

COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE EN REGION DE BRUXELLES-CAPITALE

ETUDE d'initiative

(BRUGEL-ETUDE-20190123-28)

Relative à l'identification et la définition des indicateurs de suivi de la qualité des services et des investissements, et la sélection des indicateurs pertinents à la mise en place d'une régulation incitative

Etablie en application de l'article 30bis §2 2° de l'ordonnance électricité

23/01/2019

Table des matières

1	Base légale.....	3
2	Introduction.....	3
2.1	Contexte.....	3
2.2	Objectifs.....	3
3	La régulation incitative en Europe.....	4
3.1	Du « cost recovery » à l'« incentive-based regulation ».....	4
3.2	Des causes et motivations différentes.....	5
3.3	Mise en place d'instruments de régulation incitative.....	7
3.3.1	Performance du réseau.....	7
3.3.2	Qualité de service.....	8
3.3.3	Investissements et projets.....	8
4	La régulation incitative pour la région bruxelloise.....	8
4.1	Phase de sélection des indicateurs.....	8
4.2	Proposition court-terme.....	9
4.3	Évolutions futures possibles.....	10
5	Gouvernance, méthode et outils.....	10
5.1	Gouvernance.....	10
6	Conclusion.....	11
7	Annexe.....	12

Liste des illustrations

Figure 1: Modèle de rémunération – vision européenne.....	5
Figure 2: Motivations et objectifs selon les pays.....	6
Figure 3: Overview de la couverture des services des instruments incitatifs en Europe.....	7
Figure 4: Gestion des indicateurs de performance (KPI) choisis par BRUGEL et SIBELGA.....	9

I Base légale

En vertu de l'article 30bis §2, 2° de l'ordonnance de 19 juillet 2001 relative à l'organisation du marché de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale, BRUGEL doit :

« D'initiative ou à la demande du Ministre ou du Gouvernement, effectuer des recherches et des études ou donner des avis, relatifs au marché de l'électricité et du gaz ».

Sur la base de l'article susmentionné, BRUGEL a commandité une étude visant à préparer la mise en place d'une régulation incitative relative à la qualité de service du gestionnaire de réseau de distribution (GRD), SIBELGA.

2 Introduction

2.1 Contexte

Afin d'inciter le GRD à améliorer les performances et la qualité des services prestées, BRUGEL mène actuellement une réflexion sur la mise en place d'une régulation incitative en vue de la prochaine méthodologie tarifaire 2020-2024, tout en veillant à maintenir un cadre régulateur stable.

Pour mener à bien cette réflexion et en concertation avec SIBELGA, BRUGEL souhaite progressivement mettre en œuvre des indicateurs basés notamment sur l'analyse et le suivi des plans d'investissement ainsi que sur la qualité des services fournis aux utilisateurs du réseau bruxellois. BRUGEL désire disposer d'une vue détaillée des différents indicateurs à suivre, des normes à atteindre et des incitants financiers qui y sont associés afin de pouvoir engager la négociation avec le GRD bruxellois sur une base solide.

Dans cette optique, une étude a été commanditée à Capgemini Consulting en partenariat avec ADéquations pour la définition d'un modèle de régulation incitative pour la région Bruxelloise.

2.2 Objectifs

L'objectif premier de cette étude est de procéder à une analyse des modèles réglementaires incitatifs en Europe afin de disposer d'un référentiel et d'un benchmark des indicateurs pertinents au regard du contexte bruxellois (réseau de distribution d'électricité et de gaz urbains). Et ce, pour mettre en place un suivi efficace des performances du GRD en ce qui concerne la qualité des services offerts aux utilisateurs des réseaux (y compris les fournisseurs) et la réalisation des investissements sur ses réseaux.

Ces objectifs sont réalisés selon deux phases :

- 1) La réalisation d'une analyse comparative des indicateurs utilisés dans au moins cinq pays à l'échelle européenne.
- 2) Le développement d'un ensemble de recommandations pour le réseau de distribution bruxellois, notamment :

- a. La liste des indicateurs de suivi des performances ;
- b. La liste des indicateurs incités financièrement ;
- c. La méthode de gestion de ces indicateurs.

Les objectifs réalisés de ce projet permettront ainsi à BRUGEL d'intégrer ces nouveaux indicateurs de performance dans le cadre de la discussion tarifaire 2020-2024, tout en ayant un ensemble d'outils permettant le suivi de ceux-ci.

Comme expliqué précédemment, l'étude est réalisée en deux parties : un benchmark européen permettant dans un second temps un ensemble de recommandations pertinentes. La méthodologie proposée par Capgemini Consulting a naturellement été discutée et enrichie des échanges avec BRUGEL.

3 La régulation incitative en Europe

3.1 Du « cost recovery » à l'« incentive-based regulation »

Chaque modèle de régulation répond à des enjeux et objectifs bien distincts tant pour le régulateur que pour le GRD. Les éléments de la régulation incitative et leur impact pour les GRD varie d'un pays à l'autre. La régulation incitative en Europe est analysée au regard des missions principales du GRD belge via un benchmark basé sur cinq pays (Grande-Bretagne, France, Allemagne, Italie et Suède), ayant déjà adopté un modèle « *incentive-based* » avec un système de bonus-malus.

Le modèle « *Cost Plus* » semble être un passage privilégié avant la mise en place d'une régulation incitative, cela a été le cas notamment pour la France et l'Allemagne entre 2001 et 2009 pour le marché de l'électricité.

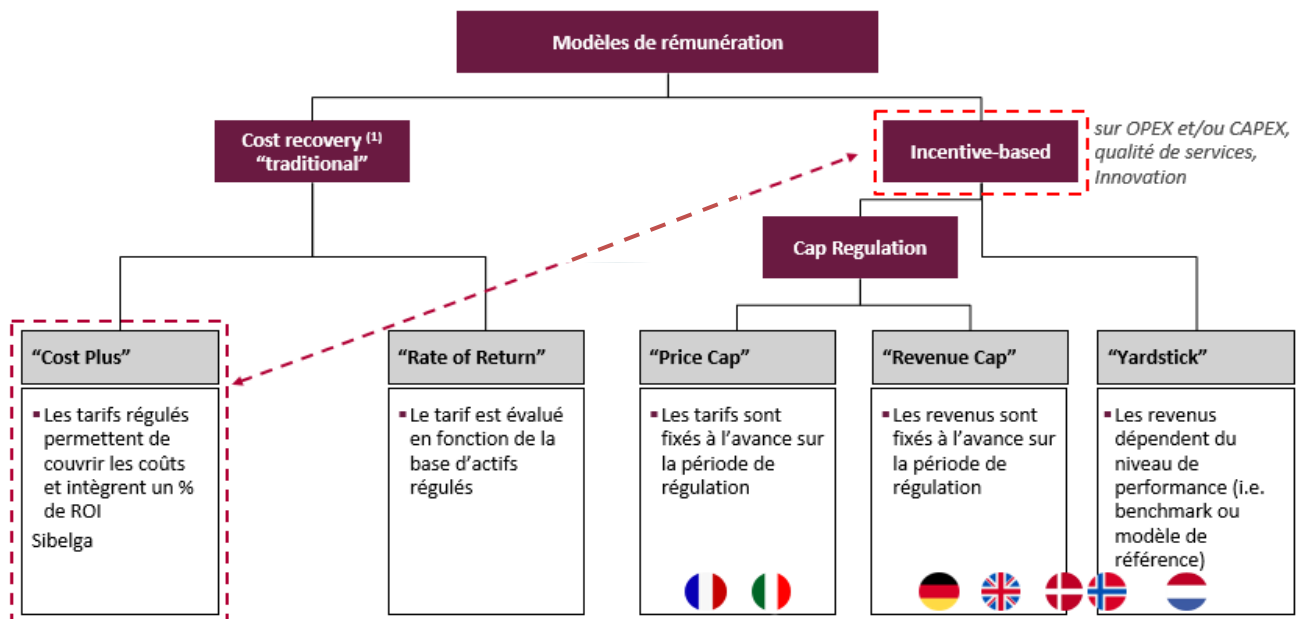


Figure 1: Modèle de rémunération – vision européenne

Le passage à un modèle de régulation « Incentive based » entraîne généralement une baisse des prix pour le consommateur, lorsque le « Price Cap » ambitionne la stabilité des tarifs, et une certaine efficacité du secteur ; le « Revenue Cap » entraîne la stabilité des revenus du GRD et le « Yardstick » stimule la compétition.

3.2 Des causes et motivations différentes

Les expériences et l'évolution de régulation dans les pays analysés permettent effectivement de mieux comprendre le cadre de régulation incitative actuelle à l'échelle européenne. Les contextes et raisons ainsi que les objectifs et ambitions de chacun de ces pays sont hétérogènes et disparates mais peuvent se rejoindre sur le point suivant : la volonté *in fine* d'assurer la stabilité et la bonne performance du réseau en faisant face aux challenges du renouvelable.

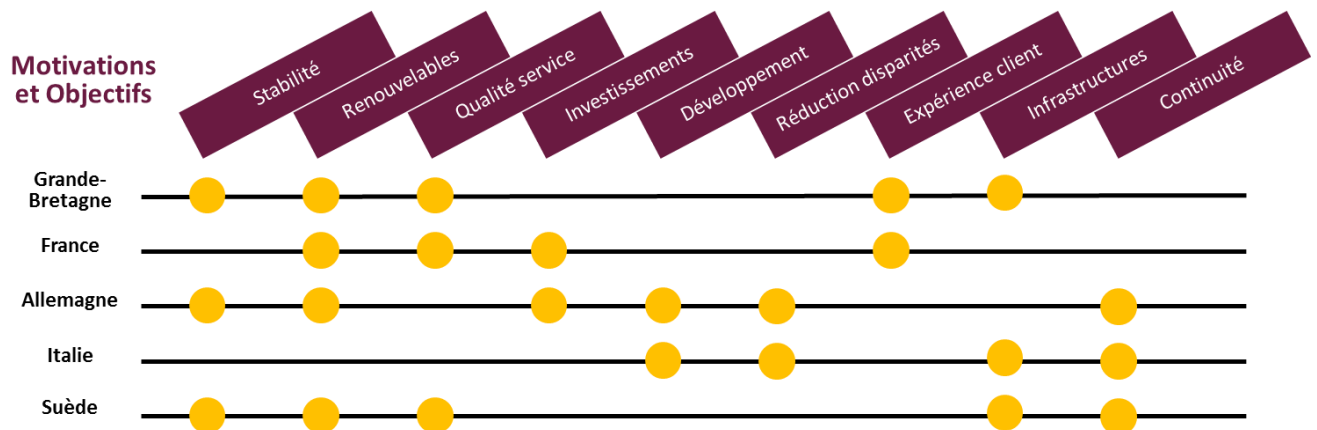


Figure 2: Motivations et objectifs selon les pays

Par le passé, la **Grande-Bretagne** avait souhaité **réduire les investissements R&D des opérateurs**, et avait aussi encouragé les réductions dans l'OPEX. Ses objectifs actuellement sont l'adoption d'objectifs environnementaux contraignants, la stabilité du réseau et l'amélioration de l'expérience client. Ce territoire est animé par le désir de gérer des **infrastructures électriques vieillissantes** et des problèmes de stabilité du réseau ainsi que d'augmenter le taux de pénétration des énergies renouvelables.

Concernant **la France**, l'amélioration de l'efficacité des opérateurs au regard de leurs charges d'exploitation et de la qualité de service se base sur les performances historiques. Aujourd'hui, elle vise un regain d'efficacité dans ses investissements. Ses motivations sont en effet multiples : s'engager vers une **meilleure maîtrise des investissements**, en limitant au maximum les distorsions entre charges d'exploitation et charges de capital et tout en gardant à l'esprit une **excellente qualité des services**.

D'une manière plus précise, on constate que **l'Allemagne** met l'accent sur l'adéquation des performances (continuité de fourniture) avec les défis futur (instabilité réseau, fluctuation prix) tout en souhaitant améliorer les **conditions d'investissements et l'innovation**, ce notamment dans le renouvelable. Ce positionnement est notamment motivé par l'ambition de permettre aux opérateurs de se développer en dépit des nombreux challenges posés par la **transition énergétique**¹ et ce malgré des disparités historiques grandissantes entre les différentes régions du pays.

Ayant les **mêmes objectifs de réduction des disparités** géographiques entre ses différentes régions, **l'Italie** souhaite également connaître une plus grande continuité d'alimentation et des conditions plus favorables aux investissements sur les infrastructures. D'un point de vue historique, l'Italie est un pays qui se place encore dans un **premier cycle d'incitation**.

La Suède, au contraire de l'Italie, est un pays très mature en matière de régulation incitative depuis plusieurs cycles tarifaires. La stratégie de transition énergétique suédoise affiche ainsi des objectifs très ambitieux vis-à-vis des énergies renouvelables, le régulateur souhaite donc assouplir l'intégration de ces sources d'énergie à grandes échelles, et s'orienter vers une stabilité de son réseau et une continuité d'alimentation, tout en veillant à sécuriser la compétitivité entre opérateurs.

¹ « Energiewende »

3.3 Mise en place d'instruments de régulation incitative

La plupart des pays en Europe sont encore à un stade relativement précoce en matière de régulation incitative et se focalisent donc en priorité sur les facteurs impactant leurs performances et revenus. 38 indicateurs différents ont été identifiés dans les différents pays analysés.

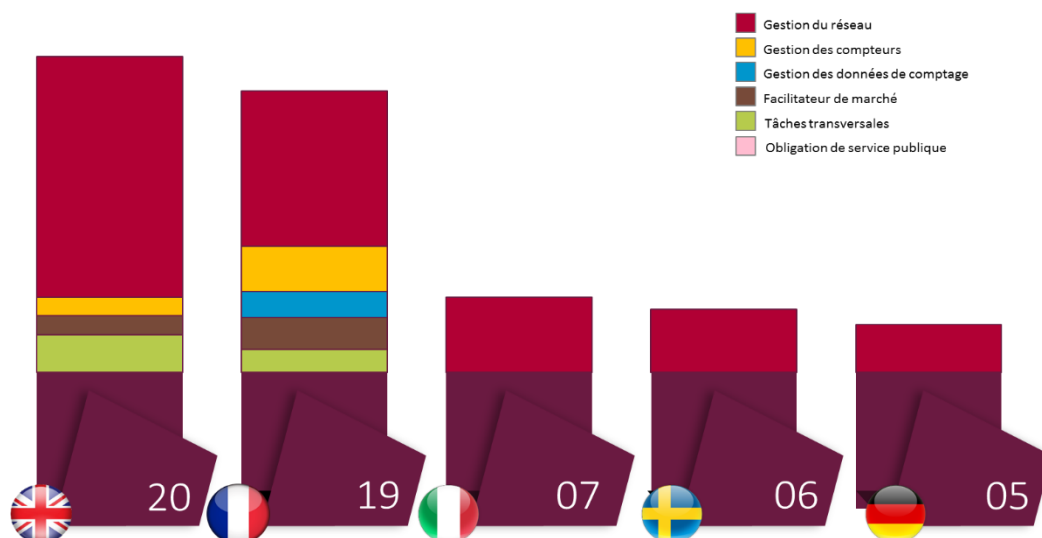


Figure 3: Overview de la couverture des services des instruments incitatifs en Europe

Il s'avère qu'environ 90% des indicateurs se focalisent sur la mission de gestion du réseau, et parmi ceux-ci les domaines concernés sont la performance du réseau, la qualité des services et les investissements. La qualité des services est de loin le domaine d'application le plus conséquent en Grande-Bretagne et en France, lorsque les indicateurs concernant la performance du réseau et/ou l'investissement sont les plus présents en Italie, Suède et Allemagne.

La Grande-Bretagne et la France sont, sans commune mesure, les deux pays plus avancés en matière de mise en place d'instruments de régulation incitative. Les missions couvertes par les indicateurs identifiés en France et outre-Manche concernent la gestion des compteurs, le rôle de facilitateur de marché, les tâches transversales et dans une moindre mesure la gestion des données de comptage en France. De manière générale, les indicateurs concernant la mission d'obligation de service publique n'existent pas ou ne sont pas accessibles de manière générale.

3.3.1 Performance du réseau

Les incitateurs SAIDI² et SAIFI³ sont partagés par l'ensemble des pays étudiés dans ce benchmark (à l'exception de l'Allemagne qui n'utilise pas SAIFI). Ce sont effectivement des indicateurs classiques sur la qualité de fourniture, qui permettent de mesurer le temps annuel moyen d'interruption non planifiée d'un utilisateur du réseau de distribution (hors coupures provoquées par des tiers ou des circonstances météorologiques exceptionnelles). En cela, il démontre aussi l'efficacité de la gestion de réseau en termes d'exploitation et d'investissement. L'objectif visé est la stabilité du réseau : diminuer les

² System Average Interruption Duration Index

³ System Average Interruption Frequency Index

interruptions de fourniture d'électricité et de gaz pour les clients (durée et fréquence). D'autres indicateurs concernés sont le taux de pertes d'énergie et dans le cas unique de la Suède, le taux d'utilisation de réseau.

3.3.2 Qualité de service

La France et la Grande-Bretagne sont seuls à avoir mis en place les indicateurs suivants : traitement des plaintes, le temps de raccordement des utilisateurs ou encore le respect de délais de visite (qui sont des KPIs permettant d'améliorer l'expérience client et adresser l'efficacité opérationnelle). Le déploiement des compteurs intelligents est également surveillé. Le marché du gaz français connaît aussi d'autres indicateurs, comme la qualité des relevés JJ transmis aux GRT pour les allocations journalières aux points d'interface transport-distribution (PITD) et le taux de disponibilité du portail fournisseur. Le « temps de raccordement des utilisateurs » est utilisé en Suède comme indicateur unique concernant le service et l'expérience client.

3.3.3 Investissements et projets

Les incitants à l'innovation sont utilisés majoritairement, seule la Suède n'en a pas directement. La Maîtrise des coûts unitaires d'investissement et la Maîtrise des charges de capital « hors réseaux » sont connues en France. Pour ce premier, la France a implémenté ces indicateurs d'une manière progressive à travers deux cycles réglementaires, avec une incitation appliquée uniquement pour le TURPE 5 (sur base de calculs provenant de données historiques).

Quant au mécanisme TOTEX, la Grande-Bretagne, l'Allemagne ainsi que l'Italie l'utilisent. Outre-Manche, cet indicateur permet d'améliorer la qualité d'information fournie et d'encourager l'investissement et l'innovation, lorsqu'en Allemagne, il incite à l'efficacité et au maintien de la performance. D'application à partir de 2020 : le régulateur italien a adopté une approche TOTEX, pour réduire les biais existant dans le modèle actuel entre le traitement des dépenses opérationnelles et des dépenses d'investissement.

4 La régulation incitative pour la Région bruxelloise

Deux workshops entre BRUGEL et SIBELGA ont été opérés afin de comprendre la motivation à intégrer tel ou tel indicateur (utilité et impact), ainsi qu'à évaluer sa faisabilité. Une *short-list* a ainsi pu être créée.

4.1 Phase de sélection des indicateurs

Il est ici primordial de rappeler les missions du GRD belge, pour lesquelles ces indicateurs sont choisis :

- Assurer la continuité, la sécurité et la qualité de fourniture selon les normes en vigueur ;
- Garantir la gestion des compteurs et des données de comptage ;
- Assurer les services de raccordement aux réseaux, de placement / remplacement de compteurs dans le respect des délais légaux (service opérationnel) ;
- Répondre dans les délais légaux aux doléances et plaintes des utilisateurs des réseaux.

Dans un second temps, une *short-list* de dix indicateurs a permis de raffiner des KPIs finaux. Les impacts légaux et ceux du marché (clients, fournisseurs), l'application de l'incitation ou non ainsi que la pertinence sur les deux types d'énergie ont été pris en compte.

Lors du second workshop, les points d'action suivants ont été effectués pour chacun des KPIs : définition de l'indicateur ; suivi ou incitation ; principe de mesure ; principe de norme / cible ; principe de mécanisme d'incitation.

Enfin, six indicateurs clefs primaires, qui se basent sur un certain nombre de sous-indicateurs et qui sont déclinés selon les deux énergies électricité et gaz (cf. Figure ci-dessous), ont donné quatre grandes familles, qui regroupent ainsi dix sous-indicateurs.

