la CRE pour TURPE 5.

Tableau 27 : Cibles de référence potentielles, Critère BHIX hors RTE.

Cibles de référence	Critère BHIX hors RTE		
	TURPE 4 (2017)	Actualisation (2017)	
		Retraitement Travaux PCB	Retraitement Travaux PCB + Autres
Niveau de 2015		61,1 min	61,1 min
Moyenne sur 3 ans	65 min	69,0 min	69,0 min
Valeur tendancielle		65,4 min	62,4 min
Facteur d'amélioration	-1 min/an	-1,1 min/an	-1,7 min/an

Source : ENEDIS.
Calculs : FTI-CL Energy.

- 6.38 S'agissant du scénario avec retraitement des travaux PCB, en prolongeant la tendance, la cible serait de 65,4 minutes en 2017, accompagnée d'un objectif de réduction de 1,1 minute

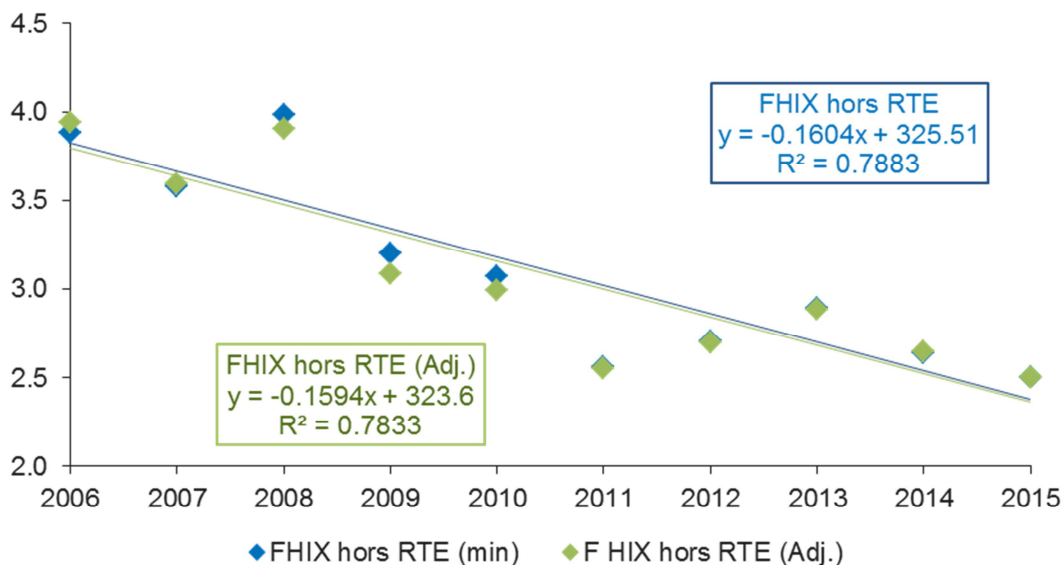
par an. Elle s'établirait à 62,4 minutes, avec un objectif de réduction de 1,7 minute par an, si l'on retraitait également les incidents « Autres ». Ce second scénario a été exclu à la suite des discussions avec l'opérateur (cf. paragraphes 6.60 et 6.61).

- 6.39 ENEDIS a indiqué son ambition d'installer durablement la France à un niveau de qualité sous les 60 minutes à l'horizon 2030, sans dégrader le ratio coût/qualité au bénéfice des clients et de l'économie française. Plus encore, ENEDIS affirme que la performance demandée pour la période TURPE 4 est ambitieuse et conduira à 65 minutes en 2017. Selon ENEDIS, viser durablement 63 minutes en fin de période TURPE 5, soit un gain de 1 minute tous les 2 ans, constituera un réel défi et ne reposera pas uniquement sur les investissements, mais aussi : (i) sur le haut niveau et la qualité de la maintenance des réseaux ; (ii) sur l'automatisation des réseaux (pose et renouvellement d'environ 10 000 OMT sur la période TURPE 5, qui n'améliorent pas la fiabilité mais permettent une plus grande réactivité et la limitation des impacts clients) ; et enfin (ii) sur la qualité de la coordination avec les AODE pour conjuguer les efforts d'investissement.
- 6.40 Nous sommes cependant d'avis que notre scénario conduit à un objectif réaliste. Il est par ailleurs cohérent avec la cible de TURPE 4 et a été atteint en 2014 et en 2015. Précisément, notre analyse statistique amène à retenir 1 minute d'amélioration par an, alors qu'ENEDIS propose une réduction de la cible à hauteur de 1 minute tous les deux ans.
- 6.41 En définitive, notre approche nous amène à retenir une **cible de référence pour le critère BHIX égale à 65,4 min/an, avec un effort maximal de 1,1 minute par an.**

Détermination de la cible de référence pour la Fréquence Moyenne de Coupure (BT)

- 6.42 ENEDIS n'est actuellement pas incité spécifiquement à réduire la fréquence de coupure pour les clients raccordés en BT, bien que la plupart des gestionnaires de réseaux de distribution en Europe et RTE le soient. On peut donc s'interroger sur la mise en place d'une incitation spécifique à ce titre, et ce d'autant plus que ces coupures ont un coût pour le consommateur final. Précisément, l'étude RTE de 2011 sur la qualité chiffre à près de 0,2 €/kW le coût des coupures brèves pour les clients résidentiels, soit près de 8 M€/coupure.
- 6.43 Nous avons donc analysé l'évolution de cet indicateur au cours des dix dernières années. Il en ressort une tendance nette d'amélioration de cet indicateur pour les utilisateurs raccordés en BT. La fréquence de coupure a baissé en moyenne de 0,16 coupure par an.

Figure 27 : Tendence du critère F-BT HIX hors RTE, 2006 – 2015.



Source : ENEDIS.
Calculs : FTI – CL Energy.

6.44 Le Tableau 28 ci-dessous rapporte les cibles de référence pour le critère FHIX hors RTE qui pourraient être envisagées par la CRE pour TURPE 5.

Tableau 28 : Cibles de référence potentielles, Critère F-BT HIX hors RTE.

Cibles de référence	Critère F-BT HIX hors RTE	
	TURPE 4 (2017)	Actualisation (2017)
		Retraitement Travaux PCB (+Autres)
Niveau de 2015		2,50
Moyenne sur 3 ans	N/A	2,68
Valeur tendancielle		2,06
Facteur d'amélioration	N/A	-0,16 coupure/an

Source : ENEDIS.
Calculs : FTI-CL Energy.

6.45 En prolongeant cette tendance, la cible pourrait être fixée à 2,06 coupures en 2017, accompagnée d'un objectif de réduction de 0,16 coupure par an.

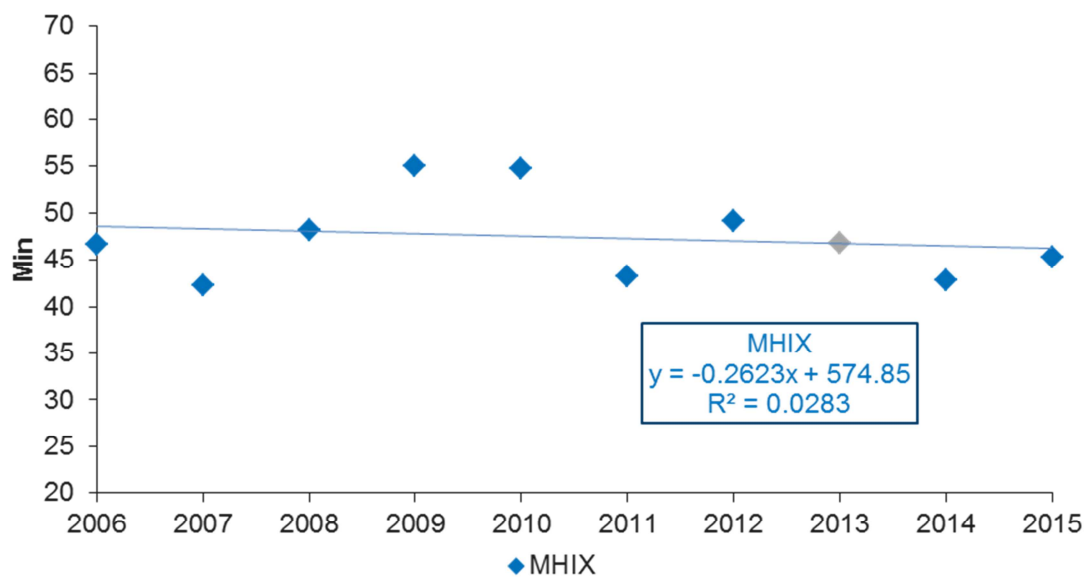
6.46 Toutefois, étant donné la forte progression de cet indicateur dans les années passées et de la nouveauté que constituerait la mise en place d'une incitation sur cet indicateur, une cible moins ambitieuse pourrait être adoptée, en utilisant le niveau atteint au cours des dernières années (par exemple la moyenne des trois ou quatre dernières années).

6.47 En fonction de l'approche retenue, la cible pour le critère F-BT HIX s'établirait entre 2,06 et 2,68 coupures par an, à laquelle pourrait s'appliquer un objectif de réduction maximum de 0,16 coupure par an sur la période tarifaire TURPE 5.

Détermination de la cible de référence pour la Durée Moyenne de Coupure (HTA)

- 6.48 ENEDIS n'est actuellement pas incité spécifiquement à réduire le temps de coupure pour les clients raccordés en HTA, sans que nous n'ayons identifié de raison spécifique à cela. En particulier, le dommage causé par un incident sur le réseau HTA est fonction des dommages causés aux utilisateurs coupés en BT et en HTA⁷⁶.
- 6.49 Dès lors, nous avons analysé l'évolution de cet indicateur au cours de la période 2006 – 2015 (cf. Figure 28). Il en ressort une légère tendance à l'amélioration de la qualité pour les utilisateurs raccordés en HTA. La durée de coupure est en effet passée de 47 minutes en 2006 à 45 minutes en 2015, suivant une diminution annuelle tendancielle de 0,3 minute par an sur cette période. En 2014 et 2015, le critère MHIX hors RTE semble se stabiliser autour de 45 minutes par an.
- 6.50 Il semble pertinent de prendre des mesures pour conserver, voire améliorer, le niveau de qualité d'alimentation pour les utilisateurs raccordés en HTA et, donc, mettre en place des incitations pour ENEDIS à cet égard.

Figure 28 : Tendence du critère MHIX hors RTE, 2006 – 2015.



Source : ENEDIS.
Calculs : FTI – CL Energy.

- 6.51 Le Tableau 29 ci-dessous rapporte les cibles de référence pour le critère MHIX hors RTE qui pourraient être envisagées par la CRE pour TURPE 5.

⁷⁶ L'étude RTE de 2011 sur la qualité chiffre à près de 34 €/kWh le coût de l'END pour les entreprises, soit près de 7,9 M€/min.

Tableau 29 : Cibles de référence potentielles, Critère MHIX hors RTE.

Cibles de référence	Critère MHIX hors RTE		
	TURPE 4 (2017)	Actualisation (2017)	
		Sans retraitement	Avec retraitement
Niveau de 2015		45,3 min	N/A
Moyenne sur 3 ans	N/A	45,8 min	N/A
Valeur tendancielle		45,7 min	N/A
Facteur d'amélioration	N/A	-0,3 min/an	N/A

Source : ENEDIS.

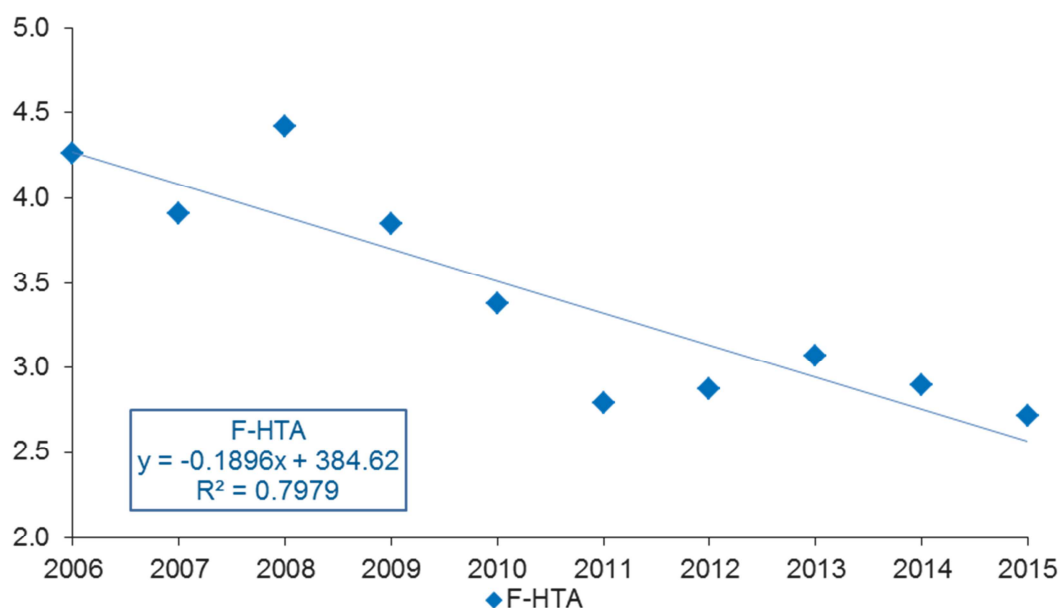
Calculs : FTI-CL Energy.

- 6.52 En prolongeant la tendance observée sur les 10 dernières années, la cible pourrait être fixée à 45,7 minutes en 2017, accompagnée d'un objectif de réduction de 0,3 minute par an.
- 6.53 Toutefois, étant donné la nouveauté que constituerait la mise en place d'une incitation sur cet indicateur, il pourrait être envisagé de ne pas imposer de facteur d'amélioration.
- 6.54 En définitive, **la cible pour le critère MHIX hors RTE s'établirait à 45,7 minutes, avec un facteur d'amélioration maximum de 0,3 minutes par an sur la période tarifaire TURPE 5.**

Détermination de la cible de référence pour la pour la Fréquence Moyenne de Coupure (HTA)

- 6.55 ENEDIS n'est actuellement pas incité spécifiquement à réduire la fréquence de coupure pour les clients raccordés en HTA (« critère F-HTA »). Par souci de cohérence entre les niveaux BT et HTA, on peut donc s'interroger sur la mise en place d'une incitation spécifique à ce titre.
- 6.56 Nous avons donc analysé l'évolution de cet indicateur au cours des dix dernières années, (cf. Figure 29). Il en ressort une tendance à l'amélioration de cet indicateur pour les utilisateurs raccordés en BT. La fréquence de coupure a baissé en moyenne de 0,05 coupure par an.

Figure 29 : Tendance du critère F-HTA HIX hors RTE, 2006 – 2015.



Source : ENEDIS.
Analyse : FTI-CL Energy.

6.57 Le Tableau 30 ci-dessous rapporte les cibles de référence pour le critère F-HTA HIX hors RTE qui pourraient être envisagées par la CRE pour TURPE 5.

Tableau 30 : Cibles de référence potentielles, Critère F-HTA HIX hors RTE.

Cibles de référence	Critère F-HTA HIX hors RTE		
	TURPE 4 (2017)	Actualisation (2017)	
		Sans retraitement	Avec retraitement
Niveau de 2015		2,71	N/A
Moyenne sur 3 ans	N/A	2,89	N/A
Valeur tendancielle		2,18	N/A
Facteur d'amélioration	N/A	-0,19 coupure/an	N/A

Source : ENEDIS.
Calculs : FTI-CL Energy.

6.58 En prolongeant la tendance, la cible pourrait être fixée à 2,18 coupures en 2017, accompagnée d'un objectif de réduction de 0,19 coupure par an. Toutefois, étant donné la forte progression de cet indicateur dans les années passées et de la nouveauté que constituerait la mise en place d'une incitation sur cet indicateur, une cible moins ambitieuse pourrait être adoptée, en utilisant le niveau atteint au cours des dernières années (par exemple la moyenne des trois ou quatre dernières années), mais en fixant toutefois un objectif annuel correspondant à l'amélioration tendancielle.

6.59 En fonction de l'approche retenue, **la cible pour le critère F-HTA HIX s'établirait entre 2,18 et 2,89 coupures par an, à laquelle pourrait s'appliquer un objectif de réduction maximum de 0,19 coupure par an sur la période tarifaire TURPE 5.**

Mécanisme incitatif

6.60 Nous procédons maintenant à la calibration du mécanisme de régulation incitative, laquelle passe par trois (3) étapes⁷⁷, à savoir :

- L'estimation de la loi (jointe) des indicateurs de qualité d'alimentation ;
- La détermination du mécanisme incitatif ;
- L'évaluation du risque pour le gestionnaire.

6.61 Nous détaillons chacune de ces étapes dans la suite.

Distribution empirique des indicateurs de qualité

Methodologie

6.62 La qualité – telle que mesurée par le critère B, le critère F (BT et HTA) ou le critère M – peut être considérée comme une variable aléatoire. Pour apprécier la distribution statistique de la qualité (c'est-à-dire la probabilité que ces variables prennent les différentes valeurs possibles), il est indispensable de disposer d'un nombre important de mesures.

6.63 Dans le cas d'espèce, nous disposons d'un historique limité à quelques années. Précisément, nous disposons de 10 observations, à savoir la réalisation des indicateurs sur la période 2006 – 2015⁷⁸.

6.64 Pour pallier ce manque de données, nous avons reconstitué des mesures fictives nationales à partir de mesures réelles locales. A cet effet, nous utilisons les niveaux de qualité mesurés au niveau des 97 centres de ENEDIS, et ce, sur la période 2006 – 2015.

6.65 Notre approche s'articule autour de cinq (5) étapes :

- Etape 1 – Pour chaque centre, nous estimons la tendance de l'indicateur local sur la base d'une régression linéaire, appliquée sur des données locales annuelles communiquées, lesquelles couvrent la période 2006-2015. Lors de l'estimation de tendance, nous procédons aux ajustements discutés au paragraphe 6.31.
- Etape 2 – Pour chaque centre et chaque année, nous calculons la différence entre le niveau de l'indicateur mesuré au niveau du centre pour l'année considérée et la tendance estimée lors de la première étape. Nous obtenons un résidu par centre et par année.

⁷⁷ Une description plus exhaustive est donnée au paragraphe 5.48.

⁷⁸ A l'exception de l'année 2013 pour le critère M.

- Etape 3 – Pour chaque centre, nous effectuons un tirage aléatoire d'un résidu parmi les 10 résidus disponibles pour ce centre.
- Etape 4 – Nous obtenons une observation fictive de l'indicateur national en additionnant (i) la cible de référence nationale ; et (ii) la moyenne pondérée – par la taille des centres telle que mesurée (i) par le nombre de clients pour les critères B et F-BT, et (ii) par la puissance souscrite pour le critère M⁷⁹ – des résidus tirés pour chaque centre.
- Etape 5 – Nous générons 5 000 observations fictives de l'indicateur national par répétition des étapes 3 et 4. Avec les données disponibles, on pourrait réaliser jusqu'à 10⁹⁷ observations pour ENEDIS⁸⁰.

6.66 Il convient de noter que **notre approche repose sur une hypothèse structurante, à savoir que les mesures de la qualité à un niveau local sont des variables aléatoires indépendantes**⁸¹ (après ajustement pour la structure locale du réseau intégrée dans la tendance). Précisément, nous faisons l'hypothèse que le niveau de qualité mesuré au niveau d'un centre ne donne *a priori* aucune information sur le niveau de qualité qui pourrait être mesuré au niveau d'un autre centre au même moment.

6.67 Une fois les mesures fictives générées, nous déterminons la loi paramétrique des observations. Deux types de loi sont considérés : la loi normale et la loi log-normale avec talon.

Distribution empirique de la Durée Moyenne de Coupure (BT)

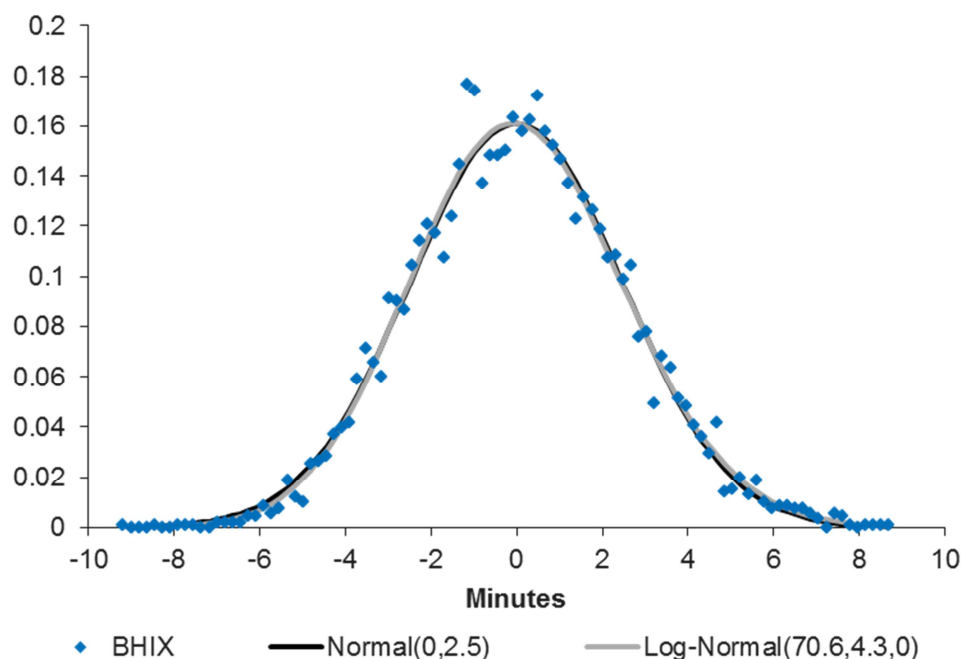
6.68 Notre étude montre qu'une loi normale permet de bien caractériser la loi empirique du critère BHIX hors RTE. La loi estimée est stable, bien que ses paramètres (espérance et variance) évoluent en fonction des événements pris en compte. Ainsi, la Figure 30 ci-dessous présente la distribution empirique du critère BHIX hors RTE ainsi que les lois normale et log-normale qui réalisent le meilleur « *fit* ».

⁷⁹ Faute de données récentes disponibles, les puissances souscrites au niveau des centres ont été reprises des analyses d'Adéquations (2008).

⁸⁰ Si l'on note (i) $Y_{i,t}$ le niveau de l'indicateur de qualité mesuré pour l'année t au niveau du GET i ; (ii) $R_{i,t}$ le résidu mesuré pour l'année t au niveau du GET i ; (iii) P_i la taille du GET i telle que mesurée par la PMDA ; (iv) $\{U_{k,l}\}_{(l,k) \in \{7,N\}}$ une suite de variables uniformes indépendantes ; et (v) C le niveau tendancielle de la cible ; alors la k – ième mesure fictive de l'indicateur national, I_k est donnée par la formule suivante : $I_k = C + \sum_{i=1}^7 \frac{P_i}{\sum_{j=1}^7 P_j} \times R_{i,U_{i,k}}$.

⁸¹ La significativité de la corrélation ne peut être établie du fait du faible nombre d'observations pour chaque centre.

Figure 30 : Distribution de l'écart du critère BHIX hors RTE à la tendance.



Source : Données ENEDIS.
Calculs : FTI-CL Energy.

- 6.69 La distribution du critère BHIX hors RTE est caractérisée par une espérance nulle et un écart-type de 2,5 minutes par an.
- 6.70 Afin d'apprécier la contribution de chacune des causes dans la dispersion du critère BHIX hors RTE, le Tableau 31 présente la dispersion de l'indicateur autour de la tendance, et ce, par causes.

Tableau 31 : Intervalles de confiance, critère BHIX hors RTE, par causes.

Seuils de risque (en min)	1 %	5 %	10 %	50 %	90 %	95 %	99 %
BHIX hors RTE	-5,8	-4,1	-3,2	0,0	3,2	4,1	5,7
Incidents climatiques	-5,0	-3,6	-2,8	-0,1	2,7	3,4	4,9
Incidents Matériels	-1,5	-1,1	-0,9	-0,1	0,7	0,9	1,3
Incidents Tiers	-0,6	-0,4	-0,3	0,0	0,3	0,4	0,5
Incident Autres	-1,2	-0,8	-0,6	0,0	0,7	0,8	1,2
Travaux	-0,5	-0,3	-0,2	0,0	0,3	0,3	0,5
B TCC	-26,7	-20,1	-16,6	-4,2	8,2	11,7	18,3

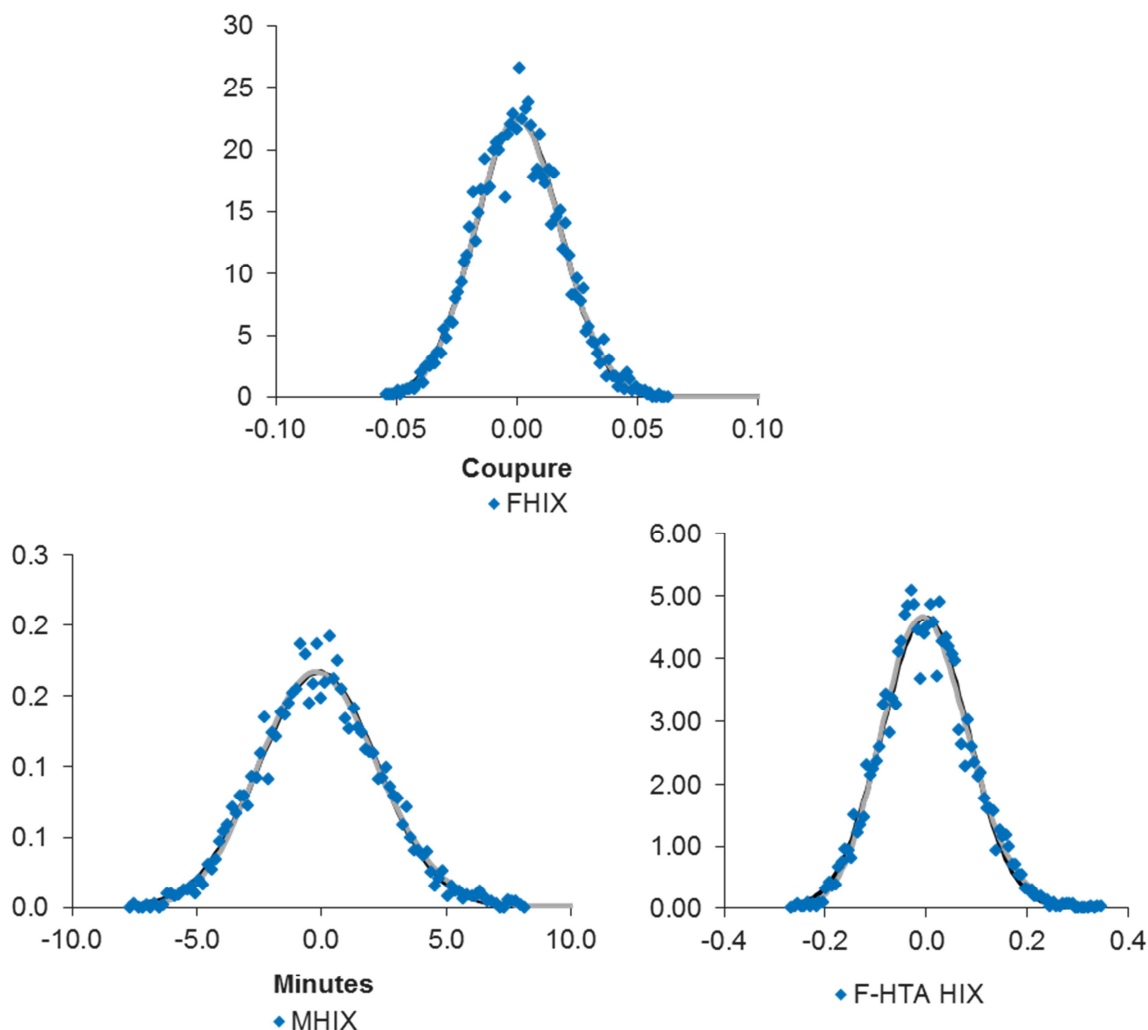
Source : ENEDIS.
Calculs : FTI-CL Energy.

