



Schwartz and Co
Strategy Consulting

Analyse critique des mécanismes de régulation incitative des gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'électricité et de gaz naturel

Rapport final

Version publique, 23 novembre 2015

Préparé pour : La Commission de Régulation de l'Énergie

Préparé par : Schwartz and Co



SOMMAIRE

1. CONTEXTE ET OBJECTIF DE L'ETUDE	7
2. PRINCIPAUX RESULTATS	9
3. VUE D'ENSEMBLE DES MECANISMES ANALYSES	15
4. ALLEMAGNE	21
4.1. Vue d'ensemble du cadre de régulation	21
4.2. Description	22
4.2.1. Objectifs de la régulation et cadre général	22
4.2.2. Détermination ex-ante du revenu autorisé	22
4.2.3. Mécanismes de traitement des écarts ex-post	26
4.2.4. Focus sur les mécanismes d'incitation spécifiques	26
4.2.5. Modalités de gestion du mécanisme par le régulateur	27
4.3. Retour d'expérience	28
5. ESPAGNE	29
5.1. Vue d'ensemble du cadre de régulation	29
5.2. Description	30
5.2.1. Electricité	30
5.2.1.1. Objectifs de la régulation et cadre général	30
5.2.1.2. Détermination ex-ante du revenu autorisé	30
5.2.1.3. Mécanismes de traitement des écarts ex-post	32
5.2.1.4. Focus sur les mécanismes d'incitation spécifiques	34
5.2.1.5. Modalités de gestion du mécanisme par le régulateur	34
5.2.2. Gaz	35
5.2.2.1. Objectifs de la régulation et cadre général	35
5.2.2.2. Détermination ex-ante du revenu autorisé	35
5.2.2.3. Mécanismes de traitement des écarts ex-post	36
5.2.2.4. Focus sur les mécanismes d'incitation spécifiques	36
5.2.2.5. Modalités de gestion du mécanisme par le régulateur	37
5.3. Retour d'expérience	38
6. IRLANDE	39
6.1. Description	41
6.1.1. Objectifs de la régulation et cadre général	41
6.1.2. Détermination ex-ante du revenu autorisé	41
6.1.3. Traitement des écarts ex-post	42
6.1.4. Mécanismes d'incitation spécifiques	46
6.1.5. Modalités de gestion du mécanisme par le régulateur	47
6.2. Retour d'expérience	49



7. ROYAUME-UNI	50
7.1. Vue d'ensemble du cadre de régulation	50
7.2. Description	50
7.2.1. Objectifs de la régulation et cadre général	50
7.2.2. Détermination ex-ante du revenu autorisé	51
7.2.3. Mécanismes de traitement des écarts ex-post	54
7.2.4. Focus sur les mécanismes d'incitation spécifiques	55
7.2.5. Modalités de gestion du mécanisme par le régulateur	57
7.3. Retour d'expérience	58
8. ANALYSE DE TRANSPOSITION ET PROPOSITIONS D'ÉVOLUTIONS	59
8.1. État des lieux de la régulation française	59
8.1.1. Points clés de la régulation française	59
8.1.2. Diagnostic de la régulation française	61
8.1.3. Contraintes de transposition	62
8.2. Analyse de transposition des mécanismes au cas français	62
8.2.1. Effets d'aubaine dans une régulation incitative	62
8.2.2. Analyse des mécanismes	64
8.2.2.1. Analyse de transposition de la régulation allemande	66
8.2.2.2. Analyse de transposition de la régulation espagnole	68
8.2.2.3. Analyse de transposition de la régulation irlandaise	71
8.2.2.4. Analyse de transposition de la régulation anglaise	72
8.3. Propositions d'évolutions de la régulation incitative en France	75
8.3.1. Objectifs et logique des propositions d'évolutions	75
8.3.2. Vue d'ensemble des mesures d'évolution recommandées	76
8.3.3. Focus sur la mesure n°1 : traitement des charges arbitrables (catégorie 1)	81
8.3.3.1. Description de la mesure	81
8.3.3.1. Analyse des effets de la mesure	82
8.3.3.2. Impact pour les opérateurs	84
8.3.3.3. Impact pour la CRE	84
8.3.4. Focus sur la mesure n°3 : traitement des autres charges de capital incitées (catégorie 3)	85
8.3.4.1. Description de la mesure	85
8.3.4.1. Analyse des effets de la mesure	87
8.3.4.2. Impact pour les opérateurs	88
8.3.4.3. Impact opérationnel pour la CRE	89
8.3.5. Focus sur la mesure n°6 : traitement des charges arbitrables	89
8.3.5.1. Description de la mesure	89
8.3.5.2. Analyse des effets de la mesure	90
8.3.5.3. Impact pour les opérateurs	91
8.3.5.4. Impact pour la CRE	91