4.2 Proposition court-terme

Ce faisant, pour couvrir les missions du gestionnaire, la liste finale développée par BRUGEL et SIBELGA s'oriente autour de quatre grandes familles déclinées ci-dessous. Chacune de ces familles regroupe au total dix sous-indicateurs

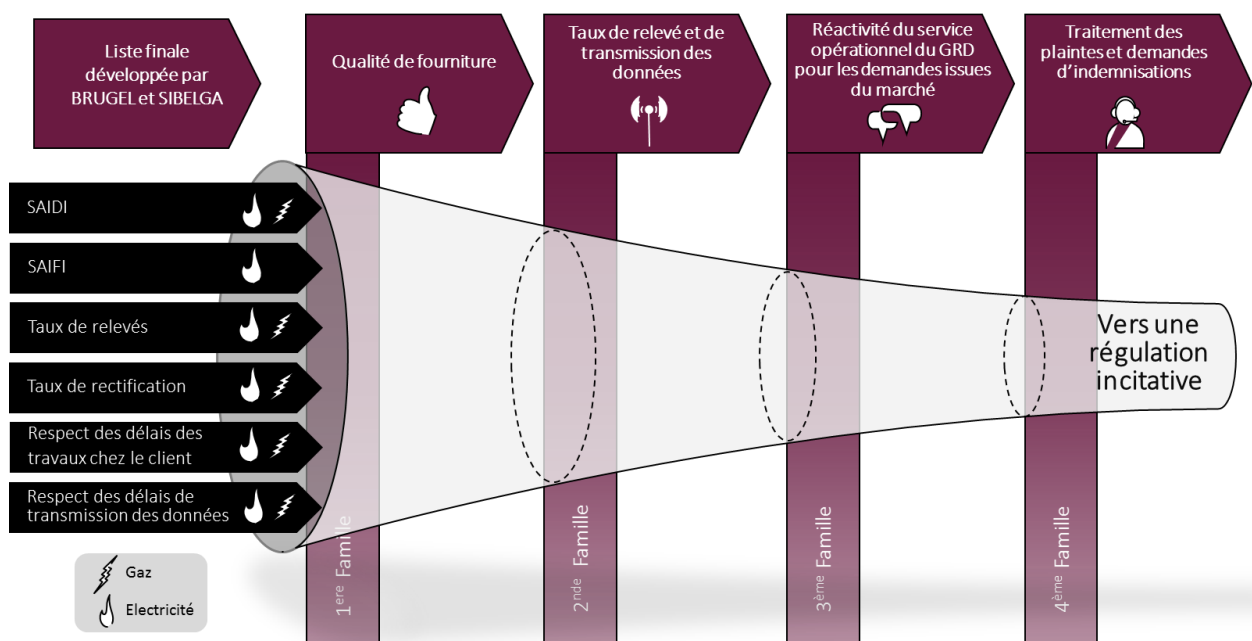


Figure 4: Gestion des indicateurs de performance (KPI) choisis par BRUGEL et SIBELGA

De manière plus détaillée, les quatre grandes familles sont les suivantes :

1. Qualité de fourniture : KPI portant sur les performances des réseaux d'électricité et de gaz par la continuité de fourniture ;
2. Taux de relevé et de transmission des données : KPI mesurant la qualité, la réactivité et l'exhaustivité dans la relève, l'estimation et la transmission des données de comptage ;
3. Réactivité du service opérationnel du GRD pour les demandes issues du marché : KPI prenant en compte la réactivité du GRD dans la réalisation des travaux chez le client pour les demandes reçues depuis la clearing house ;
4. Traitement des plaintes et demandes d'indemnisations : KPI mesurant la qualité et la réactivité du service à la clientèle dans le traitement des plaintes et demandes d'indemnisation.

4.3 Évolutions futures possibles

Dans la stratégie de mise en œuvre, les quatre types d'opérations décrites ci-dessus seront mises en œuvre en priorité.

Pour des raisons de faisabilité pour les deux acteurs concernés et d'impacts légaux notamment évoqués antérieurement, d'autres indicateurs de performance pourront être définis et ajoutés dans une seconde étape comme la gestion des pertes ou encore le taux de fiabilité des investissements.

D'autres incitants pourront être également ultérieurement en plus ou en remplacement de l'existants en fonction de l'évolution du contexte et des priorités futures.

5 Gouvernance, méthode et outils

En raison du caractère novateur du projet, BRUGEL souhaite opérer une approche prudente dans la définition du mécanisme de régulation et ce en prenant en compte des règles de gouvernance (définies ci-après), les impacts tarifaires (bonus, malus ou bonus/malus) ainsi que la fixation des seuils et trajectoires de performance pour chaque indicateur.

5.1 Gouvernance

Le mécanisme de régulation incitatif proposé par BRUGEL s'appuie sur des règles de gouvernance propres afin de garantir un cadre de gestion des indicateurs de performance flexible mais suffisamment stable pour offrir une visibilité à SIBELGA sur les performances souhaitées.

Il est en effet primordial de garantir une certaine flexibilité et stabilité du mécanisme de tarification incitative. En effet, SIBELGA doit être en capacité d'intégrer les objectifs attendus par les indicateurs de performance dans son plan de gestion des ressources internes.

Le mécanisme de régulation incitative :

- est basé sur des règles de gouvernance définies comme claires, transparentes, publiques, objectives et élaborées en concertation avec les acteurs concernés,
- ambitieuse, dans son ensemble, à inciter le GRD à développer des méthodes de gestion efficaces, efficientes et innovantes pour tenir compte des besoins actuels et futurs des utilisateurs des réseaux d'électricité et du gaz. Par conséquent, le GRD n'est pas incité à atteindre les performances souhaitées par ces indicateurs, si cela se fait au détriment d'une détérioration de ses ressources,

- doit permettre d'apprécier la qualité des services fournis par le GRD pour chaque activité liée aux réseaux d'électricité et de gaz (gestion des réseaux, gestion du comptage, facilitateur du marché et le traitement des plaintes) et pour chaque fluide distribué (électricité et gaz)

6 Conclusion

C'est un fait : la région bruxelloise et son GRD sont comparables à d'autres situations en Europe. Par voie de conséquence, la mise en place d'un modèle de régulation incitative semble pertinente et réalisable.

Aussi il est primordial de débiter cette transition et d'avancer dans ce projet de manière progressive. Dans ce sens, la gouvernance à mettre en place pourrait assurer l'alignement entre le régulateur et le GRD. Il sera aussi nécessaire de gérer le changement aux niveaux opérationnels d'une manière régulière (en termes de processus, collecte et traitement de données notamment).

Le choix des indicateurs couvre l'essentiel des missions du GRD avec une réciprocité entre les deux flux d'énergies. Autres facteurs qui ont été pris en compte sont la méthode de mesure, la disponibilité des données historiques et de garder une certaine observabilité en termes de nombre des indicateurs optimaux.

Concernant les quatre familles d'indicateurs choisi par BRUGEL, la majorité des informations de mesure sont disponibles généralement dans un format utilisable, avantage qui permettra une mise en œuvre rapide et aisée. Néanmoins d'autres informations ne sont actuellement pas disponibles et demanderont des adaptations des processus et systèmes d'information, avant de pouvoir en disposer.

La répartition et gestion de l'enveloppe budgétaire des bonus entre les différents indicateurs se doit d'être judicieuse dans le développement de processus innovants pour le GRD.

Nous signalons enfin que les résultats de l'étude repris dans la présente synthèse constituent **une base de travail** qui sera utilisé dans le cadre de la mise en place d'un mécanisme de régulation incitative dans la méthodologie tarifaire 2020-2024. Seuls les éléments repris dans la méthodologie tarifaire seront mis en œuvre.

* *

*

7 Annexe

Etude : « Identification et définition des indicateurs de suivi de la qualité des services et des investissements & sélection des indicateurs pertinents à la mise en place d'une régulation incitative »

Identification et définition des indicateurs de suivi de la qualité des services et des investissements & sélection des indicateurs pertinents à la mise en place d'une régulation incitative

Étude réalisée pour le compte de Brugel

Décembre 2018

Partie 1 - Benchmark des indicateurs de qualité des services et des investissements du GRD

Partie 2 – Recommandation des indicateurs de qualité de services et des investissement pertinents pour les réseaux de distribution bruxellois



Avertissement :

Le présent document fait l'état des deux parties de l'étude, réalisée par Capgemini Consulting en collaboration avec son partenaire ADéquations à la demande de Brugel, visant à effectuer un benchmarking d'indicateurs d'incitation de la qualité des services et des investissements en Europe ; dans le but de proposer, sur cette base, une série de recommandations pour le contexte bruxellois.

Le document ne reflète pas nécessairement l'avis de BRUGEL sur la question et son contenu est entièrement de la responsabilité de ses auteurs. BRUGEL ne peut garantir l'exhaustivité ni l'exactitude des données reprises dans ce document.

Copyright :

Les droits patrimoniaux attachés aux droits d'auteur et tout droit relatif aux documents fournis par les auteurs appartiennent exclusivement à BRUGEL.

Toute utilisation, diffusion, citation ou reproduction, intégrale ou partielle, de ce document peut se faire sans l'autorisation de BRUGEL, mais en mentionnant explicitement la source d'information.

Préface

Dans une Europe qui prône la sécurité énergétique et fait face à de nombreux enjeux comme la volatilité des prix, l'attente d'une nouvelle expérience client, l'excellence opérationnelle, la transformation digitale, à l'accroissement de la demande et la sécurité d'approvisionnement, la régulation incitative dans le secteur régulé de la distribution du gaz et de l'électricité apparaît comme une étape nécessaire. Aussi dans l'optique de s'inscrire dans la lignée des tendances européennes qui visent à répondre aux nombreux enjeux précités, mesurer la performance du GRD (gestionnaire de réseau de distribution) et encourager celui-ci par des incitants constituent un outil indispensable à cette stratégie.

La fiabilité des réseaux de transport et de distribution d'électricité est un facteur essentiel pour assurer la sécurité d'approvisionnement. L'évolution du mix énergétique, qui intègre de plus en plus d'énergies renouvelables, et les changements de comportement des consommateurs auront un impact fort sur la conception et la gestion de ces réseaux. Le régulateur joue ici un rôle primordial puisqu'il veille au bon fonctionnement du marché, et qu'il se doit ici de contribuer à la réussite de la transition amorcée du secteur énergétique.

Dans ce sens, la commission de régulation bruxelloise pour les marchés du gaz et de l'électricité, BRUGEL, souhaite que le GRD progresse dans la gestion de sa performance en ce qui concerne la qualité des services offerts aux utilisateurs des réseaux (y compris les fournisseurs), l'efficacité des opérateurs et *in fine* la réalisation des investissements sur ses réseaux.

Les mécanismes de régulation incitative se basent en premier lieu sur la fixation d'une trajectoire tarifaire, comprenant l'inflation ainsi qu'un coefficient financier évolutif (fonction des différentes charges), en second lieu sur un mécanisme d'ajustement entre les revenus prévus et réalisés et enfin sur l'introduction d'incitations financières, possiblement basées sur un système de bonus-malus reposant sur des indicateurs fixés en amont.

L'objectif premier de la mise en place de la régulation incitative est l'amélioration de la qualité de service (relation et expérience client, raccordements, service de facturation, interventions clients, mesures et consommation, investissements ou encore impact environnemental...). Afin de suivre et de mesurer ce progrès, des indicateurs de performance doivent être implémentés.

C'est dans ce contexte que BRUGEL a décidé de réaliser cette étude relative aux indicateurs pertinents déjà mis (en cours de mise) en place par plusieurs voisins européens ; étude permettant d'estimer ceux à implémenter dans le cadre d'une régulation incitative en vue de la prochaine méthodologie tarifaire 2020-2024. Ce rapport se veut un éclairage à la fois sur le contexte européen et sur les outils pertinents que pourront implémenter BRUGEL en collaboration avec Sibelga.

Bonne lecture,

Pierre Lorquet

Executive Vice President
Capgemini Consulting

Le commanditaire de l'étude :



LE REGULATEUR BRUXELLOIS POUR L'ENERGIE
DE BRUSSELSSE REGULATOR VOOR ENERGIE

BRUGEL est le régulateur pour les marchés du gaz et de l'électricité en Région de Bruxelles-Capitale.

BRUGEL est investi d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché régional de l'énergie, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des ordonnances et arrêtés y relatifs, d'autre part.

Afin de mener à bien les missions qui lui ont été confiées par les autorités bruxelloises, BRUGEL a défini ses engagements stratégiques :

Garantir un marché de l'énergie performant et équitable

- ✓ *Contrôler le bon fonctionnement du marché et le maintien d'un « level playing field » pour tous les fournisseurs ;*
- ✓ *Contrôler la mise en œuvre des obligations de service public par les acteurs économiques du marché, en particulier celles visant à protéger le public fragilisé.*

Promouvoir le développement efficient et durable des réseaux de distribution et de transport régional du gaz et de l'électricité

- ✓ *Contrôler les plans d'investissements du gestionnaire du réseau de distribution du gaz et de l'électricité et gestionnaire du réseau de transport régional d'électricité ;*
- ✓ *Contrôler le respect des règlements techniques par ces mêmes acteurs et s'assure de leur bonne adéquation avec les réalités du marché ;*
- ✓ *Suivre la qualité des réseaux.*

Conseiller de manière qualitative, précise et proactive les autorités sur le marché de l'énergie à Bruxelles

- ✓ *Faire régulièrement rapport au Parlement bruxellois sur le bon fonctionnement du marché et la protection des consommateurs les plus démunis ;*
- ✓ *Remettre au Gouvernement des avis et recommandations à sa demande ou d'initiative sur les grands enjeux du marché de l'énergie.*

Utiliser au mieux notre compétence et notre implication dans le domaine de l'énergie

- ✓ *Collaborer activement avec les autres régulateurs belges et européens ;*
- ✓ *Consulter toutes les parties prenantes du marché et facilite le dialogue entre elles ;*
- ✓ *Consolider l'information utile aux différentes parties impliquées.*


Etre au service du public

- ✓ *Informier régulièrement et de manière accessible tous les publics sur leurs droits et devoirs ;*
- ✓ *Recevoir et traiter de la manière la plus efficace possible les plaintes des consommateurs ou des fournisseurs ou à défaut renvoie celles-ci vers les services compétents ;*
- ✓ *Octroyer dans les délais impartis le statut de client protégé aux personnes en difficulté de paiement.*

Participer activement à la bonne mise en œuvre de la politique énergétique de la Région

- ✓ *Certifier les installations photovoltaïques et de cogénération en Région bruxelloise ;*
- ✓ *Octroyer des « certificats verts » et les labels de garantie d'origine, respectivement mécanisme de soutien à la production et à la consommation d'électricité verte ;*
- ✓ *Rapporter au Parlement et au Gouvernement de la Région sur différents aspects du développement des énergies vertes à Bruxelles.*

Les partenaires :

 Capgemini Consulting est la division de conseil en stratégie et transformation du groupe Capgemini. Leader dans la transformation des entreprises et des organisations, Capgemini Consulting aide ses clients à concevoir et mettre en œuvre des stratégies innovantes au service de leur croissance et de leur compétitivité. La nouvelle économie numérique est synonyme de ruptures mais aussi d’opportunités. Les 4.000 consultants de Capgemini Consulting travaillent avec des entreprises et des organisations de premier plan pour les aider à relever ces défis en menant à bien leur transformation numérique. Le secteur de l’Energie et des Utilities est un secteur global du Groupe Capgemini et de Capgemini Consulting.



Le cœur de métier d’ADéquations consiste à développer des modèles économétriques qui permettent de mesurer la performance économique d’un monopole naturel. Ils travaillent depuis plus de 12 ans dans le secteur de l’énergie et comptent comme clients le Régulateur Français et les principaux opérateurs des réseaux d’électricité et de gaz. Avec eux, ils ont conçu des modèles pour chaque type de réseau.

Par ailleurs, depuis 5 ans, un partenariat avec Capgemini Consulting a été établi pour utiliser leurs modèles dans le cadre d’études européennes.

Remerciements

BRUGEL et son partenaire, Capgemini Consulting, remercient vivement les représentants de SIBELGA qui ont contribué au succès de cette étude de cas par leur participation active lors de la collecte des informations, les sessions de validations, l’apports de leur connaissance du contexte Bruxellois et leur connaissance de la problématique de distribution d’énergie.

Table des matières

1	Introduction	8
1.1	Contexte	8
1.2	Objectifs.....	8
2	Approche méthodologique	9
2.1	Première partie : benchmark des indicateurs de qualité des services et des investissements du GRD	9
2.2	Seconde partie : recommandations des indicateurs de qualité de service et des investissements pertinents pour les réseaux de distribution bruxellois	10
3	La régulation incitative en Europe.....	11
3.1	Du « cost recovery » à l’« incentive-based regulation »	11
3.2	Des causes et motivations différentes	12
3.2.1	Grande Bretagne.....	14
3.2.2	France	18
3.2.3	Italie	21
3.2.4	Allemagne	24
3.2.5	Suède	27
3.3	Mise en place d’instruments de régulation incitative.....	30
3.3.1	Performance du réseau	31
3.3.2	Qualité de service	33
3.3.3	Investissements et projets.....	34
4	La régulation incitative pour la région bruxelloise	35
4.1	Phase de sélection des indicateurs	35
4.2	Proposition court-terme.....	37
4.3	Fiches Indicateurs	39
4.3.1	Qualité de fourniture.....	39
4.3.2	Taux de relevé et de transmission des données.....	40
4.3.3	Réactivité du service opérationnel du GRD pour les demandes issues du marche...43	
4.3.4	Traitement des plaintes et demandes d'indemnisations.....	45
4.4	Évolutions futures possibles	47
5.	Gouvernance, méthode et outils.....	48
5.3	Gouvernance	48
5.3.1	Définition	48
5.3.2	Processus de gestion et fréquence.....	48

5.4	Définition de l’enveloppe incitative	49
5.5	Méthodes et procédures de gestion des indicateurs.....	49
5.5.1	Procédure d’entrée en vigueur des KPI	49
5.5.2	Procédure de retrait ou de suspension des KPI.....	50
5.5.3	Procédure de mise en œuvre du canevas du rapportage des résultats des KPI ...	50
5.5.4	Procédure d’approbation des rapports sur les résultats des KPI	50
5.5.5	Procédure de contrôle de la fiabilité des données.....	50
5.5.6	Procédure de calcul du montant incitative (bonus / malus)	51
5.6	Outils.....	51
6.	Conclusion.....	52
7.	Annexes	53
7.1	Répertoire des indicateurs	53
7.2	Sources.....	53

1 Introduction

1.1 Contexte

Afin de pousser le GRD à améliorer la qualité des services prestées, sa productivité et générer des gains opérationnels, BRUGEL mène actuellement une réflexion sur la mise en place d’une régulation incitative en vue de la prochaine méthodologie tarifaire 2020-2024, tout en veillant à maintenir un cadre réglementaire stable.

Pour mener à bien cette réflexion et en concertation avec Sibelga, BRUGEL souhaite progressivement mettre en œuvre des indicateurs basés notamment sur l’analyse et le suivi des plans d’investissement ainsi que sur la qualité des services fournis aux utilisateurs du réseau bruxellois. BRUGEL désire disposer d’une vue détaillée des différents indicateurs à suivre, des normes à atteindre et des incitants financiers qui y sont associés afin de pouvoir engager la négociation avec le GRD bruxellois sur une base solide.

Dans cette optique, Capgemini Consulting l’assiste dans la définition d’un modèle de régulation incitative pour la région Bruxelloise, en partenariat avec ADéquations.

1.2 Objectifs

L’objectif premier de cette étude est de procéder à une analyse des modèles réglementaires incitatifs en Europe afin de disposer d’un référentiel et d’un benchmark des indicateurs pertinents au regard du contexte bruxellois (réseau de distribution d’électricité et de gaz urbains). Et ce, pour mettre en place un suivi efficace des performances du GRD en ce qui concerne la qualité des services offerts aux utilisateurs des réseaux (y compris les fournisseurs) et la réalisation des investissements sur ses réseaux.

Ces objectifs sont réalisés selon deux phases :

- 1) La réalisation d’une analyse comparative des indicateurs utilisés par au moins cinq pays à l’échelle européenne.
- 2) Le développement d’un ensemble de recommandations pour le réseau de distribution bruxellois, notamment :
 - a. La liste des indicateurs de suivi des performances ;
 - b. La liste des indicateurs à inciter / pénaliser financièrement ;
 - c. La méthode de gestion de ces indicateurs.

Les objectifs réalisés de ce projet permettront ainsi à BRUGEL d’intégrer ces nouveaux indicateurs de performance dans le cadre de la discussion tarifaire 2020-2024, tout en ayant un ensemble d’outils permettant le suivi de ceux-ci.

Comme expliqué précédemment, l’étude est réalisée en deux parties : un benchmark européen permettant dans un second temps un ensemble de recommandations pertinentes. La méthodologie proposée par Capgemini Consulting a naturellement été discutée et enrichie des échanges avec BRUGEL.

2 Approche méthodologique

Comme expliqué précédemment, l’étude est réalisée en deux parties : un benchmark européen permettant dans un second temps un ensemble de recommandations pertinentes. La méthodologie proposée par Capgemini Consulting a naturellement été discutée et enrichie des échanges avec BRUGEL.

Avant le commencement de l’étude, une période de lancement est nécessaire.

Pour ce faire : les travaux ont été organisés et planifiés ; les données et informations clés sur le contexte Bruxellois ont été collectés ; l’orientation stratégique a été définie ; l’organisation de support et la réunion de lancement ont été préparées.

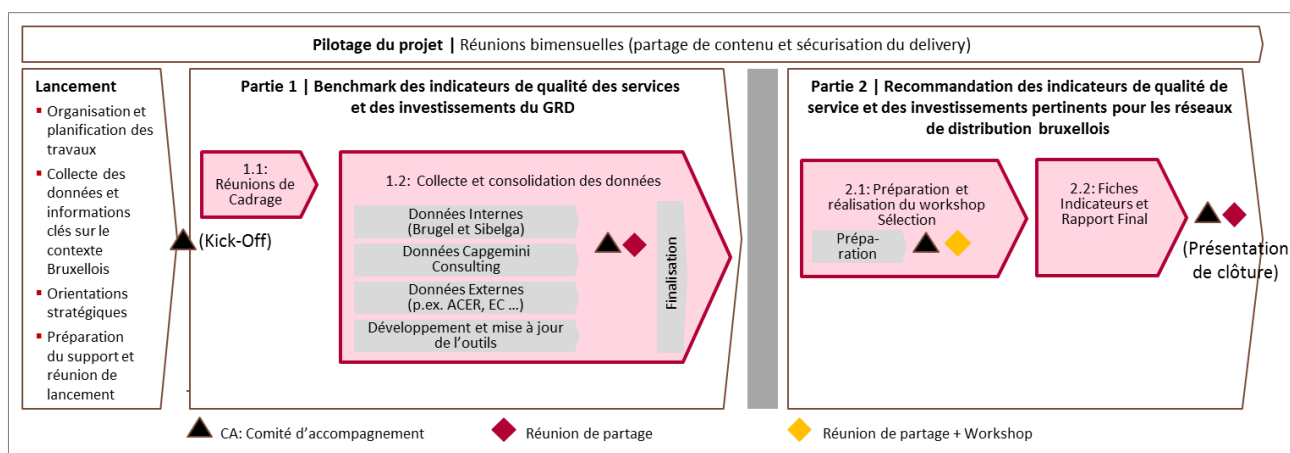


Figure 1 : Planning projet déclinant les deux parties de l’étude

2.1 Première partie : benchmark des indicateurs de qualité des services et des investissements du GRD

L’approche méthodologique choisie par Capgemini Consulting pour la première partie se distingue par l’organisation de réunions de cadrage avec BRUGEL et Sibelga dans le but de comprendre le contexte, les objectifs, les contraintes et difficultés tout autant que les enjeux, etc. de ce projet.