- 6.71 Les incidents climatiques expliquent l'essentiel de la dispersion observée.
- 6.72 En définitive, **nous recommandons d'utiliser une loi normale pour la calibration de la force des incitations, qui permet la mise en place d'un mécanisme incitatif symétrique et linéaire**, en ligne avec l'approche théorique.

Distribution empirique des critères FHIX en BT et en HTA et MHIX

6.73 Notre étude montre qu'une loi normale permet également de bien caractériser la loi empirique des critères F-BT HIX, F-HTA HIX et MHIX. La Figure 31 ci-dessous présente la distribution empirique des trois critères ainsi que les lois normale et log-normale qui réalisent le meilleur « fit ».

Figure 31 : Distribution de l'écart des critères F-BT HIX, F-HTA HIX et MHIX à la tendance.



Source : Données ENEDIS.
 Calculs : FTI-CL Energy.

6.74 Le critère F-BT HIX est centré autour la tendance, avec un écart- type de 0,02 coupure ; le critère F-HTA HIX est centré autour de la tendance, avec un écart type de 0,09 coupure ; et le critère MHIX est centré autour la tendance, avec un écart-type de 2,39 minutes.

6.75 Ainsi, **nous recommandons d'utiliser des lois normales pour la calibration de la force des incitations**, ce qui permet la mise en place d'un mécanisme incitatif symétrique et linéaire, en ligne avec l'approche théorique.

Détermination du dispositif incitatif

Forme fonctionnelle du mécanisme

- 6.76 Sur la base des enseignements de la littérature économique et du benchmark européen, **nous recommandons** – en cohérence avec l’approche retenue pour le transport (cf. paragraphes 5.67 à 5.72) – **de retenir un mécanisme symétrique, linéaire et centré autour de la cible, lequel prend en compte l’intégralité de la valeur de l’END pour le calcul de la force de l’incitation**. Il s’agit d’une évolution importante du dispositif par rapport à TURPE 4 (cf. Encadré 6). Un tel mécanisme est centré en espérance, dès lors que le niveau de qualité moyen offert par le gestionnaire est égal à la cible de référence.

Encadré 6 : Forme fonctionnelle du dispositif incitatif TURPE 4 pour ENEDIS

Le dispositif incitatif français, avec une formule logarithmique, s’éloigne de la théorie économique et des pratiques observées en Europe. Pour rappel, la CRE a mis en place un schéma incitatif logarithmique de type bonus-malus sur la base de la durée moyenne de coupure. Précisément, le niveau de l’incitation financière de l’année est donné par la formule suivante :

$$I_N = 4,3 \times (Cible - 34) \times \ln\left(\frac{Critère B - 34}{Cible - 34}\right) [1]$$

Le choix d’une formule logarithmique s’explique par la loi de probabilité utilisée par le consultant de la CRE en 2007 pour modéliser les écarts à la cible : une loi log-normale semblait donner de meilleurs résultats qu’une loi normale en termes de représentation des écarts à la cible. Dès lors, la forme fonctionnelle du dispositif retenue était la seule formulation permettant d’assurer que la condition forte de symétrie [2], visant notamment à garantir que le niveau de pénalité/prime soit centré en zéro, soit vérifiée.

$$\forall a, P(S(Q) \geq a) = P(S(Q) \leq -a) [2]$$

Cette propriété implique que le niveau de pénalité et de prime est centré en probabilité. Elle est ainsi beaucoup plus contraignante qu’une propriété de symétrie plus faible visant (uniquement) à garantir que le niveau de pénalité/prime soit centré en espérance, propriété partagée par une grande majorité des pays étudiés.

Notons qu’un tel mécanisme ne donne cependant pas une force des incitations symétrique, conforme à l’optimum économique.

Source : Rapport Adéquations (2008)

Paramètres du mécanisme

- 6.81 Si la théorie est d’apparence simple, le passage à la pratique est beaucoup moins aisé⁸². En effet, la mise en œuvre de tels dispositifs nécessite de quantifier (i) le coût des

⁸²

Mohammadnezhad-Shourakaei, H. and Fotuhi-Firuzabad, M. (2011)

interruptions pour les consommateurs ; (ii) les niveaux de plancher/plafond ; et (iii) la zone morte (cf. paragraphes 5.78 et 5.79).

- 6.82 S'agissant de la valeur de l'END, faute de valeur spécifique à la distribution (cf. Encadré 7), **nous reprenons la valeur de l'END utilisée en planification de réseau (cf. paragraphes 5.81 à 5.83).**

Encadré 7 : Valeur de l'Energie Non Distribuée

La valeur de l'END est un paramètre clé du dispositif – avec un impact important sur le niveau du plafond/plancher – dans la mesure où elle détermine la force de l'incitation. Dans notre scénario principal, nous retenons les valeurs d'END utilisées en planification réseau, publiées par RTE en 2011. Il s'agit de la seule source publique à notre disposition.

Lors de nos échanges, ENEDIS nous a communiqué des valeurs sensiblement différentes que le gestionnaire utiliserait effectivement dans la planification du réseau de distribution :

- Pour la durée moyenne de coupure, ENEDIS retient un coût de l'END de 20 €/kWh pour les coupures profondes, 2,6 €/kWh pour les coupures consécutives à des travaux et enfin 9,2 €/kWh pour les autres coupures – contre 19 €/kWh pour les clients résidentiels et 34 €/kWh pour les entreprises dans l'étude RTE.
- Pour la fréquence moyenne de coupure, ENEDIS retient une valeur unique de 0,8 €/kW – contre 0,2 €/kW pour les clients résidentiels et 3 €/kW en moyenne sur la France dans l'étude RTE.

Néanmoins, nous n'avons pas retenu ces valeurs dans notre scénario principal pour les raisons suivantes :

- ENEDIS ne nous a pas communiqué de documents permettant de justifier/attester ces valeurs de l'END ;
- Les valeurs communiquées ne différencient ni les clients BT/HTA, ni les clients résidentiels/entreprises – ce qui peut générer un biais important dans l'analyse ; et enfin
- Les valeurs communiquées ont été estimées en 1995, on peut donc s'interroger sur leur pertinence en 2016.

Pour conclure, mentionnons que lors des précédentes périodes tarifaires, la CRE avait utilisé une valeur de l'END égale à 9 €/kWh (valeur ENEDIS). La force des incitations avait été fixée au 2/3 de cette valeur.

Nous discutons l'impact d'une révision de nos hypothèses dans la suite du rapport.

Source : ENEDIS.

- 6.83 Nous convertissons ensuite ces valeurs dans l'unité la plus pertinente :

- Pour le critère BHIX, nous exprimons le coût de la défaillance en €/min. Pour chaque année entre 2009 et 2015, nous calculons le coût de la défaillance comme le produit de (i) la valeur de l'END des coupures longues pour les clients résidentiels (exprimée en

€/kWh) par (ii) le volume de soutirage moyen sur le réseau de distribution (en moyenne 234 TWh). Sur la période 2009 – 2015, le coût de la défaillance est compris entre 8,2 M€/min et 8,7 M€/min. Nous retenons une valeur moyenne égale à 8,5 M€/min⁸³.

- Pour le critère FHIX, nous exprimons le coût de la défaillance en €/coupure. Pour chaque année entre 2009 et 2015, nous calculons le coût de la défaillance comme le produit de (i) la valeur de l'END des coupures brèves pour les clients résidentiels (exprimée en €/kW) par (ii) la puissance moyenne distribuée annuellement au niveau BT (en moyenne 40 GW). Sur la période 2009 – 2015, le coût de la défaillance est de 8,0 M€/coupure⁸⁴.
- Pour le critère MHIX, nous exprimons le coût de la défaillance en €/min. Pour chaque année entre 2009 et 2015, nous calculons le coût de la défaillance comme le produit de (i) la valeur de l'END des coupures longues pour les clients entreprises (exprimée en €/kWh) par (ii) le volume de soutirage moyen sur le réseau HTA (en moyenne 115 TWh). Sur la période 2009 – 2015, le coût de la défaillance est compris entre 7,6 M€/min et 8,2 M€/min. Nous retenons une valeur moyenne égale à 7,9 M€/min.
- Pour le critère F-HTA HIX, nous exprimons le coût de la défaillance en €/coupure. Pour chaque année entre 2009 et 2015, nous calculons le coût de la défaillance comme le produit de (i) la valeur de l'END des coupures brèves (exprimée en €/kW) par (ii) la puissance moyenne distribuée annuellement au niveau HTA (en moyenne 40 GW). Sur la période 2009 – 2015, le coût de la défaillance est de 120 M€/coupure.

6.84 Les valeurs que nous retenons sont rapportées dans le Tableau 32 ci-dessous.

Tableau 32 : Force des incitations, ENEDIS.

Critère	Unité	Force de l'incitation
Critère B	M€/min	8,5
Critère F-BT	M€/coupure	8,0
Critère M	M€/min	7,9
Critère F-HTA	M€/coupure	120

Notes : Valeurs ajustées pour l'inflation (INSEE).

Source : RTE, INSEE.

⁸³ Si l'on reflète la composition des clients BT telle que mesurée par la consommation annuelle (64 % ménages et 36 % d'entreprises en 2015), la valeur de l'END devient 11,2 M€/min.

⁸⁴ Si l'on reflète la composition des clients BT telle que mesurée par la consommation annuelle (64% ménages et 36% d'entreprises en 2015), la valeur de l'END devient 48,1 M€/coupure.

- 6.85 Lors des échanges contradictoires, ENEDIS a indiqué utiliser des valeurs de l'END différentes de celles de RTE et différenciées en fonction du type de coupure⁸⁵. ENEDIS n'a cependant pas transmis à FTI-CL Energy des documents justifiant les valeurs avancées. Les valeurs publiées par RTE en 2011 ont donc été conservées à ce stade pour effectuer une analyse de risque⁸⁶.
- 6.86 S'agissant du niveau de plancher/plafond, nous proposons une approche qui vise, d'une part, à limiter l'exposition du gestionnaire de réseau aux conjonctions d'événements les plus extrêmes et, d'autre part, à ce qu'elle soit proportionnée à la taille de l'opérateur et à sa capacité à assumer ce risque.
- 6.87 Ainsi, le niveau du plafond/plancher est fixé de sorte à limiter/neutraliser l'impact des performances extrêmes, en définissant un seuil maximum pour le plafond/plancher par exemple au niveau du quantile 1 % de la distribution empirique des pénalités/primes.
- 6.88 En outre, le risque de l'opérateur ne devrait pas pouvoir dépasser un certain niveau du chiffre d'affaires. Sur la base des enseignements des études de cas spécifiques (cf. Tableau 13 *supra*), **nous proposons de retenir un seuil maximum compris entre 1,5 % et 2,5 % du revenu autorisé de ENEDIS hors pertes et hors péage RTE (2015)**, soit entre 128 M€ et 213 M€. Précisément, la plupart des pays en Europe ont mis en place des systèmes de plafond/plancher, à l'exception de la Norvège. Ce seuil est fixé selon des références diverses (montants fixes, pourcentage du revenu tarifaire, avec ou hors pertes, ou pourcentage de la rémunération des capitaux propres) et selon des approches généralement non explicitées ou non objectivées. Toutefois, il semble que ce seuil est sensiblement plus bas en France que dans les pays étudiés : ramené au revenu tarifaire, ce plafond/plancher n'est que de l'ordre de 0,6 % du revenu tarifaire (hors pertes et hors péage transport), alors qu'il est de l'ordre de 2 à 4 % du revenu autorisé en Allemagne ou de 5 % du revenu en Suède (pertes incluses). La pénalité peut aller jusqu'à 3 % du revenu avant incitations en Espagne.
- 6.89 En définitive, **nous proposons de retenir le plafond/plancher égal au minimum (i) du quantile 1 % de la distribution empirique des pénalités, et (ii) d'un pourcentage – compris entre 1,5 % et 2,5 % – du revenu hors pertes et hors péage RTE d'ENEDIS.**
- 6.90 Nous nous assurerons que ces niveaux de plafond/plancher garantissent que le risque⁸⁷ lié à la régulation incitative sur la qualité reste limité, comparativement (i) aux aléas globaux sur le chiffre d'affaires ; et (ii) au risque relatif à la régulation de la qualité d'alimentation

⁸⁵ 20 €/kWh pour des coupures profondes (> 30 MW), 9,2 €/kWh pour des coupures suite à des incidents et 2,5 €/kWh pour des coupures pour travaux. Ces valeurs auraient été calculées en 1995.

⁸⁶ Nous discutons ce point plus en détail dans le rapport lors de nos réponses aux commentaires de ENEDIS.

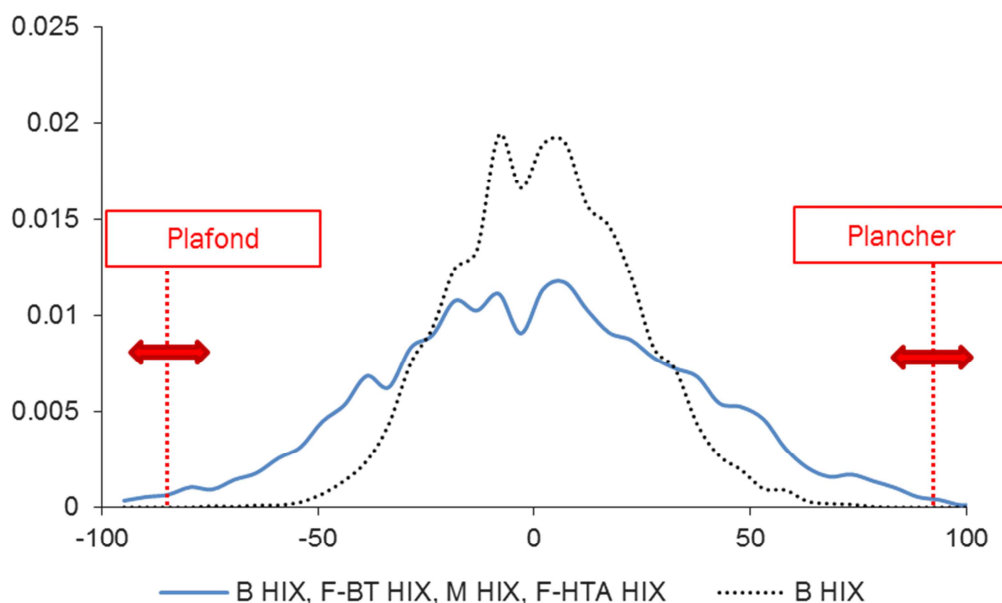
⁸⁷ Le risque est mesuré par l'écart-type de la distribution anticipée des pénalités/primes.

supporté par ENEDIS lors des précédentes périodes tarifaires⁸⁸. S'agissant de la zone neutre, nous n'introduisons pas de zone neutre dans notre scénario principal dans la mesure où la littérature économique ne recommande pas une telle approche (cf. Encadré 4). Précisément, si elle n'a qu'un impact limité sur l'écart-type des incitations financières, elle enlève toute incitation à améliorer la qualité autour de la cible – alors que ces situations sont *a priori* les plus fréquentes – alors qu'elle expose toujours le gestionnaire de réseau au risque de pénalités plus substantielles. Nous montrons que dans le cas d'espèce, l'introduction d'une bande neutre (comparable à celle en place au Portugal ou en Italie) n'est pas de nature à modifier significativement le risque du gestionnaire, et doit, par conséquence, être exclue.

Analyse du risque porté par les gestionnaires

- 6.91 La Figure 32 ci-dessous fait état de la distribution empirique des incitations financières d'ENEDIS. Elle est construite sur la base de la distribution empirique jointe des critères BHIX, MHIX et FHIX.

Figure 32 : Distribution empirique des incitations financières.



Source : ENEDIS.
Calculs : FTI – CL Energy.

- 6.92 L'approche proposée ne présente pas de biais en faveur ou en défaveur d'ENEDIS.

⁸⁸ Risque mesuré par l'écart-type de l'écart entre le revenu autorisé et le revenu réel d'ENEDIS sur la période 2009 – 2015.

6.93 Sans plafond/plancher, l'incitation financière obéit à une loi normale (i) centrée autour de zéro ; et (ii) caractérisée par un écart-type de $\pm 36,4$ M€. Ce risque est supérieur au risque porté par ENEDIS lors des deux précédentes périodes tarifaires ($\pm 26,3$ M€, soit 2,9 % du risque global d'ENEDIS). C'est une conséquence mécanique (i) de la prise en compte à 100 % du niveau de l'END, par opposition à 50 % dans les TURPE 3 et TURPE 4 ; et (ii) de la linéarisation du dispositif.

6.94 Le Tableau 33 ci-dessous présente la dispersion des incitations financières. A titre de comparaison, nous reportons également la dispersion des incitations financières pour le seul critère BHIX.

Tableau 33 : Intervalles de confiance, critères BHIX, F-BT HIX et MHIX, par causes.

Seuils de risque (en min)	1 %	5 %	10 %	50 %	90 %	95 %	99 %
BHIX	-46,6	-33,5	-26,8	-0,5	26,8	34,6	51,0
BHIX, F-BT HIX, F-HTA HIX et MHIX	-85,4	-59,7	-46,9	-1,6	46,2	58,5	83,2

Note : Les seuils de risque à x % correspondent au quantile à x % de la distribution des bonus/malus.

Source : ENEDIS.

Calculs : FTI-CL Energy.

6.95 Avec un plafond/plancher au quantile 1 % de la distribution des incitations, soit 83 M€, le mécanisme conduit à une incitation (i) centrée autour zéro ; et (ii) caractérisée par un écart-type de ± 34 M€.

6.96 L'analyse de sensibilité révèle que l'impact de la zone neutre est limité. Précisément, le risque pour le gestionnaire – tel que mesuré par l'écart-type de la distribution des incitations – de l'incitation est de 36,4 M€, 35,5 M€, 28,6 M€ pour une zone neutre de 0 %, 2 %, et 5 % respectivement. Ainsi, la zone neutre n'a qu'un impact limité sur l'écart-type des incitations financières. Elle doit donc être exclue.

Analyse du dispositif de compensation des utilisateurs pour les coupures de longue durée

6.97 En parallèle des schémas incitatifs concernant les niveaux moyens de continuité d'alimentation, la majorité des pays étudiés ont des dispositifs de compensation des utilisateurs en cas de non-respect de seuils individuels de qualité.

6.98 On peut alors s'interroger sur la cohérence globale du système incitatif, notamment sur une potentielle « sur-incitation » à améliorer la qualité. Pour pallier cette difficulté, plusieurs options - présentées aux paragraphes 5.103 à 5.105 - peuvent alors être envisagées pour limiter le problème de double incitation :

- **Maintien de l'approche actuelle, à savoir pas d'ajustement *ex-post*** – Le montant des compensations individuelles est financé par le gestionnaire. Le risque de devoir compenser les utilisateurs du fait de coupures longues fait partie intégrante du risque porté par le gestionnaire.

- **Ajustement ex-post via le CRCP** – La couverture des charges liées aux compensations individuelles serait intégralement prise en compte au travers du CRCP. Le risque du système de compensations individuelles est intégralement neutralisé.
- **Ajustement de la force des incitations dans le dispositif incitatif** – Le montant des compensations individuelles est financé par le gestionnaire. Par ailleurs, la force des incitations du dispositif incitatif est modifiée de sorte à assurer que la force globale moyenne soit égale à l'END.

6.99 Les discussions que nous avons pu avoir avec la CRE nous amènent à écarter la seconde approche dans la mesure où elle n'incite pas le gestionnaire à développer le réseau dans des zones « prioritaires ». *A contrario*, dans les options 1 et 3, le gestionnaire peut être sur-incident à investir pour la qualité, notamment dans les zones « prioritaires », dans la mesure où une amélioration de la qualité dans ces zones a deux impacts bien distincts, à savoir : (i) la réduction du montant des pénalités/primes du dispositif incitatif ; et (ii) la réduction du montant des pénalités/primes effectivement versé par le gestionnaire (non couvertes par le tarif).

Recommandations

Demande de ENEDIS

- 6.100 En préambule, pour TURPE 5, ENEDIS propose de conserver un critère B ne tenant pas compte des coupures suite à une défaillance du réseau public de transport et aux événements exceptionnels, en rappelant néanmoins sa sensibilité aux aléas climatiques. En cohérence avec son ambition, ENEDIS propose par ailleurs de définir des objectifs intégrant une diminution d'une minute tous les deux ans : 64 minutes en 2018 et 2019, et 63 minutes en 2020 et 2021. Ces objectifs s'alignent sur l'ambition d'ENEDIS d'installer la France à l'horizon 2030 à un niveau de qualité sous les 60 minutes, sans dégrader le ratio coût-qualité au bénéfice des clients et de l'économie française.
- 6.101 Concernant le dispositif « 20 %-6h », ENEDIS souhaite le maintenir en apportant une modification sur la couverture tarifaire *ex-ante* du dispositif. ENEDIS souhaite que cette couverture soit portée à hauteur de 28 M€ par an et intégrée dans les charges d'exploitations prévisionnelles (à travers le poste « Autres produits et charges d'exploitation »).

Recommandations de FTI-CL Energy

- 6.102 Notre approche apparaît comme une approche plus ambitieuse, laquelle conduit (i) à une amélioration plus rapide du critère B ; et (ii) à l'introduction d'une incitation sur les critères F-BT, F-HTA et M.
- 6.103 Le Tableau 34 ci-dessous résume nos recommandations.

Tableau 34 : Recommandations pour ENEDIS.

Indicateurs incités	Critère B		Critère F-BT		Critère M		Critère F-HTA	
	TURPE 4	Actualisation	TURPE 4	Actualisation	TURPE 4	Actualisation	TURPE 4	Actualisation
Périmètre coupures	Longues (hors év. ex.)	Inchangé		Brèves/Longues (hors év. ex.)		Longues (hors év. ex.)		Brèves /Longues (hors év. ex.)
Cible (2017)	65 min/an (-1min an)	65,4 min/an (-1,1 min/an)	N/A	2,04 – 2,68 (Possibilité d'amélioration de -0,16 coupure par an)	N/A	45,7 (- Possibilité d'amélioration de 0,3 min/an)	N/A	2,18 – 2,89 (Possibilité d'amélioration de -0,19 coupure par an)
Force de l'incitation	4,3 M€/min (prise en compte partielle de l'END)	8,5 M€/min (pris en compte à 100 %)		8,0 M€/coupure (pris en compte à 100 % - possibilité de prendre en compte à 50%)		7,9 M€/min (pris en compte à 100 %)		120 M€/coupure (pris en compte à 100 % - possibilité de prendre en compte à 50%)
Forme du dispositif	Logarithmique					Linéaire		
Plafond/plancher	±54,2 M€			Plafond global pour B, F-BT, F-HTA et M : ±83 M€				(minimum entre quantile 1 % et fourchette 1,5 %-2,5% du revenu autorisé hors pertes et hors péage RTE)
Zone Neutre	Non	Inchangé				Non		

Source : FTI-CL Energy.

6.104 Mentionnons que pour la fréquence des coupures (BT ou/et HTA), on observe une incertitude importante sur la valeur de la cible. Ainsi, pour limiter le risque du gestionnaire (et celui des utilisateurs), il pourrait être envisagé de réduire la force des incitations (de moitié).

Commentaires de ENEDIS

6.105 La principale critique portée par ENEDIS concerne la force de l'incitation retenue⁸⁹ :

- ENEDIS considère ainsi qu'il ne faut pas mettre en œuvre une incitation qui irait au-delà de la valeur collective attribuée à la défaillance – visant ici la prise en compte à 100 % de l'END pour la force de l'incitation. ENEDIS rappelle ainsi que la régulation sur la continuité est aujourd'hui portée par plusieurs facteurs, à savoir (i) la régulation incitative sur le critère B HIX hors RTE, (ii) les pénalités au titre du « 20 % - 6h », (iii) des indemnités au titre des engagements des contrats, et enfin (iv) le « séquestre » associé au décret qualité qui se met en place.
- ENEDIS conteste les valeurs de l'END retenue par FTI-CL Energy. ENEDIS utilise pour ses études de planification de réseau les valorisations de la défaillance suivante pour les clients HTA et BT, à savoir (i) 9,2 €/kWh pour les coupures de moins de 30 MWh, 20

⁸⁹

Les autres commentaires formulés par ENEDIS et les réponses que nous y apportons sont rapportés dans le Tableau 52 en annexe de ce rapport.