Table des figures

Figure 1. Part des coûts non influençables de manière permanente dans le revenu autorisé	23
Figure 2. Processus de détermination du revenu autorisé d'une période de régulation.....	28
Figure 3. Procédure de détermination du revenu autorisé d'une année n	38
Figure 4. Processus de détermination du revenu autorisé d'une période de régulation pour l'électricité.....	48
Figure 5. Processus de détermination du revenu autorisé d'une période de régulation pour le gaz	48
Figure 6. Processus de préparation des exercices tarifaires RIIO	57
Figure 7. Evolution de la catégorisation des coûts.....	76



Table des tableaux

Tableau 1. Synthèse des mécanismes de régulation incitative dans les 4 pays étudiés.....	9
Tableau 2. Données clés des réseaux de gaz et d'électricité.....	15
Tableau 3. Points clés des mécanismes de régulation	16
Tableau 6. Comparaison du traitement ex-post des écarts entre électricité et gaz	39
Tableau 7. Récapitulatif des gains d'efficacité supplémentaires demandés en PR3 par le CER....	42
Tableau 8. Comparaison des ajustements ex-post entre l'électricité et le gaz	43
Tableau 9. Traitement ex-post des écarts sur les charges d'exploitation en Irlande.....	44
Tableau 10. Traitement ex-post des écarts sur les investissements en Irlande.....	44
Tableau 11. Comparaison des mécanismes d'incitation au respect des délais d'investissement entre la distribution et le transport électrique	45
Tableau 12. Comparaison des incitations sur la qualité de service et les performances entre la distribution et le transport électrique	46
Tableau 13. Montants alloués à l'innovation par opérateurs	47
Tableau 14. Matrice IQI utilisée dans RIIO-T1	53
Tableau 15. Spécificités sectorielles de la régulation en France.....	59
Tableau 16. Traitement des coûts dans la régulation française.....	60
Tableau 17. Diagnostic de la régulation française.....	61
Tableau 18. Contraintes de transposition	62
Tableau 19. Comparaison des mécanismes analysés	65
Tableau 20. Analyse des impacts de transposition de la régulation allemande	67
Tableau 21. Analyse des impacts de transposition de la régulation espagnole.....	70
Tableau 22. Analyse des impacts de transposition de la régulation irlandaise.....	72
Tableau 23. Analyse des impacts de transposition de la régulation anglaise	74
Tableau 24. Vue d'ensemble des mesures d'évolutions recommandées, pouvant être mises en œuvre à court terme	78
Tableau 25. Vue d'ensemble des mesures d'évolutions envisageables à moyen terme.....	79
Tableau 26. Synthèse des effets des mesures d'évolutions n°1, n°3 et n°6, par rapport à la régulation actuelle en France	80
Tableau 27. Traitement des coûts de la catégorie 1 modifiée dans la mesure n°1.....	81
Tableau 28. Proposition de traitement des coûts de la catégorie 3 dans la mesure n°3.....	85
Tableau 29. Traitement des coûts de la catégorie 1 dans la mesure n°6	90