Dans un second temps (toujours dans cette première phase), Capgemini Consulting se concentre sur la collecte et la consolidation des données en développant un outil appelé « Répertoire des indicateurs ». Ceci permet de sélectionner lors de la seconde phase du projet, avec la plus grande clairvoyance, les indicateurs pertinents. Les données sont consolidées, avec BRUGEL, selon différentes sources alimentant ainsi le « Répertoire des indicateurs » :

- Les fiches pays résultant des études de Capgemini Consulting sur la régulation incitative (5 pays européens sont étudiés en particulier : la Grande Bretagne, la France, l’Allemagne, l’Italie et la Suède – cf. Figure 2) ;
- Les résultats des benchmarks relatifs aux performances des gestionnaires de réseaux de distribution d’énergie en Europe réalisés par Capgemini Consulting ;
- Des études externes (ACER, EC...) ; et
- D’autres éléments partagés par BRUGEL et Sibelga.

Aussi, le choix des 5 pays européens sélectionnés est motivé en fonction de l’état d’avancement de la régulation incitative ainsi que du potentiel de comparaison avec le contexte bruxellois. Le contexte et l’évolution du cadre de régulation dans ces différents pays sont intégrés au cadre

d’analyse afin de mieux comprendre les enjeux et les motivations des régulateurs concernés. Les indicateurs de qualité des services et des investissements analysés dans les différents pays indiquent pour chacun le périmètre, la méthode de calcul, les seuils et les incitations qui y sont liés.

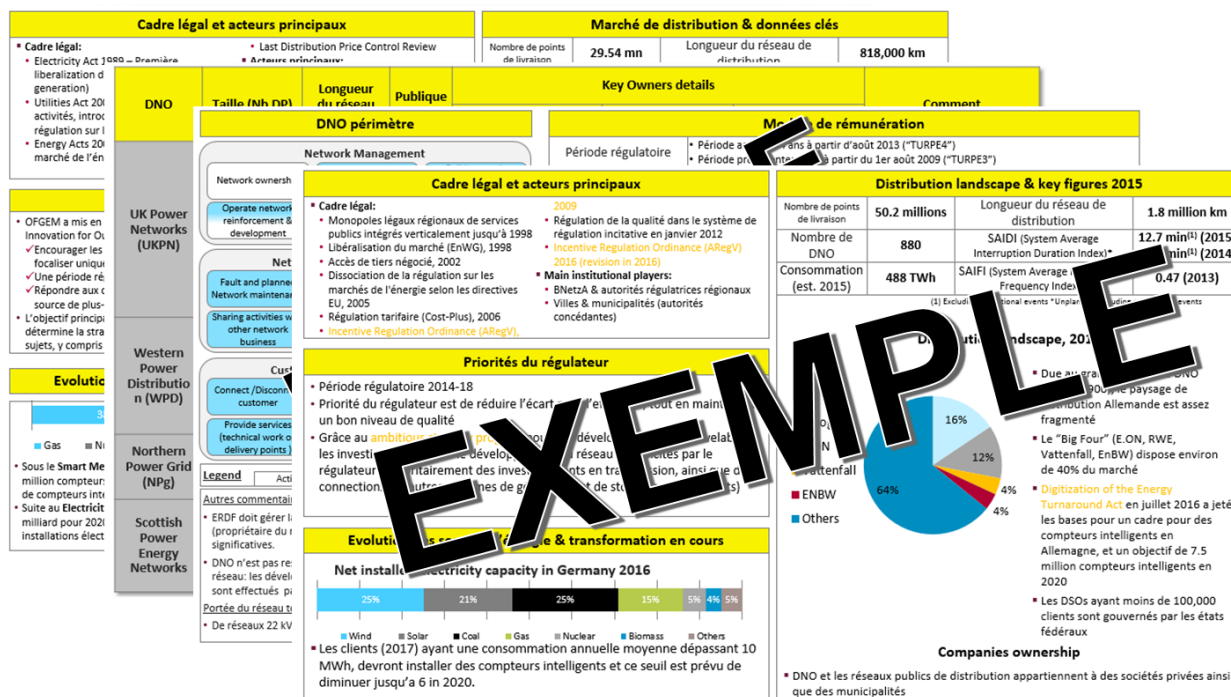


Figure 2 : Exemple de Fiche pays

Au fil des exercices de benchmarks internationaux, Capgemini Consulting a mis au point des modèles afin de prendre en compte les différences structurelles entre des GRD de nationalités différentes et les rendre comparables. Capitalisant sur les expériences de Capgemini Consulting et ADéquations en matière d’études comparables récentes, il est fondamental de savoir définir un outil comprenant toutes les informations nécessaires et suffisantes pour la sélection en seconde partie du projet.

2.2 Seconde partie : recommandations des indicateurs de qualité de service et des investissements pertinents pour les réseaux de distribution bruxellois

L’approche méthodologique choisie par Capgemini Consulting pour cette seconde partie se distingue ici par la préparation et la réalisation de différents workshops, visant à sélectionner les indicateurs pertinents pour BRUGEL et Sibelga dans le cadre de la première étape de la régulation incitative, selon des critères définis (par exemple la faisabilité, l’impact de ces indicateurs...). Dans le cadre de ce type de réunion, le « Répertoire des indicateurs » est utilisé comme base et fait appel à des techniques de priorisation comme les tableaux de classification, les matrices de décisions, etc.

Dans un second temps, Capgemini Consulting développe des « Fiches Indicateurs » détaillées corrélées à ce rapport final. Par ce biais, un ensemble de recommandations est étayé. Pour plus d’informations, voir chapitre 4.1 et 4.2.

3 La régulation incitative en Europe

3.1 Du « cost recovery » à l’« incentive-based regulation »

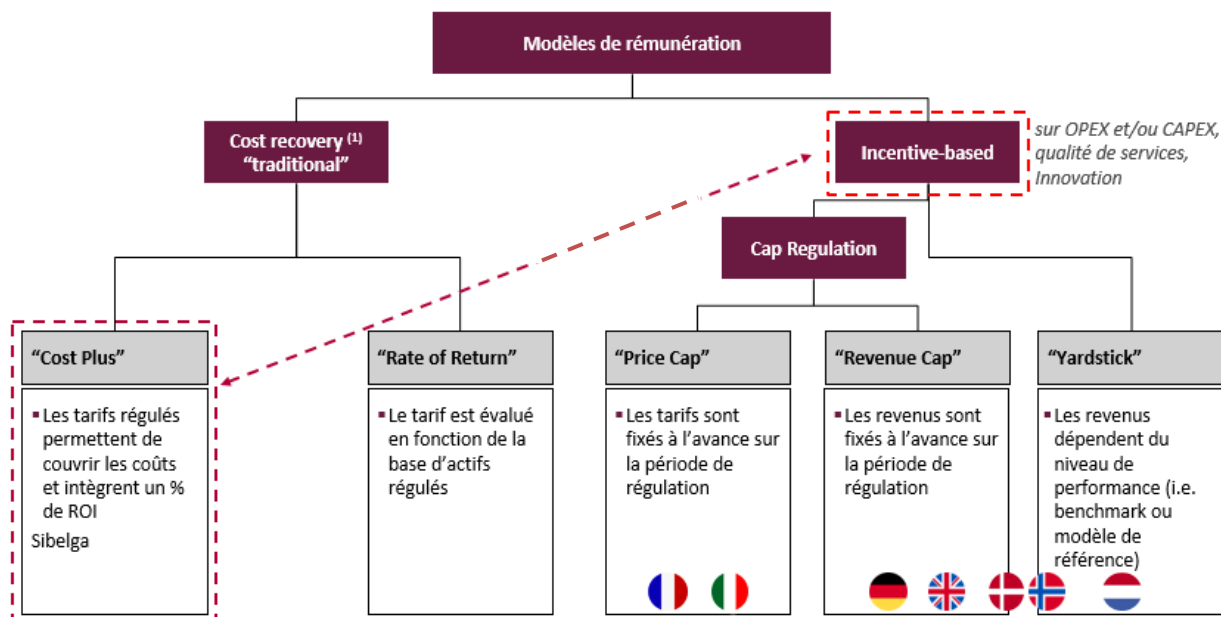


Figure 1 : Modèle de rémunération – vision européenne

Chaque modèle de régulation répond à des enjeux et objectifs bien distincts tant pour le régulateur que pour le GRD. Les éléments de la régulation incitative et leur impact pour les GRD varie d’un pays à l’autre. La régulation incitative en Europe est analysée en correspondance aux missions principales du GRD belge via un benchmark basé sur cinq pays (Grande-Bretagne, France, Allemagne, Italie et Suède), ayant déjà adopté un modèle « *incentive-based* » avec un système de bonus-malus.

Le modèle « *Cost Plus* » semble être un passage privilégié avant la mise en place d’une régulation incitative, cela a été le cas notamment pour la France et l’Allemagne entre 2001 et 2009 pour le marché de l’électricité.

Le passage à un modèle de régulation « *Incentive based* » entraîne généralement une baisse des prix pour le consommateur, lorsque le « *Price Cap* » ambitionne la stabilité des tarifs, et une certaine efficacité du secteur ; le « *Revenue Cap* » entraîne la stabilité des revenus du GRD et le « *Yardstick* » stimule la compétition.

(1) Les modèles de régulation de type Cost Recovery sont souvent qualifiés de traditionnels dans la mesure où ils ont été les premiers introduits dans les pays européens, dans une logique de mise sous contrôle des tarifs pour le consommateur final.

	Cost recovery		Incentive based		
	Cost Plus	Rate of Return	Price Cap	Revenue Cap	Yardstick
Objectifs	<ul style="list-style-type: none"> Garantir la couverture des coûts du GRD Fixer les tarifs sur des coûts actuels 	<ul style="list-style-type: none"> Garantir un ROI au GRD Stimuler les investissements réseau 	<ul style="list-style-type: none"> Stabilité des tarifs Efficacité du secteur In fine: réduction des prix pour le consommateur 	<ul style="list-style-type: none"> Stabilité des revenus du GRD Efficacité du secteur In fine: réduction des prix pour le consommateur 	<ul style="list-style-type: none"> Efficacité du GRD et stimulation de la compétition In fine: réduction des prix pour le consommateur
Impact pour le GRD	<ul style="list-style-type: none"> Pas de risque sur les investissements réalisés Possible tendance à la "surcapitalisation" des dépenses Pas d'incitations à réduire les coûts d'exploitation 	<ul style="list-style-type: none"> Encourage l'efficacité Périodes de régulation longues permettant un ROI sur les mesures d'efficacité Risque de baisse de qualité si trop focalisé sur les coûts (si pas de "Q-factor") 	<ul style="list-style-type: none"> Liberté de fixation des tarifs (dès lors que demeure inférieur au cap) + Idem Price Cap 	<ul style="list-style-type: none"> Risque porté par le GRD (pas de ROI garanti) Incitation à l'efficacité (comme dans tout marché "concurrentiel") 	
Impact pour le régulateur	<ul style="list-style-type: none"> Courtes périodes de régulation (habituellement 1 an) Focalisation sur des enjeux court terme Importance des méthodes de calcul (actifs régulés et ROI) pour éviter les surinvestissements Asymétrie d'information en défaveur du régulateur (information comptable) nécessitant un effort complémentaire pour s'assurer de la fiabilité des informations fournies 	<ul style="list-style-type: none"> Intervention en fixant des prix à l'avance Détermination d'objectifs d'efficacité ("X factor" et "Q factor") Périodes de régulation plus longues (vs. cost recovery) Nécessité de mettre en place un système équitable (i.e. basé sur un benchmark) 	<ul style="list-style-type: none"> Intervention en fixant les revenus à l'avance + Idem Price Cap 	<ul style="list-style-type: none"> Nécessité de mettre en place un système qui porte le benchmark ou le modèle de référence Nécessité d'avoir au moins 2 GRD dans le périmètre Rôle de tour de contrôle avec un minimum d'ingérence (i.e. les comparaisons d'efficacité sont objectivées) 	

Source: Caggemini Utilities Strategy Lab et analyses Caggemini Consulting

Figure 4 : Analyse comparative des différents modèles de régulation

3.2 Des causes et motivations différentes

Les expériences et l'évolution de régulation dans les pays analysés permettent effectivement de mieux comprendre le cadre de régulation incitative actuelle à l'échelle européenne. Les contextes et raisons ainsi que les objectifs et ambitions de chacun de ces pays sont hétérogènes et disparates mais peuvent se rejoindre sur le point suivant : la volonté *in fine* d'assurer la stabilité et la bonne performance du réseau en faisant face aux challenges du renouvelable.

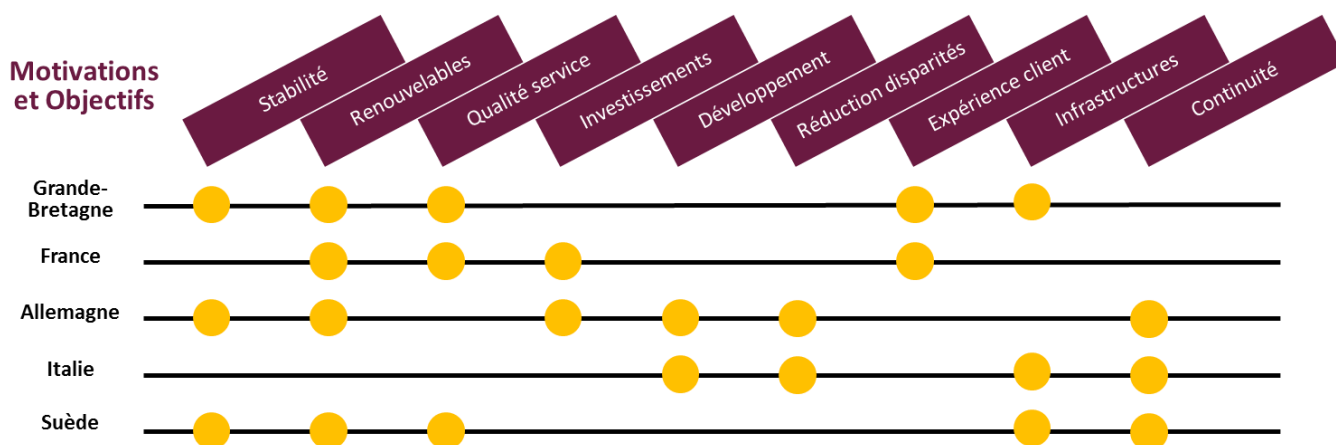


Figure 5 : Motivations et objectifs selon les pays

Par le passé, la **Grande-Bretagne** avait souhaité **réduire les investissements R&D des opérateurs**, et avait aussi encouragé les réductions dans l'OPEX. Ses objectifs actuellement sont l'adoption d'objectifs environnementaux contraignants, la stabilité du réseau et l'amélioration de l'expérience client. Ce territoire est animé par le désir de gérer des **infrastructures électriques vieillissantes** et des problèmes de stabilité du réseau ainsi que d'augmenter le taux de pénétration des énergies

renouvelables.

Concernant **la France**, l’amélioration de l’efficacité des opérateurs au regard de leurs charges d’exploitation et de la qualité de service se trouve à la base de son histoire. Aujourd’hui, elle vise un regain d’efficacité dans ses investissements. Ses motivations sont en effet multiples : s’engager vers une **meilleure maîtrise des investissements**, en limitant au maximum les distorsions entre charges d’exploitation et charges de capital et tout en gardant à l’esprit une **excellente qualité des services**.

D’une manière plus précise, on constate que **l’Allemagne** met l’accent sur l’équilibre de performance (continuité de fourniture) avec les défis futur (instabilité réseau, fluctuation prix) tout en souhaitant améliorer les **conditions d’investissements et l’innovation**, ce notamment dans le renouvelable. Ce positionnement est notamment motivé par l’ambition de permettre aux opérateurs de se développer en dépit des nombreux challenges posés par la **transition énergétique**¹ et ce malgré des disparités historiques grandissantes entre les différentes régions du pays.

Ayant les **mêmes objectifs de réduction des disparités** géographiques entre ses différentes régions, **l’Italie** souhaite également connaître une plus grande continuité d’alimentation et des conditions plus favorables aux investissements sur les infrastructures. D’un point de vue historique, l’Italie est un pays qui se place encore dans un **premier cycle d’incitation**.

La Suède, au contraire de l’Italie, est un pays très mature en matière de régulation incitative depuis plusieurs cycles tarifaires. La stratégie de transition énergétique suédoise affiche ainsi des objectifs très ambitieux vis à vis des énergies renouvelables, le régulateur souhaite donc assoupir l’intégration de ces sources d’énergie à grandes échelles, et s’orienter vers une stabilité de son réseau et une continuité d’alimentation, tout en veillant à sécuriser la compétitivité entre opérateurs

¹ « *Energiewende* »

3.2.1 Grande Bretagne

La Grande Bretagne a comme régulateur l'OFGEM, qui détermine les revenus, mène les négociations et gère les licences de distribution. **Cette autorité agit avec une grande indépendance sur le marché.** L'OFGEM a mis en place un nouveau cadre de régulation (RIIO: Revenue = Incentive and Innovation for Output) pour les entreprises de réseau avec les objectifs clés suivants:

- Encourager les GRDs à investir dans la sécurité et la fiabilité du réseau plutôt que de se focaliser uniquement sur l'efficacité TOTEX
- Fixer une période régulatoire étendue d'avril à mars 2023
- Répondre au défi de fournir une énergie propre et d'établir un secteur d'énergie durable, source de plus-value pour les consommateurs existants et futurs.

3.2.1.1 Contexte et objectifs du régulateur

L'**objectif principal** d'OFGEM est de **protéger les intérêts des consommateurs**. L'autorité détermine la stratégie à suivre, établit les priorités et prend des décisions sur une série de sujets, y compris le contrôle des prix et leur mise en œuvre.

Dans le cadre du **Electricity Market Reform Policy 2013**, le gouvernement a mis en place des fonds d'investissement (~£100 milliards de 2015 à 2020) afin d'encourager le développement des solutions qui sécurisent la fourniture d'énergie des sources faibles en carbone et améliorer l'abordabilité prix pour les utilisateurs de réseau. Avec le **Smart Metering Programme**, la Grande Bretagne prévoit de remplacer environ 53 millions de compteurs de gaz et d'électricité d'ici 2020. Depuis 2016, un total de 3,6 millions de compteurs intelligents ont été remplacés. Ces deux éléments sont énormément impactant pour les gestionnaires de réseau.

3.2.1.2 Organisation du secteur

Le marché de la distribution reste relativement consolidé, avec 14 GRD au Royaume-Uni. Chaque GRD est responsable de différentes régions de distribution. Ils sont gérés par des actionnaires privés et disposent d'une licence délivrée par l'OFGEM pour mettre à disposition leur réseau, ce qui limite le montant des revenus que les GRD peuvent obtenir auprès de leurs clients.

Le périmètre d'activité de gestionnaire de réseau est spécifique à la Grande Bretagne. A titre d'exemple, bien que la gestion du réseau et son exploitation sont dans la mandate, la concurrence par rapport aux travaux de connexion est autorisée, ce pourquoi le gestionnaire doit appliquer les règles de concurrence du marché (en 2009-10, le nombre de connexions externes – pas effectué par le GRD - varient entre 0 et 50% de travaux de connexion selon le GRD). En outre, **la lecture, la mesure et la gestion de données sortent périmètre** des GRD britanniques : ces activités sont en soumis à concurrence par les opérateurs des compteurs, normalement intégré verticalement comme partie des fournisseurs d'énergie.

3.2.1.3 Modèle de régulation

La période régulatoire est en vigueur du 1^{er} avril 2015 jusqu'à mars 2023 (**RIIO ED1**). Dans le cadre de RIIO ED1, le régulateur a opté **pour une approche TOTEX**. Les GRD mettent en place leurs business plans sur la période régulatoire pour pouvoir ensuite prétendre à des allocations sur le TOTEX. L'OFGEM challenge les postes de dépenses sur base de différents benchmarks et établit des objectifs individuels.

Chaque GRD **fixe ses propres tarifs sous les règles de l'OFGEM**. Les tarifs sont calculés sur base de deux modèles : CDCM (Common Distribution Charging Methodology) pour utilisateurs de basse et moyenne tension et EDCM (Extra High Voltage Distribution Charging Methodology) pour utilisateurs

de haute tension. Les atouts clés des modèles sont les revenus autorisés, l’adaptation en heures creuses et de pointe et la plage de tension domestique et commerciale.