€/kWh pour les coupures de grande ampleur (> 30 MWh) et 2,5 €/kWh pour les travaux programmés ; et (ii) 0,8 €/kW pour les coupures brèves. Ces valeurs sont sensiblement différentes des valeurs publiées par RTE en 2011 (cf. Tableau 32).

- 6.106 Dans la suite, nous répondons aux critiques d'ENEDIS, justifiant chacun de ces choix.
- 6.107 S'agissant de la force des incitations, la prise en compte à 100 % de la valeur de l'énergie non distribuée – ce que nous le proposons – est en ligne avec (i) la théorie économique et (ii) la pratique observée dans les autres pays d'Europe. Par ailleurs, pour limiter le risque de double comptage avec les compensations individuelles pour coupures longues, FTI-CL Energy a avancé plusieurs options, à savoir :
- Maintenir l'existant, c'est-à-dire que le risque serait porté par RTE (en fonction du plafond, il pourrait y avoir un biais favorable à RTE qui permettrait de financer ces compensations) ;
 - Neutraliser le risque en mettant les charges de compensations individuelles au CRCP ;
 - Réduire la force de l'incitation de l'espérance de surcoût lié aux compensations individuelles.
- 6.108 S'agissant de la valeur de l'END retenue, nous n'avons pas tenu compte des valeurs communiquées par ENEDIS dans notre scénario principal pour les raisons suivantes (cf. Encadré 7) :
- ENEDIS ne nous a pas communiqué de documents permettant de justifier/attester ces valeurs de l'END ;
 - Les valeurs communiquées ne différencient ni les clients BT/HTA, ni les clients résidentiels/entreprises – ce qui peut générer un biais important dans l'analyse ; et enfin
 - Les valeurs communiquées ont été estimées dans les années 1990 (1995), on peut donc s'interroger sur leur pertinence en 2016.
- 6.109 Néanmoins, par souci d'exhaustivité, le Tableau 35 présente les ajustements à apporter à nos recommandations suivant les valeurs de l'END retenues.

Tableau 35 : Valeur de l'END.

Indicateurs	Actualisation FTI-CL Energy	ENEDIS (sans prise en compte de l'inflation)	ENEDIS (avec prise en compte de l'inflation)
Force des incitations			
Critère B	8,5 – 11,2 M€/min ⁽ⁱ⁾	3,9 M€/min	5,3 M€/min
Fréquence Moyenne de Coupure (réseau BT)	8,0 – 48,1 M€/coupure ⁽ⁱ⁾	32,0 M€/coupure	43,3 M€/coupure
Critère M	7,9 M€/min	1,9 M€/min	2,6 M€/min
Fréquence Moyenne de Coupure (réseau HTA)	120 M€/coupure	32,0 M€/coupure	43,3 M€/coupure
Cibles	Inchangées		
Plafond/Plancher	±83 - ±100 M€	±30,6 M€	±41,4 M€

Notes : (i) Valeur haute si on prend l'END des entreprises calculée dans le rapport de RTE (2011).

Source : RTE, ENEDIS.

Section 7

Etude de la qualité d'alimentation en France pour les ELD et EDF SEI

Introduction

- 7.1 Dans cette section, nous étendons l'étude sur la qualité d'alimentation aux gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité desservant plus de 100 000 clients, à savoir : (i) Electricité de Strasbourg⁹⁰ ; (ii) URM⁹¹ ; (iii) SRD⁹² ; (iv) Gérédis Deux-Sèvres⁹³ ; et enfin (v) EDF SEI⁹⁴. Ces Entreprises Locales de Distribution (ELD) et EDF SEI ne sont pas (encore) directement concernées par la régulation incitative de la continuité d'alimentation.
- 7.2 Dans le cadre de l'étude, FTI-CL Energy a eu pour mission de collecter auprès de ces entreprises des données permettant d'analyser – sur un périmètre comparable – la continuité d'alimentation sur les réseaux de distribution gérés par ces entreprises. FTI-CL Energy s'est en particulier attaché à évaluer la qualité des données disponibles, à identifier les niveaux de continuité d'alimentation atteints et enfin à déterminer des valeurs de référence pour les indicateurs concernés.
- 7.3 La collecte et l'analyse de ces données s'est appuyée sur des échanges avec les gestionnaires de réseaux concernés, complétés par des entretiens téléphoniques.
- 7.4 La section s'organise de la manière suivante :
- Nous présentons les caractéristiques des réseaux de distribution gérés par les ELD et EDF SEI ;
 - Nous identifions les indicateurs suivis et la qualité des données disponibles ;

⁹⁰ <http://www.es-reseaux.fr/>

⁹¹ <http://www.urm-metz.fr/site/index.php>

⁹² <http://www.srd-energies.fr/>

⁹³ <http://www.geredis.fr/>

⁹⁴ <https://www.edf.fr/>. Cinq centres sont gérés par EDF SEI : Corse, Guadeloupe, Martinique, Réunion et Guyane (incl. St Martin et St Barthélémy).

- Nous étudions l'évolution de la qualité sur les réseaux de distribution gérés par ces entreprises au travers des indicateurs communiqués ;
- Nous effectuons une analyse tendancielle des indicateurs et déterminons des valeurs de référence « transitoires » éventuelles ;
- Nous détaillons les caractéristiques d'un dispositif incitatif éventuel ; et enfin
- Nous résumons nos recommandations, lesquelles visent à favoriser le développement d'un cadre commun à ENEDIS, aux ELD et à EDF SEI pour le suivi de la continuité d'alimentation.

Présentation des ELD et EDF SEI

7.5 Dans la suite, nous donnons un aperçu général des caractéristiques de chaque ELD et EDF SEI en termes de (i) zone de desserte ; (ii) caractéristiques physiques des réseaux ; et (iii) typologie de la demande. Ces indicateurs permettent de mettre en perspective les niveaux de qualité d'alimentation observés pour ces gestionnaires.

7.6 Dans la mesure où l'étude couvre un nombre limité de gestionnaires, nous avons reporté les caractéristiques des centres locaux d'ENEDIS, quand elles étaient disponibles, pour comparaison.

Caractéristiques des réseaux

Zone de desserte

7.7 La présente étude se limite aux quatre (4) ELD desservant plus de 100 000 clients⁹⁵, ainsi qu'à EDF SEI (Systèmes Energétiques Insulaires), entité d'EDF responsable des systèmes non interconnectés (ou faiblement connectés) à la plaque continentale :

- Electricité de Strasbourg gère le réseau de distribution d'électricité dans 409 communes du Bas-Rhin (dont le chef-lieu de département Strasbourg) ;
- URM est en charge de la distribution d'électricité dans 142 communes de la Moselle (dont le chef-lieu de département Metz) ;
- SRD dessert 258 communes de la Vienne et une commune du Maine et Loire, essentiellement dans les zones rurales ;
- Gérédis Deux-Sèvres alimente 300 communes rurales du département des Deux-Sèvres ; et enfin

⁹⁵

En France, environ 160 ELD assurent la distribution d'électricité sur des territoires non desservis par ENEDIS.

- EDF SEI est en charge de l'ensemble des fonctions de gestionnaire de réseau en Corse, dans les départements d'outre-mer (Guadeloupe, Guyane, Martinique et La Réunion, excl. Mayotte) et dans les collectivités d'outre-mer (Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon).
- 7.8 Nous avons identifié les centres locaux d'ENEDIS les plus proches géographiquement des zones gérées par les ELD et EDF SEI. Deux réseaux situés dans une même zone géographique sont en effet susceptibles d'être affectés par les mêmes aléas climatiques et donc de présenter des niveaux de qualité comparables, toutes choses égales par ailleurs⁹⁶.
- 7.9 Ainsi, Electricité de Strasbourg est géographiquement proche du centre ENEDIS d'Alsace, URM du centre de Metz Lorraine et SRD et Gérédis Deux-Sèvres des centres Vienne et Sèvres⁹⁷, Vendée, Val de Charente et Charente-Maritime. Il n'existe pas de centres ENEDIS dans les zones gérées par EDF SEI (Corse, Guadeloupe, Martinique, Réunion et Guyane).
- 7.10 Le Tableau 36 dessous présente les niveaux de continuité d'alimentation telle que mesurée par le critère BHIX hors amont pour les ELD, EDF SEI et les centres locaux d'ENEDIS géographiquement proches.

⁹⁶ Pour s'en convaincre, rappelons que les incidents climatiques expliquent une grande partie du niveau des indicateurs de la qualité d'alimentation sur les réseaux de distribution. A titre d'illustration, pour ENEDIS, les causes climatiques occasionnent près de 21 minutes de coupure en moyenne sur la période 2006 – 2015, soit près de 29 % du critère BHIX hors RTE.

⁹⁷ Le centre ENEDIS de Vienne et Sèvres est principalement urbain, couvrant les villes de Poitiers et Niort.

Tableau 36 : Niveaux de continuité d'alimentation dans les ELD, EDF SEI et les centres ENEDIS géographiquement proches.

Distributeur	Critère BHIX hors amont		Centres ENEDIS proches	Critère BHIX hors amont	
	Niveau de 2015	Moyenne sur 3 ans		Niveau 2015	Moyenne sur 3 ans
ENEDIS				61,1 min	69,0 min
Electricité de Strasbourg	6,8 min	7,9 min	Alsace	38,1 min	42,5 min
URM	10,2 min	13,2 min	Metz Lorraine	60,9 min	53,5 min
SRD	47,2 min (Valeur ajustée : 64,7min)	46,8 min (Valeur ajustée : 64,1min)	Vienne et Sèvres	30,9 min	43,4 min
			Vendée	69,5 min	71,4 min
Gérédis Deux-Sèvres	44,1 min (Valeur ajustée : 60,4min)	45,6 min (Valeur ajustée : 62,5min)	Val de Charente	66,2 min	84,5 min
			Charente-Maritime	55,6 min	63,6 min
EDF SEI	201 min	227 min	Pas de centre ENEDIS comparable		

Notes : (i) Electricité de Strasbourg, URM, SRD et EDF SEI gèrent des réseaux HTB. La contribution des coupures survenues sur ces réseaux est intégrée au calcul du critère B (voir paragraphe 7.30). (ii) La méthode de calcul du critère BHIX diffère d'un gestionnaire à l'autre. En particulier, SRD et Gérédis Deux-Sèvres ne comptabilisent que les coupures survenant sur leurs réseaux HTA, ce qui peut potentiellement biaiser (à la baisse) le niveau du critère BHIX par rapport à celui calculé au niveau des centres d'ENEDIS comparables, qui prend également en compte les coupures sur le réseau BT. (iii) Les valeurs de SRD et Gérédis Deux-Sèvres sont ajustées en considérant que les incidents HTA représentent - comme pour ENEDIS - 73 % du critère « complet ». Pour Gérédis, le critère est potentiellement biaisé à la hausse dans la mesure où les travaux BT sont pris en compte dans le calcul de l'indicateur.

Source : ELD, EDF SEI et ENEDIS.

7.11 Les niveaux de continuité d'alimentation sont très variables, même parmi des centres situés dans une même zone géographique. Plusieurs raisons peuvent être avancées pour expliquer ces différences :

- La méthode de calcul du critère BHIX diffère d'un gestionnaire à l'autre. En particulier, SRD et Gérédis Deux-Sèvres ne comptabilisent que les coupures survenant sur leurs réseaux HTA, ce qui peut potentiellement biaiser (à la baisse) le niveau du critère BHIX par rapport à celui calculé au niveau des centres d'ENEDIS comparables, qui prend également en compte les coupures sur le réseau BT.
- Le critère BHIX est fonction d'un certain nombre de facteurs, autre que les aléas climatiques, comme par exemple les caractéristiques techniques des réseaux (cf. ci-après). En l'espèce, il apparaît que des centres proches ne sont pas nécessairement comparables en termes de structure des réseaux. A titre d'exemple, SRD et Gérédis Deux-Sèvres gèrent la majorité des réseaux des départements de la Vienne et des Deux-Sèvres, à l'exception notamment des zones urbaines telles que les chefs-lieux de département Poitiers et Niort, supervisés par le centre ENEDIS Vienne et Sèvres.

- 7.12 Ainsi, il apparaît difficile de se fonder uniquement sur la proximité géographique des réseaux pour comparer les niveaux de continuité des ELD et d'EDF SEI avec ceux des centres locaux d'ENEDIS.

Caractéristiques physiques

- 7.13 S'agissant des caractéristiques physiques des réseaux, le Tableau 37 présente les chiffres clés pour les opérateurs étudiés. A titre de comparaison, nous avons ajouté les caractéristiques structurelles du réseau d'ENEDIS.

Tableau 37 : Longueur des réseaux de basse, moyenne et haute tensions et taux d'enfouissement, 2015.

Distributeur	Basse tension		Moyenne tension (HTA)		Haute tension (HTB)	
	Longueur (km)	Taux d'enfouissement (%)	Longueur (km)	Taux d'enfouissement (%)	Longueur (km)	Taux d'enfouissement (%)
ENEDIS	701 901	42 %	622 187	45 %	-	-
Electricité de Strasbourg	9 468	58 %	4 707	80 %	745	Non disponible
URM	2 585	80 %	2 070	74 %	211	18 %
SRD	4 718	33 %	7 239	28 %	50	8 %
Gérédis Deux-Sèvres	5 518	37 %	8 110	26 %	Non disponible	Non disponible
EDF SEI	19 617	35 %	13 779	56 %	2 295	Non disponible

Notes : Electricité de Strasbourg, URM, SRD et EDF SEI gèrent des réseaux HTB. La contribution des coupures survenues sur ces réseaux est intégrée au calcul du critère B (voir paragraphe 7.30).

Source : ELD, EDF SEI et ENEDIS.

- 7.14 Deux groupes de réseaux peuvent ainsi être identifiés. Electricité de Strasbourg et URM – des réseaux majoritairement urbains – présentent des taux d'enfouissement importants, compris entre 58 % et 80 % pour les réseaux BT et HTA, tandis que SRD, Gérédis Deux-Sèvres et EDF SEI – des réseaux ruraux ou insulaires – présentent des taux nettement inférieurs, autour de 30 % - 40%.

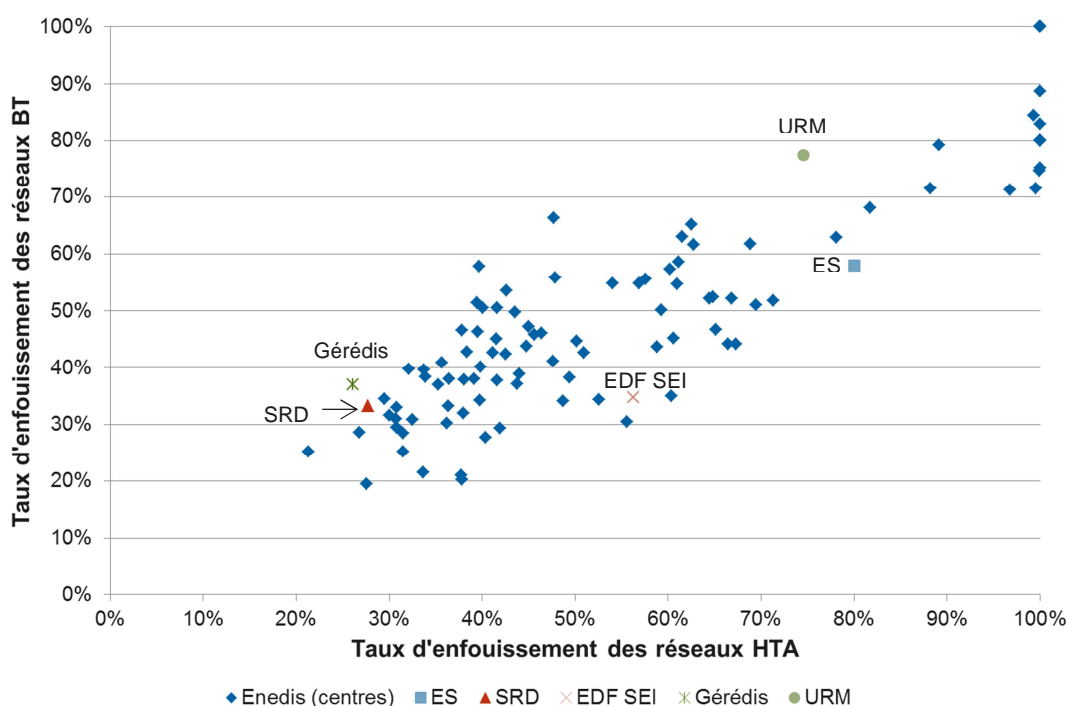
- 7.15 Par ailleurs, notons qu'Electricité de Strasbourg, URM, SRD et Gérédis Deux-Sèvres⁹⁸ gèrent un réseau de haute tension. EDF SEI, en tant qu'opérateur intégré en Corse et dans les départements (excl. Mayotte) et collectivités d'outre-mer, est également responsable du transport d'électricité dans ces zones. C'est une différence importante par rapport à ENEDIS.

⁹⁸ Gérédis exploite la liaison 90 kV entre le poste source de Niort Nord et le poste source de Tre vins.

7.16 La comparaison directe avec ENEDIS est difficile, voire trompeuse dans la mesure où les niveaux reportés pour ce questionnaire correspondent à des valeurs moyennes sur 97 centres locaux. Ainsi, afin de se ramener à une maille (plus) comparable, nous avons étudié la proximité des réseaux des ELD et d'EDF SEI avec ceux des centres locaux d'ENEDIS. Cette proximité des réseaux pourrait se traduire en une proximité des niveaux/dynamiques des indicateurs de la qualité d'alimentation.

7.17 A cet égard, la Figure 33 ci-dessous fait état de la proximité des réseaux locaux d'ENEDIS, des ELD et d'EDF SEI en termes de taux d'enfouissement des réseaux HTA et BT.

Figure 33 : Comparaison des taux d'enfouissement des réseaux HTA et BT des ELD, d'EDF SEI et des 97 centres locaux d'ENEDIS, 2015.



Source : ELD, EDF SEI et ENEDIS.
Analyse : FTI-CL Energy.

7.18 Il ressort de la Figure 33 ci-dessus que :

- Electricité de Strasbourg et URM, dont les réseaux sont majoritairement souterrains, sont proches de centres locaux d'ENEDIS situés dans des zones urbaines ou semi-urbaines. En particulier, la structure physique des réseaux d'Electricité de Strasbourg est très proche de celle des centres ENEDIS de Cergy et de Cannes. URM ne présente pas de proximité aussi directe avec des centres spécifiques d'ENEDIS. Nous l'incluons néanmoins à la comparaison des niveaux de qualité des réseaux urbains.
- SRD et Gérédis Deux-Sèvres ont des taux d'enfouissement semblables, qui se rapprochent de la structure des réseaux des centres ENEDIS de la Manche et d'Aveyron-Lozère.

- Les réseaux d'EDF SEI présentent des caractéristiques pouvant être comparées à celles des centres ENEDIS du Hainaut Cambrésis, d'Arras et du Grand Velay. Cependant, cette dernière comparaison doit être effectuée avec une précaution toute particulière, dans la mesure où la nature insulaire des réseaux d'EDF SEI a une forte influence sur la qualité d'alimentation.

7.19 Le Tableau 38 ci-dessous présente les niveaux de continuité d'alimentation mesurée par le critère BHIX hors amont pour les ELD, EDF SEI et les centres locaux d'ENEDIS dont les caractéristiques des réseaux en termes de taux d'enfouissement sont proches.

Tableau 38 : Niveaux de continuité d'alimentation dans les ELD, EDF SEI et les centres locaux d'ENEDIS proches en termes de taux d'enfouissement des réseaux HTA et BT.

Distributeur	Critère BHIX hors amont		Centres ENEDIS proches	Critère BHIX hors amont	
	Niveau de 2015	Moyenne sur 3 ans		Niveau 2015	Moyenne sur 3 ans
ENEDIS				61,1 min	69,0 min
Electricité de Strasbourg	6,8 min	7,9 min	Cergy	60,8 min	65,1 min
URM	10,2 min	13,2 min	Cannes	43,8 min	36,2 min
SRD	47,2 min (Valeur ajustée : 64,7min)	46,8 min (Valeur ajustée : 64,1min)	Manche	68,8 min	84,7 min
Gérédis Deux-Sèvres	44,1 min (Valeur ajustée: 60,4min)	45,6 min (Valeur ajustée: 62,5min)	Aveyron-Lozère	85,5 min	96,6 min
EDF SEI	201 min	227 min	Hainaut Cambrésis	56,9 min	56,3 min
			Arras	117,5 min	121,3 min
			Grand Velay	57,9 min	63,6 min

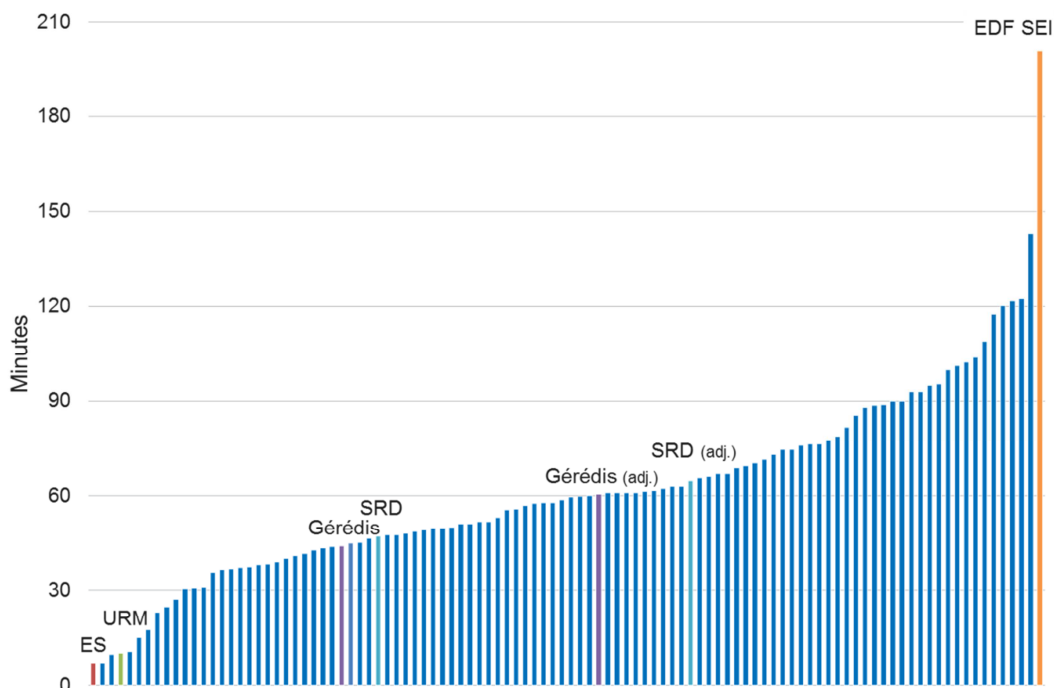
Notes : (i) Electricité de Strasbourg, URM, SRD et EDF SEI gèrent des réseaux HTB. La contribution des coupures survenues sur ces réseaux est intégrée au calcul du critère B (voir paragraphe 7.30). (ii) La méthode de calcul du critère BHIX diffère d'un gestionnaire à l'autre. En particulier, SRD et Gérédis Deux-Sèvres ne comptabilisent que les coupures survenant sur leurs réseaux HTA, ce qui peut potentiellement biaiser (à la baisse) le niveau du critère BHIX par rapport à celui calculé au niveau des centres d'ENEDIS comparables, qui prend également en compte les coupures sur le réseau BT. (iii) Les valeurs de SRD et Gérédis Deux-Sèvres sont ajustées en considérant que les incidents HTA représentent - comme pour ENEDIS - 73 % du critère « complet ». Pour Gérédis, le critère est potentiellement biaisé à la hausse dans la mesure où les travaux BT sont pris en compte dans le calcul de l'indicateur.

Source : ELD, EDF SEI et ENEDIS.

7.20 Les niveaux de continuité d'alimentation sont très variables, même parmi des centres présentant des caractéristiques structurelles semblables (cf. paragraphe 7.11).

7.21 L'exercice inverse de comparaison des niveaux de critère BHIX hors amont, présenté dans la Figure 34 ci-dessous, fait ressortir que l'environnement urbain ou rural a une forte influence sur la qualité d'alimentation.

Figure 34 : Critère BHIX hors RTE dans les ELD, EDF SEI et les centres ENEDIS, 2015.



Notes : (i) Electricité de Strasbourg, URM, SRD et EDF SEI gèrent des réseaux HTB. La contribution des coupures survenues sur ces réseaux est intégrée au calcul du critère B (voir paragraphe 7.30). (ii) La méthode de calcul du critère BHIX diffère d'un gestionnaire à l'autre. En particulier, SRD et Gérédis Deux-Sèvres ne comptabilisent que les coupures survenant sur leurs réseaux HTA, ce qui peut potentiellement biaiser (à la baisse) le niveau du critère BHIX par rapport à celui calculé au niveau des centres d'ENEDIS comparables, qui prend également en compte les coupures sur le réseau BT. Pour Gérédis, le critère est potentiellement biaisé à la hausse dans la mesure où les travaux BT sont pris en compte dans le calcul de l'indicateur.

Source : ELD, EDF SEI et ENEDIS ; Calculs : FTI-CL Energy.