Le modèle de régulation en place est « **Revenue Cap Incentive** ». Le revenu autorisé est calculé annuellement, et les variations dans ce revenu sont important à stipuler. Les variations sont dues à :

- La récompense / pénalité basée sur la dernière information sur les dépenses réelles (incitation)
- Les incertitudes non-contrôlables du marché et leurs impacts
- La valeur qui modifie le revenu d’ouverture de base (souvent incrémental)

Un élément clé dans le calcul de revenu autorisé est le TOTEX actuel et prévu, et donc il est important de l’évaluer de manière consistant. Pour ce faire, le régulateur **emploie une approche standard pour évaluer les dépenses TOTEX** impliquant une analyse comparative et une évaluation de l’entreprise. L’approche utilise trois modèles – un modèle top-down TOTEX avec des facteurs de coûts (high-level), un modèle bottom-up TOTEX utilisant des facteurs provenant de l’analyse détaillée et un modèle au niveau de l’activité pour revoir les coûts, données de performance et prévisions pour la gestionnaire.

3.2.1.4 Description des indicateurs incitatifs

Un mécanisme d’incitation renforce cette approche. A indicateurs incitatifs sont répartis dans le tableau suivant en fonction des missions du GRD et des domaines concernés :

Mission GRD	Domaine concerné		
	Performance du réseau	Qualité des services	Investissements et Projets
Gestion du réseau	<ul style="list-style-type: none"> •SAIDI •SAIFI •Restauration de la fourniture •Réduction des pertes •Coupures rotatives •Interruptions multiples 	<ul style="list-style-type: none"> •Notification pour interruption planifiée •Plaintes sur le niveau de tension 	<ul style="list-style-type: none"> •TOTEX •Maîtrise des coûts unitaires d’investissement
Gestion des compteurs		<ul style="list-style-type: none"> •Respect des délais de visite •Délais pour devis 	<ul style="list-style-type: none"> •Déploiement des compteurs intelligents •Réhabilitation des installations client
Gestion des données de comptage			
Facilitateur de marché		<ul style="list-style-type: none"> •Respect des délais de transmission 	
Obligation de service publique			
Tâches transversales	<ul style="list-style-type: none"> •Clients insatisfaits •Enquête de satisfaction Client •Traitement des plaintes •Incitants à l’innovation 		

3.2.1.5 Fiche Pays

La fiche pays (source: Capgemini Utilities Strategy Lab et analyses Capgemini Consulting) ci-après en anglais ont été utilisées lors du projet et leur contenu est largement repris dans le corps du document. Nous les avons inclus comme complément d’information.

Sector organization



Legal frame and main institutional players

- Main Legal frame:**
 - Electricity Act 1989 – First market liberalization (power-generation)
 - Utilities Act 2000 – Unbundling of activities several, introduction of principles to regulate the quality of service
 - Energy Acts 2004 & 2008 – Creation of an integrated electricity wholesale market
 - Last Distribution Price Control Review
- Main institutional players:**
 - DECC (Department of Energy and Climate Change), overall OFGEM law regulation
 - OFGEM (Office of Gas and Electricity Markets), determine revenues, negotiations, & change distribution licenses with high independency in the market regulation

[OFGEM], OFGEM decision 7-12-2009

Distribution landscape & key figures

Number of delivery points	29.54 mn	Distribution network length	818,000 km
Number of DNO	14	SAIDI (System Average Interruption Duration Index)*	96.73 per customer per year
Consumption (2016)	303 TWh	SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)*	46.41

[*] 2015-16 data, excluding exceptional events (same figures for this period)

Regulator priorities

- OFGEM is implementing a new regulation scheme (RIIO: Revenue = Incentive and Innovation for Output) for the network business in order to focus on:
 - Encourage the DNOs to invest in electricity reliability and effectiveness than adhering to just Totex efficiency (minimizing on the difference b/w allowed and actual Totex)
 - A longer term regulation period during April 2015 to March 2023
 - Meeting the challenges of delivering a low carbon, sustainable energy sector at value for money for existing and future consumers
- The main goal of OFGEM is to protect the interests of electricity customers, the Authority determines strategy, sets policy priorities and takes decisions on a range of matters, including price controls and enforcement

Energy mix evolution & transformation on-going

- Under Smart Metering Programme, UK expects to replace over 33 million gas and electricity meters by 2020. As of 2016, a total of 3.6 million smart and advanced meters are replaced
- Following the Electricity Market Reform Policy 2013, UK Govt. plans to invest £100 billion by 2020 in its electricity infrastructure to incentivize investment in secure & low-carbon electricity

Distribution landscape & Ownership

- 14 distribution network operators (DNOs) in Britain that are owned by 6 different groups; each DNO is responsible for a regional distribution services areas
- DNOs have private ownership and are licensed by OFGEM to distribute electricity through the network which limits the amount of revenue DNOs can recover from their customers
- DNOs and their market share in UK:

Market share of DNOs, 2016, UK

Geographical Presence of DNOs

Base: 29,54 mn delivery points

Note: For UK, SAIFI is comparable to CI (Customer Interruptions) which measures the average number of supply interruptions for every 100 connected customer due to planned and unplanned power; SAIFI is comparable to CMI (Customer Minutes Lost) which measures the average number of supply minutes lost for every connected customer due to both planned and unplanned power cuts



10

Competitive landscape overview – Select DNOs



DNO	Size (Nb DP)	Circuit Length (km)	Public vs. Private	Key Owners details			Comment
				Owner	Type	Chiffre d'affaire	
UK Power Networks (UKPN)	EPN : 3,599,594	EPN: 97,261	Private	Cheung Kong Infrastructure (CKI) Holdings Limited (40%)	Public Listed Infrastructure Fund		In 2010, a consortium led by CKI and Power Assets acquired 100% of EDF Energy PLC's regulated and non-regulated network activities in the United Kingdom for a total of approximately HK\$70 billion (GBP5.775 billion) and a new company, UK Power Networks, has been established to hold these assets
	LPN: 2,311,906	LPN: 36,933		Power Assets Holdings Limited (40%)	Investment Holding Company		
	SPN: 2,281,009	SPN: 52,841		Li Ka Shing Foundation (20%)	Private Charitable Foundation		
Western Power Distribution (WPD)	S We: 1,590,050	S We: 50,248	Private	Fully owned by PPL corporation (100%)	Public Listed US Utility		In April 2011 E.ON's Central Networks (the Distribution Network Operator for the East & West Midlands) was purchased by PPL for £3.5 billion and rebranded as Western Power Distribution
	S Wa: 1,122,920	S Wa: 35,612					
	E Mi: 2,622,449	E Mi: 72,976					
	W Mi: 2,463,217	W Mi: 64,269					
Northern Power Grid (NPG)	NPg NE: 1,600,000	NPg NE: 41,013	Private	Wholly owned subsidiary of Berkshire Hathaway Energy (100%)	Investment Fund		
	NPg Y: 2,300,000	NPg Y: 53,567					
Scottish Power Energy Networks (SPEN)	SPD: 2,002,257	SPD: 57,984	Private	SPEN is a part of Scottish Power, which is owned by Iberdrola	Iberdrola is a Spanish Utility		In 2006, Scottish Power became the subsidiary of the Spanish utility Iberdrola. SPEN is a part of Scottish Power
	SPMW: 1,503,914	SPMW: 46,844					

UKPN has 3 subsidiaries - Eastern Power Networks (EPN), London Power Networks (LPN) and Southern Power Networks (SPN); WPD has 4 subsidiaries - WPD South West (S We), WPD South Wales (S Wa), WPD East Midlands (E Mi) and WPD West Midlands (W Mi); NPG has 2 subsidiaries - NPG North East (NE) and NPG Yorkshire (Y); SPEN has 2 distribution subsidiaries - SP Distribution PLC (SPD) and SP Manweb PLC (SPMW)



Copyright © 2017 Capgemini Consulting. All rights reserved.

11

Tariff frame and formula for the DNO operators



DNO Perimeter	Remuneration model
<p>Network Management</p> <ul style="list-style-type: none"> Network ownership Study & decide network adaptation Build network adaptations & renewals Operate network reinforcement & development Elaborate & publish technical rules & protocols Build customer connections <p>Network operational management</p> <ul style="list-style-type: none"> Fault and planned Network maintenance Monitor network & manage outage Street lighting maintenance Share activities with other network business (pure elect?) Recover and manage transmission costs Purchase energy losses <p>Customer & suppliers management</p> <ul style="list-style-type: none"> Connect / Disconnect customer Customer contract management & call centre Data management metering and reading Provide services (technical work on delivery points) Billing directly to customers Public service obligations: last resort, green energy schemes 	<p>Regulation period & date</p> <ul style="list-style-type: none"> • RRI0 ED1: from 1st April 2015 to March 2023: 8 years • Earlier model: Distribution Price Control 5 (DPCRS): from 1st April 2010 to 31st March 2015 <p>Model type</p> <p>Revenue Cap Incentive Regulation, RPI-X framework</p> <p>Description</p> <ul style="list-style-type: none"> • With the RRI0 ED1 price control regulation, OFGEM has chosen a TOTEX approach to distribute efficiency savings: OFGEM is treating savings all together • DNO build business plans on the regulatory period to require allowance on TOTEX, OFGEM challenges the costs items using various benchmarks, and sets individual targets • WACC for current period is 3.9% <p>Formula</p> <p>Allowed revenue = (Opening BR+MOD)*Inflation + IP + IF + NCC + Pre-RRI0 PCC + CF + other factors</p> <ul style="list-style-type: none"> • Where BR is the base revenue, MOD is incremental changes to BR, IP is the incentive payments, IF is innovation funding, NCC is reconciliation of non-controllable costs, PCC is price control commitments, CF is correction factor <p>Base revenue = Fast money + Depreciation of RAV + Return on RAV + Tax allowance + Other Revenue</p> <ul style="list-style-type: none"> • Fast Money (FM) = [Allowed TOTEX + (diff. b/w actual & allowed TOTEX*sharing adj.)]*FM Portion (%) • Slow Money (SM) = 1 - [Allowed TOTEX + (diff. b/w actual & allowed TOTEX*sharing adj.)] • Depreciation RAV = Opening RAV + SM - Opening RAV Depreciation • Return on RAV = Average RAV * WACC <p>Benchmark (target evaluation)</p> <p>OFGEM uses a toolkit approach to assess the DNOs' expenditures (TOTEX) which involves both comparative analysis and company-specific assessment. Under the approach OFGEM uses three models – a top-down TOTEX model with high level cost drivers, a bottom-up TOTEX model using drivers from our disaggregated analysis and a disaggregated activity-level model to review DNO historical costs and performance data, and DNO forecasts</p>
<p>Legend</p> <ul style="list-style-type: none"> Activities not covered Activities covered by the DNO <p>Other comments on specific scope of activities:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Reading, metering and data management are out of the DNO activity scope. These activities are into competition. - Connection works are under competition and DNO must show that they play the competition game (in 2009-10, the share of connections done external vary from 0 to 50% of connections works from a DNO to another. - meters management is done by meters' operators <p>Scope of the network under the DNO responsibility:</p> <ul style="list-style-type: none"> - From 132 kV to LV networks (include 66, 33, 11 and 6,6 kV levels) except in Scotland where 132kV is operated by TSOs. 	<p style="text-align: center;">Tariff</p> <p>Tariff structure</p> <ul style="list-style-type: none"> • Each DNO sets its own tariffs under OFGEM rules. The tariff levels are the same within a DNO area, but different for each DNO. Tariffs are calculated by 2 charging models: CDCM for LV and HV network users & EDCM for EHV users. Key component of the models are allowed revenue, peak and off-peak hours and domestic & commercial voltage range (LV, HV, EHV) <p>Annual variation of the tariff (Z) and update process</p> <ul style="list-style-type: none"> • Allowed revenue is the key component to DNO tariffs. Therefore, variations in allowed revenue is going to result in varied tariffs as well • Allowed revenue is calculated each year under PCFM through API which determines: <ul style="list-style-type: none"> - the reward/penalty based on the latest available actual expenditure information - takes account of uncontrollable market uncertainties and their effects - determines the value of MDD which modifies the opening base revenue

Note: CDCM - Common Distribution Charging Methodology; EDCM - Extra-High Voltage Distribution Charging Methodology; LV - Low Voltage; HV - High Voltage; EHV - Extra High Voltage; PCFM - Price Control Financial Model; API - Annual Inflation Process
 Copyright © 2017 Capgemini Consulting. All rights reserved.



3.2.2 France

La France a comme régulateur la CRE, mais les autorités locales peuvent influencer les GRD, car ils exigent également des investissements. **Les priorités du régulateur** sont :

- L’amélioration de la qualité de service
- L’amélioration de la qualité de fourniture
- De promouvoir les investissements pour se préparer à une économie à faibles émissions de carbone en augmentant l’efficacité des investissements
- D’encourager la coordination entre les acteurs du marché

3.2.2.1 Contexte et objectifs du régulateur

L’**objectif principal** de la CRE est de répondre aux **enjeux de la transition énergétique**, de la transformation numérique ainsi que de la gestion des données

Les réformes introduites par le TURPE 5 (période de tarification en cours) prévoient une augmentation du tarif. Cette hausse a deux objectifs principaux :

- Encourager les utilisateurs à adapter leur consommation en creusant l’écart entre les heures pleines et les heures creuses
- S’adapter à l’autoconsommation et au développement de moyens de production d’électricité décentralisée

3.2.2.2 Organisation du secteur

Le marché de distribution est très concentré pour l’électricité, avec un seul GRD (ERDF) qui compte pour plus que 95% des utilisateurs de réseau. Il existe une soixantaine des entreprises locales de distribution y compris les services municipaux, dont quatre qui ont plus de 100.000 clients. Les réseaux publics de distribution sont gérés par les municipalités, mais ces derniers peuvent déléguer leur autorité législative, par le biais de contrats de concession. ERDF gère la relation entre les différentes autorités et paie des redevances de concessions significatives. Le marché de distribution pour le gaz est plus compétitif, avec un acteur principal, GRDF, qui couvre environ 77 % de la population française sur ses 9.515 communes. Il existe une trentaine d’autres distributeurs qui sont soit les entreprises locales de distribution soit des sociétés privées plus récentes, agréées par les pouvoirs publics. Chacune de ces entreprises (pour le gaz et pour l’électricité) assure toutes les missions du distributeur sur une zone géographique définie.

Le périmètre d’activité du GRD est particulier, dans le sens que le GRD n’est pas le propriétaire de réseau. Donc, le GRD n’est pas responsable pour tous les investissements dans le réseau : l’extension ou renforcement de réseau basse tension dans les zones rurales peuvent être exigés ou même effectués par les autorités locales.

3.2.2.3 Modèle de régulation

Le modèle de régulation en place est « **Price Cap** ». Le revenu autorisé est basé sur le budget CAPEX et OPEX présenté. Le revenu prévu provenant de services additionnels est déduit et une croissance fixe pour l’OPEX est appliqué sur la totalité de la période tarifaire. Le revenu prévu est basé sur la consommation, la capacité, le volume clients et la période de forte demande de grands clients. Le CRE n’emploie pas de benchmark pour déterminer le tarif, mais utilise des hypothèses formulées avec le GRD.

3.2.2.4 Description des indicateurs incitatifs

La période régulatoire est en vigueur depuis le 1^{er} août 2017 pour une période de 4 ans (**TURPE 5**). Dans le cadre de TURPE 5, **le régulateur fixe le tarif**, en faisant une distinction sur le type de consommateur. Le tarif se compose d’un élément structurel et incitatif, l’incitation est mise à jour annuellement tous les 1^{ers} juillet. Les indicateurs incitatifs sont décrits dans le tableau suivant :

Mission GRD	Domaine concerné		
	Performance du réseau	Qualité des services	Investissements et Projets
Gestion du réseau	SAIDI SAIFI Réduction des pertes Charges nettes d’exploitation		Maîtrise des coûts unitaires Maîtrise des charges de capital « hors réseaux »
Gestion des compteurs		Temps de raccordement des Respect des délais de visite	Déploiement des compteurs intelligents
Gestion des données de comptage		Taux d’index électricité relevés par semestre / Taux de relevés	
Facilitateur de marché		Taux MES à la date convenue Taux MHS à la date convenue Transmission au GRT des courbes de mesure Transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs Qualité des relevés JJ transmis aux GRT Taux de disponibilité fournisseur	
Obligation de service			
Tâches transversales	Développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz Incitants à l’innovation Traitement des plaintes		

3.2.2.5 Fiche pays

La fiche pays (source: Capgemini Utilities Strategy Lab et analyses Capgemini Consulting) ci-après en anglais ont été utilisées lors du projet et leur contenu est largement repris dans le corps du document. Nous les avons inclus comme complément d'information.

Sector organization



Legal frame and main institutional players	Distribution landscape & key figures												
<ul style="list-style-type: none"> Legal frames: <ul style="list-style-type: none"> Nationalization Act, 1946 Electricity & Gas Public Services & Companies, 2004 Energy public service new organization, 2004 EU Energy Sector Transposition process, 2006 Quality of supply decree, 2007 Main institutional players: <ul style="list-style-type: none"> NOME (New Market Organization), 2010 Public consultation from regulator on Nov, 6th 2012 (new tariff TURPE 4 for ERDF) CRE: Commission de Régulation de l'Énergie (Regulator) Local authorities (network owner & concession authorities) 	<table border="1"> <tr> <td>Number of delivery points</td> <td>36.8 millions</td> <td>Distribution network length</td> <td>1 300 000 km</td> </tr> <tr> <td>Number of DNO</td> <td>161</td> <td>SAIDI (System Average Interruption Duration Index)</td> <td>52 min⁽¹⁾ (2012) 71 min⁽²⁾ (2012)</td> </tr> <tr> <td>Consumption (est. 2012)</td> <td>482TWh</td> <td>SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)</td> <td>0.65 to 1.28⁽³⁾ / customer</td> </tr> </table> <p>(1) Excluding exceptional events & interruptions for work in progress (2) Excluding exceptional events (3) There is 3 types of zone (urban, semi-urban, rural), figures for 2010</p>	Number of delivery points	36.8 millions	Distribution network length	1 300 000 km	Number of DNO	161	SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	52 min⁽¹⁾ (2012) 71 min⁽²⁾ (2012)	Consumption (est. 2012)	482TWh	SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	0.65 to 1.28⁽³⁾ / customer
Number of delivery points	36.8 millions	Distribution network length	1 300 000 km										
Number of DNO	161	SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	52 min⁽¹⁾ (2012) 71 min⁽²⁾ (2012)										
Consumption (est. 2012)	482TWh	SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	0.65 to 1.28⁽³⁾ / customer										
<h4>Regulator priorities</h4> <ul style="list-style-type: none"> Service quality & Continuity of Supply was regulator priority for the previous period Promote investments⁽¹⁾ to prepare low carbon economy, foster CAPEX efficiency and coordination between network and production CAPEX is the priority for the new period <p>(1) CRE has a limited influence on DNO CAPEX volume as local authorities can ask for investments, as distribution networks owners</p>	<h4>Distribution landscape</h4> <ul style="list-style-type: none"> ERDF is the biggest licensed company with 95% customers Local Distribution Companies (LDC) are about 160, including services from municipalities Four LDC have more than 100 000 customers: Électricité de Strasbourg Réseaux (Bas-Rhin), Soréglis Réseaux de Distribution (département de la Vienne), Gérédis (Deux-Sèvres), and URM (Metz) Corsica and overseas communities are covered by EDF SEI (Island Energy Systems) <h4>Companies ownership</h4> <ul style="list-style-type: none"> ERDF is a private company, EDF subsidiary (French government share: 84%) In most of companies, there is public share Public distribution networks are owned by municipalities, they may delegate their jurisdiction licensing authority, through concession contracts 												
<h4>Energy mix evolution & transformation on-going</h4> <ul style="list-style-type: none"> Engagement in energy transition: public consultation in progress ; France energy transition roadmap law to be defined by September 2013 													



Copyright © 2017 Capgemini Consulting. All rights reserved.

2

Tariff frame and formula for the DNO operators



DNO Perimeter	Remuneration model
<h4>Network Management</h4> <ul style="list-style-type: none"> Network ownership Operate network reinforcement & development Study & decide network adaptation Elaborate & publish technical rules & protocols Build network adaptations & renewals Build customer connections <h4>Network operational management</h4> <ul style="list-style-type: none"> Fault and planned Network maintenance Sharing activities with other network business Monitor network & manage outage Recover and manage transmission costs Street lighting maintenance Purchase energy losses <h4>Customer & suppliers management</h4> <ul style="list-style-type: none"> Connect /Disconnect customer Provide services (technical work on delivery points) Customer contract management & call centre Billing to customer Data management metering and reading Public service obligations: last resort, green energy schemes <p>Legend Activities not covered Activities covered by the DNO</p> <p>Other comments on specific scope of activities:</p> <ul style="list-style-type: none"> ERDF has to manage relationship with many local authorities, (network owner) and pays significant concession fees DNO are not in charge of all network investments: low voltage developments in rural network are done for instance by local authorities <p>Scope of the network under the DNO responsibility:</p> <ul style="list-style-type: none"> From 22 kV to LV networks (France) 	<h4>Regulation period & date</h4> <ul style="list-style-type: none"> Current period: 4 years from 2013 August 1st ("TURPE4") Previous period: 4 years from 2009, August 1st ("TURPE3") <h4>Model type</h4> <ul style="list-style-type: none"> Price Cap <h4>Description</h4> <ul style="list-style-type: none"> Allowed revenue for a regulation period is based on CAPEX & OPEX forecast Extra-service revenue forecast for services are deducted Annual OPEX is planned to grow by 1.1% / year (current value) from 2013 to 2016 Forecasted revenue is based on consumption, capacity, customers volume and peak demand period for large customers <h4>Formula</h4> <ul style="list-style-type: none"> Allowed revenues = $OPEX_{controllable} * (1 + RPI - EFF) + OPEX_{noncontrollable} + WACC * RAB + k$ RPI: retail price index (inflation) EFF: productivity factor applied to controllable costs for the period (1% annual reduction for TURPE3, expected reduction in real terms to be confirmed for TURPE4) k coefficient allows to compensate ex-post for certain charges that are deemed as non controllable, difference between real costs incurred by the operator and provisional costs included in the revenue elaboration k includes also gains or losses due to incentives k scope includes CAPEX, electricity volume distributed revenue, electricity purchase, services catalogue revenues, transport tariff, insurance, incentives RAB (Regulated Asset Base): net historical asset value (only for assets in operation) Remuneration/WACC: 7.25% nominal pre-tax values <h4>Benchmark (target evaluation)</h4> <ul style="list-style-type: none"> CRE does not directly use benchmarks to set ERDF tariff, but operates audit examining validity of assumptions made by ERDF for the evolution of each OPEX category
	<h4>Tariff</h4> <h4>Tariff structure (T)*</h4> <ul style="list-style-type: none"> Tariff set by the Regulator (same for all DNO) T = TA + Tq, for consumers with more than 5 GWh/an, T = TA + Tq + TQ Some transmission customers use distribution network, in that case, T = TA + Tq + TQ + TD Catalogue for services (individual prices for each service, base on real cost) <h4>Annual variation of the tariff (Z)</h4> <ul style="list-style-type: none"> Z = RPI - X + k X: tariff evolution component depends on each DNO (e.g. for ERDF X is planned for -2.4% /year for TURPE 4 ; was at +1.3 /year for TURPE 3 k is the result of regularization account of the year before (-2% to +2%) <h4>Update process</h4> <ul style="list-style-type: none"> For ERDF: update based on RPI and k, each July 1st



*TA: subscription component; TQ: capacity component; Tq: consumption component; TD: distance component

Copyright © 2017 Capgemini Consulting. All rights reserved.

3

3.2.3 Italie

Une série d’actes de loi et de modification à la législation a mené le régulateur, AEEG à **une mission statutaire** de protéger les intérêts des utilisateurs et consommateurs, de promouvoir la compétition et d’assurer des services nationaux efficaces, rentables et de qualité. La priorité principale d’AEEG est de garantir un développement adéquat de l’infrastructure électrique à la suite des changements structurels en Italie, tenant en compte la situation économique actuelle (notion des « investissements sélectifs »).

3.2.3.1 Contexte et objectifs du régulateur

D’autres priorités comprennent la réconciliation entre les objectifs économiques des opérateurs et les objectifs généraux, ainsi que la promotion de la protection environnementale et l’usage effectif de l’énergie via une gestion de la croissance des sources d’énergie renouvelables.

3.2.3.2 Organisation du secteur

Le marché de distribution pour l’électricité est aussi très distribué avec 141 opérateurs de réseau de distribution. Enel Distribuzione est de loin le plus grand acteur pour la distribution avec 85,4% des clients. A2A Reti Elettriche et Acea Distribuzione ont tous les deux plus de 1 million clients et comptent pour 7,1% du marché. Les autres entreprises représentent 7,5% du marché. Le marché de distribution de gaz est encore plus fragmenté, avec 230 gestionnaires qui couvrent 6 400 concessions à travers 7 400 municipalités. Snam est le plus grand opérateur avec environ ~25% des clients.

Le périmètre de gestionnaire de réseau est comparable à la Belgique, sauf pour l’exploitation de réseau d’éclairage public, qui n’est pas dans le mandat du GRD. Le service client n’est pas inclus non plus, et il est géré par le fournisseur.

Le modèle de régulation en place est « **Price Cap** ». Le revenu autorisé est en fonction de l’OPEX, du CAPEX, des amortissements et des autres coûts d’entreprises appliquant un facteur « retour sur investissement ». Chaque année la base est mise à jour en fonction des investissements autorisés et supplémentaires. Pour chaque GRD, différents niveaux d’OPEX sont calculés en fonction des différentes infrastructures de réseau, afin de prendre en compte les effets générés par des facteurs exogènes pour donner suite à des mécanismes de péréquation

3.2.3.3 Modèle de régulation

La période régulatoire est en vigueur depuis 1^{er} janvier 2016 pour une période de 4 ans. Dans le cadre de la régulation, **le régulateur détermine le tarif tous les 3 mois**. Ce calcul prend en compte la tranche de consommation et les frais des systèmes. Ce dernier est en place pour compenser pour l’élimination progressive des réacteurs nucléaires, la promotion de sources d’énergie renouvelables, le financement de la R&D, la compensation de l’intégration tarifaire pour les petits GRD et la compensation des coûts pour des mesures d’efficacité énergétique.

3.2.3.4 Description des indicateurs incitatifs

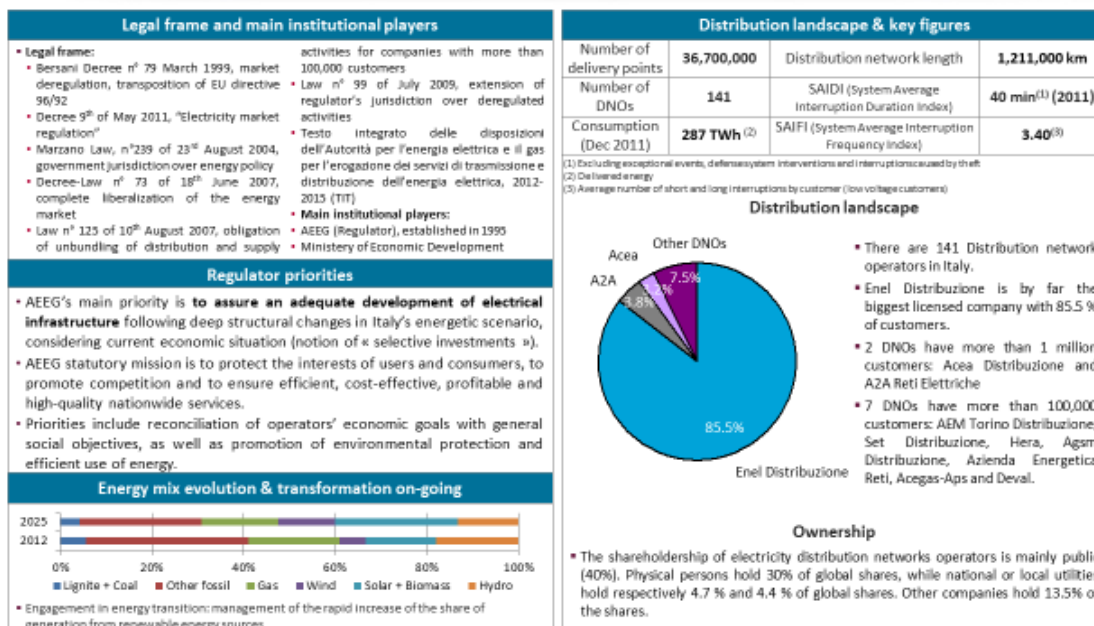
Pour la variation annuelle du tarif, le régulateur prend en compte un facteur de productivité ainsi qu’un facteur de qualité, déterminé par des indicateurs incitatifs décrits dans le tableau suivant :

Mission GRD	Domaine concerné		
	Performance du réseau	Qualité des services	Investissements et Projets
Gestion du réseau	SAIDI SAIFI MAIFI Restauration de la fourniture		TOTEX
Gestion des compteurs		Délais pour devis	
Gestion des données de comptage			
Facilitateur de marché			
Obligation de service			
Tâches transversales	Incitants à l’innovation		

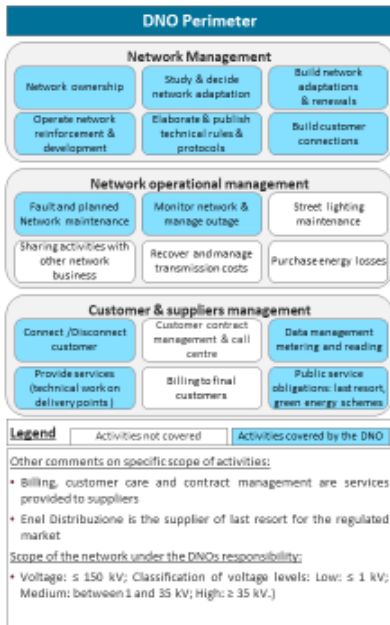
3.2.3.5 Fiche Pays

La fiche pays (source: Capgemini Utilities Strategy Lab et analyses Capgemini Consulting) ci-après en anglais ont été utilisées lors du projet et leur contenu est largement repris dans le corps du document. Nous les avons inclus comme complément d’information.

Sector organization



Tariff frame and formula for the DNO operators



Remuneration model	
Regulation period & date	<ul style="list-style-type: none"> Current period: 4 years, 2012-2015 Previous period: 4 years from 2008-2011
Model type	<ul style="list-style-type: none"> Price cap
Description	<ul style="list-style-type: none"> Retribution base: is a function of the OPEX, CAPEX, Depreciations and other costs of the companies applying a return on investments factor. Each year the base is updated based on the authorized and made incremental investments
Formula	<ul style="list-style-type: none"> Allowed revenues = $OPEX_{2012} + OPEX_{2013} + WACC \cdot RAB$ $OPEX_n = [OPEX_{2012} \cdot Q + PS1 \cdot (1 + RPI - X) + PS2] \cdot (1 + RPI)$ Q = activity volume factor (currently set at 1); PS1, PS2 = partial recovery of over or underspendings of previous years in current value; $OPEX_{2012} + OPEX_{2013}$ = OPEX for distribution and metering activities OPEX level is calculated based on OPEX reported in 2010 accounts, residual value of extra-efficiencies and residual value of extra efficiencies not yet absorbed through the X factor. For each DNO, different OPEX levels are calculated according to differences in network infrastructures, to take into account effects produced by exogenous factors through equalization mechanisms. RAB (Regulated Asset Base): net historical asset value (only for assets in operation) Remuneration/WACC: 7.6 % (nominal before taxes) for investments made before the 2012, 8.6% for those made afterwards.
Benchmark (target evaluation)	<ul style="list-style-type: none"> AEEG does not formally use benchmarks to set the level of the tariff for distribution. AEEG evaluations are based on the costs reported by DNOs in their activity reports.
Tariff	
Tariff structure (T)*	<ul style="list-style-type: none"> $T = T1 + T2 + T3^* + \text{system charges}^{**}$ (determined every three months by the regulator) Average annual tariff for distribution in 2012: 1,688 c€/kWh; 0,259 c€/kWh for metering. T1: fixed component expressed in € cent/delivery point/year; T2: capacity component expressed in € cent/kW/yr; T3 energy component expressed in € cent/kWh by consumption slice ** System charges for 1st trimester 2012: compensation for costs of phasing out nuclear plants; promotion of generation from renewable energy sources; financing of special tariff schemes; financing of R&D; compensation of charges from social bonus; compensation of tariff integration for small DNOs; compensation for charges from the implementation of energy efficiency measures
Annual variation of the tariff (Z)	<ul style="list-style-type: none"> Simplified formula: $Z = P \cdot 1 \cdot (RPI - X + Q)$ P = Price; X = Productivity factor defined by the Regulator (2.8% for 2012); RPI = Retail Price Index; Q = Quality factor.
Update process	<ul style="list-style-type: none"> Annually as a function of RPI, X factor and Q factor



3.2.4 Allemagne

Les acteurs institutionnels sont le régulateur **BNetzA** et les autorités régionales. Les municipalités sont les autorités concédantes.

3.2.4.1 Contexte et objectifs du régulateur

La priorité du régulateur est de réduire l’écart entre l’efficacité opérationnelle et le maintien d’un bon niveau de qualité.

Grâce à un programme stratégique ambitieux pour le développement des énergies renouvelables, **les investissements dans le développement du réseau sont incités par le régulateur** (majoritairement des investissements en capacité de transmission ainsi que des connections à d’autres systèmes de génération et de stockage). L’acte **‘Digitization of the Energy Turnaround’** en juillet 2016 a établi des conditions à rencontrer pour le déploiement de compteurs intelligents en Allemagne, avec pour objectif d’atteindre 7,5 millions de compteurs intelligents d’ici 2020.

3.2.4.2 Organisation du secteur

Le secteur de distribution allemand est très fragmenté. Les quatre plus grandes entreprises pour l’électricité (E.ON, RWE, Vattenfall, EnBW) disposent d’environ 40% du marché. La reste de secteur consiste d’environ 900 GRD, sachant que les GRD ayant moins de 100.000 clients sont gouvernés par les états fédéraux. Le marché de gaz est aussi très fragmenté, avec plus que 650 GRD. Au total, il y a environ 535 GRD qui sont présents dans l’électricité et le gaz.

Le périmètre d’activités du GRD est similaire à la France, dans le sens que le GRD n’est pas propriétaire du réseau. Une partie des activités de la gestion des clients et fournisseurs sont effectués par d’autres entités de la société verticalement intégrée (p.ex. les services de réseau, les services de relève) ou par des centres de services partagés (surtout facturation). Les GRD allemands sont responsables pour l’approvisionnement pour pallier aux pertes d’énergie ; cependant ils font appel à des ‘traders’ professionnels.

3.2.4.3 Modèle de régulation

Selon une révision à l’ordonnance **ARegV**, la période régulatoire sera réduite de 5 à 4 ans. La nouvelle période a débuté en 2018. Le modèle de régulation est « **Revenue Cap** ». Le « revenue cap » dépend du compte de régulation, de l’efficacité relative, de la qualité mesurée et de l’efficacité comparée. Le niveau d’efficacité de référence ainsi que le « revenue cap » durant la période régulatoire sont déterminés par BNetzA sur base des coûts CAPEX et OPEX afin de spécifier les tarifs respectifs. BNetzA compare l’efficacité entre tous les gestionnaires réglementés au début de chaque période régulatoire afin de déterminer les niveaux d’efficacité individuels qui sont basés sur les coûts estimés, y compris le capital ainsi que les coûts opérationnels et les obligations d’approvisionnement. Des procédures simplifiées visant des exigences plus légères existent pour les petits GRD (<30,000 clients).

Les GRD établissent leurs tarifs de manière indépendante, dans les limites décrites par régulateur. La décision sur les niveaux tarifaires reste dans les mains des GRD réglementés tant que les revenus ne dépassent pas le cap défini. Les tarifs pour les clients domestiques consistent en coûts fixes et frais d’énergie dont le composant ‘énergie’ est estimé à environ 90% du prix tarifaire. Pour les clients industriels, les prix tarifaires consistent en coûts de capacité et coûts d’énergie et ‘energy reactive charges’ (€/kvarh) dont le composant ‘énergie’ est estimé à environ 85% pour les petits secteurs et environ 55% pour les grands secteurs dans le calcul tarifaire.

3.2.4.4 Description des indicateurs incitatifs

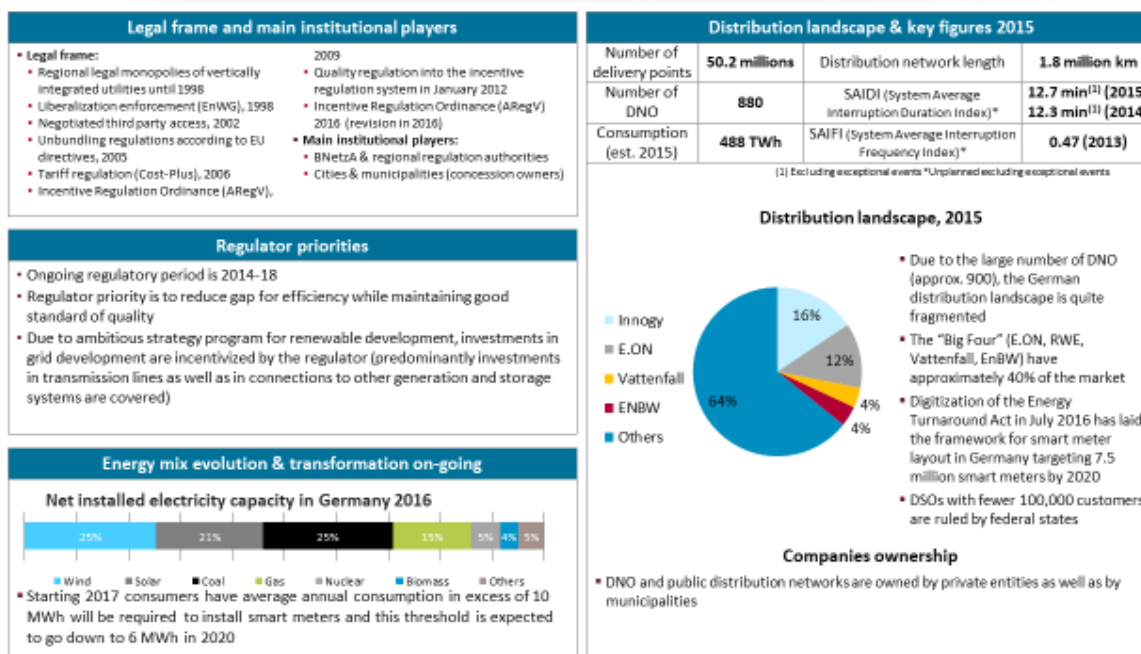
Les indicateurs incitatifs au cœur du modèle Revenue Cap sont décrit dans le tableau suivant :

Mission GRD	Domaine concerné		
	Performance du réseau	Qualité des services	Investissements et Projets
Gestion du réseau	SAIDI ASIDI		TOTEX Investissements d’extension ou de renforcement
Gestion des compteurs			
Gestion des données de comptage			
Facilitateur de marché			
Obligation de service			
Tâches transversales	Incitants à l’innovation		

3.2.4.5 Fiche Pays

La fiche pays (source: Capgemini Utilities Strategy Lab et analyses Capgemini Consulting) ci-après en anglais ont été utilisées lors du projet et leur contenu est largement repris dans le corps du document. Nous les avons inclus comme complément d’information.

Sector organization



Competitive landscape overview – Select DNOs



DNO	Size (Nb DP)	Circuit Length (km)	Public vs. Private	Key Owners details			Comment
				Owner	Type	Chiffre d'affaire	
ENBW Netze BW	2,201,038	95,980	Private (GmbH)	Owned by ENBW (100%)	German Utility		In January 2012, Netz BW acquired the assets and activities of ENBW Gas GmbH (GAS) and ENBW Gasnetz GmbH (GNG). In July 2012, both companies were merged with the BW networks
E.ON E.DIS AG	1,385,308	79,047	Private (Joint Stock Co.)	E.ON Beteiligungen GmbH (65.5%)	Debt issuing vehicle		-
				Ownership by local authorities (33.0%)	Local Authorities		
				E.ON Sverige AB (1.5%)	German Utility		
EWE Netz	1,173,900	81,482	Private (GmbH)	EWE AG (96.9%)	German Utility & Telecom provider		Since 2013, 82 cities and municipalities have participated in EWE NETZ and have joined forces in KNN, which currently holds 3.1% of shares. Participating municipalities represent about 50% of population in the area of EWE network. A further participation phase is planned for 2018.
				Kommunale Netzbeteiligung Nordwest (KNN) GmbH & Co. KG (3.1%)	Municipality		
TEN Thuringian Energies GmbH & Co. KG (part of TEAG)	565,422	32,926	Private (GmbH)	Kommunal Energiewerksverband Thüringia (KET) (46.1%)	Municipality		KET, KEBT and GkSA represent local municipalities. However Thüga AG acts as a strategic partner
				Kommunal Energiewinigungsgesellschaft Thüringen AG (KEBT) (36%)	Municipality		
				GkSA (2.6%)	Municipal Utility		
				Thüga AG (15.2%)	Local Authorities		



3.2.5 Suède

Depuis que le réseau de distribution est considéré comme étant **un monopole naturel**, les conditions préalables des GRD sont réglementées par des obligations inscrites dans la loi de l’électricité et les réglementations correspondantes. Le **‘Energy Markets Inspectorate (Ei)’** Suédois réglemente les opérations du réseau **en examinant l’équité des tarifs pour la transmission et la distribution**, il existe des réglementations collectives et sélectives qui ont un objectif compensatoire et préventif. **Svenska Kraftnät (SKF)** est géré sous forme d’une entreprise publique et est responsable pour le maintien et le développement du réseau transmission d’électricité national Suédois.

3.2.5.1 Contexte et objectifs du régulateur

La Suède vise à atteindre au moins **50% d’énergie renouvelable d’ici 2020** et d’ici 2040 le système d’énergie Suédois devrait être basé sur 100% de sources renouvelables. Afin de rencontrer cet objectif, Ei fonctionne de différentes manières afin de permettre aux GRD de maintenir un **réseau fiable mais flexible, à long terme**. Les méthodes les plus courantes sont des requis minimum, des incitants et de l’information, cela afin d’assurer une stabilité de réseau même pendant les périodes de demande élevée.

3.2.5.2 Organisation du secteur

Le marché de distribution d’électricité est assez fragmenté avec 170 gestionnaires présents, il y a gestionnaire de réseau dans chaque municipalité avec des droits exclusifs. EON Elnät Sverige AB, Ellevio AB et Vattenfall Eldistribution AB représente 50% du marché. Des autres GRD, 129 sont des entreprises communales avec une centaine qui ont 15.000 clients ou moins. Le marché pour **le gaz est limité en Suède**, avec uniquement 3,5% des besoins énergétiques couvert par le gaz, et uniquement 30 municipalités ayant accès au réseau. Le marché de distribution se compose de 5 GRD (E.ON Gas Sverige AB, Göteborgs Energi Gasnät AB, Kraftringen nät AB, Varberg Energi AB et Öresundskraft AB) et de Swedegas AB qui est propriétaire du réseau de Transport.