7.22 Electricité de Strasbourg et URM présentent un niveau de continuité d'alimentation proche de ceux observés à Paris. Les enseignements sont plus incertains pour SRD et Gérédis Deux-Sèvres, dont le niveau de continuité d'alimentation se rapproche de centres urbains (Pantin, Cannes, Marseille), semi-urbains (Essonne) et ruraux (Ille-et-Vilaine, Bourbonnais, Calvados, Franche-Comté Nord)⁹⁹. Enfin, la qualité d'alimentation d'EDF SEI n'est comparable à aucun centre ENEDIS, dans la mesure où la configuration de ses réseaux est très différente de celle des réseaux interconnectés (moins de foisonnement possible, moindre redondance du réseau HTB) et que les événements climatiques peuvent être particulièrement sévères.

⁹⁹

Ce constat est maintenu si l'on considère des valeurs ajustées pour SRD et Gérédis Deux-Sèvres, en considérant que les incidents HTA représentent - comme pour ENEDIS - 73 % du critère « complet ». Pour Gérédis, le critère est potentiellement biaisé à la hausse dans la mesure où les travaux BT sont pris en compte dans le calcul de l'indicateur.

Typologie de la demande

- 7.23 S'agissant de la typologie de la demande, le Tableau 39 ci-dessous présente les chiffres clés pour les gestionnaires étudiés. A titre de comparaison, nous avons ajouté la topologie du réseau d'ENEDIS.

Tableau 39 : Topologie de la demande, 2015.

Distributeur	Nombre de clients desservis ⁽¹⁾ (milliers)	Nombre de postes sources	Energie distribuée (GWh)	Densité de charge (MWh/km)
ENEDIS	35 382,5	2 207	N/A	N/A
Electricité de Strasbourg	531,5	40	6 883	485,6
URM	163,8	12	1 797	369,3
SRD	145,3	15	1 343	112,3
Gérédis Deux-Sèvres	146,8	14	1 825	133,9
EDF SEI	1 111,8	96	9 642	288,7

Note : Clients BT pour ENEDIS, clients BT et HTA pour les ELD et EDF SEI.

Source : ELD et EDF SEI.

- 7.24 La densité de charge, calculée comme le ratio de (i) l'énergie distribuée annuellement, par (ii) la longueur des réseaux HTA et BT, est beaucoup plus importante pour Electricité de Strasbourg, URM (et dans une certaine mesure EDF SEI) que pour SRD et Gérédis Deux-Sèvres. Elle témoigne d'une structure de réseau plus « concentrée », en lien avec le caractère urbain (ou insulaire) de ces gestionnaires. Elles cumulent les consommations réalisées sur les réseaux HTB, HTA et BT.
- 7.25 Ce paramètre peut être utilisé pour mesurer l'impact des différences structurelles des réseaux sur le niveau continuité d'alimentation. A titre d'exemple, en Allemagne, le régulateur estime une relation statistique entre (i) les valeurs des indicateurs de continuité d'alimentation observées pour les différents gestionnaires ; et (ii) les caractéristiques de leurs réseaux respectifs, telles que mesurées par la densité de charge¹⁰⁰. Les valeurs de référence individuelles à niveau de densité de charge donné sont alors définies par cette relation.
- 7.26 Dans le cas d'espèce, nous ne disposons pas des données concernant l'énergie distribuée au niveau des centres d'ENEDIS, ce qui ne nous permet pas de calculer la densité de

¹⁰⁰

Des analyses menées par le régulateur, la *Bundesnetzagentur*, en amont de l'introduction du mécanisme de régulation incitative de la qualité des gestionnaires de réseaux de distribution (2012), ont montré que la relation entre densité de charge et continuité d'alimentation était de forme hyperbolique.

charge à cette maille. Nous n'avons donc pas la possibilité d'effectuer une comparaison des ELD, EDF SEI et ENEDIS sur ce critère.

Enseignements

- 7.27 En définitive, il apparaît difficile d'établir un lien univoque entre le niveau de qualité d'alimentation des ELD et EDF SEI, et celui de centres locaux d'ENEDIS « proches », et ce, quel que soit la métrique retenue.

Indicateurs de la qualité d'alimentation

- 7.28 Dans la suite, nous présentons les indicateurs de la qualité d'alimentation suivis par les ELD et EDF SEI.

Critère BHIX

- 7.29 Le critère BHIX est suivi par tous les opérateurs. Néanmoins, les modalités précises de son calcul diffèrent d'un gestionnaire à l'autre. Précisément, si tous les gestionnaires calculent bien le critère BHIX comme le ratio (i) de la durée de coupure des installations de consommation raccordées en BT, par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT, le périmètre des coupures prises en compte peut varier.
- 7.30 Dans le calcul du critère BHIX doivent être prises en compte les coupures survenues sur les réseaux gérés par les ELD et EDF SEI, en excluant les incidents causés par des événements exceptionnels¹⁰¹ ou survenus sur les réseaux amont. Dans le cas d'ENEDIS, l'amont correspond au réseau de haute tension géré par RTE. Pour les ELD, cela couvre le réseau de RTE et parfois des portions de réseaux gérés par ENEDIS. Pour les ELD qui opèrent un réseau de haute tension (cf. Tableau 37), la contribution des coupures consécutives à des incidents ou des travaux sur le réseau HTB (hors RTE) doit être intégrée dans le calcul de l'indicateur.
- 7.31 Le Tableau 40 ci-dessous détaille l'approche retenue par chaque ELD et EDF SEI.

¹⁰¹

Les événements exceptionnels sont clairement identifiés dans le TURPE 4. Il s'agit (i) des destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ; (ii) des dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers ; (iii) des catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ; (iv) l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport ; (v) les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics ; et enfin (vi) les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle.

Tableau 40 : Caractéristiques du critère BHIX, ELD et EDF SEI.

Distributeur	Historique	Périmètre des coupures		Niveau de granularité (ventilation par)	Evènements exceptionnels et réseaux amont
		Origine	Durée		
ENEDIS	2006-2015	BT et HTA	Longues	Incidents / Travaux	Exclus
				Origine Cause	
Electricité de Strasbourg	2001-2015	BT, HTA et HTB	Longues et brèves	Incidents / Travaux Cause	Inclus (non communiqué)
URM	2000-2015	BT, HTA et HTB	Longues et brèves	Incidents / Travaux Origine	Inclus (non communiqué)
SRD ⁽ⁱ⁾	2000-2015	HTA	Longues	Incidents / Travaux	Exclus (sur historique récent)
Gérédis Deux-Sèvres ⁽ⁱⁱ⁾	2009-2015	HTA	Longues	Incidents / Travaux	Exclus (non communiqué)
EDF SEI ⁽ⁱⁱⁱ⁾	2000-2015	BT, HTA et HTB	Longues	Incidents / Travaux Origine	Exclus

Notes : (i) Les principales coupures survenant sur le réseau BT et nécessitant une mise hors tension du réseau HTA sont également enregistrées.

(ii) Gérédis Deux-Sèvres dispose d'un outil de conduite centralisée au niveau de son réseau HTA. Cependant, la saisie des incidents est effectuée de manière manuelle par les opérateurs.

(iii) L'outil de collecte des coupures BT, mis en place en 2006, peut être considéré fiable depuis 2008 pour la Corse et la Réunion et depuis 2010 pour tous les centres d'EDF SEI.

Source : ELD et EDF SEI.

Historique des données

7.32 Tous les opérateurs, à l'exception de Gérédis Deux-Sèvres, renseignent le critère BHIX sur une période au moins aussi étendue qu'ENEDIS, à savoir depuis le début des années 2000. Gérédis Deux-Sèvres communique des données pour la période 2009 - 2015¹⁰².

7.33 Cependant, toutes les données ne sont pas exploitables. Précisément, la fiabilité des données les plus anciennes n'est toujours pas avérée. Ainsi,

- SRD indique que les données antérieures à 2008 sont imprécises quant à la prise en compte ou non des événements exceptionnels (dénommés Evénements de Grande Ampleur, ou « EGA »). Ainsi, les valeurs du critère B communiquées pour la période 2000 – 2005 ne comprendraient pas les EGA, contrairement aux valeurs reportées pour la période 2006 – 2008.

¹⁰²

Gérédis Deux-Sèvres a indiqué disposer uniquement d'archives papiers pour les années antérieures à 2009. Nous comprenons que la collecte de ces données nécessiterait des travaux complémentaires important et donc un délai significatif.

- EDF SEI explique que l'outil de collecte des coupures BT, mis en place en 2006, ne peut être considéré fiable que (i) depuis 2008 pour la Corse et la Réunion ; et (ii) depuis 2010 pour tous les autres centres.

7.34 Dans la suite du rapport et pour les gestionnaires qui n'ont pas pu certifier la cohérence temporelle des données transmises, nous nous limitons à un historique réduit, pour lequel les données communiquées sont considérées homogènes par les ELD et EDF SEI.

Périmètre des coupures

7.35 Seul EDF SEI calcule un indicateur conforme à la définition prévue par le TURPE pour ENEDIS. En particulier, il comptabilise uniquement les coupures longues (supérieures à 3 minutes) consécutives à des incidents ou des travaux sur ses réseaux BT, HTA et HTB.

7.36 Electricité de Strasbourg, URM, SRD et Gérédis Deux-Sèvres retiennent un périmètre de coupures légèrement différent.

7.37 *Premièrement*, SRD et Gérédis Deux-Sèvres ne comptabilisent que les coupures liés à des incidents ou des travaux sur leurs réseaux HTA. Cette approche est le fait de contraintes techniques. Précisément,

- SRD indique que le suivi des coupures est réalisé à partir d'un outil de conduite centralisée des réseaux HTA. Cet outil permet d'enregistrer et qualifier toutes les coupures survenant sur le réseau HTA. Les coupures survenant sur le réseau BT et nécessitant une mise hors tension du réseau HTA sont également enregistrées. Cependant, les coupures consécutives à des incidents sur le réseau BT ne sont pas collectées.
- Gérédis Deux-Sèvres indique que la durée moyenne des coupures survenant sur le réseau BT ne peut pas être évaluée avec précision, dans la mesure où la saisie (manuelle) est non systématique, et est donc exclue du calcul de l'indicateur¹⁰³. Mentionnons que l'ELD n'est pas en mesure de nous communiquer la contribution (fiable) des coupures BT. Dès lors, nous ne pouvons pas retraiter l'indicateur de sorte à le rendre comparable au critère BHIX prévu par le TURPE pour ENEDIS.

7.38 Pour ces deux ELD, le critère BHIX est donc potentiellement biaisé à la baisse. Pour se faire une idée de l'importance du biais introduit, mentionnons que la contribution des coupures consécutives à des incidents et/ou travaux sur le réseau HTA de ENEDIS représente près

¹⁰³ Gérédis indique que les coupures consécutives à des travaux sur le réseau BT sont prises en compte dans l'indicateur.

de 73 % du critère BHIX en moyenne sur la période 2006 – 2015. Ainsi dans le cas de Gérédis Deux-Sèvres ou SRD, ce biais pourrait dépasser 15 minutes¹⁰⁴ en 2015.

7.39 *Deuxièmement*, Electricité de Strasbourg, SRD et URM comptabilisent dans le calcul du critère BHIX des coupures qui sont en principe exclues dans la définition prévue par le TURPE pour ENEDIS. Précisément,

- Electricité de Strasbourg retient une définition différente des coupures longues (à partir d'une minute, contre 3 minutes habituellement) et inclut dans le calcul du critère BHIX toutes les coupures consécutives à des déclenchements définitifs sur ses réseaux.
- SRD comptabilise également toutes les coupures survenues suite à des déclenchements définitifs dans son critère BHIX, contre les coupures de plus de 3 minutes dans le critère prévu par le TURPE pour ENEDIS.
- URM indique prendre en compte tous les incidents, y compris les déclenchements non définitifs, contre les coupures de plus de 3 minutes dans le critère prévu par le TURPE pour ENEDIS. URM ajoute que le poids des coupures brèves est négligeable dans le critère de durée de coupure mais très important dans la fréquence de coupure ressentie par le client.

7.40 Les indicateurs suivis présentent par conséquent un biais à la hausse comparativement au critère BHIX tel que défini par le TURPE pour ENEDIS. A l'exception de SRD, qui nous a communiqué une chronique révisée à la suite des échanges téléphoniques, nous ne sommes pas en mesure d'isoler la contribution des coupures supérieures à 3 minutes, et donc, de reconstruire un indicateur comparable au critère BHIX prévu par le TURPE pour ENEDIS.

Granularité des données

7.41 Toutes les ELD et EDF SEI ont renseigné un critère BHIX qui distingue la contribution des incidents et celle des travaux. URM et EDF SEI font également une distinction par origine (BT, HTA et HTB). Néanmoins, à l'exception d'Electricité de Strasbourg, aucun gestionnaire n'a renseigné un critère BHIX Incidents ventilé par causes (incidents climatiques, incident systèmes, incidents tiers, etc.).

7.42 Nous comprenons que la distinction des causes des coupures, en particulier suite à des incidents, est un exercice délicat. En effet, de nombreuses coupures d'alimentation ont des origines multiples, résultant d'une combinaison d'événements quasi simultanés et/ou d'effets en cascade. Il est donc souvent complexe de privilégier une cause plutôt qu'une autre dans

¹⁰⁴ En 2015, le critère BHIX s'est élevé à 47,4 minutes pour SRD et 44,1 minutes pour Gérédis-Deux-Sèvres. En considérant que les incidents HTA (les seuls pris en compte dans le cas de SRD et Gérédis-Deux-Sèvres) représentent 73 % du critère « complet », on obtient 64,9 minutes pour SRD et 60,5 minutes pour Gérédis.

l'analyse des origines de l'énergie non distribuée. Néanmoins, l'intérêt d'un tel exercice est double :

- Identifier les incidents qui contribuent le plus à la valeur du critère BHIX et évaluer les leviers mobilisables pour les maîtriser ; et
- Identifier la contribution d'évènements « atypiques » (non exceptionnels) qui ne sont pas révélateurs de la tendance de l'indicateur.

7.43 Faute de données disponibles, nous ne pouvons pas effectuer de retraitement des données communiquées. Plus encore, l'indisponibilité d'une ventilation du critère BHIX par cause limite notre capacité à interpréter les évolutions observées et à dégager une tendance de long terme robuste.

Traitement des coupures consécutives à des évènements exceptionnels et des délestages sur les réseaux en amont

7.44 S'agissant du traitement des coupures consécutives à des évènements exceptionnels ou des délestages sur les réseaux amont, toutes les ELD et EDF SEI, à l'exception d'Electricité de Strasbourg et d'URM, excluent ces coupures du calcul du critère BHIX.

7.45 Le critère B communiqué par Electricité de Strasbourg correspond à la durée moyenne de coupure toutes causes (incl. évènements exceptionnels) et tous niveaux de tension confondus (incl. réseaux en amont). Cependant, l'ELD explique que :

- Ses performances en termes de continuité d'alimentation ont présenté une bonne robustesse face aux événements climatiques rencontrés au cours des dernières années¹⁰⁵. La contribution des évènements exceptionnels a par conséquent été négligeable sur cette période.
- Les coupures liées au réseau de RTE auraient été très rares au cours de la période 2001 – 2015. Le seul incident explicitement exclus du calcul du critère B est l'incident survenu en novembre 2006 en Allemagne, qui avait provoqué un délestage fréquence-métrique de 1^{er} niveau dans toute l'Europe de l'ouest. En comptabilisant cet incident, le critère B d'Electricité de Strasbourg aurait été de 16,6 minutes en 2006, contre 11 minutes en excluant cet évènement.

7.46 URM indique qu'il n'y a eu aucune coupure due au réseau de RTE sur la période considérée.

¹⁰⁵ Les réseaux aériens HTB et HTA d'Electricité de Strasbourg ont été largement sécurisés suite à la tempête du 26 décembre 1999 : enfouissement de réseaux HTA de faible section et dans les zones boisées, renforcement mécanique des lignes HTB. D'autre part, le renouvellement progressif des câbles au papier imprégné limite les incidents sur les réseaux souterrains lors des épisodes secs caniculaires.

Critère F-BT HIX

- 7.47 Le critère F-BT HIX a été communiqué par tous les gestionnaires, à l'exception de Gérédis Deux-Sèvres¹⁰⁶. Electricité de Strasbourg, SRD et EDF SEI ont toutefois indiqué que cet indicateur avait été recalculé pour répondre aux demandes de l'étude et qu'il ne s'agissait pas d'un critère suivi historiquement en interne¹⁰⁷.
- 7.48 Les modalités précises du calcul de cet indicateur diffèrent d'un gestionnaire à l'autre. Précisément, toutes les ELD et EDF SEI calculent bien le critère F-BT HIX comme le ratio (i) de la durée de coupure des installations de consommation raccordées en BT, par (ii) le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT, en excluant les incidents consécutifs aux événements exceptionnels et causes liées au réseau public de transport. Cependant, le périmètre des coupures prises en compte peut varier.
- 7.49 Comme pour le critère BHIX, les coupures survenues sur les réseaux gérés par les ELD et EDF SEI doivent être prises en compte en excluant les incidents causés par des événements exceptionnels¹⁰⁸ ou survenus sur les réseaux en amont. Pour les opérateurs concernés, les coupures survenant sur le réseau HTB sont incluses dans le calcul du critère F-BT HIX (cf. paragraphe 7.30).
- 7.50 Le Tableau 41 ci-dessous détaille l'approche retenue par chaque ELD et le détail des données disponibles.

¹⁰⁶ Les outils en possession de Gérédis Deux-Sèvres ne permettent pas une requête directe du nombre de clients affectés par chaque coupure, donnée nécessaire pour calculer l'indicateur de fréquence. Le calcul de ce critère nécessiterait un travail important de saisie manuelle, non réalisable dans les délais de l'étude.

¹⁰⁷ Les opérateurs ont dans le même temps souligné qu'il ne s'agissait pas d'indicateurs « consolidés », étant donné le caractère inédit du calcul.

¹⁰⁸ Voir note de bas de page 11.

Tableau 41 : Caractéristiques du critère F-BT HIX, ELD et EDF SEI.

Distributeur	Historique	Périmètre des coupures		Niveau de granularité (ventilation par)	Evènements exceptionnels et réseaux amont
		Origine	Durée		
ENEDIS	2006-2015	BT et HTA	Longues et brèves	Incidents / Travaux Origine Cause	Exclus
Electricité de Strasbourg	2009-2015	BT, HTA et HTB	Longues et brèves	Incidents / Travaux	Inclus (non communiqué)
URM	2000-2015	BT, HTA et HTB	Longues et brèves	-	Inclus (non communiqué)
SRD	2009-2015	HTA	Longues et brèves	-	Exclus (sur historique récent)
Gérédis Deux-Sèvres			Non disponible		
EDF SEI	2008-2015	BT, HTA et HTB	Longues	Origine	Exclus (non communiqué)

Source : Electricité de Strasbourg, URM, SRD et EDF SEI.

Historique des données

7.51 L'historique communiqué est plus réduit que pour le critère BHIX :

- URM communique le niveau du critère F-BT HIX sur la période 2000 – 2015 ;
- Electricité de Strasbourg renseigne le niveau du critère F-BT HIX sur la période 2009 – 2015 ;
- SRD transmet un historique sur la période 2009 – 2015 ; et enfin
- EDF SEI communique une chronique sur la période 2008 à 2015. Cependant, les données pour les années 2008 à 2010 ne concernent que les centres de la Réunion et de la Corse, la Martinique et la Guadeloupe étant intégrées à partir de 2011 et la Guyane à partir de 2015. En définitive, seule l'année 2015 est exploitable.

Périmètre des coupures

7.52 Le périmètre des coupures prises en compte par URM dans le calcul de l'indicateur est conforme à la définition prévue par le TURPE pour ENEDIS. *A contrario*,

- SRD se limite aux coupures survenant sur réseau HTA¹⁰⁹ ;

¹⁰⁹

Voir paragraphe 7.37.

- Electricité de Strasbourg ne considère que les coupures longues, c'est-à-dire supérieures à une minute, en accord avec la définition interne utilisée par cette ELD ; et
- EDF SEI ne considère que les coupures longues¹¹⁰ (supérieures à 3 minutes).

Granularité des données

- 7.53 A l'exception d'Electricité de Strasbourg qui détaille la contribution des incidents et des travaux, les autres opérateurs remontent un indicateur unique de leur système d'information. En particulier, comme pour le critère BHIX, nous ne disposons pas de la ventilation du critère F-BT HIX par cause.

Traitement des coupures consécutives à des événements exceptionnels et des délestages sur les réseaux en amont

- 7.54 L'exclusion des coupures liées à des événements exceptionnels ou survenues sur les réseaux en amont pour le calcul du critère F-BT HIX est cohérente avec l'approche adoptée pour le critère BHIX (voir paragraphes 7.44 à 7.46).

Qualité d'alimentation pour les clients HTA

- 7.55 Les indicateurs de durée moyenne de coupure (critère M) et de fréquence moyenne de coupure (critère F-HTA) pour les consommateurs raccordés au niveau de tension HTA ne font pas l'objet d'un suivi systématique de la part des ELD et EDF SEI. Ainsi, seuls Gérédis Deux-Sèvres et EDF SEI ont communiqué un critère M et SRD un critère F-HTA. Certains gestionnaires précisent toutefois que des travaux complémentaires leur permettraient de reconstruire des indicateurs de ce type¹¹¹.
- 7.56 Le Tableau 42 ci-dessous détaille la disponibilité de ces critères pour chaque ELD et EDF SEI.

¹¹⁰ EDF SEI suit néanmoins les coupures brèves et serait donc en mesure de calculer une fréquence moyenne incluant ce type de coupures.

¹¹¹ La collecte ne serait cependant pas réalisable dans le délai imparti pour l'étude.

Tableau 42 : Suivi des critères M et F-HTA, ELD et EDF SEI.

Distributeur	Critère M	Critère F-HTA
Electricité de Strasbourg	Non disponible ⁽ⁱ⁾	Non disponible ⁽ⁱ⁾
URM	Non	Non
SRD	Non	Oui
Gérédis Deux-Sèvres	Oui	Non
EDF SEI	Oui	Non

Notes : (i) Electricité de Strasbourg a cependant indiqué que ces indicateurs peuvent être recalculés en analysant chaque incident pour identifier les coupures des clients HTA.

Source : ELD et EDF SEI.

7.57 Gérédis Deux-Sèvres suit le critère M depuis l'année 2009, EDF SEI depuis 2011 de manière fiable pour tous ses centres. Le critère calculé est conforme à la définition prévue par le TURPE pour ENEDIS. Par ailleurs, SRD a communiqué une fréquence moyenne de coupure des clients HTA depuis 2009.

Indicateurs complémentaires

7.58 D'une part, les ELD sont soumises aux dispositions de l'arrêté du 24 décembre 2007 modifié relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité¹¹². En particulier, les coupures d'alimentation aux points de connexion ne doivent pas excéder 6 coupures longues (supérieures à 3 minutes), 35 coupures brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) et 13 heures cumulées de coupure sur un an. Ces indicateurs sont calculés annuellement et communiqués aux autorités organisatrices de distribution d'électricité dans les zones de desserte de chaque ELD.

7.59 EDF SEI n'est pas soumis à ces dispositions mais a cependant indiqué avoir d'ores et déjà mis en place un suivi des indicateurs visés par l'arrêté susnommé.

7.60 D'autre part, dans sa décision tarifaire TURPE 4 HTA/BT, la CRE a repris l'abattement « 2 %-6h » prévu par le décret n°2001-365 du 26 avril 2001 (abrogé par le décret modificatif du 11 décembre 2014) pour les ELD. Ce mécanisme prévoit un mécanisme d'abattement forfaitaire en cas d'interruption d'alimentation due à une défaillance des réseaux publics.

7.61 Néanmoins, il ressort de nos échanges avec les ELD que les modalités du dispositif « 2 %-6 » ne sont pas appliquées uniformément¹¹³. Précisément,

¹¹² <http://www.cre.fr/reseaux/reseaux-publics-d-electricite/qualite-de-l-electricite>

¹¹³ Seules SRD et EDF SEI nous ont communiqué les contributions : (i) des événements extrêmes ; et (ii) des délestages sur les réseaux en amont. Ces données ne sont pas indispensables pour la présente

- EDF SEI a commencé à appliquer ce mécanisme pour ses clients de manière automatique depuis un peu plus d'un an ;
- Electricité de Strasbourg, SRD¹¹⁴ et Gérédis Deux-Sèvres appliquent le mécanisme à la demande des clients concernés, sans suivi particulier ; et enfin
- URM n'applique pas ce dispositif.

7.62 En plus de ces indicateurs, Electricité de Strasbourg et EDF SEI suivent des indicateurs complémentaires, à savoir le taux de réalimentation inférieure à 30 minutes pour Electricité de Strasbourg ; et un indicateur spécifique de qualité de fourniture pour EDF SEI.

Enseignements

- 7.63 En définitive, les données communiquées par les différentes ELD et EDF SEI présentent une forte disparité, que ce soit en termes : (i) d'historique disponible ; (ii) de périmètre de coupures ; et enfin (iv) de niveau de granularité (c'est-à-dire la ventilation de l'indicateur par cause, origine, etc.).
- 7.64 Nous avons fait un travail de mise en cohérence – autant que possible – pour se ramener au plus près de la définition des différents indicateurs prévue par le TURPE pour ENEDIS. En particulier, nous avons isolé (i) la contribution des événements exceptionnels et les réseaux en amont et (ii) la contribution des coupures longues/brèves (suivant les indicateurs) survenues sur les réseaux BT, HTA et HTB.
- 7.65 Néanmoins, il semble difficile de définir un cadre commun aux ELD, EDF SEI et ENEDIS :
- S'agissant du critère B HIX et F-BT HIX, tous les gestionnaires suivent ces indicateurs, à l'exception de Gérédis Deux-Sèvres pour la fréquence de coupure. Néanmoins, les modalités précises du calcul diffèrent d'un opérateur à l'autre. Les données transmises ne nous permettent pas toujours d'harmoniser les indicateurs.
 - S'agissant des critères M et F-HTA, seul un nombre restreint d'opérateurs effectue un suivi régulier et fiable de ces indicateurs.

analyse (analyse de tendance et détermination de valeurs de référence). Ainsi, si les services de la CRE souhaitaient approfondir l'analyse du mécanisme d'abattement forfaitaire en cas d'interruption d'alimentation due à une défaillance des réseaux publics, il serait nécessaire d'avoir accès à ces données pour tous les gestionnaires. En effet, ce type de mécanisme couvre en théorie tous les types de coupures. Dans cette optique, il conviendrait de prévoir un suivi régulier de la contribution des événements exceptionnels.