Contrairement aux autres pays analysés, la gestion du réseau est sous la responsabilité du Svenska Kraftnät (SKF), et les gestionnaires sont soumis à la concession régionale. Donc, le système de facturation est repartit entre le SKF et les GRD. Les obligations de services publics (éclairage public, fournisseur de dernier recours) ne font pas partie du périmètre des GRD. Vu cette distinction entre le SKF et les GRD, les règlements techniques et d’autres protocoles de réseau sont la responsabilité de SKF.

3.2.5.3 Modèle de régulation

La période tarifaire est de quatre ans, avec la période actuelle qui arrive à l’échéance en 2019. Le modèle en place est du type « **Revenue Cap** », et est calculé sur base de 4 éléments :

- Coût du capital : coûts des actifs utilisés au sein de l’entreprise dans les opérations de réseau, p.ex. le réseau électrique,
- Coûts actuels contrôlables : coûts opérationnels du réseau, p.ex. coûts opérationnels de l’usine, monitoring, planning de réseau,
- Coûts actuels non-contrôlables : coûts du réseau (p.ex. réseau régional), taxes et autres frais,
- Qualité des services : Amélioration ou détérioration de la qualité de la fourniture d’électricité, p.ex. nombre de pannes de courant.

Pour la période actuelle, l’âge du réseau est pris en compte lors du calcul du « revenue cap ». Les niveaux de références sont définis en utilisant une méthode de benchmarking où la performance est déterminée comme étant fonction de la densité des consommateurs. Depuis 2010, les GRD font annuellement un compte rendu des données relatives aux interruptions au niveau du client.

3.2.5.4 Description des indicateurs incitatifs

La structure tarifaire dépend des déviations par rapport au « revenue cap » lors de la période précédente. C’est-à-dire, si les revenus excèdent le cap dans la période précédente, les revenus dans la période suivante sont basés sur le nouveau montant. Si l’écart est plus de 5%, il y a pénalité appliquée. De plus, les indicateurs incitatifs sont appliqués pour l’élément « qualité de services », ils pourraient compter pour environ 5% du revenu. Les indicateurs en place sont résumés dans le tableau suivant :

Mission GRD	Domaine concerné		
	Performance du réseau	Qualité des services	Investissements et Projets
Gestion du réseau	SAIDI SAIFI Interruptions multiples Taux de l'utilisation du réseau Réduction des pertes		
Gestion des compteurs		Temps de raccordement des utilisateurs	
Gestion des données de comptage			
Facilitateur de marché			
Obligation de service publique			
Tâches transversales			

3.2.5.5 Fiche Pays

La fiche pays (source: Capgemini Utilities Strategy Lab et analyses Capgemini Consulting) ci-après en anglais ont été utilisées lors du projet et leur contenu est largement repris dans le corps du document. Nous les avons inclus comme complément d’information.

Sector organization



Legal frame and main institutional players		Distribution landscape & key figures													
<ul style="list-style-type: none"> Legal frame: <ul style="list-style-type: none"> Trade de-regulated, 1996 Revenue cap regulation for electricity distribution introduced, 2012 Main institutional players: <ul style="list-style-type: none"> The Swedish Energy Markets Inspectorate (EI) regulates the network operations by reviewing the 	<ul style="list-style-type: none"> fairness of the DNOs tariffs for transmission and connection of electricity Svenska kraftnät (SKF) is operated in the form of a state-owned enterprise and is responsible for maintaining and developing the Swedish national grid for electricity. 	<table border="1"> <tr> <td>Number of delivery points</td> <td>5,4 millions (2015)</td> <td>Distribution network length</td> <td>518'000 km (2015)</td> </tr> <tr> <td>Number of DNO</td> <td>170 (2015)</td> <td>SAIDI (System Average Interruption Duration Index)</td> <td>2 hours (2015)</td> </tr> <tr> <td>Consumption</td> <td>134 TWh</td> <td>SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)</td> <td>1.2/customer (2015)</td> </tr> </table> <p><small>*Including Eon Elnät Stockholm AB and Eon Elnät Kranfors AB</small></p>	Number of delivery points	5,4 millions (2015)	Distribution network length	518'000 km (2015)	Number of DNO	170 (2015)	SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	2 hours (2015)	Consumption	134 TWh	SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	1.2/customer (2015)	
Number of delivery points	5,4 millions (2015)	Distribution network length	518'000 km (2015)												
Number of DNO	170 (2015)	SAIDI (System Average Interruption Duration Index)	2 hours (2015)												
Consumption	134 TWh	SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)	1.2/customer (2015)												
<h4>Regulator priorities</h4> <ul style="list-style-type: none"> Since the distribution network is viewed as a natural monopoly, the DNOs prerequisites are regulated by requirements in the electricity law and corresponding regulations Ei works in a number of ways to make the DNOs maintain a reliable network in the long term. The most common ones being minimum requirements, incentives and information. There are collective and selective regulations with both a compensating and preventive purpose 		<h4>Distribution landscape</h4> <ul style="list-style-type: none"> DNO vary in size: the largest distribution company is EON (1019 000 customers) The three largest DNOs have together roughly 50% of the customers About 110 of the DNOs have 15000 customers or less creating a fragmented market 													
<h4>Energy mix evolution & transformation on-going</h4> <ul style="list-style-type: none"> Sweden aims to reach at least 50% of renewable energy by 2020 and by 2040 Sweden's energy system is to be based on 100% renewable sources 		<h4>Companies ownership**</h4> <ul style="list-style-type: none"> There is a DNO in each municipality with sole rights to distribute electricity to the customers within the area 129 of the DNOs are municipal companies <p><small>**See picture of ownership structure in appendix</small></p>													



Copyright © 2017 Capgemini Consulting. All rights reserved.

Tariff frame and formula for the DNO operators



DNO Perimeter	Remuneration model
<h4>Network Management</h4> <ul style="list-style-type: none"> Network ownership Operate network reinforcement & development Study & decide network adaptation Elaborate & publish technical rules & protocols Build network adaptations & renewals Build customer connections <h4>Network operational management</h4> <ul style="list-style-type: none"> Fault and planned network maintenance Sharing activities with other network business Monitor network & manage outage Recover and manage transmission costs Street lighting maintenance Purchase energy losses <h4>Customer & suppliers management</h4> <ul style="list-style-type: none"> Connect / Disconnect customer Provide services (technical work on delivery points) Customer contract management & call centre Billing to customer Data management, metering and reading Public service obligations: last resort, green energy schemes <p>Legend Activities not covered Activities covered by the DNO</p> <p>Scope of the network under the DNO responsibility:</p> <ul style="list-style-type: none"> Transmission system includes all >220 kV parts Regional power systems: lines <220 kV and subject to line concession Local power distribution: rest of the lines. DNOs are subject to area concession Billing system is split between the DSO (regulated) and the retailer (competitive markets) 	<h4>Regulation period & date</h4> <ul style="list-style-type: none"> Current period: 2016-2019 Previous period: 2012-2015 <h4>Model type</h4> <ul style="list-style-type: none"> Revenue cap <h4>Description</h4> <ul style="list-style-type: none"> The calculation of the revenue cap is based on four parts: <ul style="list-style-type: none"> Cost of capital – cost of assets within the company being used in the network operations, e.g. the electricity network Current controllable costs – costs of effective and efficient network operations, e.g. operational costs of plants, measurement, monitoring, network planning Current uncontrollable costs: costs for overhead network (e.g. regional network), taxes and fees Quality of services – improvement or impairment of the quality of electricity, e.g. number of outages For the current period the electricity network's age is considered when calculating the revenue cap Efficiency requirement: DSOs costs shall decrease each year WACC initially proposed at 4.53%, revised in 2017 at 5.85% <h4>Formula</h4> <h4>Benchmark (target evaluation)</h4> <p>baselines are defined using a benchmarking method where performance is set as function of customer density. Since 2010 DSOs are reporting annually interruption data at the customer level. Since 2010 DSOs are reporting annually interruption data at the customer level</p> <h4>Tariff</h4> <ul style="list-style-type: none"> Tariff structure (T)*: Energy tariff + small capacity charge Annual variation of the tariff (Z): The tariff is based on the cost of operating, maintaining and developing the network in that specific electricity distribution area Update process: Tariffs revised for each regulatory period (every 5 years)



Copyright © 2017 Capgemini Consulting. All rights reserved.

3.3 Mise en place d’instruments de régulation incitative

La plupart des pays en Europe sont encore à un stade relativement précoce en matière de régulation incitative et se focalisent donc en priorité sur les facteurs impactant leurs performances et revenus. 38 indicateurs différents ont été identifiés dans les différents pays analysés.

Il s’avère qu’environ 90% des indicateurs se focalisent sur la mission de gestion du réseau, et parmi ceux-ci les domaines concernés ciblés sont la performance du réseau, la qualité des services et les investissements. La qualité des services est de loin le domaine d’application le plus conséquent en Grande-Bretagne et en France, lorsque les indicateurs concernant la performance du réseau et/ou l’investissement sont les plus présents en Italie, Suède et Allemagne.

La Grande-Bretagne et la France sont, sans commune mesure, les deux pays les plus avancés en matière de mise en place d’instruments de régulation incitative. Les missions couvertes par les indicateurs identifiés en France et outre-Manche concernent la gestion des compteurs, le rôle de facilitateur de marché, les tâches transversales et dans une moindre mesure la gestion des données de comptage en France. De manière générale, les indicateurs concernant la mission d’obligation de service publique n’existent pas ou ne sont pas accessibles de manière générales.

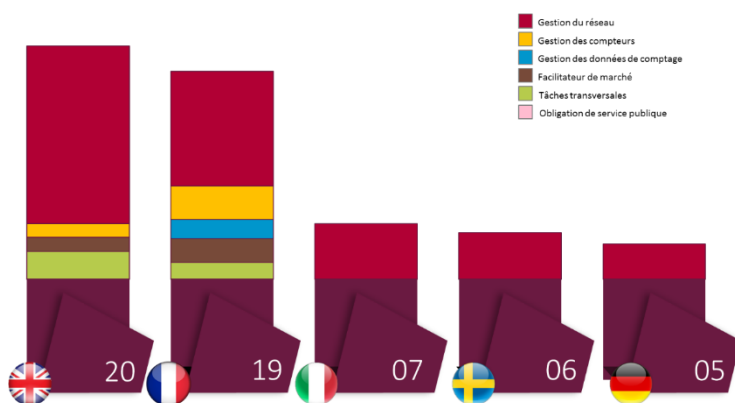


Figure 6 : Overview de la couverture des services des instruments incitatifs en Europe (correspondants aux missions du GRD belge)

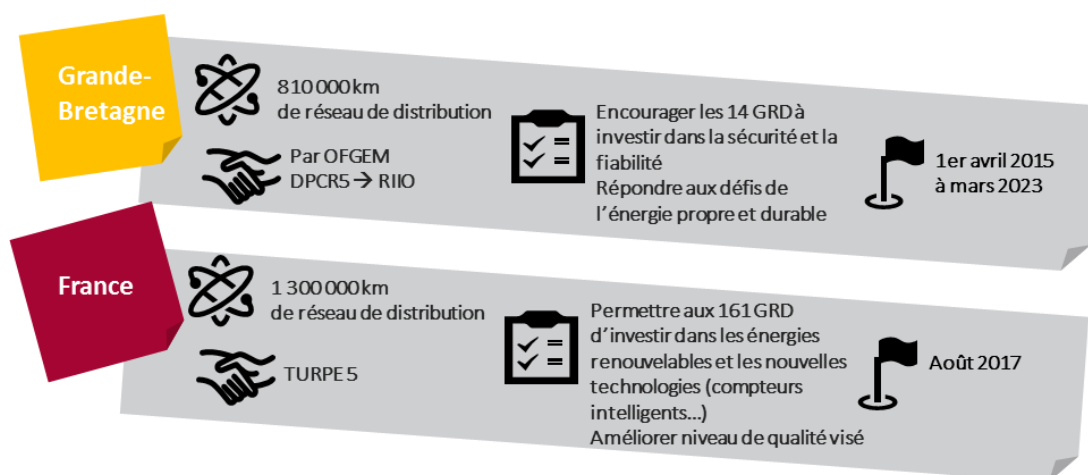


Figure 7 : Zoom sur l’implémentation progressive des régulations sur le marché de l’électricité (suivi puis incitation)

3.3.1 Performance du réseau

Les incitateurs SAIDI² et SAIFI³ sont partagés par l’ensemble des pays étudiés dans ce benchmark (à l’exception de l’Allemagne qui n’utilise pas SAIFI). Ce sont effectivement des indicateurs classiques sur la qualité de fourniture, qui permettent de mesurer le temps annuel moyen d’interruption non planifiée d’un utilisateur du réseau de distribution (hors coupures provoquées par des tiers ou des circonstances météorologiques exceptionnelles). En cela il démontre aussi l’efficacité de la gestion de réseau en termes d’exploitation et d’investissement. L’objectif visé est la stabilité de réseau

3.3.1.1 Electricité

Dans la majorité des pays examinés, nous constatons l’utilisation d’indicateurs sur les interruptions planifiées ainsi que non-planifiées, néanmoins les régulateurs des pays du benchmark se différencient sur le traitement des coupures planifiées. L’avantage de ceci est plutôt lié à l’impact sur l’utilisateur de réseau de distribution (URD), qui ne fait pas toujours la distinction entre les coupures planifiées / non-planifiées. La coupure planifiée nécessite la prévision de la part du GRD et l’envoi des avertissements de coupure pour mitiger une partie de l’impact sur les URD. Néanmoins, l’impact URD (indépendamment de la fréquence ou la durée) doit être considérée par le(s) service(s) responsable(s) pour la planification.

Vu cet impact sur l’URD, quatre pays sur cinq du benchmark inclut d’une manière ou l’autre les coupures planifiées dans le calcul des indicateurs de performance de réseau. La Grande Bretagne et l’Allemande mesurent les coupures planifiées ainsi que non-planifiées, mais ils utilisent un facteur de pondération (0,5) pour les coupures planifiées dans l’agrégation des sous-indicateurs. Ceci est aligné avec leur politique de stimuler les investissements dans l’infrastructure de réseau et l’innovation liée à la transition énergétique, et de réduire la pénalité pour les coupures nécessaires afin d’exécuter ces investissements. La Suède n’applique pas un facteur de pondération, mais elle utilise des trajectoires séparées pour les coupures planifiées et non-planifiées. Ceci donne au régulateur la possibilité de maîtriser l’impact URD dans les deux cas. La France ne fait pas de distinction entre les coupures planifiées ou non-planifiées ni via un facteur un facteur de pondération ni via une trajectoire à part. Néanmoins, le mécanisme de l’incitation sur la performance du réseau a été mis en place progressivement à travers deux cycles tarifaires, avec une trajectoire définie sur les performances historiques.

L’Italie est le seul pays de benchmark qui exclut les coupures planifiées, pour la raison qu’il subit les grandes différences de performance de réseau à travers ses 300 zones de réseau et encourage fortement la standardisation de niveau de performance. Afin de ne pas pénaliser le GRD pour les investissements nécessaires à rencontrer cet objectif, le régulateur exclut des coupures planifiées du calcul pour le SAIFI et SAIDI. Cependant, l’Italie suit la performance de ces indicateurs sans appliquer un mécanisme d’incitation dessus.

En termes mathématiques, le SAIDI et le SAIFI sont multipliés pour arriver à l’indisponibilité du réseau. De suite, la manière de fixer le cible et l’incitation est important. Dans 3 cas sur 5, le régulateur applique l’incitation sur l’indisponibilité (dans le produit de la fréquence et la durée), une fois uniquement sur la durée (absence de mesure de la fréquence pour l’Allemagne) et une fois applique l’incitation séparément (sur la durée moyenne et puis sur la fréquence).

La gestion des pertes est aussi un indicateur partagé par trois pays sur cinq : Grande-Bretagne, France et Suède. En effet, il est plus que pertinent pour le régulateur britannique de comprendre le

² System Average Interruption Duration Index

³ System Average Interruption Frequency Index

niveau actuel de ses pertes et ses causes principales. En France par exemple, les pertes électriques d’Enedis ont représenté pour la période du TURPE 4 environ 24 TWh par an, soit 1,5 milliards d’euros en 2015 (13% des charges annuelles du groupe). La couverture des pertes est donc un enjeu financier majeur et ce dispositif permet de protéger Enedis contre les variations de facteurs tels que le climat ou les prix de marché, sur lesquels il n’a pas d’emprise, tout en l’incitant à réduire globalement le coût d’achat des pertes.

Concernant le cas suédois et la performance de son réseau, le taux d’utilisation du réseau est un indicateur utilisé pour suivre l’impact de l’injection des énergies renouvelables sur le réseau (soit ici près de la moitié de l’énergie produite). Ceci cible la maîtrise aux points de fourniture du réseau de distribution, et vise l’objectif du régulateur autour de la stabilité et fiabilité du réseau.

3.3.1.2 Gaz

Uniquement trois pays sur cinq mesurent les indicateurs de performance de réseau pour le réseau de Gaz. La France et la Suède ne suivent pas ces indicateurs pour les raisons de concernées de qualités de données (ensemble de données limité). Avec des règlements techniques obligatoires qui sont très strictes et une pratique de dévier le flux au lieu de couper dans les cas des travaux, il y a peu de coupures à prendre en compte, surtout pour la Suède qui a un réseau de distribution de gaz très petit en taille. L’Allemagne, la Grande Bretagne et l’Italie suivent la même structure de mesure et d’incitation pour les indicateurs de performance du réseau pour l’électricité comme pour le gaz

3.3.2 Qualité de service

La France et la Grande-Bretagne sont seuls à avoir mis en place le type d’indicateurs suivants : traitement des plaintes, le temps de raccordement des utilisateurs ou encore le respect de délais de visite (qui sont des KPIs permettant d’améliorer l’expérience client et adresser l’efficacité opérationnelle). Le déploiement des compteurs intelligents est également surveillé. Le marché du gaz français connaît aussi d’autres indicateurs, comme la qualité des relevés JJ transmis aux GRT pour les allocations journalières aux points d’interface transport-distribution (PITD) et le taux de disponibilité du portail fournisseur. Le « temps de raccordement des utilisateurs » est utilisé en Suède comme indicateur unique concernant le service et l’expérience client.

Ce qui fait la distinction entre l’approche britannique est l’approche Française, c’est la définition sur le segment client impacté. Comme décrit dans le tableau des indicateurs incitatifs pour la France, la qualité de service (et donc les délais) pour les fournisseurs ainsi que l’URD sont mesurés. Alors que pour le Grande Bretagne et la Suède, uniquement les URD sont considérés comme clients.

Le régulateur britannique a mis en place uniquement un bonus pour l’incitation, quand la France, pour favoriser l’ouverture des marchés et le développement de la production décentralisée à base d’énergie renouvelable, a adopté une pénalité et un bonus afin d’assurer la compétitivité du GRD pour l’exécution des travaux. Le régulateur français a placé une incitation financière sur le taux de réponse aux réclamations écrites en moins de 15 jours et surveille (sans incitation financière) les appels téléphoniques des fournisseurs.

3.3.3 Investissements et projets

Les incitants à l'innovation sont utilisés majoritairement, seule la Suède n'en a pas directement. La Maîtrise des coûts unitaires d'investissement et la Maîtrise des charges de capital « hors réseaux » sont connues en France. Pour ce premier, la France a implémenté ces indicateurs d'une manière progressive à travers deux cycles réglementaires, avec une incitation appliquée uniquement pour le TURPE 5 (sur base de calculs provenant de données historiques).

La France est assez unique, en séparant le type d'investissement (réseau / hors réseau), ce qui assure une visibilité sur l'efficacité de l'innovation (ex. Smart Grid, Smart Meters) ou des déploiements des projets IT (ex. implémentation CRM). Un coût unitaire est calculé pour chaque type d'investissement de réseau. Ces investissements sont regroupés en vingt catégories pour l'électricité et treize catégories pour le gaz définissant les natures d'ouvrages ainsi que les zones de densité urbaine pour permettre la définition d'une trajectoire. Pour les investissements hors réseau, comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information, le régulateur, le régulateur français mène une analyse ex post des trajectoires de mises en service des investissements concernés afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés au cours de la période tarifaire n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes

Certains projets de systèmes d'information (SI) d'une ampleur significative sont exclus de ce mécanisme. Cela s'explique par la volonté du régulateur de maintenir la capacité du GRD à répondre à des besoins du marché qui nécessiteraient des évolutions majeures des SI en cours de période tarifaire et dont les coûts et les calendriers sont difficilement prévisibles.

Quant au mécanisme TOTEX, la Grande-Bretagne, l'Allemagne ainsi que l'Italie l'utilisent. Outre-Manche, cet indicateur permet d'améliorer la qualité d'information fournie et d'encourager l'investissement et l'innovation, lorsqu'en Allemagne, il incite à l'efficacité et au maintien de la performance. D'application à partir de 2020 : le régulateur italien a adopté une approche TOTEX, pour réduire les biais existant dans le modèle actuel entre le traitement des dépenses opérationnelles et des dépenses d'investissement.

Au-delà de l'approche TOTEX, ces trois pays en tendance à encourager les dépenses ciblant certains thèmes. En Grande Bretagne, les projets sont séparés en fonction de la taille – avec une enveloppe différente selon la taille :

- Network Innovation Allowance (NIA): projets innovants à petite échelle
- Network Innovation Competition (NIC): Projets novateurs à plus grande échelle pouvant offrir des avantages en matière de réduction des émissions et autres avantages environnementaux pour les consommateurs.