¹¹⁴ SRD, bien que soumise au dispositif et l'appliquant, n'a jamais versé d'abattement dans la mesure où elle n'a, à date, jamais reçu de demande des utilisateurs.

- 7.66 En définitive, sur la base de ces observations, **nous recommandons de prévoir – dès la prochaine période tarifaire – un suivi d’indicateurs de qualité d’alimentation communs et homogènes**. Ces indicateurs doivent être clairement identifiés (règle de calcul et périmètre de coupures à prendre en compte). Les indicateurs suivis/incités pour ENEDIS sont des candidats naturels.
- 7.67 Toutefois, il sera important de prendre en compte l’état de développement des systèmes d’information des différentes ELD et EDF SEI, et donc, leur capacité à (i) modifier le processus de collecte de données ; ou encore (ii) calculer de (nouveaux) indicateurs à coût et dans un délai raisonnable.

Etude de la qualité

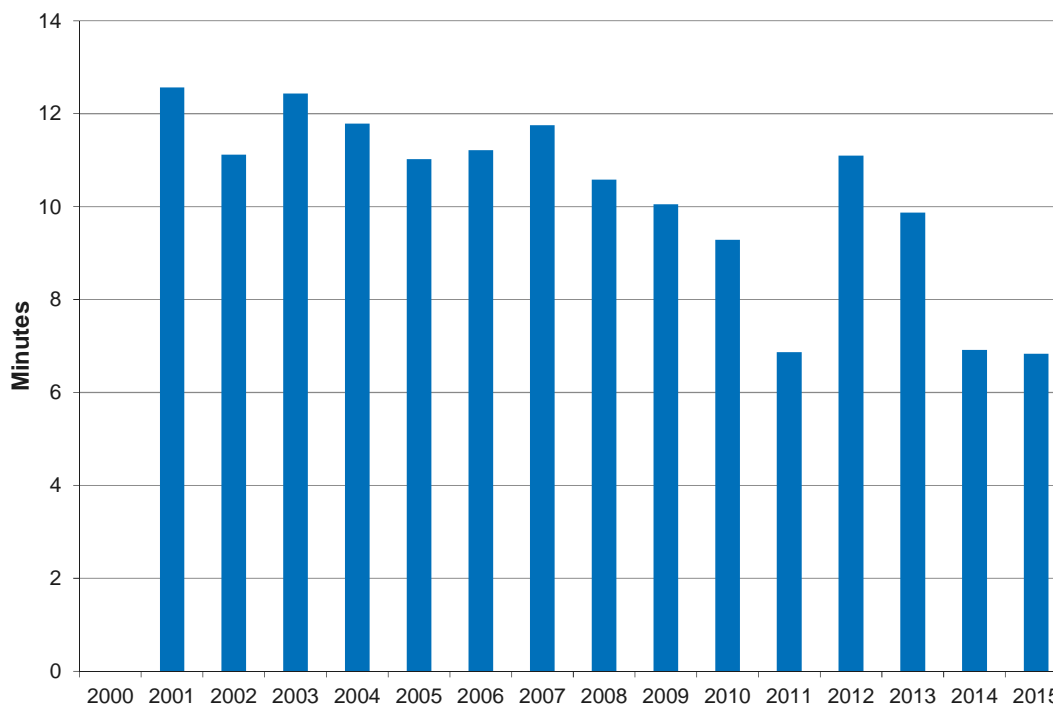
- 7.68 Dans la suite, nous étudions l’historique des coupures survenues sur les réseaux de distribution d’électricité gérés par les ELD et EDF SEI.
- 7.69 Cette analyse (descriptive) poursuit un objectif double, à savoir : (i) comprendre les principaux facteurs de l’évolution observée pour les indicateurs de la qualité d’alimentation suivis par les ELD et EDF SEI ; et (ii) détecter d’éventuels événements extrêmes (non exceptionnels), lesquels événements devront faire l’objet d’un traitement spécifique, au risque, sinon, de biaiser l’analyse statistique de tendance.

Electricité de Strasbourg

Critère B

- 7.70 Pour rappel, Electricité de Strasbourg calcule un critère B qui correspond à la durée moyenne des coupures longues et brèves toutes causes (incl. évènements exceptionnels) et tous niveaux de tension confondus (incl. réseaux en amont).
- 7.71 Faute d’un niveau suffisant de granularité des données communiquées, nous n’avons pas pu mettre en cohérence l’indicateur transmis avec la définition prévue par le TURPE pour ENEDIS, c’est-à-dire exclure les coupures de moins de 3 minutes, les évènements exceptionnels et les coupures consécutives à des délestages sur les réseaux en amont.
- 7.72 La Figure 35 ci-dessous présente donc l’évolution – sans retraitement – du critère B d’Electricité de Strasbourg sur la période 2001 – 2015.

Figure 35 : Electricité de Strasbourg, Critère B, 2001 – 2015.



Source : *Electricité de Strasbourg.*

Analyse : *FTI-CL Energy.*

7.73 Le critère B d'Electricité de Strasbourg connaît une nette amélioration au cours de la période 2001 – 2015, passant de 12,6 minutes en 2001 à 6,8 minutes en 2015.

7.74 Electricité de Strasbourg identifie deux principaux facteurs susceptibles d'expliquer les niveaux de performance observés (particulièrement élevés) :

- Le taux d'enfouissement du réseau de distribution est très élevé. En 2015, 80 % du réseau HTA et 58 % du réseau BT d'Electricité de Strasbourg sont souterrains.
- Depuis plus de 10 ans, Electricité de Strasbourg a maintenu sa politique d'investissement visant : (i) à sécuriser encore davantage le réseau contre les aléas climatiques de grande ampleur ; et (ii) à renouveler les équipements les plus vétustes ou obsolètes.

7.75 Il convient toutefois d'observer que, si l'indicateur reste à des niveaux particulièrement bas, son évolution récente, c'est-à-dire depuis 2010, est marquée par une variabilité importante (en %) – en partie expliquée par des événements extrêmes potentiellement exceptionnels. Précisément,

- Le critère B enregistre une forte baisse entre les années 2010 et 2011 (2,42 minutes) qui s'expliquerait par le caractère exceptionnel de l'année 2011, laquelle n'a pas connu d'aléas climatiques importants et peu (ou pas) d'incidents sur le réseau HTB géré par Electricité de Strasbourg¹¹⁵. Les années 2014 et 2015 présentent un niveau de qualité comparable, entre 6,8 et 7,0 minutes.
- En 2012, le critère B s'établit à près de 11 minutes, un niveau jamais atteint depuis 2007. Nous comprenons que la rigueur de l'hiver 2011-2012 aurait démultiplié le nombre des incidents BT, HTA et HTB.
- En 2013, le critère B s'établit à près de 10 minutes. Le réseau aurait subi plusieurs destructions de combinés de mesures HTB, dont l'impact aurait été chiffré à près de 3 minutes, soit près de 33 % du critère B.

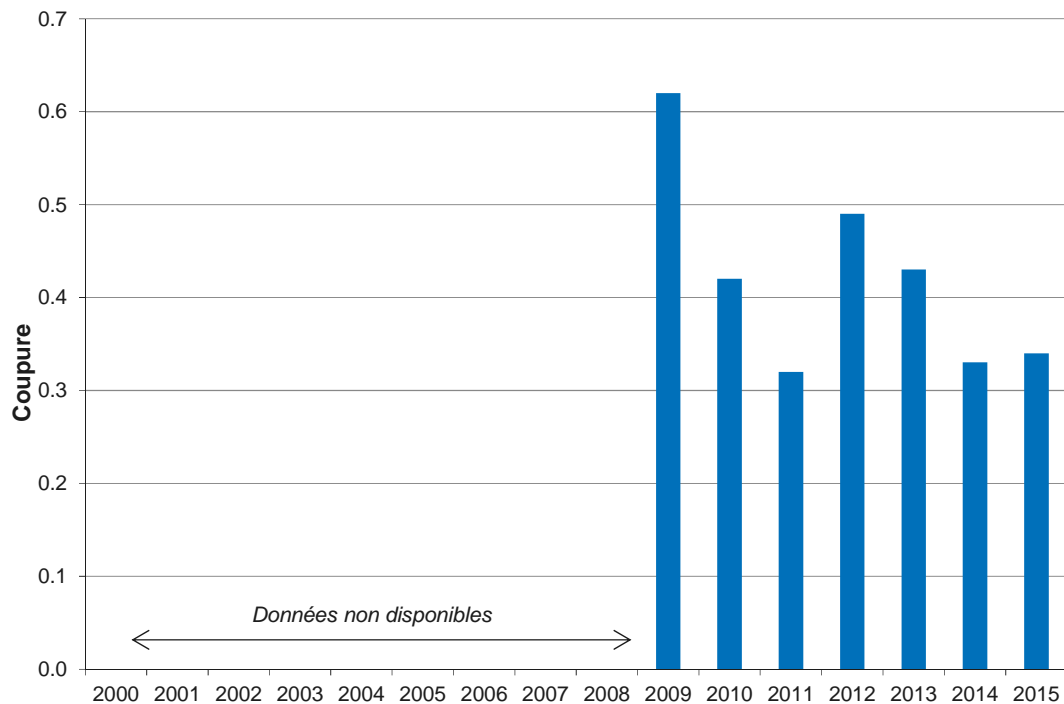
Critère F-BT

- 7.76 Pour rappel, Electricité de Strasbourg n'intègre que les coupures de plus d'une minute dans le calcul du critère F-BT. A titre de comparaison, ENEDIS comptabilise les coupures longues et brèves, c'est-à-dire les coupures de plus de 1 seconde.
- 7.77 Faute de données disponibles, nous n'avons pas pu mettre en cohérence l'indicateur transmis avec la définition prévue par le TURPE pour ENEDIS.
- 7.78 La Figure 36 ci-dessous présente ainsi l'évolution – sans retraitement – du critère F-BT d'Electricité de Strasbourg sur la période 2009 – 2015.

¹¹⁵

Ces incidents sont susceptibles d'avoir un impact important sur le critère B dans la mesure où un nombre important de clients est affecté par des coupures survenant à ce niveau de tension.

Figure 36 : Electricité de Strasbourg, Critère F-BT, 2009 – 2015.



Source : *Electricité de Strasbourg.*

Notes : *FTI-CL Energy.*

7.79 Le critère F-BT d'Electricité de Strasbourg s'est établi à 0,34 coupure en 2015, contre plus de 0,6 coupure en 2009.

URM

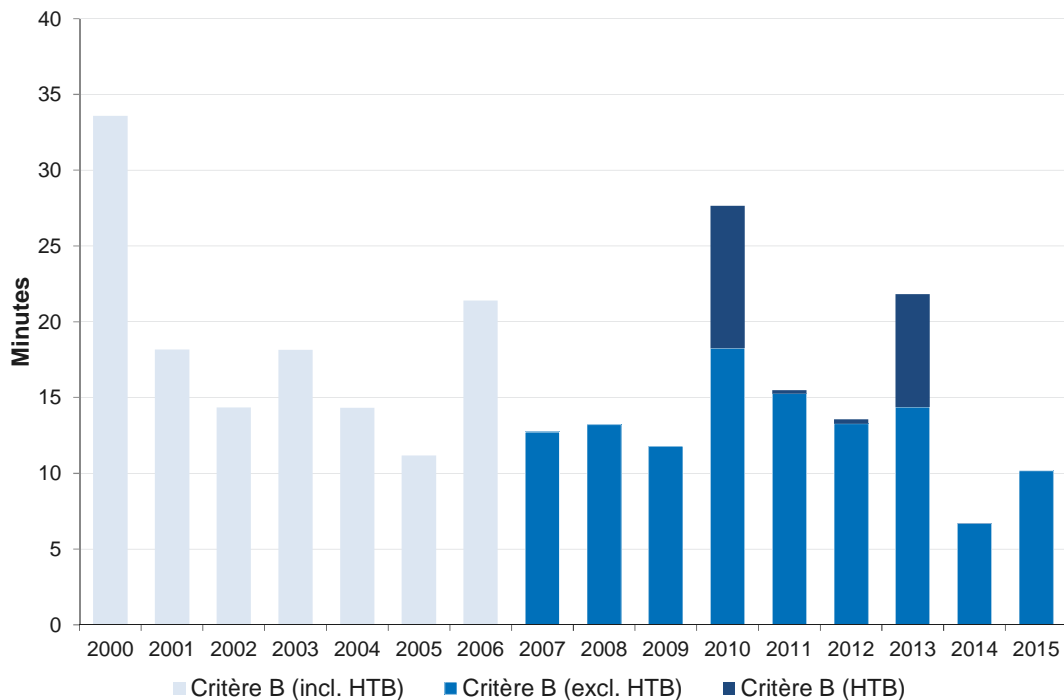
7.80 Pour rappel, URM intègre la contribution des événements exceptionnels dans le calcul des indicateurs de qualité d'alimentation. Par ailleurs, les coupures brèves sont également comptabilisées.

7.81 Faute d'un niveau de granularité suffisant des données communiquées, nous n'avons pas pu mettre en cohérence les indicateurs transmis avec la définition prévue par le TURPE pour ENEDIS, c'est-à-dire exclure les événements exceptionnels et ne retenir que les coupures de plus de trois minutes.

Critère B

7.82 La Figure 37 ci-dessous présente l'évolution du critère B d'URM sur la période 2000 – 2015.

Figure 37 : URM, Critère B, 2000 – 2015.



Source : URM.

Notes : FTI-CL Energy.

7.83 Entre 2001 et 2015, le critère B d'URM est passé de 18,2 minutes à 10,2 minutes. Il s'établit à 12,7 minutes en moyenne sur 2007 – 2015, période pour laquelle la chronique est ventilée par cause. Les incidents contribuent pour 12,2 minutes par an en moyenne sur cette période, soit 96 % de l'indicateur. Les travaux comptent pour 0,5 minute par an en moyenne sur la période, soit 4 % du critère B.

7.84 Les niveaux de performance qualité (particulièrement élevés) atteints par URM au cours de la période 2001 – 2015 s'expliquent par deux facteurs principaux :

- Le taux d'enfouissement du réseau est particulièrement élevé. Ainsi, en 2015, 74 % du réseau HTA et 80 % du réseau BT d'URM sont souterrains.
- URM procède à une vaste campagne de mise en place d'organes de manœuvres télécommandées (OMT) et de détecteurs de défaut aérien et souterrain (DDD) depuis 2000. Ces dispositifs permettent d'accélérer la localisation des défauts et le rétablissement de l'alimentation à la suite d'incidents. Ils ont donc une influence positive sur la durée moyenne de coupure. A la fin de l'année 2015, URM disposait de 264 OMT, 36 DDD aériens et 11 DDD souterrains.

7.85 Les niveaux plus élevés observés en 2006, 2010 et 2013 s'expliquent par des incidents survenus au niveau du réseau HTB d'URM. En particulier, le pic de 2006 est lié aux conséquences de l'incident survenu en novembre 2006 en Allemagne, qui avait provoqué un délestage fréquence-métrique de 1^{er} niveau dans toute l'Europe de l'ouest. En 2010 et 2013,

des incidents au niveau de postes sources (défaut barre¹¹⁶ ou défaillance de combiné de mesure) ont entraîné respectivement 9,4 minutes et 7,5 minutes de critère B.

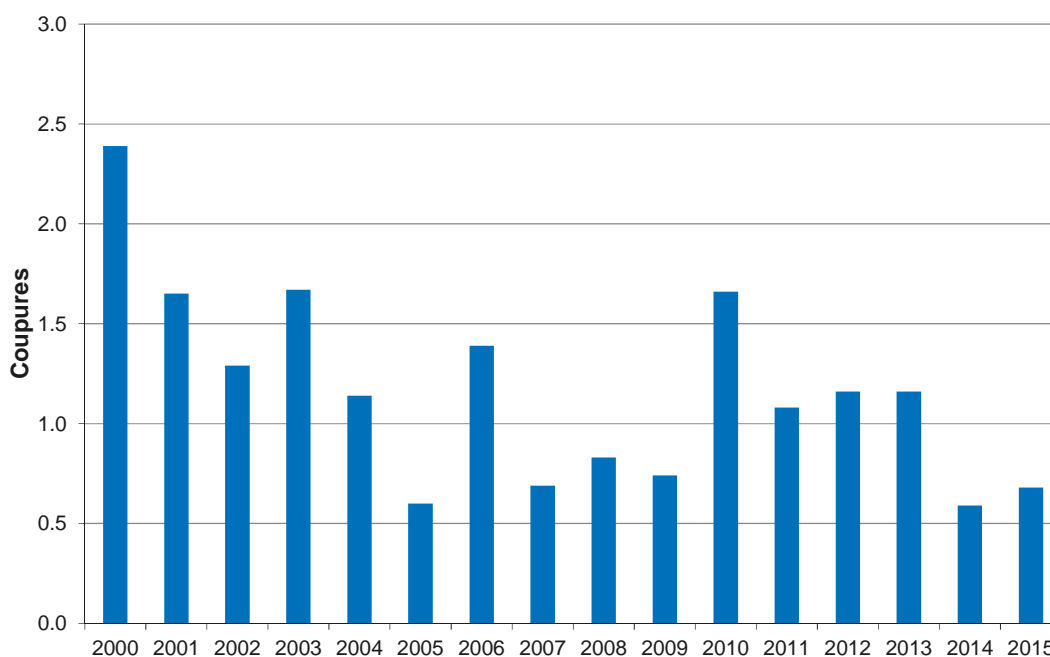
7.86 La valeur particulièrement élevée pour l'année 2010 s'explique également par une contribution plus importante des travaux (1,3 minute contre 0,5 minute en moyenne sur la période 2007 – 2015), laquelle a été occasionnée par deux facteurs principaux :

- La fin de l'opération de remplacement des transformateurs PCB ; et
- Des travaux de dévoiement des réseaux en vue de la création d'une voie pour le nouveau système de transport en commun.

Critère F-BT

7.87 La Figure 38 ci-dessous présente l'évolution du critère F-BT d'URM sur la période 2000 – 2015, lequel inclut la contribution des événements exceptionnels.

Figure 38 : URM, Critère F-BT, 2000 – 2015.



Source : URM.
Analyse : FTI-CL Energy.

7.88 Le critère F-BT d'URM s'établit à 0,68 coupure en 2015, contre près de 2,4 coupures en 2000. Sur la période 2000 – 2015, le critère F-BT présente une variabilité importante –

¹¹⁶ Le défaut barre correspond à un contournement d'isolateur, consécutif à un dépôt de glace et une pollution atmosphérique importante dans le cas d'espèce.

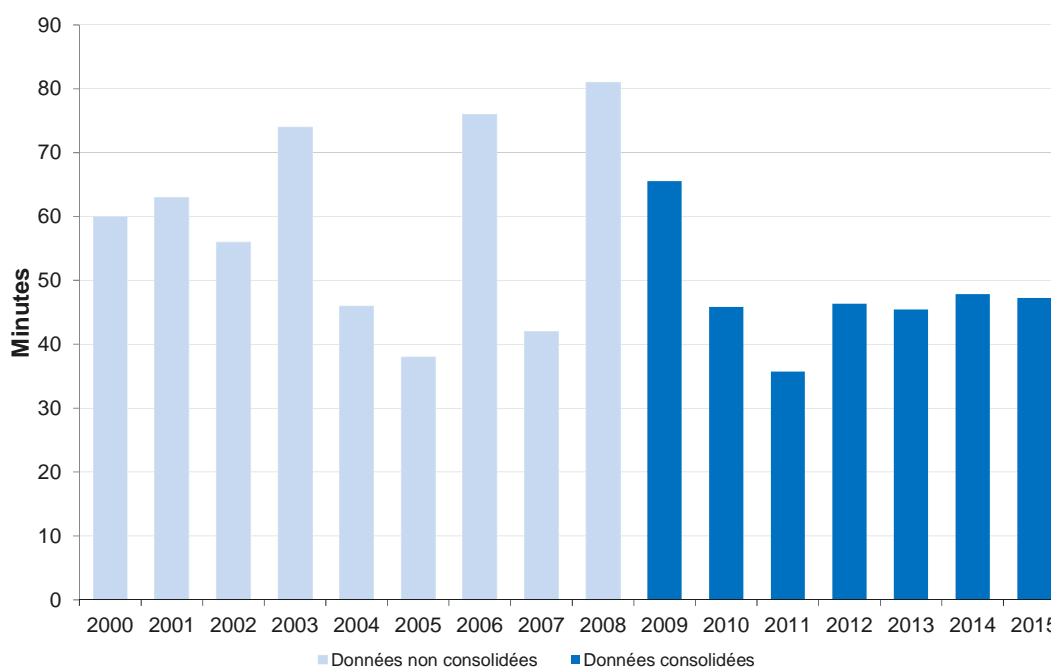
potentiellement expliquée par la prise en compte des événements exceptionnels. Les incidents HTB survenus en 2006 et 2010 (voir paragraphe 7.85) expliquent les variations importantes du critère F-BT pour les années 2006 et 2010.

SRD

Critère B

7.89 La Figure 39 présente l'évolution du critère BHIX sur la période 2000 – 2015. Comme mentionné au paragraphe 7.33, SRD indique ne pas pouvoir garantir l'exclusion des événements exceptionnels du calcul du critère B avant 2009¹¹⁷. Nous concentrons donc notre analyse sur la période 2009 – 2015.

Figure 39 : SRD, Critère B, 2009 – 2015.



Source : SRD.
Analyse : FTI-CL Energy.

7.90 Le critère B de SRD hors événements exceptionnels et hors incidents sur les réseaux amont est relativement stable, autour de 47 minutes, depuis 2010. Sur la période 2009 – 2015,

- Les incidents représentent en moyenne 29 minutes, soit 60 % du critère BHIX.

¹¹⁷

SRD estime que les valeurs entre 2000 et 2005 ne comprennent pas les coupures liées à des événements exceptionnels, tandis que les valeurs entre 2006 et 2008 les incluent.

- Les travaux représentent en moyenne 19 minutes, soit 40 % du critère BHIX. En 2009, la durée de coupure pour travaux s'élève à près de 29 minutes, expliquée par les prélèvements et remplacements des transformateurs PCB. Depuis 2012, les travaux se stabilisent autour de 18 minutes. SRD explique cette stabilisation par les facteurs suivants :
 - La poursuite du remplacement des transformateurs PCB (environ 80 transformateurs par an). Tous les transformateurs pollués à plus de 500 ppm ayant déjà été remplacés, les travaux réalisés actuellement concernent les transformateurs contenant du PCB entre 50 et 500 ppm, conformément au plan particulier d'élimination des transformateurs contenant du PCB accordé à SRD ;
 - Des travaux liés au dévoiement des réseaux HTA pour la création de la ligne à grande vitesse Tours-Bordeaux ; et
 - De nouvelles exigences réglementaires relatives à l'élagage.

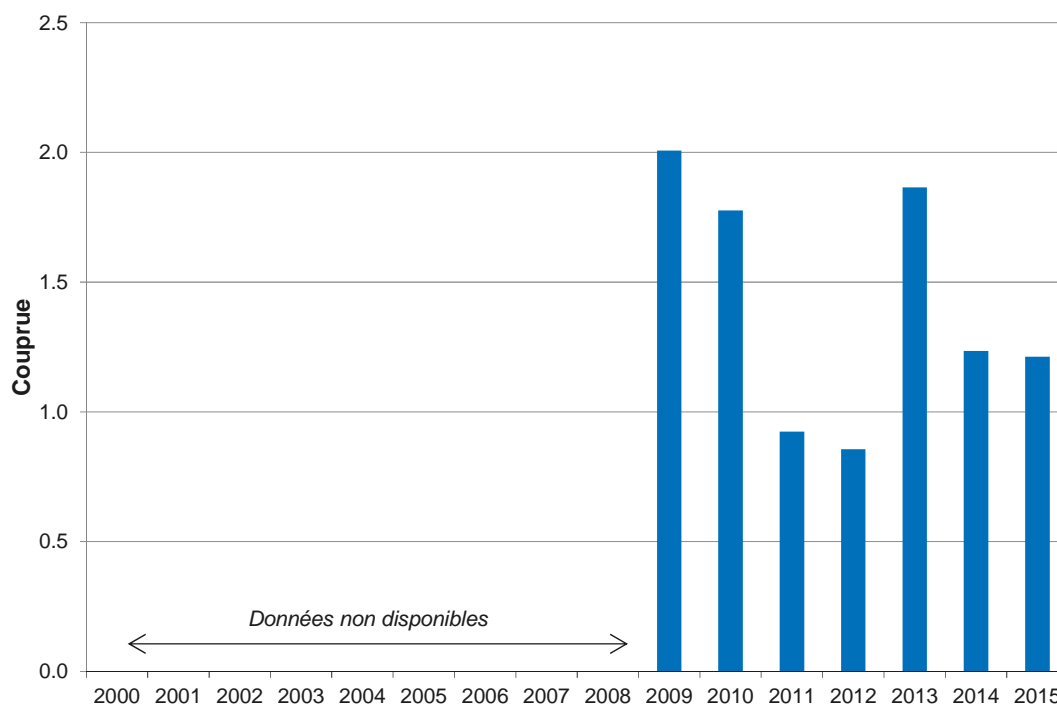
7.91 En dehors des conditions météorologiques, globalement non maîtrisables, SRD fait ressortir trois éléments principaux expliquant le niveau et l'évolution du critère BHIX hors incidents en amont :

- Le niveau de l'indicateur est lié aux caractéristiques des réseaux gérés par SRD, majoritairement aériens et en zone rurale. En particulier, SRD pointe la vétusté de son réseau (surtout le réseau secondaire), dont l'âge moyen a augmenté de 2,14 ans entre 2006 et 2015. Ce vieillissement est encore plus important sur les réseaux remis en concession en 2004, l'âge moyen du réseau étant en large partie amélioré par l'extension du réseau HTA essentiellement pour le raccordement au réseau des productions décentralisées. Cette situation de vieillissement est due aux ressources financières insuffisantes de SRD pour procéder au renouvellement des réseaux.
- Le taux d'enfouissement des câbles a néanmoins légèrement progressé sur la période, passant de 11 % à 28 % pour le réseau HTA et de 17 % à 33 % pour le réseau BT entre 2003 et 2015. Selon SRD, ce progrès a permis d'éviter certains incidents qui auraient contribué au critère B.
- SRD installe régulièrement de nouveaux OMT : entre 2001 et 2015, le nombre d'OMT est passé de 324 à 525. De plus, SRD maintient des équipes d'exploitation réparties sur 7 sites, réduisant d'autant le délai d'intervention et de rétablissement de l'alimentation après un incident.

Critère F-BT

7.92 S'agissant du critère F-BT HIX hors incidents amont de SRD, son évolution entre 2009 et 2015 est présentée dans la Figure 40 ci-dessous.

Figure 40 : SRD, Critère F-BT, 2009-2015



Source : SRD.

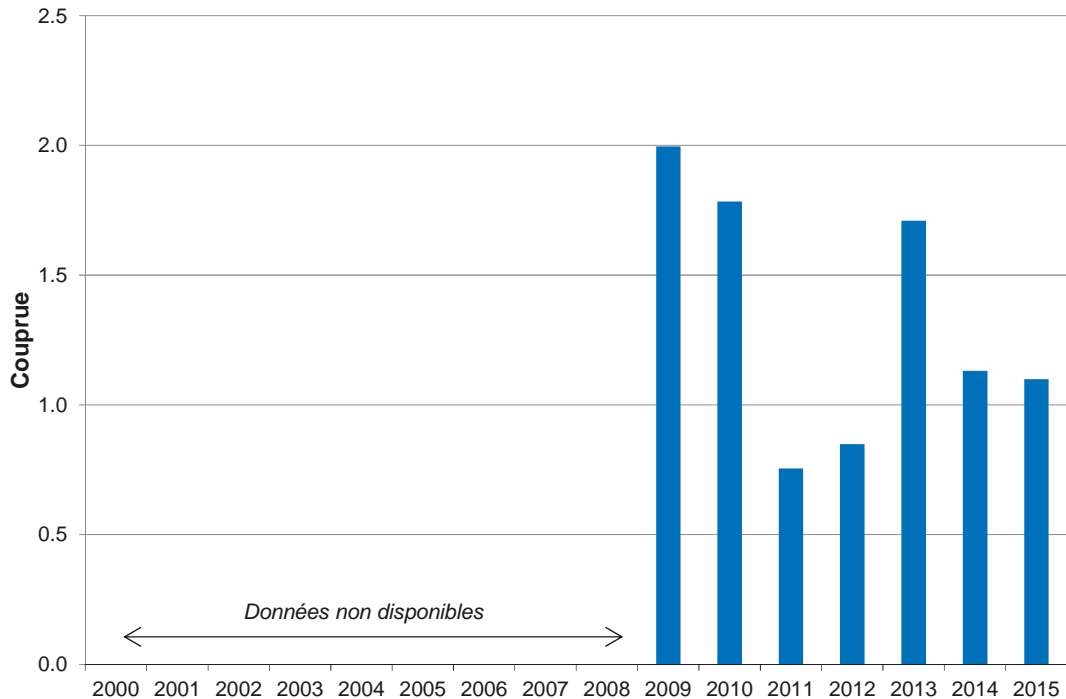
Notes : FTI-CL Energy.

7.93 L'indicateur F-BT HIX hors incidents amont de SRD s'établit à 1,21 coupure en 2015, contre 2,01 coupures en 2009.

Critère F-HTA

7.94 SRD a également communiqué une chronique du critère F-HTA HIX hors incidents amont correspondant à la fréquence moyenne de coupure des clients raccordés au réseau HTA. Son évolution entre 2009 et 2015 est présentée dans la Figure 41 suivante.

Figure 41 : SRD, Critère F-HTA, 2009-2015



Source : SRD.

Notes : FTI-CL Energy.

7.95 L'indicateur F-HTA HIX hors incidents amont de SRD s'établit à 1,1 coupure en 2015, contre 2 coupures en 2009. Nous ne disposons pas d'information plus précise qui nous permettrait d'expliquer l'évolution observée.

Gérédis Deux-Sèvres

Critère B

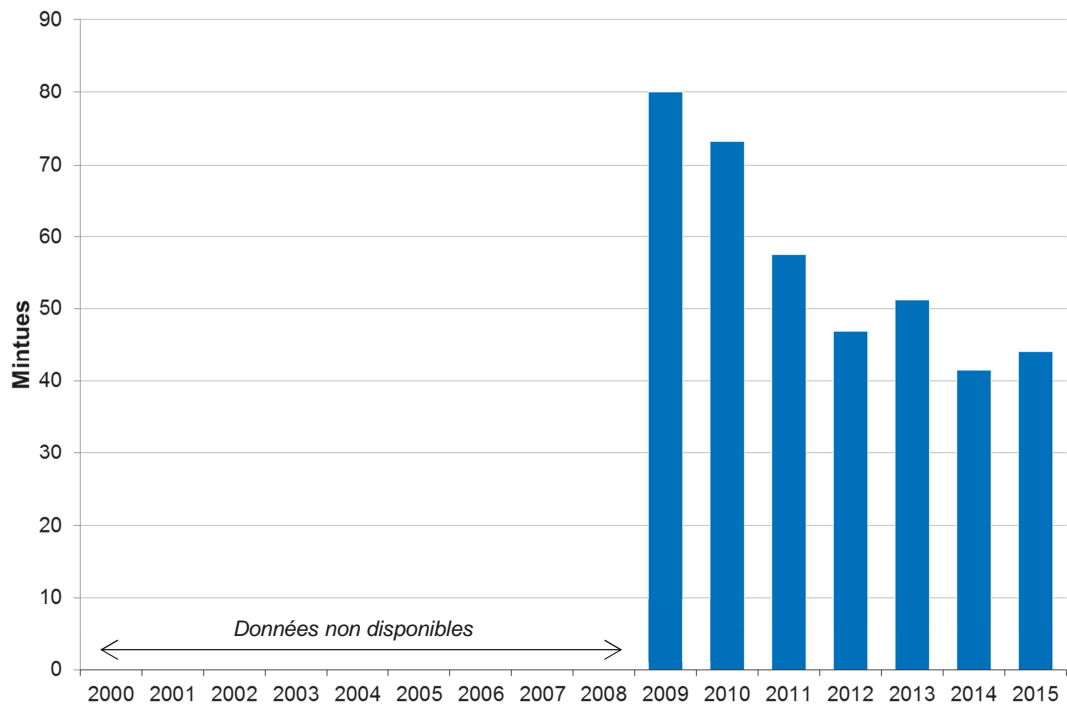
7.96 Gérédis Deux-Sèvres a communiqué une chronique du critère BHIX sur la période 2009 – 2015, ventilée entre incidents et travaux¹¹⁸.

¹¹⁸

Entre 2009 et 2011, la contribution des travaux pour remplacement des transformateurs PCB est isolée du reste du critère B Travaux. Bien que ces éléments aient été sortis du critère B lors de l'analyse du critère B d'ENEDIS, nous ne les avons pas exclus, dans un souci de cohérence entre opérateurs, de l'analyse pour Gérédis Deux-Sèvres. En effet, il apparaît que les autres ELD (en particulier SRD) incluent ce type de coupure dans leur critère B Travaux sans en faire une catégorie distincte. Ce choix de présentation n'a pas d'impact sur (notamment) l'estimation d'une cible de référence – calculée comme la moyenne des trois dernières réalisations de l'indicateur (c'est-à-dire 2013 – 2015). Il convient toutefois de mentionner qu'il aurait un impact sur une estimation tendancielle de la cible – qui n'est pas retenue ici.

7.97 La Figure 42 ci-dessous présente l'évolution du critère BHIX hors événements exceptionnels et réseaux amont.

Figure 42 : Gérédis Deux-Sèvres, Critère B, 2009 – 2015.



Source : Gérédis.
Analyse : FTI-CL Energy.

7.98 Le critère BHIX de Gérédis Deux-Sèvres enregistre une amélioration importante sur la période 2009 – 2015, passant de 80 minutes en 2010 à 41 minutes en 2015. Sur cette période,

- Les coupures consécutives à des incidents sur le réseau de Gérédis Deux-Sèvres ont compté pour 27,5 minutes en moyenne, soit 49 % du critère BHIX.
- Les coupures pour travaux (hors PCB) ont représenté 19,6 minutes en moyenne, soit 35 % du critère BHIX. Il convient de noter que cette contribution a fortement augmenté entre 2009 et 2010, passant de 13 minutes à environ 23 minutes, niveau auquel elle s'est maintenue jusqu'en 2012, avant de redescendre progressivement à 17 minutes en 2015.

- La contribution des travaux PCB est concentrée sur la période 2009 - 2011¹¹⁹. Elle a une influence importante sur la tendance observée.

7.99 Il convient toutefois d'observer que si l'on raisonne à périmètre métier constant – en excluant la contribution des travaux PCB pour les années 2009 - 2011 – le critère B enregistre une tendance à l'amélioration moins marquée, avec un maximum à 51,5 minutes en 2010 et un minimum à 41,5 minutes en 2014.

7.100 Gérédis Deux-Sèvres identifie deux facteurs ayant contribué à l'amélioration relative de la qualité d'alimentation entre 2009 et 2015 :

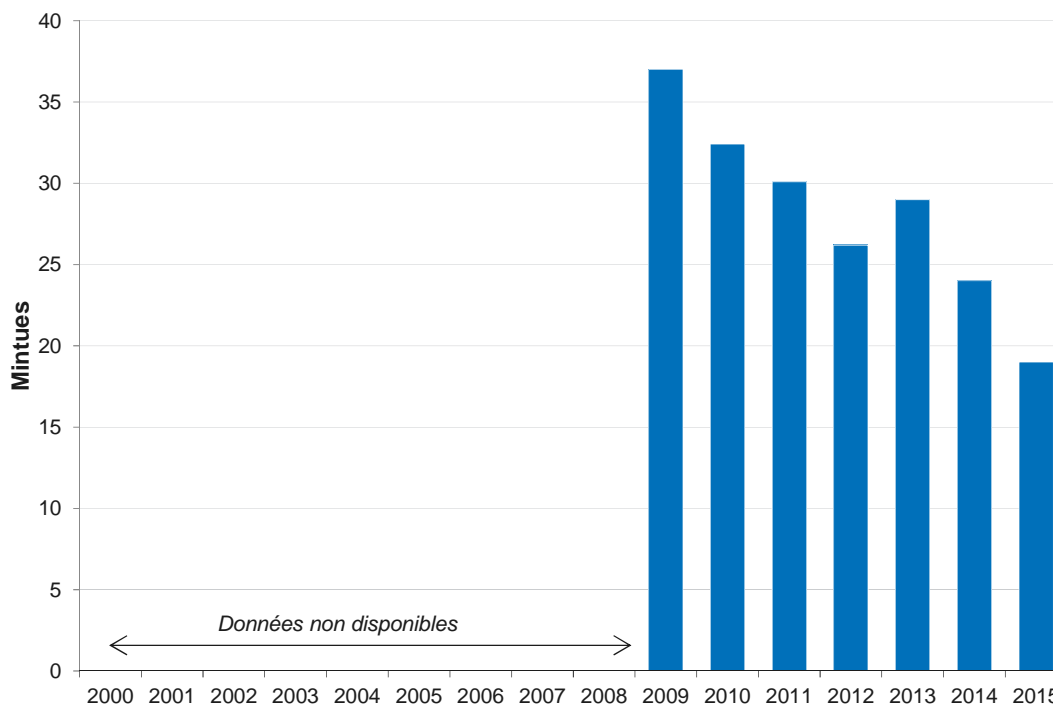
- Une méthodologie de planification et de structuration des investissements a été mise en place et déployée depuis cinq ans. Complétée par un logiciel de simulation, elle permet d'orienter les décisions d'investissements en fournissant une estimation du critère B évité au prorata des investissements réalisés ;
- Une forte progression dans le déploiement d'OMT qui sont passés de 465 en 2001 à 686 en 2008 et enfin 806 en 2015 ; et
- Les obligations réglementaires liées à l'élagage et les méthodologies à respecter pour sa réalisation ont occasionné un critère B Travaux important en début de période. La réduction des besoins d'élagage ainsi que la fin progressive des opérations de remplacement des transformateurs PCB ont contribué à la baisse de l'indicateur en fin de période.

Critère M

7.101 La Figure 43 ci-dessous présente l'évolution du critère M de Gérédis Deux-Sèvres hors événements exceptionnels et hors transport sur la période 2009 – 2015.

¹¹⁹ 35,1 minutes en 2009, 21,8 minutes en 2010 et 7,7 minutes en 2011.

Figure 43 : Gérédis Deux-Sèvres, Critère M, 2009 – 2015.



Source : Gérédis.

Notes : FTI-CL Energy.

7.102 Le critère M enregistre une amélioration importante depuis 2009. Précisément, si le critère M est supérieur à 35 minutes en 2009, il passe la barre des 20 minutes en 2015.

EDF SEI

Critère B

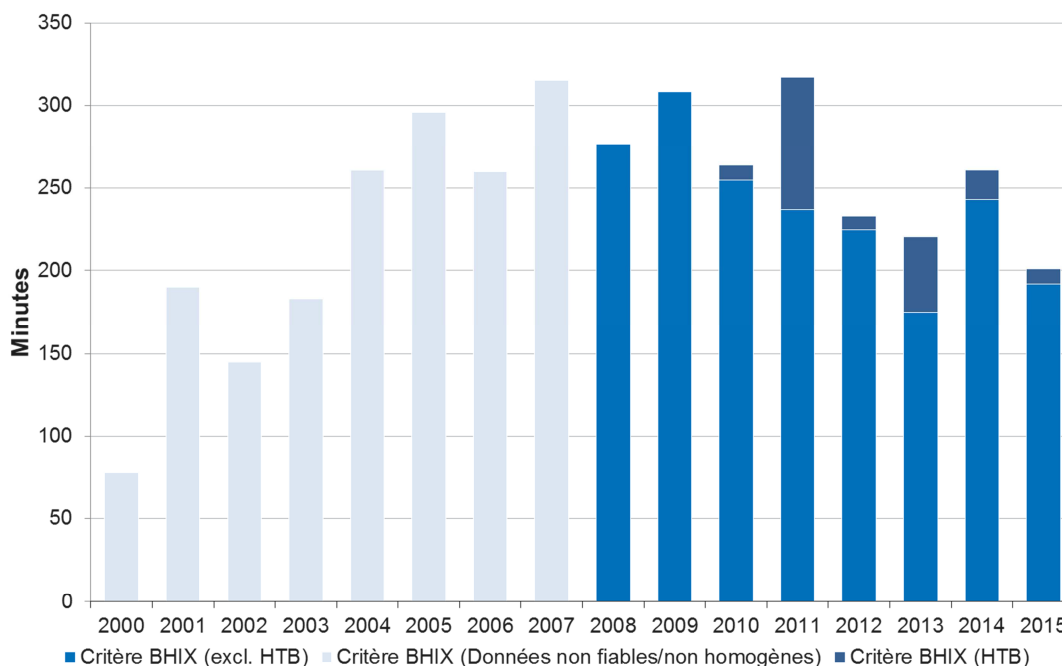
7.103 EDF SEI a fourni une chronique de critère B très détaillée, distinguant la durée des coupures ayant pour origine la distribution (incidents / travaux), les postes sources, le transport et les événements exceptionnels (climatiques / sociaux).

7.104 La Figure 44 ci-dessous présente l'évolution du critère B hors événements exceptionnels sur la période 2000 – 2015. Si nous avons reporté l'intégralité de l'historique disponible, seules les années 2010 à 2015 sont fiables¹²⁰.

¹²⁰

Voir paragraphe 7.33.

Figure 44 : EDF SEI, Critère B, 2000 – 2015.



Source : EDF SEI.
Analyse : FTI-CL Energy.

7.105 Le critère BHIX de EDF SEI enregistre une amélioration progressive sur la période 2010 – 2015, passant de 264 minutes en 2010 à 201 minutes en 2015.

- Les incidents au niveau BT et HTA contribuent à hauteur de 126 minutes en moyenne sur la période 2010 – 2015, soit 50 % du critère BHIX. Cette contribution a suivi une nette tendance d'amélioration entre 2010 et 2013, passant de 130 minutes (2010) à 104 minutes (2013). En 2014 et 2015, la contribution de ces incidents repart à la hausse. Cette augmentation est principalement expliquée par : (i) des incidents généralisés dans certains centres ; et (ii) des défauts sur les câbles souterrains. EDF SEI indique avoir pris des mesures ciblées à la suite de ces incidents¹²¹.
- Les travaux expliquent 72 minutes de critère BHIX sur la période 2010 – 2015, soit 29 % de l'indicateur. De la même manière que les incidents, ils ont suivi une tendance d'amélioration rapide entre 2010 et 2014, passant de 98 minutes à 52 minutes, avant de légèrement remonter en 2015.

¹²¹

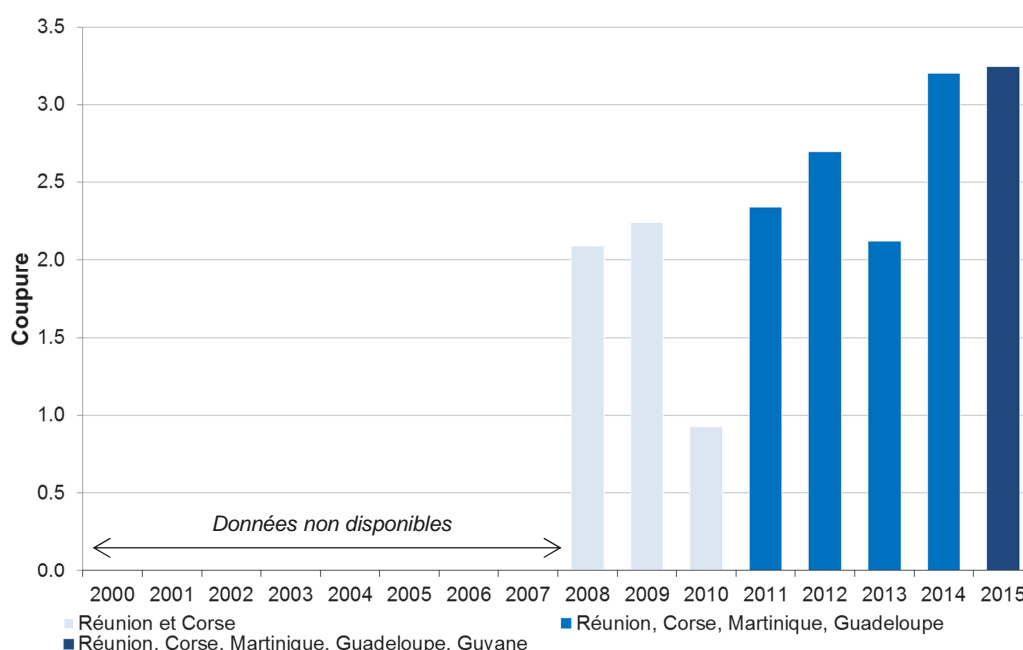
Révision du plan référentiel de protection, installation d'un nouvel outil de conduite, amélioration des moyens de télécommunication des moyens d'exploitation, étude de stabilité dynamique, plan de télé-relève en cours de déploiement ; Développement d'une expertise et études par la R&D pour la robustesse des câbles dans le milieu tropical, formation des agents et des prestataires pour la pose des câbles et des boîtes de jonctions.

- La contribution des incidents au niveau des postes sources et du réseau HTB s'élève respectivement en moyenne à 24 minutes, soit 9 % du critère BHIX sur la période 2010-2015, et 28 minutes, soit 11 % de l'indicateur.

Critère F-BT

- 7.106 EDF SEI a communiqué une chronique du critère F-BT hors événements exceptionnels ventilée entre production EDF SEI et HTB, postes sources, réseaux HTA et réseaux BT sur la période 2008 à 2015. Cependant, les données pour les années 2008 à 2010 ne concernent que les centres de la Réunion et de la Corse, la Martinique et la Guadeloupe étant intégrées à partir de 2011 et la Guyane à partir de 2015. L'évolution de ce critère, présentée dans la Figure 45 ci-dessous, est donc à interpréter avec précaution.

Figure 45 : EDF SEI, Critère F-BT, 2008 – 2015.



Source : EDF SEI.
Analyse : FTI-CL Energy.

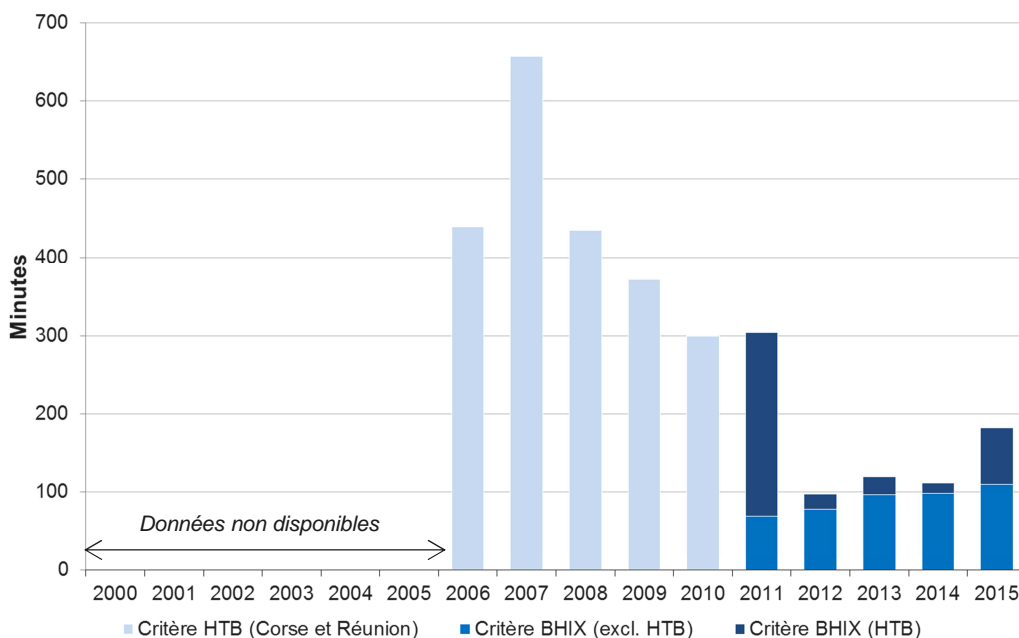
- 7.107 Le critère F-BT hors événements exceptionnels d'EDF SEI s'est établi à 3,25 coupures en 2015. Pour la raison mentionnée au paragraphe précédent, il est difficile de commenter l'évolution (à la hausse) de cet indicateur, les contributions des différents centres d'EDF SEI ayant été intégrées dans le calcul du critère F-BT au fur et à mesure de leur disponibilité.

Critère M

- 7.108 EDF SEI a également communiqué une chronique du critère M hors événements exceptionnels, c'est-à-dire la durée moyenne de coupure des clients alimentés en HTA pondérée par leur puissance souscrite. Les données permettant de calculer cet indicateur à la maille des cinq centres gérés par EDF SEI ne sont disponibles qu'à partir de 2011. Cependant, EDF SEI a fourni, à titre d'information, les données pour la Corse et La Réunion

pour les années 2006 à 2010¹²². L'évolution de ce critère est présentée dans la Figure 46 ci-dessous.

Figure 46 : EDF SEI, Critère M, 2006-2015



Source : EDF SEI.
Analyse : FTI-CL Energy.

- 7.109 On observe une dégradation du critère M hors événements exceptionnels d'EDF SEI entre 2012 et 2015, passant de 97 minutes (303 minutes en 2011, avec 235 minutes liées à des incidents HTB et amont) à 187 minutes sur la période. Les incidents HTA ont représenté en moyenne 59,5 minutes, soit 37 % de l'indicateur, sur cette même période, tandis que les travaux HTA ont contribué à hauteur de 30,6 minutes, soit 19 % de l'indicateur. La contribution des incidents HTB et amont s'élève à 73 minutes, soit 45 % de l'indicateur.

Mécanisme incitatif

- 7.110 Au vu de la forte disparité des données communiquées, nous recommandons de prévoir – dès la prochaine période tarifaire – un suivi d'indicateurs de qualité d'alimentation communs aux ELD et à EDF SEI. Ces indicateurs doivent être clairement identifiés (règle de calcul et périmètre de coupures à prendre en compte). Il convient de rappeler que les critères

¹²²

Ces données ne sont pas nécessairement fiables. En particulier, les niveaux de l'indicateur observés sur la période 2006 – 2010 sont plus importants que ceux observés sur la période 2011 – 2015, et ce, alors même que les données sur la période 2006 – 2010 ne concernent que la Corse et la Réunion, par opposition à l'ensemble des centres pour les années 2011 – 2015.

concernant les clients raccordés aux réseaux HTA (critères M et F-HTA) ne sont actuellement pas calculés par les gestionnaires.

- 7.111 La Loi sur la Transition Energétique et la Croissance Verte prévoit que les ELD ou EDF SEI peuvent demander à bénéficier d'un mécanisme de péréquation se fondant sur l'analyse de leurs comptes. Si à cette occasion, la CRE désire mettre en place une régulation incitative de la qualité d'alimentation, le mécanisme serait propre à chaque ELD ou EDF SEI, sur la base de la définition actuelle des critères par chacun des opérateurs afin de pouvoir disposer d'un historique de valeurs.
- 7.112 Toutefois, en vue de mettre en place un cadre uniformisé pour le suivi actif des performances des opérateurs, il serait souhaitable d'organiser, dès aujourd'hui, le suivi d'indicateurs communs.
- 7.113 Dans la suite, nous déterminons les valeurs de référence pour les indicateurs suivis par chacune des ELD et EDF SEI et nous rappelons brièvement les caractéristiques du mécanisme incitatif prévu pour ENEDIS – qui pourrait être étendu aux autres gestionnaires.