En Allemagne et l'Italie, les dépenses adressant la transition énergétique et plus spécifiquement les compteurs intelligents. L'Allemagne a aussi les incitants à l'innovation en place pour l'intégration des auto-producteurs et la production des énergies renouvelables au réseau de distribution.

Concernant la maîtrise du déploiement des compteurs intelligents (Smart et DEE), le régulateur français a prévu un cadre réglementaire spécifique (Linky et Gazpar) et ce, notamment, en introduisant un bonus sur la rémunération des capitaux sous réserve du respect d'un calendrier de déploiement.

4 La régulation incitative pour la région bruxelloise

Deux workshops entre BRUGEL et SIBELGA ont été opérés afin de comprendre la motivation à intégrer tel ou tel indicateur (utilité et impact), ainsi qu’à évaluer sa faisabilité. Une *short-list* a ainsi pu être créée.

4.1 Phase de sélection des indicateurs

Il est ici primordial de rappeler les missions du GRD belge, pour lesquelles ces indicateurs sont choisis :

- Assurer la continuité, la sécurité et la qualité de fourniture selon les normes en vigueur ;
- Garantir la gestion des compteurs et des données de comptage ;
- Assurer les services de raccordement aux réseaux, de placement / remplacement de compteurs dans le respect des délais légaux (service opérationnel) ;
- Répondre dans les délais légaux aux doléances et plaintes des utilisateurs des réseaux.

Étant donné le système de catégorisation « *traffic light* », un premier tri a été effectué lors du premier workshop :

- Les indicateurs SAIDI et SAIFI ont été analysés comme très pertinents avec comme seule faiblesse pointée les mesures manquantes en temps réel du réseau basse tension. Concernant la réduction des pertes, les calculs demeurent très théoriques et n’ont pas de réalité en termes de reflet de performance, mais les avantages futurs apportés par le *smart grid* pourraient changer la situation. Quant au taux d’utilisation, c’est un indicateur intéressant mais non prioritaire.
- Regardant la qualité des services, les principaux outils sont adéquats notamment au regard de l’expérience client et de l’opérationnel.
- Enfin en termes d’investissements, il apparaît que le GRD aurait besoin d’atteindre un niveau de maturité et de capacité supérieur afin de mettre en place des indicateurs indicatifs dans un second temps.

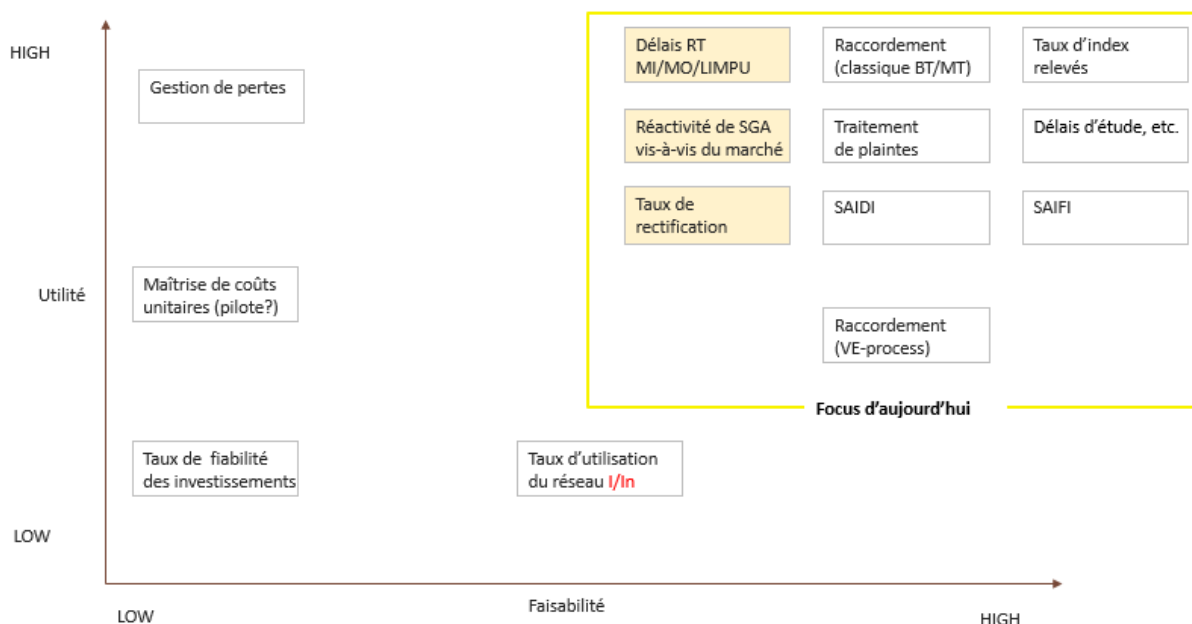


Figure 8 : Matrice faisabilité / utilité portant sur les indicateurs choisis

Dans un second temps, la matrice ci-dessus ayant donné une *short-list* de dix indicateurs a permis de raffiner des KPIs finaux. Les impacts légaux et ceux du marché (clients, fournisseurs), l’application

de l'incitation ou non ainsi que la pertinence sur les deux types d'énergie ont été pris en compte.

Lors du second workshop, les points d'action suivants ont été effectués pour chacun des KPIs : définition de l'indicateur ; suivi ou incitation ; principe de mesure ; principe de norme / cible ; principe de mécanisme d'incitation. L'ensemble des informations nourrissent les Fiches Descriptives accessibles en annexe.

Enfin, six indicateurs clefs primaires, qui se basent sur un certain nombre de sous-indicateurs et qui sont déclinés selon les deux énergies électricité et gaz (cf. Figure 9 ci-dessous), ont donné quatre grandes familles, qui regroupent ainsi dix sous-indicateurs.

4.2 Proposition court-terme

Ce faisant, pour couvrir les missions du gestionnaire, la liste finale développée par BRUGEL et SIBELGA s’oriente autour de quatre grandes familles déclinées ci-dessous. Chacune de ces familles regroupe au total dix sous-indicateurs.

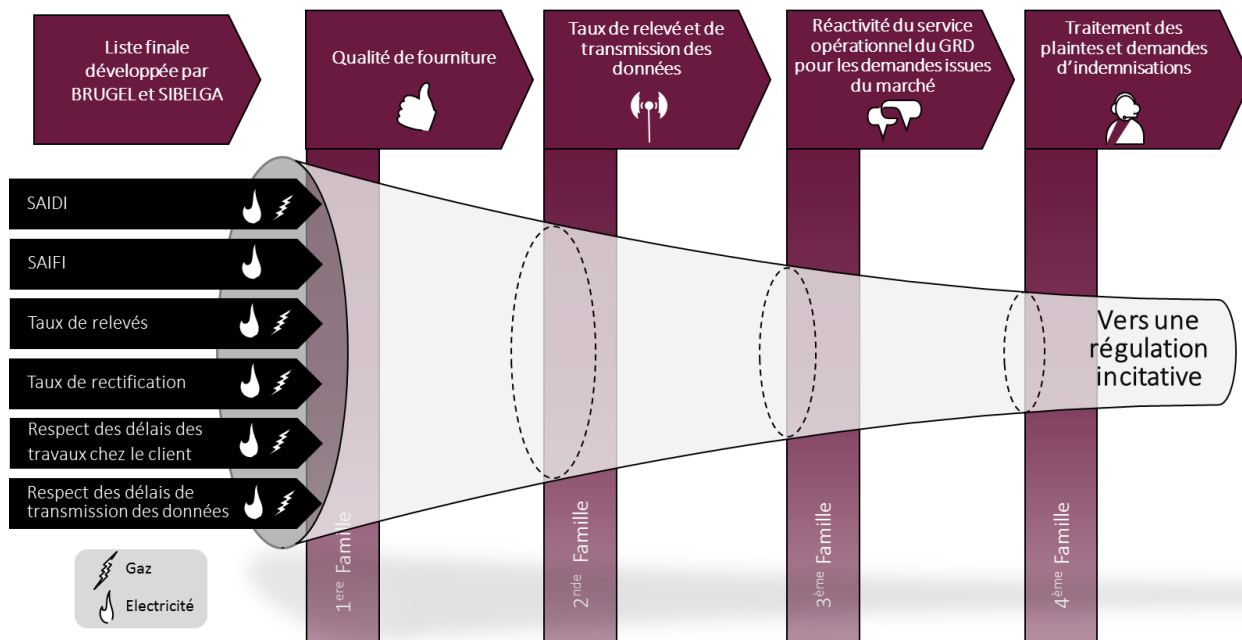


Figure 9 : Gestion des indicateurs de performance (KPI) choisis par BRUGEL et SIBELGA

De manière plus détaillée, les quatre grandes familles sont les suivantes :

1. Qualité de fourniture : KPI portant sur les performances des réseaux d’électricité et de gaz par la continuité de fourniture ;
2. Taux de relevé et de transmission des données : KPI mesurant la qualité, la réactivité et l’exhaustivité dans la relève, l’estimation et la transmission des données de comptage ;
3. Réactivité du service opérationnel du GRD pour les demandes issues du marché : KPI prenant en compte la réactivité du GRD dans la réalisation des travaux chez le client pour les demandes reçues depuis la clearing house ;
4. Traitement des plaintes et demandes d’indemnisations : KPI mesurant la qualité et la réactivité du service à la clientèle dans le traitement des plaintes et demandes d’indemnisation.

La liste complète des KPI et leurs poids respectifs dans les enveloppes globales électricité et gaz sont indiqués dans le tableau suivant :

Opérations concernées par les KPI	Fluide	KPI	Processus	Poids (% de l’enveloppe globale électricité)	Poids (% de l’enveloppe globale gaz)	Type de comportement	Formules de calcul
		SAIFI		30%	/		

Distribution	Electricité	SAIDI	Interruptions non-planifiées					Qualité	Fiche 6.1
	Gaz	SAIFI	Interruptions non-planifiées			30%			
Prestations de services rendus au marché	Mixte	Respect des délais	Travaux chez le client	30%		30%		Réactivité	Fiche 6.3
Comptage	Mixte	Taux de rectification	Rectification des données et Estimation des données	25%	8,33%	25%	8,33%	Qualité	Fiche 6.2
		Taux de relevés Et Taux d'index systématiquement estimés.	Relève des compteurs		8,33%		8,33%	Exhaustivité	
		Respect des délais de transmission et de rectification	Transmission des données Et Rectification		8,33%		8,33%	Réactivité	
Prestations générales de services rendus aux URD	Mixte	% de plaintes traitées dans les délais	Traitement des plaintes par le GRD	15%	7,5%	15%	7,5%	Réactivité	Fiche 6.4
		% de décisions en défaveur du GRD	Plaintes traitées par le service de litige en défaveur du GRD.		7,5%		7,5%	Qualité	
Total		9		100%		100%			

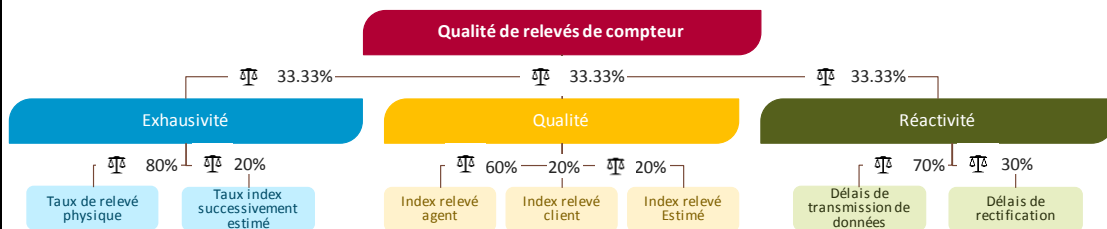
4.3.2 Taux de relevé et de transmission des données

Indicateur primaire:	Qualité de relevés de compteur
Mission GRD:	Gestion des compteurs, gestion des données de comptage

Objectif:	Optimiser le nombre de relevés et les délais de transmission des données au marché ainsi que réduire le taux d'estimations, diminuer le nombre de rectifications et les régularisations de facturation qui en résultent
Définition:	La qualité de la gestion des données de comptage par le GRD sera mesurée par les KPIs relatifs: - Exhaustivité: de l’activité de relève des compteurs (<i>le taux de relevé</i>) - Qualité: de la validation de ces données (<i>le taux de rectification</i>) - Réactivité: de la transmission de ces données au marché. (<i>la réactivité du GRD</i>)
Seuil d'application:	Cet indicateur est applicable à tous types de compteurs: - classiques; - MAR (Monthly Automated Reading); - CAR (Continuous Automated Reading); et - compteurs intelligents (prise en compte après l’installation de 10.000 compteurs hors projet pilote)
Sous éléments:	Afin d'avoir une vue complète, il faut diviser chaque indicateur en sous éléments: 1. L'exhaustivité Ce KPI mesure le taux de relevé physique des compteurs et pour les compteurs classiques, le taux d'index estimé successivement sur deux périodes de relevé. Si le GRD n'a pas su relevé le compteur, une estimation est fait basé sur les informations historiques. Un compteur qui est systématiquement pas relevé augmente l'écart potentiel entre la consommation réelle et estimé - et donc le risque financier pour le fournisseur. <ul style="list-style-type: none"> - <i>Taux de relevé physique des compteurs</i> - <i>Taux index successivement estimé</i> 2. La Qualité Afin que l'estimation pour rentrer dans le registre d'accès, le fournisseur doit accepter l'estimation communiquée par le GRD. Alors, cet élément vise la fiabilité de l'estimation en mesurant le taux d'acceptation. Egalement, le processus doit pouvoir gérer les exceptions et les erreurs avant que l'index est communiquée (index réel ou estimation), et améliorer la qualité des estimations des données de comptage. Une vue par fournisseur donnera aussi la possibilité d'identifier au plus vite les causes racines <ul style="list-style-type: none"> - <i>Taux de rectifications accéptés index relevé par agent</i> - <i>Taux de rectifications accéptés index relevé par client</i> - <i>Taux de rectifications accéptés index estimé</i> 3. La reactivité Le relève d'index est une activité clé pour la mission de GRD "gestion de compteurs". La restitution de l'index aussi vite que possible est un mesure de l'efficacité opérationnel pour les relevés d'index. Ceci est defini comme le difference entre la date de l'envoi et la date de relevé. Ceci est également applicable aux délais de traitement de rectification. <ul style="list-style-type: none"> - <i>Délais de transmission de données</i> - <i>Délais de rectification</i>

Afin de prendre en compte tous éléments, il y a plusieurs mesures à suivre, comme décrite:

Sous-indicateurs:



Principes d'agrégation:

L'agrégation doit prendre en compte à la fois:

- le type de compteur; et
- la période de relevé qui correspond à l'intervalle de temps pendant lequel le GRD obtient les index périodiques pour un point d'accès donné, soit via le relevé d'index, soit via des index communiqués par l'URD. Parfois, le GRD procède, en cas de doute sur la qualité de l'index relevé, à un deuxième relevé de vérification.

Les pondérations suivantes alors ont été développées:

- **Compteurs classiques**
 $\text{nombre de compteurs classiques} / \text{nombre de tous compteurs}$
- **Compteurs MAR / CAR**
 $100 \times (\text{nombre de compteurs MAR} + \text{nombre de compteurs CAR}) / \text{nombre de tous compteurs}$
- **Compteurs intelligents**
 $10 \times (\text{nombre de compteurs intelligents}) / \text{nombre de tous compteurs}$

Par la surpondération attribuée aux compteurs intelligents et térérelevés (CAR et MAR), BRUGEL souhaite en effet encourager le GRD à maîtriser la télélever à distance pour garantir une meilleur qualité des révélés des futurs compteurs intelligents.

Pour l'agrégation vers les enveloppes, il y a une dernière distinction à faire pour les flux d'énergies:

- **L'électricité:** chaque indicateur pèse 8,33% pour une enveloppe totale de 25%
- **Le gaz:** chaque indicateur pèse 11,67% pour une enveloppe totale de 35%

Principes de trajectoire:	<p>Dans le cadre de la remise des rapports relatifs à la qualité des services électriques, SIBELGA présente déjà les résultats des indicateurs pour le relevé d'index, mais ce n'est pas forcément au même niveau de détail ce qui est décrit dans cette fiche. Pour permettre une définition judicieuse des trajectoires de performances, il sera demandé au GRD de recalculer ces indicateurs sur base les données historiques pour ne tenir compte que des interruptions qui rentrent en ligne de compte,</p>
Principes d'incitation:	<p>L’enveloppe globale annuelle allouée aux bonus est calculée en fonction du nombre d’indicateurs entrés en vigueur avant le 1er janvier de chaque année pour le reste de la période tarifaire.</p> <p>Les incitants seront évalués et octroyés annuellement lors du contrôle ex post de l’année N et seront comptabilisés en année N+1. Le cas échéant, les montants des malus constatés pour les indicateurs viennent en déduction des bonus.</p> <p>L’évaluation est binaire: soit l'objectif est atteint et le bonus est appliqué, soit l'objectif n'est pas atteint et le malus est appliqué</p>

Formules	<p>L'exhaustivité</p> <p>Taux des indexes relevés: (fenetre de mesure = 3 mois pour les classiques, mensuelle pour tous d'autres types)</p> <p><i># de compteurs relevés/nombre de compteurs à relever</i></p> <p>Taux des indexes systématiquement estimés: (fenetre de mesure = 3 mois pour les classiques, mensuelle pour tous d'autres types)</p> <p><i># de compteurs pas relevés pendant plus que 24 mois / nombre de compteurs à relever</i></p> <p>La qualité</p> <p>Taux de rectifications:</p> <p><i># de demandes de rectification acceptées/nombre de relevés transmis au marché</i></p> <p>La réactivité</p> <p>Delai de transmissions des indexes:</p> <p><i>(date de communication au marché - date de relevé)/nombre de relevés transmis au marché</i></p> <p>Delai de rectification</p> <p><i>(date de communication de l'index rectifié- date de demande de rectification) / nombre de demandes de rectification communiqués par les fournisseurs au GRD</i></p>
Unité de mesure	Tous sous-indicateurs et indicateur primaire sont mesurés en pourcentage

4.3.3 Réactivité du service opérationnelle du GRD pour les demandes issues le marché

Indicateur primaire:	Réactivité du GRD pour les demandes issues du marché
Mission GRD:	Gestion des compteurs, facilitateur du marché

Objectif:	Réduire les délais d’exécution des travaux pour les demandes issues du marché
Définition:	Mesure le délai d'exécution de chaque scénario de marché. Le délai d'exécution est défini comme l'entrée de la demande du client à l'exécution de cette demande - la communication et l'éducation vers le client est clé afin de minimiser le délai attribuable au client même (donc, reste partiellement influencé par les actions de GRD)
Seuil d'application:	Cet indicateur est applicable à les scénarios de marché qui nécessite une intervention sur terrain par la GRD, comme suite: <ul style="list-style-type: none"> - ouverture de compteur - fermeture de compteur - placement de limiteur de puissance - MOZA - coupure (DROP)
Sous éléments:	Les sous-éléments de cet indicateur est attriuable par rapport au seuil d'application. C'est à dire qu'il faut mesurer le délai pour chaque scénario de marché mentionné au-dessus, surtout vu l'impact sur à la fois l'URD et le fournisseur d'énergie. Additionnellement, il faut prendre en compte l'initateur de la demande: <p>URD</p> <ul style="list-style-type: none"> - ouverture de compteur: impossible à consommer l'énergie (URD), impossible à commencer le contrat avec l'URD (fournisseur) - fermeture de compteur: risque de consommation frauduleuse et contestations de facture (URD, fournisseur) <p>Fournisseur</p> <ul style="list-style-type: none"> - placement de limiteur de puissance: continuation d'une accumulation de dette pour la consommation non-limité (URD, fournisseur) - MOZA: consommation non-associée et potentiellement frauduleuse (fournisseur) et risque de sécurité de bâtiment (URD) - DROP: continuation d'une accumulation de dette pour la consommation non-limité (URD, fournisseur)

Sous-indicateurs:	<p>Afin de prendre en compte tous éléments, il faut suivre le délai d'exécution pour chaque scénario de marché dans le seuil d'application</p> <pre> graph TD Root[Réactivité du GRD pour les demandes issues du marché] -- "-TBC" --> Utilisateur[Utilisateur de réseau] Root -- "-TBC" --> Fournisseur[Fournisseur] Utilisateur --> Ouverture[Ouverture compteur] Utilisateur --> Fermeture[Fermeture compteur] Fournisseur --> Limiteur[Limiteur de puissance] Fournisseur --> MOZA[MOZA] Fournisseur --> DROP[DROP] </pre>
--------------------------	---

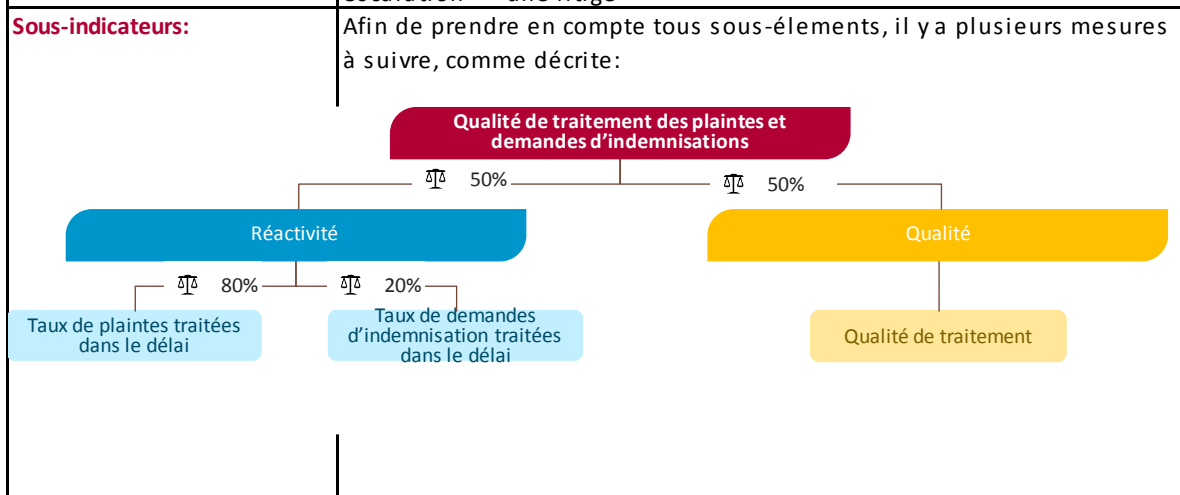
Principes d'agrégation:	Le poids relatif de chaque sous-KPI sera déterminé (lors de l’entrée en vigueur de l’indicateur) en fonction du nombre de demandes historiquement constatées
--------------------------------	--

Principes de trajectoire:	La trajectoire est construite annuellement. Cette principe assure une suivie et performance uniforme à travers toute la période mesurée. Pour permettre une définition judicieuse des trajectoires de performances, il sera demandé au GRD de recalculer ces indicateurs sur base les données historiques pour ne tenir compte que types de travaux mentionnés qui rentrent en ligne de compte,
Principes d'incitation:	L’enveloppe globale annuelle allouée aux bonus est calculée en fonction du nombre d’indicateurs entrés en vigueur avant le 1er janvier de chaque année pour le reste de la période tarifaire. Les incitants seront évalués et octroyés annuellement lors du contrôle ex post de l’année N et seront comptabilisés en année N+1. Le cas échéant, les montants des malus constatés pour les indicateurs viennent en déduction des bonus. L’évaluation est binaire: soit l’objectif est atteint et le bonus est appliqué, soit l’objectif n’est pas atteint et le malus est appliqué
Formules	Délai d'exécution: <i>Nombre de demandes réalisées dans le délai/nombre de demandes reçues</i>
Unité de mesure	Tous sous-indicateurs et indicateur primaire sont mesurés en pourcentage

4.3.4 Traitement des plaintes et demandes d'indemnisations

Indicateur primaire:	Qualité de traitement des plaintes et demandes d'Indemnisations
Mission GRD:	Tâche transversale

Objectif:	Assurer un traitement de plainte ou demande d'indemnisation de qualité pour le client
Définition:	La qualité de traitement des plaintes et demandes d'indemnisations vise plus spécifiquement le délai de traitement et résolution d'une plainte ou demandes d'indemnisation. Ceci veut dire qu'il faut regarder pas seulement le temps / age de dossier de plainte mais aussi le nombre de plainte qui revient ou est escalé
Seuil d'application:	Tous plaintes signalés par le client comme plainte (fondé et non fondé) également que le demandes d'indemnisations
Sous éléments:	Comme décrit dans la définition, cet indicateur souhaite adresser pas simplement la traitement mais aussi la résolution de la plainte / demande d'indemnisation. Ceci entame une vue plus globale sur l'expérience client pour un client qui porte plainte vers le GRD. Afin de construire ce vue globale, il faut examiner: <ul style="list-style-type: none"> - Reactivité: le délai de traitement d'une plainte ou demande d'indemnisation - Qualité: le nombre de plainte ou demande d'indemnisation avec une escalation --> une litige



Principes d'agrégation:	BRUGEL mettra à disposition deux enveloppes: pour les indicateurs autour de l'électricité et ceux pour le gaz. Chaque indicateur principaux est pondéré individuellement selon son flux d'énergie (et donc l'enveloppe): <ul style="list-style-type: none"> - Réactivité pour le flux d'électricité est à - Qualité pour le flux d'électricité est à - Réactivité pour le flux d'gaz est à - Qualité pour le flux d'gaz est à
Principes de trajectoire:	Dans le cadre de la remise des rapports relatifs à la qualité des services client, SIBELGA présente déjà les résultats pour le nombre de plaintes jugées fondées. Pour permettre une définition judicieuse des trajectoires de performances, il sera demandé au GRD de recalculer ces indicateurs sur base les données historiques pour ne tenir compte de tout le champ d'application
Principes d'incitation:	L'enveloppe globale annuelle allouée aux bonus est calculée en fonction du nombre d'indicateurs entrés en vigueur avant le 1er janvier de chaque année pour le reste de la période tarifaire. Les incitants seront évalués et octroyés annuellement lors du contrôle ex post de l'année N et seront comptabilisés en année N+1. Le cas échéant, les montants des malus constatés pour les indicateurs viennent en déduction des bonus. L'évaluation est binaire: soit l'objectif est atteint et le bonus est appliqué, soit l'objectif n'est pas atteint et le malus est appliqué

Formules	Réactivité <i>Nombre de demandes de plaintes traitées dans le délai/nombre de demandes de plaintes reçues</i> <i>Nombre de demandes d'indemnisation traitées dans le délai/nombre de demandes d'indemnisation reçues</i>
	Qualité <i>le nombre de décisions de service litige en défaveur du GRD en pourcentage du nombre total de plaintes réceptionnées par SIBELGA</i>
Unité de mesure	Tous sous-indicateurs et indicateur primaire sont mesurés en pourcentage

4.4 Évolutions futures possibles

Dans la stratégie de mise en œuvre, les quatre types d’opérations décrites ci-dessus seront mises en œuvre en priorité.

Pour des raisons de faisabilité pour les deux acteurs concernés et d’impacts légaux notamment évoqués antérieurement, d’autres indicateurs de performance pourront être définis et ajoutés dans une seconde étape comme la gestion des pertes ou encore le taux de fiabilité des investissements.

D’autres incitants pourront être également ultérieurement en plus ou en remplacement de l’existants en fonction de l’évolution du contexte et des priorités futures.

5. Gouvernance, méthode et outils

En raison du caractère novateur du projet, BRUGEL souhaite opérer une approche prudente dans la définition du mécanisme de régulation et ce en prenant en compte des règles de gouvernance (définies ci-après), les impacts tarifaires (bonus, malus ou bonus/malus) ainsi que la fixation des seuils et trajectoires de performance pour chaque indicateur.

5.3 Gouvernance

Le mécanisme de régulation incitatif proposé par BRUGEL s’appuie sur des règles de gouvernance propres afin de garantir un cadre de gestion des indicateurs de performance flexible et toutefois suffisamment stable pour offrir une visibilité à SIBELGA sur les performances souhaitées.

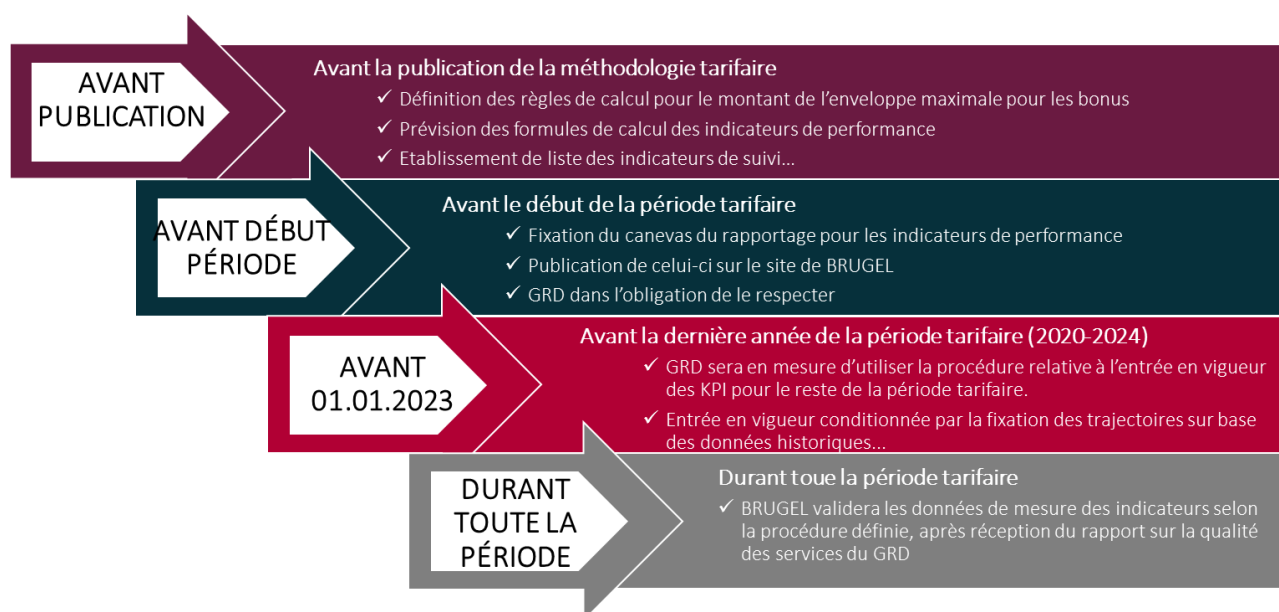
Il est en effet primordial de garantir une certaine flexibilité et stabilité entre SIBELGA et BRUGEL. SIBELGA doit être en capacité d’intégrer les objectifs attendus par les indicateurs de performance dans son plan de gestion des ressources internes.

5.3.1 Définition

Le mécanisme de régulation incitative :

- est basé sur des règles de gouvernance définies comme claires, transparentes, publiques, objectives et élaborées en concertation avec les acteurs concernés, avant la publication de la nouvelle méthodologie tarifaire dans le cadre de la présente proposition
- ambitionne, dans son ensemble, à inciter le GRD à développer des méthodes de gestion efficaces, efficientes et innovantes pour tenir compte des besoins actuels et futurs des utilisateurs des réseaux d’électricité et du gaz. Par conséquent, le GRD n’est pas incité à atteindre les performances souhaitées par ces indicateurs, si cela se fait au détriment d’une détérioration de ses ressources.
- doit permettre d’apprécier la qualité des services fournis par le GRD pour chaque activité liée aux réseaux d’électricité et de gaz (gestion des réseaux, gestion du comptage, facilitateur du marché et le traitement des plaintes) et pour chaque fluide distribué (électricité et gaz)

5.3.2 Processus de gestion et fréquence



5.4 Définition de l’enveloppe incitative

L’objectif poursuivi par BRUGEL est de définir une enveloppe suffisamment élevée pour couvrir les coûts engendrés par SIBELGA pour l’amélioration de ses services, tout en pouvant être financée par les soldes réglementaires actuels. Au terme de la période tarifaire BRUGEL évaluera si la hauteur de cette enveloppe était correctement évaluée.

BRUGEL propose de lier le montant de l’enveloppe à la marge équitable du GRD. Par essence, la marge équitable se base sur des facteurs variables reflétant le contexte dans lequel évolue le GRD. Elle est également la source principale des dividendes versés par le GRD, garantissant par là-même un incitant constant. De plus, elle est généralement plus stable que le chiffre d’affaires et les bénéfices nets. Déduire le montant de l’enveloppe incitative de la marge équitable apparaît comme la solution optimale pour répondre à la volonté de BRUGEL et assurer une cohérence avec les objectifs de la méthodologie tarifaire.

5.5 Méthodes et procédures de gestion des indicateurs

En accord avec le processus de gestion défini ci-dessus, plusieurs procédures seront à mener à bien.

5.5.1 Procédure d’entrée en vigueur des KPI

- Il faudra au préalable définir la mise en œuvre et l’entrée en vigueur des indicateurs et ce avant le 1er janvier de chaque année. Pour ce faire, il est primordial que certaines données auditées et validées soient mises à disposition de BRUGEL, partant du principe que les méthodes de mesures ont été préalablement définies.
- Les seuils et les trajectoires de performance déterminés pour chaque indicateur sélectionné doivent être définis sur la base des données historiques d’une période minimale de minimum 5 ans. Cette durée ne peut pas être inférieure à deux ans ou selon le cas, à deux périodes annuelles de relevés pour les compteurs classiques ou à 20 mois pour les indicateurs mesurés mensuellement. Une dérogation à la durée de 5 ans est possible sur proposition motivée du SIBELGA et après accord explicite du régulateur.
- La définition claire et documentée de la méthode de mesure des KPI est une condition préalable à l’entrée en vigueur. Il s’agit particulièrement de la méthode de collecte, de traitement, de validation et le cas échéant de calcul de la formule (ou de ses paramètres) indiquée dans le mécanisme de régulation incitative.
- Avant le 31/03/2019, BRUGEL établira, en concertation avec SIBELGA, un canevas de la demande d’entrée en vigueur d’un ou plusieurs KPI pour le reste de la période tarifaire. Ce canevas doit contenir au moins les éléments suivants :
 - Les conditions d’entrée en vigueur (voir les points ci-avant),
 - Les exigences de présentation des données historiques des KPI concernés par la demande,
 - Les exigences relatives à la documentation des méthodes de mesure utilisées (méthode de collecte, de validation et le cas échéant de calcul des paramètres utilisés dans les formules de calcul des performances)
- Avant le 01/09 de chaque année, le GRD fait une proposition à BRUGEL pour l’entrée en vigueur d’un ou plusieurs KPI parmi la liste reprise dans le mécanisme de régulation tarifaire.
- Avant le 01/10 suivant la date de la demande, BRUGEL envoie ses remarques et demandes spécifiques ou complémentaires. Le GRD dispose d’un mois pour y répondre.
- Avant le 15/12 suivant la date de la demande, BRUGEL approuve ou pas l’entrée en vigueur

Figure 10 : Processus de gestion permettant la mise en œuvre du mécanisme de tarification incitative

des KPI

5.5.2 Procédure de retrait ou de suspension des KPI

- Le GRD peut demander le retrait ou la suspension d'un KPI avant le 01/10 de chaque année pour l'année suivante.
- Sur la base de la motivation et les documents présentés par le GRD, BRUGEL peut retirer le KPI concerné ou le suspendre jusqu'à la lever des disfonctionnements constatés. Le retrait ou la suspension du KPI ont pour conséquence la non application des malus maximums pour absence ou données erronés.
- Dans le cas échéant de migration vers une nouvelle plateforme informatique, le GRD doit motiver les différents impacts constatés (sur la méthode de suivi ou sur la disponibilité des données). Si BRUGEL estime que l'absence de données est due au GRD, un malus maximum est appliqué pour l'indicateur concerné. BRUGEL pourrait aussi retirer l'indicateur concerné de mécanisme de tarification incitative

5.5.3 Procédure de mise en œuvre du canevas du rapportage des résultats des KPI

- Avant le 30/06/2019, BRUGEL établira, en concertation avec SIBELGA, un canevas du rapport des résultats des KPI. Ce canevas doit permettre d'obtenir un rapport autosuffisant et contenir au moins les éléments suivants :
 - Les données de mesure ou statistiques de tous les KPI et les sous KPI entrés en vigueur après accord de BRUGEL,
 - Les formules de calcul de performance et les méthodes de mesure utilisées (méthode de collecte, de validation et le cas échéant de calcul des paramètres utilisés dans les formules de calcul des performances),
 - Les disfonctionnements constatés sur la collecte des données et les actions mises en œuvre pour y remédier

5.5.4 Procédure d'approbation des rapports sur les résultats des KPI

- A la date de la réception du reporting annuel ex-post, les résultats des KPI seront transmis au régulateur La décision motivée de BRUGEL (d'approbation ou non des résultats des KPI et des bonus/malus y relatifs) sur ce rapport est rendue avec la décision tarifaire qui suit le contrôle ex-post (BRUGEL peut demander des informations complémentaires et/ou réaliser des audits spécifiques avant de rendre sa décision).

5.5.5 Procédure de contrôle de la fiabilité des données

- La qualité et la fiabilité des données de mesure des performances (historiques et actuelles) sont de la responsabilité du GRD qui doit mettre les moyens nécessaires pour identifier les disfonctionnements éventuels et les corriger sans tarder.
- Pour s'assurer de la fiabilité des données des indicateurs incités financièrement, BRUGEL se réserve le droit de procéder, à tout moment après l'entrée en vigueur des indicateurs, à la réalisation des audits sur la chaîne de mesure (collecte, enregistrement, calcul, traitement) des KPI concernés. Cette possibilité rentre dans le cadre des contrôles spécifiques sur site prévu dans la méthodologie tarifaire.
- Dans le cas où BRUGEL constate que les données, communiquées par le GRD, relatives aux KPI ne sont pas fiables (ou absentes pour les KPI entrés en vigueur), BRUGEL appliquera un malus maximum sur ces indicateurs.

5.5.6 Procédure de calcul du montant incitative (bonus / malus)

- Le montant total des malus réalisés sera pris en compte en déduction des bonus obtenus annuellement. Si la somme des malus de l’ensemble des indicateurs est supérieure en valeur absolue à la somme des bonus, alors l’incitant pour le SIBELGA sera nul. Ce choix est motivé par le souci de ne pas pénaliser le SIBELGA par des contraintes inadaptées à son contexte ou au contexte de la prochaine période tarifaire ou non-prévues dans la méthodologie tarifaire.
- En tout état de cause, l’ensemble des KPI (KPI incitants, sous- KPI incitants ou de suivi) présentés dans le mécanisme seront mis en place pour les besoins de suivi avant la fin de l’année 2023 même si le GRD décide de ne pas effectuer de demandes d’entrée en vigueur de KPI durant la période tarifaire.

5.6 Outils

BRUGEL a élaboré, avec la collaboration de Sibelga et Capgemini Consulting, toutes les bases nécessaires au développement d’un set d’outils permettant la gestion des indicateurs et la mesure de performance et de l’atteinte des objectifs :

- définition des incitants, des indicateurs et sous-indicateurs relatifs et de la corrélation entre ceux-ci
- les éléments de pondération entre les sous-indicateurs lorsque nécessaire
- les logiques et formules de calcul
- les définitions des composants et leur contexte d’utilisation, où un composant est défini comme une sous-catégorisation d’indicateur (ex. la fréquence des coupures de courant, SAIFI, pour les coupures non-planifiées)

Un élément clés pour BRUGEL consiste en l’ensemble de ‘Fiches Indicateurs’ développée dans le cadre du projet qui est inclus dans ce rapport en Annexe 7.1.

Sur base de ces éléments, BRUGEL pourra développer son set d’outils (p.ex. Tableau de bord) pour le suivi et la mesure des incitants et l’intégrer dans la procédure de gestion du GRD existants.

6. Conclusion

C’est un fait : la région bruxelloise et son GRD sont comparables à d’autres situations en Europe. Par voie de conséquence, la mise en place d’un modèle de régulation incitative semble pertinente et réalisable.

Aussi il est primordial de débiter cette transition et d’avancer dans ce projet de manière progressive. Dans ce sens, le gouvernance à mettre en place pourrait assurer l’alignement entre le régulateur et le GRD . Il sera aussi nécessaire de gérer le changement aux niveaux opérationnels d’une manière régulière (en termes de processus, collecte et traitement de données notamment).

Le choix des indicateurs couvre l’essentiel des missions du GRD avec une réciprocité entre les deux flux d’énergies. Autres facteurs qui ont été pris en compte sont la méthode de mesure, la disponibilité des données historique et de garder une certaine observabilité en termes de nombre des indicateurs optimaux.

Concernant les quatre familles d’indicateurs choisi par BRUGEL et Sibelga, la majorité des informations de mesure sont disponibles généralement dans un format utilisable, avantage qui permettra une mise en œuvre rapide et aisée. Néanmoins d’autres informations ne sont actuellement pas disponibles et demanderont des adaptations des processus et systèmes d’information, avant de pouvoir en disposer.

Enfin, la répartition et gestion de l’enveloppe budgétaire des bonus entre les différents indicateurs se doit d’être judicieuse dans le développement de processus innovants pour le GRD. Afin de ne pas pénaliser le GRD par des contraintes inadaptées à son contexte actuel ou futur et de manière à pallier des contraintes non-prévues, le montant des malus réalisés sera pris en compte en déduction des bonus obtenus annuellement.

7. Annexes

7.1 Répertoire des indicateurs

Un répertoire des indicateurs pour les cinq pays du benchmark est disponible dans un fichier séparé en format.xls

7.2 Principales sources utilisées dans cette étude : Fiches Indicateurs

- Capgemini Consulting, European DSO Benchmarking Study
- Commission de Régulation de l'Energie - FTI, Etude sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des GRD.
- CEER, 6th Benchmarking report
- Commission de Régulation de l'Energie (CRE), Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (TURPE5)
- Commission de Régulation de l'Energie (CRE), Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF (ATRD5)
- Ofgem, Guide to the RIIO-ED1 electricity distribution
- price control
- Ofgem, RIIO-GD1 Gas Distribution Price Control – Regulatory Instructions and Guidance
- The Electricity (Standards of Performance) Regulations 2016
- CRE - Schwartz and Co., Analyse critique des mécanismes de régulation incitative des gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'électricité et de gaz naturel
- CRE - Régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux électriques et gaziers en 2015
- European Commission, Study on tariff design for distribution systems

Personnes de contact :

Pour Brugel :

FARID Fodil Pacha
Head of service “energy market and networks”

Kunstlaan 46 avenue des Arts
B-1000 Bruxelles / Brussel
ffodilpacha@brugel.be

Pour Capgemini Consulting :

Pierre Lorquet
Executive Vice President
Energy, Utilities & Chemicals
Bessenveldstraat 19
B-1831 Diegem
Pierre.Lorquet@capgemini.com