Détermination des valeurs de référence

- 7.114 La détermination des valeurs de référence s'articule autour de deux étapes, à savoir (i) la présentation de la méthodologie suivie ; et (ii) l'identification des valeurs de référence à proprement parler.

Méthodologie

- 7.115 La détermination des valeurs de référence est un exercice difficile, car il n'apparaît pas faisable de déterminer un niveau optimal sur la base d'une analyse coûts-bénéfices. Dès lors, pour les critères BHIX et F-BT HIX, nous procédons à une analyse tendancielle de l'indicateur sur l'historique disponible.
- 7.116 Cette analyse permet de décomposer l'évolution de la qualité d'alimentation en une évolution tendancielle de fond et en une composante aléatoire, correspondant (i) à la variabilité naturelle en situation normale ; et (ii) à l'occurrence des événements exceptionnels. Des valeurs de référence sont alors déterminées sur la base de la tendance observée.
- 7.117 Le niveau des valeurs de référence peut ainsi être déterminé en suivant d'autres approches, par exemple sur la base :
- de la dernière réalisation observée de l'indicateur ;
 - d'une moyenne de l'indicateur sur les « x » dernières années ; ou

- d'une moyenne glissante sur les « x » dernières années (comme c'est le cas en Allemagne¹²³), éventuellement plafonnée par la valeur de référence de l'année précédente ; ou encore
- d'une analyse statistique de tendance, le niveau de la valeur de référence étant déterminé de sorte à prolonger la tendance estimée sur les « x » dernières années. Cette dernière approche a l'avantage de rendre compte de la dynamique de l'indicateur – c'est-à-dire de son amélioration/dégradation dans le temps.

7.118 L'analyse tendancielle proposée présente toutefois un certain nombre de limites. Nous en identifions trois principales :

- La précision de l'estimation statistique est une fonction croissante du nombre d'observations. Dans le cas d'espèce, nous ne disposons que d'un nombre restreint d'observations pour chaque ELD et EDF SEI, ce qui rend l'exercice d'estimation particulièrement difficile et sensible. A titre d'exemple, le Tableau 43 ci-dessous rapporte le nombre d'années exploitables pour l'analyse tendancielle pour les différentes ELD et EDF SEI.

Tableau 43 : Historique exploitable pour l'analyse tendancielle des critères B et F-BT.

	Critère B		Critère F-BT	
	Période	Nombre d'années d'historique exploitables	Période	Nombre d'années d'historique exploitables
Electricité de Strasbourg	2001-2015	15	2009-2015	7
URM	2000-2015	16	2000-2015	16
SRD	2009-2015	7	2009-2015	7
Gérédis	2009-2015	7	Non disponible	
EDF SEI	2010-2015	6	2015	1

Source : ELD et EDF SEI.

- Les perspectives futures peuvent différer significativement de la tendance actuelle en fonction des efforts financiers consentis sur les OPEX et les CAPEX, notamment les investissements récents qui sont susceptibles d'affecter les niveaux de qualité futurs (ex : déploiement des compteurs intelligents, développement des organes de

¹²³

En Allemagne, les gestionnaires de réseaux de distribution sont tenus de calculer une valeur moyenne de l'indicateur sur 3 ans, afin de diminuer l'impact d'événements stochastiques.

manœuvres télécommandées). Cependant, l'impact des programmes d'investissements récents dans le court terme est difficile à apprécier.

- Les chroniques historiques n'ont pas pu être retraitées. Dès lors, notre analyse de tendance est potentiellement affectée par des événements « atypiques » (non exceptionnels) qui ne sont pas révélateurs de la tendance et devraient donc être exclus de l'analyse statistique. Précisément, ces événements particuliers ne témoignent pas d'une tendance générale (passée et à venir) de l'indicateur, mais, au contraire : (i) d'aléas extrêmes auxquels le gestionnaire de réseau doit faire face ; ou encore (ii) d'événements ponctuels qui ne sont pas susceptibles de se reproduire dans le futur (ex : travaux PCB).

7.119 En définitive, **les valeurs de référence que nous proposons ne devront être prises qu'à titre indicatif, pour servir de base à la discussion entre la CRE et les gestionnaires de réseau de distribution.**

Valeurs de référence

7.120 S'agissant du critère BHIX, le Tableau 44 ci-dessous présente les valeurs de référence possibles pour chacune des ELD et EDF SEI. Pour rappel, nous reportons le périmètre des coupures prises en compte dans le calcul de l'indicateur par chaque ELD et EDF SEI.

Tableau 44 : Valeurs de référence possibles pour le critère B hors événements exceptionnels et hors amont.

	ES	URM	SRD	Gérédis	EDF SEI
Période	2001-2015	2000-2015	2009-2015	2009-2015	2010-2015
Périmètre des coupures	Longues et brèves HTB/HTA/BT	Longues et brèves HTB/HTA/BT	Longues HTA	Longues HTA	Longues HTB/HTA/BT
Niveau de 2015	6,8 min	10,2 min	47,2 min	44,1 min	201 min
Moyenne sur 3 ans	7,9 min	13,2 min	46,8 min	45,6 min	227 min
Valeur tendancielle (2017)	7,1 min	11,1 min	40,4 min	24,7 min	186 min
Facteur d'amélioration	-0,35 min/an	-0,6 min/an	-1,5 min/an	-6,3 min/an	-14,2 min/an
R ²	0,66	0,16	0,13	0,84	0,49

Notes : (i) La robustesse de l'analyse statistique de la tendance est variable en fonction des opérateurs, comme en témoigne le R². La statistique R² indique en partie le niveau d'ajustement du modèle aux données.
(ii) Le fort facteur d'amélioration de Gérédis est lié à la contribution importante des travaux PCB en début de période (2009 à 2011).

Source : ELD et EDF SEI.

7.121 La disparité entre les ELD et de EDF SEI en termes de caractéristiques de réseaux (notamment les taux d'enfouissement) et de périmètre des coupures prises en compte dans le calcul du critère BHIX se reflète dans des valeurs de référence très hétérogènes. On peut néanmoins souligner la relative proximité : (i) d'Electricité de Strasbourg et d'URM, gestionnaires de réseaux majoritairement souterrains et situés dans des zones urbaines ; et (ii) de SRD et Gérédis, dont les réseaux sont principalement aériens et situés dans des zones rurales.

- 7.122 S'agissant du critère F-BT HIX, le Tableau 45 ci-dessous présente les valeurs de référence possibles pour les différentes ELD et EDF SEI, avec pour rappel l'historique disponible et le périmètre des coupures prises en compte.

Tableau 45 : Valeurs de référence possibles pour le critère F hors événements exceptionnels et hors amont.

	ES	URM	SRD	Gérédis	EDF SEI
Période	2009-2015	2000-2015	2009-2015	N/A	2015
Périmètre des coupures	Longues HTB/HTA/BT	Longues et brèves HTB/HTA/BT	Longues et brèves HTA	N/A	Longues et brèves HTB/HTA/BT
Niveau de 2015	0,34	0,68	1,21	N/A	3,25
Moyenne sur 3 ans	0,37	0,81	1,44	N/A	N/A
Valeur tendancielle (2017)	0,26	0,58	1,05	N/A	N/A
Facteur d'amélioration	-0,03 coupure/an	-0,06 coupure/an	-0,09 coupure/an	N/A	N/A
R ²	0,43	0,36	0,17	N/A	N/A

Note : La robustesse de l'analyse statistique de la tendance est variable en fonction des opérateurs, comme en témoigne le R². La statistique R² indique en partie le niveau d'ajustement du modèle aux données.

Source : ELD et EDF SEI.

- 7.123 Plus encore que pour le critère B, on observe une très forte disparité entre les différentes ELD pour le critère F-BT HIX. En particulier, l'indicateur communiqué EDF SEI n'est pas interprétable en l'état¹²⁴.
- 7.124 En définitive, étant donné (i) de la nouveauté que constituerait la mise en place d'une incitation sur ces indicateurs et (ii) du niveau de fiabilité des données communiquées, **des valeurs de référence fixées sur le niveau atteint au cours des dernières années (par exemple la moyenne des trois dernières années) semblent plus appropriées que des valeurs de référence tendancielle (dont la robustesse ne serait pas avérée dans le cas présent au vu la profondeur et la qualité de l'historique exploitable de valeurs).**
- 7.125 A défaut, pour intégrer un objectif de performance tout en limitant le risque pour le gestionnaire, **cette valeur de référence pourrait être glissante**, comme c'est le cas en Allemagne, **et plafonnée à la valeur de référence de l'année précédente**. On pourrait également envisager d'appliquer **un facteur d'amélioration annuel**, comme c'est le cas au

¹²⁴

L'inclusion progressive des valeurs des différents centres gérés par EDF SEI conduit mécaniquement à une augmentation du critère.

Royaume-Uni, qui dépendrait du niveau de qualité atteint par le gestionnaire par rapport à une référence normative (à définir)¹²⁵.

Détermination de la force des incitations

7.126 Nous proposons de conserver le dispositif prévu pour ENEDIS. Par souci d'exhaustivité, nous rappelons les principales caractéristiques du mécanisme. Dans l'hypothèse où la CRE souhaiterait mettre en place une régulation incitative de la qualité d'alimentation, nous recommandons de :

- Utiliser un mécanisme incitatif symétrique et linéaire, centré en espérance.
- Prendre en compte l'intégralité de la valeur de l'END pour le calcul de la force de l'incitation, soit 27 €/kWh pour le critère BHIX et 3 €/kW pour le critère F-BT HIX¹²⁶. A titre indicatif, le Tableau 46 reporte la force des incitations exprimée en €/min pour le critère BHIX, et ce, pour chaque gestionnaire étudié.

Tableau 46 : Force des incitations, Critère BHIX.

Gestionnaires	Energie distribuée (GWh)	Force de l'incitation (k€/min)
ENEDIS	234 000	8 500
Electricité de Strasbourg	6 883	248
URM	1 797	65
SRD	1 343	48
Gérédis Deux-Sèvres	1 825	66
EDF SEI	9 642	348

Note : Nous ne disposons pas du détail des volumes d'énergie soutirés au niveau basse tension. Nous considérons donc l'énergie distribuée sur tout le réseau des gestionnaires. La force des incitations ainsi calculée est légèrement biaisée à la hausse.

Source : ELD, EDF SEI, ENEDIS.

Calculs : FTI-CL Energy.

¹²⁵ Au Royaume-Uni, la fixation des cibles pour la distribution diffère selon que l'on considère les coupures planifiées (moyenne des performances des années n-2 à n-4) ou les coupures non planifiées. Pour ces dernières, la base de calcul pour la période de régulation RIIO-ED1 (2015-2023) est la moyenne des valeurs individuelles sur la période 2008-2012, à laquelle est appliqué un facteur d'amélioration annuel : (i) 1,5 % d'amélioration annuelle pour les gestionnaires en dessous de la valeur moyenne du benchmark ; et (ii) 0,5 % d'amélioration annuelle pour les gestionnaires au-dessus de la valeur moyenne du benchmark.

¹²⁶ Ces valeurs sont calculées sur la base des données de planification de réseau publiées par RTE en 2011, seule source publique à notre disposition. Elles devront être exprimées en €/min et €/coupure respectivement sur la base de l'énergie soutirée sur le réseau BT de chaque gestionnaire.

- Mettre en place un système de plafond/plancher symétrique de sorte (i) à limiter l'exposition du gestionnaire aux conjonctions d'événements les plus extrêmes (non exceptionnels) ; et (ii) à proportionner le risque financier de la régulation incitative à la taille de l'opérateur et à sa capacité à assumer ce risque.

7.127 S'agissant du dernier point, il convient d'observer que nous ne sommes pas en mesure, faute de données disponibles, d'effectuer une analyse de risque approfondie – ce que nous avons fait pour RTE et ENEDIS. Dès lors, nous proposons de retenir un plafond/plancher maximum correspondant à un pourcentage du revenu de chaque ELD et EDF SEI – en cohérence avec l'approche proposée pour ENEDIS et RTE.

7.128 Il convient toutefois de noter que les plafonds/planchers des ELD et EDF SEI devraient vraisemblablement être plus resserrés que celui d'ENEDIS. C'est notamment le cas parce que les ELD et EDF SEI – à la différence d'ENEDIS – n'ont pas la capacité de « diversifier » leur risque. Précisément, si une sous-performance de l'un des 97 centres d'ENEDIS peut être compensée par une surperformance de l'un des autres centres, ce n'est pas le cas pour les ELD ou EDF SEI qui opèrent un réseau de taille réduite, dont la sensibilité aux conditions (climatiques) locales dépend des caractéristiques propres du réseau.

Recommandations

7.129 Notre analyse révèle que la qualité des données disponibles est très variable d'un gestionnaire de réseau à l'autre. Précisément,

- Les données – quand elles sont disponibles – sont très hétérogènes (historique limité, absence de suivi de certains indicateurs de continuité, absence de ventilation des indicateurs suivis par nature ou par origine, etc.).
- Les indicateurs ne sont pas toujours exploitables en l'état et doivent être mis en cohérence avec la définition prévue par le TURPE pour ENEDIS. Précisément, les ELD et EDF SEI ne suivent pas les mêmes indicateurs, c'est-à-dire que les méthodes de calcul des indicateurs et les coupures prises en compte dans ce calcul diffèrent d'un gestionnaire à l'autre (ex : définition et comptabilisation des événements exceptionnels, durée minimale des coupures comptabilisées, etc.). Cet exercice n'a pas toujours été possible.
- L'évolution des indicateurs – lorsque les données sont disponibles – est difficilement interprétable (et donc extrapolable). On observe notamment des variations importantes du niveau des indicateurs sur les dix dernières années, expliquées généralement par : (i) des évolutions des outils d'exploitation qui conduisent à une modification de la définition / du calcul de l'indicateur suivi ; ou encore (ii) par des travaux ou des événements climatiques de grande ampleur. Nous n'avons pas été en mesure de retraiter les données reçues, faute d'une ventilation des indicateurs par cause notamment.

7.130 Sur la base de ces observations, **nous recommandons de prévoir un suivi actif d'indicateurs de qualité d'alimentation communs aux ELD et à EDF SEI. Ces indicateurs doivent être clairement identifiés (règle de calcul et périmètre de coupures**

à prendre en compte). Les indicateurs suivis/incités pour ENEDIS sont des candidats naturels. Si la mise en place d'un tel suivi devait générer des coûts spécifiques – notamment des coûts de systèmes d'information visant à permettre la collecte et le traitement des données – il conviendrait de les inclure dans la trajectoire des coûts à couvrir par le tarif de réseau.

7.131 **Ce suivi permettrait, le cas échéant, d'envisager à terme la mise en place d'une régulation incitative avec les valeurs de référence** définies ci-après, si la CRE le décidait à l'occasion d'une demande de la part d'une ELD ou d'EDF SEI de bénéficier d'un mécanisme de péréquation se fondant sur l'analyse de leurs comptes. A défaut de bénéficier d'une profondeur et d'une qualité d'historique exploitable suffisante, ce mécanisme serait propre à chaque ELD ou EDF SEI, sur la base de la définition actuelle des critères par chacun des opérateurs.

7.132 Le Tableau 47 ci-dessous résume nos recommandations – si un mécanisme incitatif devait être mis en œuvre dès TURPE 5.

Tableau 47 : Recommandations pour les ELD et EDF SEI.

Indicateurs incités	Critère BHIX	Critère F-BT HIX
Périmètre des coupures	Fonction de l'indicateur suivi par l'ELD	
Valeur de référence (année t)	La valeur de référence en année t est définie comme la moyenne glissante sur les 3 dernières années et plafonnée par la valeur de référence de l'année t-1	
Force de l'incitation	27 €/kWh (pris en compte à 100 %)	3 €/kW (pris en compte à 100 %)
Forme de l'incitation	Linéaire et symétrique	
Plafond/Plancher	Plafond global pour les critères B et F-BT en % du revenu hors pertes	
Zone neutre	Non	

Note : Pour chaque gestionnaire, la force des incitations devra être exprimée en €/min (pour le critère BHIX) et €/coupure (pour le critère F-BT HIX) sur la base de l'énergie soutirée sur le réseau BT de ce gestionnaire.
Source : FTI-CL Energy.

7.133 Compte tenu (i) du manque de recul sur l'évolution des indicateurs, (ii) de la nouveauté pour les ELD de cette régulation, et par conséquent (iii) du risque réglementaire et financier potentiel qu'elle peut faire porter aux ELD et EDF SEI, **nous recommandons que la régulation incitative ne soit pas trop contraignante dans ses premières années d'application** – et ce d'autant plus que les niveaux de qualité mesurés pour les ELD et EDF

SEI sont relativement bons comparativement aux centres ENEDIS proches¹²⁷. Nous proposons ainsi des adaptations du cadre présenté *supra* :

- S'agissant de la valeur de référence, la CRE pourrait appliquer un facteur d'amélioration annuel qui dépendrait du niveau de qualité atteint par le gestionnaire par rapport à une référence normative (à définir).
- S'agissant de la force des incitations, la CRE pourrait envisager de pondérer la force des incitations comme cela était le cas pour ENEDIS ou RTE lors des premières périodes tarifaires incitées. Cette approche pourrait être appliquée de façon transitoire de façon à accompagner la mise en place de la régulation incitative et de tendre vers le schéma cible, similaire à ENEDIS.
- S'agissant des plafonds et planchers, en l'absence de données suffisantes, ces paramètres ne peuvent pas être calibrés en fonction d'écart à la valeur de référence les plus extrêmes comme cela a pu être proposé pour ENEDIS ou RTE. Pour les déterminer, nous recommandons de considérer les mêmes pourcentages de revenus hors pertes que pour ENEDIS et RTE (pour rappel, nous avons proposé 1,5 % - 2,5 %). Toutefois, compte tenu du manque de recul sur l'évolution des indicateurs et de la nouveauté pour les ELD de cette régulation, des plafonds/planchers plus resserrés pourraient être envisagés.

7.134 Pour finir, mentionnons que le risque financier pourrait également être limité par un versement des pénalités/primes échelonné sur plusieurs années.

¹²⁷

Il convient toutefois de rappeler que la comparaison est difficile.

Section 8

Conclusion

- 8.1 L'étude sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité commandée par la CRE visait à : (i) procéder à une analyse du fonctionnement des mécanismes de régulation incitative de la continuité d'alimentation mis en œuvre depuis TURPE 3 dans les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ; et (ii) formuler des propositions, le cas échéant, pour l'évolution de ces dispositifs en vue de l'élaboration des tarifs TURPE 5.
- 8.2 Au cours de cette étude,
- Nous avons réalisé une revue des pratiques en Europe avec un focus sur cinq pays, à savoir l'Allemagne, l'Espagne, l'Italie, le Royaume-Uni et enfin la Suède. L'analyse de ces expériences de régulation incitative de la qualité d'alimentation a permis de tirer des enseignements afin de repenser le mécanisme en France.
 - Nous avons analysé les réalisations historiques des indicateurs de qualité d'alimentation qui nous ont été communiquées par les gestionnaires de réseaux RTE et ENEDIS.
 - Nous avons analysé les réalisations historiques des indicateurs de qualité d'alimentation qui nous ont été communiquées par les ELD et EDF SEI.
- 8.3 Sur la base de ces travaux, nous formulons des recommandations pour la détermination des cibles et de la force des incitations, tout en tenant compte des implications pour les gestionnaires de réseaux en termes de risque financier.

Recommandations pour la régulation incitative de la qualité sur le réseau de transport géré par RTE

Choix des indicateurs de qualité

- 8.4 La revue des expériences internationales n'apporte pas d'éléments probants qui justifieraient une remise en question des indicateurs de qualité d'alimentation utilisés en transport. Nous recommandons ainsi de conserver les indicateurs incités lors du TURPE 4, à savoir le Temps de Coupure Equivalent (critère TCE) et la Fréquence Moyenne de Coupure.

Cibles de référence

- 8.5 La méthode employée pour l'estimation de la cible consiste à estimer la tendance sur la base d'une régression linéaire, appliquée sur des données communiquées par RTE couvrant

la période 2000-2015. L'estimation de la tendance ne tient pas compte de la contribution de certains évènements extrêmes non exceptionnels, leur impact n'étant pas révélateur de la tendance de long terme des indicateurs.

- 8.6 La cible de référence est définie comme la valeur tendancielle augmentée de la contribution de ces évènements atypiques. Il s'agit ici de garantir que le gestionnaire peut atteindre la cible de référence en espérance.
- 8.7 Pour la Fréquence Moyenne de Coupure, étant donné la forte progression de cet indicateur dans les années passées et sa relative stabilité depuis 2010, une cible moins ambitieuse est également estimée, en utilisant le niveau moyen atteint au cours des dernières années, mais en fixant toutefois un objectif annuel correspondant à l'amélioration tendancielle.
- 8.8 En définitive, nous recommandons :
- Une **cible pour le TCE comprise entre 2,7 minutes et 2,8 minutes pour 2017 et qui s'accompagne d'un objectif maximum de réduction de 0,1 minute tous les deux ans ;**
 - Une **cible pour le critère F comprise entre 0,33 et 0,46 coupure par an, avec un objectif d'amélioration annuelle de 0,03 voire nul.**

Mécanisme incitatif

- 8.9 La revue de la littérature économique conclut que le montant de la pénalité/récompense doit être égal au coût/gain incrémental de qualité pour les consommateurs. Cette approche est partagée par la plupart des pays étudiés, pour lesquels la valeur de l'énergie non distribuée est répercutée à 100 % pour le calcul de l'incitation, contre 50 % en France.
- 8.10 Ainsi, **nous recommandons que la force de l'incitation reflète l'intégralité de la valeur de l'énergie non distribuée**, soit 22,8 M€/min pour le Temps de Coupure Equivalent et 145,9 M€/coupure pour la Fréquence Moyenne de Coupure. Ces valeurs sont calculées sur la base des valeurs de l'END utilisée en planification de réseau.
- 8.11 Dans la mesure où la valeur de l'END est supposée fixe, la force de l'incitation doit être symétrique et proportionnelle à la différence entre le niveau de qualité atteint et le niveau de qualité cible. La plupart des pays étudiés ont mis en place un schéma symétrique et linéaire pour la force de l'incitation. Le schéma français, avec une formule logarithmique, s'éloigne donc de la théorie économique et des pratiques observées au niveau européen.
- 8.12 Ainsi, **nous recommandons de mettre en place un mécanisme incitatif symétrique et linéaire.**

Analyse du risque porté par les opérateurs

- 8.13 L'analyse de la dispersion empirique des écarts à la cible montre que l'incitation financière est bien centrée en zéro.

- 8.14 La CRE a introduit lors de la mise en place de ce schéma incitatif un système de plafond/plancher, ce qui permet de limiter l'exposition au risque de pénalité pour RTE. Nous proposons de maintenir ce système de plafond/plancher symétrique de sorte (i) à limiter l'exposition du gestionnaire aux conjonctions d'événements les plus extrêmes (non exceptionnels) ; et (ii) à proportionner le risque financiers de la régulation incitative à la taille de l'opérateur et à sa capacité à assumer ce risque.
- 8.15 Le panorama européen des pratiques de régulation incitative de la qualité d'alimentation sur le réseau de transport a fait ressortir que la plupart des pays en Europe mettent également en place des systèmes de plafond/plancher. Toutefois, il semble que ce seuil est plus bas en France que dans plusieurs des pays. Ce constat est confirmé par l'étude comparative des mécanismes de régulation incitative des gestionnaires de réseaux en Europe, mandatée en 2015 par la CRE auprès du consultant Schwartz and Co. Sur la base de ces observations, nous proposons donc de retenir un seuil maximum compris entre 1,5 % et 2,5 % du revenu autorisé de RTE hors pertes (2015), soit entre 57 M€ et 99 M€.
- 8.16 Pour couvrir du risque d'événements extrêmes, le niveau de plafond/plancher pourrait être fixé de façon à exclure les pénalités/primes les plus élevées, qui se produisent moins de 1 % du temps. Cette approche conduirait à fixer un plafond/plancher de ± 119 M€, bien supérieur au seuil maximum de 57 M€ ou encore 99 M€.
- 8.17 **Il semble donc qu'une augmentation du plafond/plancher puisse être envisagée par la CRE. Il pourrait être fixé entre 57 M€ et 99 M€.**

Recommandations pour la régulation incitative de la qualité sur le réseau de distribution géré par ENEDIS

Choix des indicateurs de qualité

- 8.18 L'ensemble des pays étudiés incite les gestionnaires de réseaux de distribution sur la durée de coupure et la fréquence de coupure, les exceptions étant la France et l'Allemagne qui n'incitent pas la fréquence de coupure. Dans le cadre de l'étude, nous envisageons donc la mise en place d'une incitation de la fréquence de coupure (« critère F-BT HIX ») en plus de la durée de coupure (« critère BHIX ») pour la distribution.
- 8.19 Plus encore, ENEDIS n'est pas incité spécifiquement à réduire la durée (« critère MHIX ») et la fréquence de coupure (« critère F-HTA HIX ») pour les clients raccordés en HTA. Par souci de cohérence entre les niveaux BT et HTA, nous recommandons la mise en place d'une incitation spécifique à ce titre.

Cibles de référence

- 8.20 La méthode employée pour l'estimation de la cible consiste à estimer la tendance sur la base d'une régression linéaire, appliquée sur des données communiquées par ENEDIS couvrant la période 2006-2015. L'estimation de la tendance ne tient pas compte de la contribution de la contribution des travaux PCB pour les indicateurs BT, leur impact n'étant pas révélateur d'une tendance de long terme. La cible de référence est définie comme la valeur tendancielle.

8.21 Pour la fréquence de coupure (HTA ou BT), étant donné la forte progression de ces indicateurs dans les années passées et de la nouveauté que constituerait la mise en place d'une incitation sur ces indicateurs, une cible moins ambitieuse est estimée, en utilisant le niveau atteint au cours des dernières années, mais en fixant toutefois un objectif annuel correspondant à l'amélioration tendancielle.

8.22 En définitive, nous recommandons :

- Une cible pour le critère BHIX hors RTE fixée à 65,4 minutes pour 2017 et qui s'accompagne d'un objectif de réduction de 1,1 minute par an ;
- Une cible pour le critère F-BT HIX hors RTE comprise entre 2,06 et 2,68 coupures par an, à laquelle pourrait s'appliquer un objectif de réduction maximum de 0,16 coupure par an ;
- Une cible pour le critère MHIX hors RTE fixée à 45,7 minutes pour 2017, à laquelle pourrait s'appliquer un objectif de réduction maximum de 0,3 minute par an ; et
- Une cible pour le critère F-HTA HIX hors RTE comprise entre 2,18 et 2,89 coupures par an, à laquelle pourrait s'appliquer un objectif de réduction maximum de 0,19 coupure par an.

Mécanisme incitatif

8.23 La revue de la littérature économique conclut que le montant de la pénalité/récompense doit être égal au coût/gain incrémental de qualité pour les consommateurs. Cette approche est partagée par la plupart des pays étudiés, pour lesquelles la valeur de l'énergie non distribuée est répercutée à 100 % pour le calcul de l'incitation, contre 50 % en France.

8.24 Ainsi, nous recommandons que la force de l'incitation reflète l'intégralité de la valeur de l'énergie non distribuée, soit 8,5 M€/min pour le critère BHIX, 7,9 M€/min pour le critère MHIX, 8,0 M€/coupure pour le critère F-BT HIX, et enfin 120 M€/coupure pour le critère F-HTA HIX¹²⁸. Néanmoins, étant donnée l'incertitude autour de la cible pour la fréquence des coupures (BT ou/et HTA), il pourrait être envisagé de réduire la force des incitations (de moitié) pour limiter le risque du gestionnaire (et celui des utilisateurs).

8.25 Dans la mesure où la valeur de l'END est supposée fixe, la force de l'incitation doit être symétrique et proportionnelle à la différence entre le niveau de qualité atteint et le niveau de

¹²⁸ Ces valeurs sont calculées sur la base des données de planification de réseau publiées par RTE en 2011, seule source publique à notre disposition. Lors de nos échanges, ENEDIS a évoqué d'autres valeurs d'END, que le gestionnaire utiliserait effectivement dans la planification du réseau de distribution. Cependant, ENEDIS n'ayant pas documenté ces valeurs, nous ne les avons pas retenues. Ces valeurs, si elles devaient être retenues, conduiraient à une force des incitations sensiblement différente.

qualité cible. La plupart des pays étudiés ont mis en place un schéma symétrique et linéaire pour la force de l'incitation. Le schéma français, avec une formule logarithmique, s'éloigne donc de la théorie économique et des pratiques observées au niveau européen.

- 8.26 Ainsi, **nous recommandons donc de mettre en place un mécanisme incitatif symétrique et linéaire.**

Analyse du risque porté par les opérateurs

- 8.27 L'analyse de la dispersion empirique des écarts à la cible montre que l'incitation financière est bien centrée en zéro pour le temps de coupure équivalent et la fréquence de coupure.

- 8.28 La CRE a introduit lors de la mise en place de ce schéma incitatif un système de plafond/plancher, ce qui permet de limiter l'exposition au risque de pénalité pour RTE. Nous proposons de maintenir ce système de plafond/plancher symétrique de sorte (i) à limiter l'exposition du gestionnaire aux conjonctions d'événements les plus extrêmes (non exceptionnels) ; et (ii) à proportionner le risque financiers de la régulation incitative à la taille de l'opérateur et à sa capacité à assumer ce risque.

- 8.29 Le panorama européen des pratiques de régulation incitative de la qualité d'alimentation sur le réseau de transport a fait ressortir que la plupart des pays en Europe mettent également en place des systèmes de plafond/plancher. Toutefois, il semble que ce seuil est plus bas en France que dans plusieurs des pays. Ce constat est confirmé par l'étude comparative des mécanismes de régulation incitative des gestionnaires de réseaux en Europe, mandatée en 2015 par la CRE auprès du consultant Schwartz and Co. Sur la base de ces observations, nous proposons de retenir un seuil maximum compris entre 1,5 % et 2,5 % du revenu autorisé d'ENEDIS hors pertes et hors péage transport (2015), soit entre 128 M€ et 213 M€.

- 8.30 Pour couvrir du risque d'événements extrêmes, le niveau de plafond/plancher pourrait être fixé de façon à exclure les pénalités/ primes les plus élevées, qui se produisent moins de 1 % du temps. Cette approche conduirait à fixer un plafond/plancher de ± 83 M€.

- 8.31 **Il semble donc qu'une augmentation du plafond/plancher soit à envisager par la CRE. Le plafond/plancher pourrait être fixé à 83 M€ de sorte à limiter l'impact, dans le court terme, des seules performances extrêmes (c'est-à-dire observées moins de 1 % du temps).**

Recommandations pour la régulation incitative de la qualité sur le réseau des ELD et EDF SEI

- 8.32 Notre analyse révèle que la qualité des données disponibles est très variable d'un gestionnaire de réseau à l'autre.

- 8.33 Sur la base de ces observations, **nous recommandons de prévoir un suivi actif d'indicateurs de qualité d'alimentation communs aux ELD et à EDF SEI. Ces indicateurs doivent être clairement identifiés, notamment en ce qui concerne la règle de calcul et le périmètre de coupures à prendre en compte. Les indicateurs suivis/incités pour ENEDIS sont des candidats naturels.** Si la mise en place d'un tel suivi

devait générer des coûts spécifiques – notamment des coûts de systèmes d'information visant à permettre la collecte et le traitement des données – il conviendrait de les inclure dans la trajectoire des coûts à couvrir par le tarif de réseau.

- 8.34 **Ce suivi permettrait, le cas échéant, d'envisager à terme la mise en place d'une régulation incitative**, à défaut de bénéficier dès aujourd'hui d'une profondeur et d'une qualité d'historique exploitable suffisante. Si, à l'occasion d'une demande de la part d'une ELD ou d'EDF SEI de bénéficier d'un mécanisme de péréquation se fondant sur l'analyse de leurs comptes, la CRE décidait de mettre en place un mécanisme incitatif de la qualité d'alimentation, celui-ci serait propre à chaque ELD ou EDF SEI, sur la base de la définition actuelle des critères par chacun des opérateurs.
- 8.35 Compte tenu (i) du manque de recul sur l'évolution des indicateurs ; (ii) de la nouveauté pour les ELD de cette régulation ; et par conséquent (iii) du risque réglementaire et financier potentiel qu'elle peut faire porter aux ELD et EDF SEI, **nous recommandons que la régulation incitative ne soit pas trop contraignante dans ses premières années d'application** – et ce d'autant plus que les niveaux de qualité mesurés pour les ELD¹²⁹ sont relativement bons comparativement aux centres ENEDIS proches. Nous proposons ainsi des adaptations du cadre présenté pour ENEDIS :
- S'agissant de la valeur de référence, elle pourrait être définie comme une moyenne glissante sur les trois dernières années observées. La CRE pourrait appliquer un facteur d'amélioration annuel qui dépendrait du niveau de qualité atteint par le gestionnaire par rapport à une référence normative (à définir).
 - S'agissant de la force des incitations, la CRE pourrait envisager de pondérer la force des incitations comme cela était le cas pour ENEDIS ou RTE lors des premières périodes tarifaires incitées. Cette approche pourrait être appliquée de façon transitoire de façon à accompagner la mise en place de la régulation incitative et de tendre vers le schéma cible, similaire à ENEDIS.
 - S'agissant des plafonds et planchers, en l'absence de données suffisantes, ces paramètres ne peuvent pas être calibrés en fonction d'écart à la valeur de référence les plus extrêmes comme cela a pu être proposé pour ENEDIS ou RTE. Pour les déterminer, nous recommandons de considérer les mêmes pourcentages de revenus hors pertes que pour ENEDIS et RTE (pour rappel, nous avons proposé 1,5 % - 2,5 %). Toutefois, compte tenu du manque de recul sur l'évolution des indicateurs et de la nouveauté pour les ELD de cette régulation, des plafonds/planchers plus resserrés pourraient être envisagés.

129

EDF SEI est difficilement comparable du fait des conditions spécifiques des zones couvertes.

Annexe A

Liste des entretiens menés par FTI-CL Energy

Tableau 48 : Contacts pour les entretiens menés par FTI-CL Energy.

Pays	Entité	Nom	Fonction
Royaume-Uni	Gestionnaire de réseau de distribution (UK Power Networks)	[confidentiel]	[confidentiel]
Allemagne	Régulateur (Bundesnetzagentur)	[confidentiel]	[confidentiel]
	Gestionnaires de réseau de transport (50Hertz, Amprion, TenneT et TransnetzBW)	[confidentiel]	[confidentiel]
Italie	Régulateur (AEEG)	[confidentiel]	[confidentiel]
	Gestionnaire de réseau de transport (Terna)	[confidentiel]	[confidentiel]
Suède	Régulateur (Energy Markets Inspectorate)	[confidentiel]	[confidentiel]
	Gestionnaire de réseau de transport (Svenska Kraftnät)	[confidentiel]	[confidentiel]
Espagne	Régulateur (CNMC)	[confidentiel]	[confidentiel]
	Gestionnaire de réseau de distribution (Gas Natural Fenosa)	[confidentiel]	[confidentiel]
	Gestionnaire de réseau de transport (REE)	[confidentiel]	[confidentiel]

Source : FTI-CL Energy.

Annexe B

Définition des indicateurs incités dans les pays étudiés

Tableau 49 : Définition des indicateurs incités.

Pays	Distribution		Transport	
	Indicateur	Définition	Indicateur	Définition
France	« Critère B »	Durée totale de coupure pondérée par le nombre d'installations raccordées	Temps de coupure équivalent Fréquence moyenne de coupure	Energie non distribuée rapportée à la puissance moyenne distribuée Nombre de coupures sur nombre d'installations raccordées
Royaume-Uni	« <i>Customer Minutes Lost</i> »	Durée totale de coupure pondérée par le nombre d'installations raccordées	Energie non distribuée	-
	« <i>Customer Interruptions</i> »	Nombre de clients affectés rapporté au total des clients		
Allemagne	SAIDI (réseaux BT) ASIDI (réseaux MT)	Durée totale de coupure pondérée par le nombre de clients (SAIDI) ou la puissance installée (ASIDI)	-	-
Italie	« D ₁ »	Durée totale de coupure pondérée par le nombre de clients	Energie non distribuée de référence	Energie non distribuée à laquelle est appliquée une fonction de limitation
	« N ₁ »	Nombre total de coupures pondéré par le nombre de clients		

Pays		Distribution		Transport
Suède	SAIDI	Durée totale de coupure pondérée par le nombre de clients	Energie non distribuée	-
	SAIFI	Nombre total de coupures pondéré par le nombre de clients	Puissance non servie	Nombre de coupures multiplié par la consommation moyenne annuelle
	CEMI ₄	Nombre de clients coupés plus de 4 fois pendant l'année		
Espagne	TIEPI	Durée moyenne de coupure de la puissance installée sur le réseau MT	Taux de disponibilité	Nombre d'heures de fonctionnement normal rapporté au nombre d'heures total
	NIEPI	Fréquence moyenne de coupure de la puissance installée sur le réseau MT		

Source : Régulateurs nationaux.

Annexe C

Avantages et inconvénients des six pays envisagés par FTI-CL Energy pour une étude de cas approfondie

- C.1 A l'issue du panorama général des pratiques européennes de régulation incitative de la qualité d'alimentation, nous avons identifié six pays candidats pouvant faire l'objet d'une étude de cas, à savoir l'Irlande, l'Espagne, le Portugal, la Suède, la Norvège et le Danemark¹³⁰.
- C.2 Le Tableau 50 résume les avantages et les inconvénients des six pays envisagés pour l'étude de cas approfondie – en plus du Royaume-Uni, de l'Italie et de l'Allemagne, pays identifiés par la CRE.

¹³⁰ Les Pays-Bas n'incitant pas le transport et l'acquisition d'informations sur le mécanisme hongrois semblant délicate, ces deux pays ont donc été exclus.

Tableau 50 : Avantages et inconvénients des pays identifiés.

Pays	Avantages	Inconvénients
Irlande	<ul style="list-style-type: none"> • Pays identifié par RTE • Structure de gestion des réseaux comparable à la France 	<ul style="list-style-type: none"> • Mécanisme trop proche du Royaume-Uni
Espagne	<ul style="list-style-type: none"> • Pays identifié par RTE et ENEDIS • Changements récents de la forme de l'incitation, avec une approche du bonus-malus non centrée en espérance • Mécanisme de compensation complémentaire similaire à la France 	<ul style="list-style-type: none"> • Indicateurs calculés par zone en fonction de la concentration en habitants • Indicateur pour le transport non comparable à la France • REX uniquement sur le mécanisme précédent
Portugal	<ul style="list-style-type: none"> • Pays identifié par ENEDIS • Changements récents du mécanisme de régulation • Mécanisme de compensation complémentaire similaire à la France 	<ul style="list-style-type: none"> • Indicateur pour le transport non comparable à la France
Suède	<ul style="list-style-type: none"> • Indicateurs similaires à la France • Traitement des coupures planifiées • Potentiel REX sur les compteurs intelligents 	<ul style="list-style-type: none"> • REX potentiellement limité car mécanisme mis en place en 2012
Norvège	<ul style="list-style-type: none"> • Approche différente et unique déduisant le coût de l'énergie non distribuée directement du revenu des gestionnaires 	<ul style="list-style-type: none"> • Mécanisme non différencié pour distribution et transport • Coupures déclinées de manière très fine, peu applicable à la France
Danemark	<ul style="list-style-type: none"> • Approche unique de seuils minimaux de qualité associés à des pénalités 	<ul style="list-style-type: none"> • Expérience danoise peu applicable au cas français

Source : CEER (2015), régulateurs nationaux.

C.3 Sur la base de ces observations et après validation avec les services de la CRE, **nous avons décidé d'effectuer des études de cas spécifiques pour la Suède et l'Espagne, en complément des pays identifiés par la CRE (Royaume-Uni, Italie et Allemagne).**

Annexe D

Commentaires des opérateurs

Tableau 51 : Commentaires formulés par RTE lors de la séance de contradictoire.

Commentaires	Prise en compte	Réponse de FTI-CL Energy
Importance à donner à la régulation incitative de la qualité d'alimentation	NON	FTI-CL Energy ne peut se positionner sur ce point. Notre proposition vise à améliorer la qualité du signal incitatif.
Remise en question de la robustesse de l'estimation de la cible	Déjà considéré	FTI-CL Energy rejoint RTE sur ce point. La précision de l'analyse est fonction du nombre d'observations, ici limité à 16 années. Les cibles doivent servir de base à la discussion entre la CRE et RTE.
L'estimation de la cible ne tient pas compte des leviers mobilisables.	Déjà considéré	FTI-CL Energy rejoint RTE sur ce point. Néanmoins, FTI-CL Energy n'est pas en mesure de quantifier l'impact des programmes d'investissements et des arbitrages opérationnels possibles. C'est la raison d'une régulation incitative. Nous ne pouvons donc pas en tenir compte dans l'analyse.
Remise en question de l'identification des « <i>outliers</i> » exclus pour la détermination de la tendance.	NON	FTI-CL Energy utilise une méthode statistique standard pour identifier les « <i>outliers</i> », mais les prendre en compte dans la détermination de la cible.
Le retraitement des « <i>outliers</i> » biaiserait l'estimation de la cible qui serait fixée à un niveau non atteignable.	Déjà considéré	FTI-CL Energy corrige la cible tendancielle de la contribution des événements extrêmes. Le niveau finalement retenu est compris entre 2,7 et 2,8 min, soit proche du 3 min avancé par RTE.
Remise en question du passage à un mécanisme linéaire qui biaiserait les incitations	NON	FTI-CL Energy motive son approche par la littérature et les études de cas spécifiques. Par ailleurs, le dispositif est bien centré en espérance, voire même favorable à RTE, sans utiliser une loi log-normale.
Remise en question de la force des incitations (100 %)	NON	FTI-CL Energy motive son approche par la littérature et les études de cas spécifiques. RTE n'avance pas d'argument susceptible de remettre en question l'approche.
Intégration de la régulation incitative avec les le système de compensations directes (question de la double peine)	OUI	FTI-CL Energy a fait plusieurs propositions pour limiter/neutraliser le risque lié aux compensations individuelles.

Source : FTI-CL Energy.

Tableau 52 : Commentaires formulés par ENEDIS lors de la séance de contradictoire.

Commentaires	Prise en compte	Réponse de FTI-CL Energy
Importance à donner à la régulation incitative de la qualité d'alimentation	NON	FTI-CL Energy ne peut se positionner sur ce point. Notre proposition vise à améliorer la qualité du signal incitatif.
Remise en question des retraitements « Autres » lors de la détermination de la cible	OUI	FTI-CL Energy a intégré les données complémentaires qui ont été transmises par ENEDIS – et suggère de ne pas retenir le retraitement pour les incidents « Autre ».
Généralisation des retraitements PCB au critère F-BT	OUI	FTI-CL Energy a pris en compte ce commentaire (impact limité toutefois). Faute de données détaillées, FTI-CL Energy ne peut pas généraliser l'approche au critère F-HTA et M.
Restreindre l'analyse du critère M sur la période 2006 - 2015	OUI	FTI-CL Energy a pris en compte ce commentaire (par souci de cohérence avec les autres indicateurs).
Remise en question de la force des incitations (100 %)	NON	FTI-CL Energy motive son approche par la littérature et les études de cas spécifiques. ENEDIS n'avance pas d'argument susceptible de remettre en question l'approche.
Remise en question de la valeur de l'END utilisée	NON à ce stade	ENEDIS n'a pas transmis à FTI-CL Energy des documents justifiant la valeur de l'END retenue dans leurs analyses. Les valeurs publiées par RTE en 2011 ont donc été conservées à ce stade.
Question sur la prise en compte de la corrélation entre les centres	Considéré	L'analyse FTI-CL Energy repose sur l'hypothèse que les centres (une fois effectué le retraitement pour la tendance) sont indépendants les uns des autres. La significativité de la corrélation ne peut être établie du fait du faible nombre d'observations. Si l'on retient l'écart type avancé par ENEDIS pour le critère B (± 7 min), cela conduirait à relever encore d'avantage le plafond, sans pour autant changer le niveau de la cible.

Source : FTI-CL Energy.

Tableau 53 : Commentaires des ELD et EDF SEI.

Commentaire des ELD et EDF SEI	Prise en compte	Réponse de FTI-CL Energy
<u>ESR</u> questionne l'équité de la proposition avec des valeurs de référence aussi différentes entre les acteurs.	NON	L'équité de la proposition ne saurait se mesurer à la dispersion des valeurs de référence – qui sont calculées pour chaque ELD suivant les mêmes principes. La localisation du réseau et ses caractéristiques propres peuvent justifier des niveaux de qualité différents d'un gestionnaire à l'autre.
<u>ESR</u> questionne l'incitation des gestionnaires ayant des critères B déjà particulièrement bas.	NON	La régulation incitative vise à garantir que ces niveaux de qualité (élevés) seront maintenus dans le futur.
<u>ESR</u> questionne un objectif de baisser chaque année la valeur d'un critère B qui débute à 7 minutes.	OUI	S'il est démontré que le niveau de qualité proposé par l'ELD est « socialement » optimal, FTI-CL Energy est en accord avec ESR. Dans le cas contraire, il peut être pertinent d'abaisser encore le critère B. S'il s'avère que les valeurs observées sont effectivement des valeurs seuils, alors les valeurs de référence seront mécaniquement fixées à ce niveau (avec un décalage temporel potentiel), et n'inciteront qu'au maintien de ce bon niveau de qualité.
<u>URM</u> considère que l'uniformisation des pratiques amènerait une précision illusoire sur la mesure de phénomènes très variables à la taille d'une ELD.	NON	L'objectif est avant tout de définir un cadre harmonisé qui simplifierait le suivi de la qualité par la CRE et faciliterait l'inter-comparaison des ELD et des centres d'ENEDIS.
<u>URM</u> questionne la pertinence d'infliger des pénalités financières au moment où il faudrait au contraire augmenter les moyens du gestionnaire de réseau pour renforcer le réseau.	NON	Il s'agit d'un mécanisme qui doit inciter les gestionnaires de réseau à faire les bons choix d'investissement (et au bon moment).
<u>EDF SEI</u> considère que la mise en place d'une régulation incitative sur le critère B serait prématurée au vu de la maturité de l'indicateur.	OUI	FTI-CL est en accord avec EDF SEI.
<u>SRD</u> questionne la proposition dans la mesure où elle prévoit de mesurer la performance des GRD relativement à leur performance passée et non à leur performance absolue.	NON	La performance passée est un indicateur pertinent pour apprécier les niveaux de qualité à venir/atteignable (les limites de cette approche sont rappelées au paragraphe 7.118). C'est notamment le cas parce que cet indicateur intègre les caractéristiques spécifiques du réseau considéré.

Commentaire des ELD et EDF SEI	Prise en compte	Réponse de FTI-CL Energy
<p><u>SRD</u> estime ainsi que s'il devait y avoir une régulation incitative des gestionnaires, celle-ci devrait être basée, comme en Allemagne, sur une référence absolue et objective (et non relative) basée sur des caractéristiques de réseaux et de densité de consommation.</p>	OUI	<p>FTI-CL a exploré cette piste. Néanmoins, l'étude n'a pas révélé de référence absolue fondée sur les caractéristiques de réseaux. Par ailleurs, nous n'avons pas pu évaluer la relation entre niveau de qualité et densité de charge – faute de données disponibles pour les centres d'ENEDIS.</p>
<p><u>SRD</u> estime que les niveaux de tolérance devraient être adaptés à l'exposition au risque caractérisé, par exemple, par le taux d'enfouissement.</p>	OUI	<p>FTI-CL est en accord avec SRD et a indiqué dans ces conclusions des mesures possibles pour traiter ce point. Nous ne disposons cependant pas des données nécessaires pour effectuer une analyse de risque approfondie, et nous permettre ainsi de calibrer plus précisément les plafonds/planchers.</p>
<p><u>SRD</u> considère que les coûts de développement engagés devraient être couverts.</p>	OUI	<p>FTI-CL Energy est en accord avec SRD si ces coûts sont effectivement significatifs.</p>
<p><u>SRD</u> considère que la régulation incitative des ELD devrait, pour des raisons de transparence, de comparaison et d'équité, nécessairement s'accompagner d'une régulation incitative d'ENEDIS par concession.</p>	NON	<p>FTI-CL Energy n'est pas en mesure de se prononcer sur ce point. Il paraît <i>a priori</i> plus équitable que l'incitation à améliorer ou au maintien de la qualité d'alimentation couvre l'ensemble du territoire. Rien n'indique – sur la base des éléments dont nous disposons – qu'une régulation incitative par concession pour ENEDIS soit plus efficace.</p>
<p><u>Gérédis</u> considère que la régulation incitative, si elle est déployée, doit prendre en compte le temps d'action (mise en œuvre des investissements) et évaluer les moyens à mettre en œuvre pour établir les montants afférents à cette régulation.</p>	NON	<p>Le mécanisme vise à intégrer le coût de l'énergie non distribuée pour les consommateurs dans le processus de décision du gestionnaire – en particulier dans les décisions d'investissements à court/moyen et long termes. Le mécanisme peut être assoupli dans les premières années de sa mise en œuvre pour laisser le temps aux gestionnaires de s'adapter (ce que nous proposons).</p>

Source : FTI-CL Energy.

Annexe E

Bibliographie

- E.1 Ajodhia, V.S. (2002), "Regulating electricity networks: Yardstick Competition and Reliability of Supply", 22nd USAEE/IAEE North American Conference, Vancouver, USA.
- E.2 Ajodhia, V.S. and R. Hakvoort (2005), "Economic regulation of quality in electricity distribution networks", *Utilities Policy*, 2005, Vol. 13, Issue 3, pp. 211-221.
- E.3 Ajodhia, V.S. (2006), "Regulating Beyond Price", Ph.D. Thesis, Delft University of Technology, Delft.
- E.4 Alexander, B. (1996), "How to Construct a Service Quality Index in Performance Based Ratemaking", *The Electricity Journal*, 9:46-53.
- E.5 Alvehag, K. (2013), "The impact of regulation on network investments", Elforsk report.
- E.6 Fraser, R. (1994), "Price, Quality and Regulation: An Analysis of Price Capping and the Reliability of Electricity Supply", *Energy Economics*, Vol. 16, Issue 3, pp. 175-83.
- E.7 Greene, W. H. (2008). *The econometric approach to efficiency analysis. The measurement of productive efficiency and productivity growth*, 92-250.
- E.8 Nepal, R., & Jamasb, T. (2015). Incentive regulation and utility benchmarking for electricity network security. *Economic Analysis and Policy*, 48, 117-127.
- E.9 Joskow, P. L. (2008). Incentive regulation and its application to electricity networks. *Review of Network Economics*, 7(4).
- E.10 Meyrick and Associates (2002), "Electricity Service Quality Incentives", Scoping paper.
- E.11 Mohammadnezhad-Shourakaei, H. and Fotuhi-Firuzabad, M. (2011), "Principal requirements of designing the reward-penalty schemes for reliability improvement in distribution systems", *CIREN Paper* 1207.
- E.12 Sheshinski, E. (1976), "Price, Quality and Quantity Regulation in Monopoly Situations", *Economica*, Vol. 43, No. 173, pp. 127-37 ;
- E.13 Spence, M. (1975), "Monopoly, Quality and Regulation", *Bell Journal of Economics*, Vol. 6, No. 2, pp.417-29 ;

- E.14 Ter-Martirosyan, A. (2003), "The Effects of Incentive Regulation on Quality of Service in Electricity Markets", Working Paper, Proceeding International Industrial Organization Conference, Boston, USA ;
- E.15 Williamson, B. (2001), "Incentives for Service Quality: Getting the Framework Right",The Electricity Journal, Volume 14, Issue 5, Pages 62–70.