Glossaire

ASIDI	Average System Interruption Duration Index
BAR	Base d'Actifs Régulés
BNetzA	BundesNetzAgentur (régulateur allemand)
CAPM	Capital Asset Pricing Method
CAPEX	Dépenses d'investissements (flux de trésorerie relatifs aux acquisitions d'actifs durables)
CER	Commission of Energy Regulation (régulateur irlandais)
Charges de Capital (CC)	Dotation aux Amortissements (et le cas échéant aux provisions pour renouvellement) + Rémunération du capital
CMPC	Coût Moyen Pondéré du Capital
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (régulateur espagnol)
CRCP	Compte de Régulation des Charges et des Produits
ETP	Equivalent Temps Plein
Gearing	Rapport entre la dette et le capital d'une entreprise (dette/(capital propre+dette))
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport
HT	Haute Tension
MINETUR	Ministère de l'Industrie, de l'Energie et du Tourisme espagnol
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets (régulateur au Royaume-Uni)
OPEX	Dépenses/charges d'exploitation
Profit sharing	Taux de partage des gains / pertes de l'opérateur par rapport à sa trajectoire de revenu autorisé, entre l'opérateur d'une part et les clients d'autre part. Un taux de 100% signifie que l'opérateur porte la totalité des gains / pertes.
REE	GRT électricité espagnol
Rémunération du capital	Coût de financement des actifs, correspondant à la rémunération des fonds propres d'une part et à la rémunération de la dette d'autre part
RIIO	Nom du mécanisme de régulation actuel au Royaume-Uni (Revenues = Incentives + Innovations + Outputs)
RoE	Return on Equity
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
TOTEX	Charges totales = Charges d'exploitation + Charges de capital
TSO	Transmission System Operator (responsable de l'exploitation du réseau de transport)
TAO	Transmission Asset Owner (propriétaire du réseau de transport)
VNC	Valeur Nette Comptable des actifs, telle qu'elle figure dans les comptes de l'opérateur



1. Contexte et objectif de l'étude

En France, les premiers mécanismes de régulation incitative pour les opérateurs de réseau de gaz et d'électricité ont été introduits par la Commission de la Régulation de l'Énergie (CRE) en 2008 pour GRDF (tarifs ATRD3, 1^{er} juillet 2008), puis en 2009 pour l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution de gaz (tarifs ATRD3, 1^{er} juillet 2009), de transport de gaz (tarifs ATRT4, 1^{er} janvier 2009), ainsi que de transport et de distribution d'électricité (tarifs TURPE3, 1^{er} août 2009), pour une période tarifaire de 4 ans environ pour la majorité des opérateurs. D'une manière générale, ces mécanismes consistaient à :

- fixer une trajectoire tarifaire à l'avance prenant en compte l'inflation, ainsi qu'un facteur d'évolution annuel déterminé pour chaque opérateur en fonction des charges de capital, des charges d'exploitation, des volumes acheminés et d'un objectif de productivité (spécifique à chaque opérateur) sur les charges d'exploitation ;
- introduire un taux de partage pour les gains d'efficacité réalisés par l'opérateur au-delà de l'objectif de productivité fixé sur les charges d'exploitation (part des gains conservée par l'opérateur : 40% pour les GRD gaz, 50% pour tous les autres) ;
- appliquer un mécanisme d'ajustement (CRCP) entre prévisions de la trajectoire tarifaire et réalisations, principalement pour les charges de capital et les revenus liés aux volumes acheminés, et dont a minima les charges d'exploitation maîtrisables sont exclues ;
- introduire un mécanisme d'incitation financière par bonus/malus pour améliorer la qualité de service, sur différents critères fixés ex-ante opérateur par opérateur.

En plus de ces mécanismes généraux, la CRE a également mis en place une incitation à réaliser certains investissements ciblés sur le réseau de transport de gaz (rémunération du capital majorée de 300 points de base), et une incitation à optimiser l'achat de pertes pour le transport et la distribution d'électricité, et la distribution de gaz (bonus/malus selon l'atteinte de l'objectif fixé).

Lors de la période tarifaire suivante (ATRTR5, ATRD4 et TURPE4), débutée entre 2012 et 2014 selon les opérateurs et prévue pour environ 4 ans également, la CRE a supprimé le taux de partage, maximisant ainsi l'incitation de l'opérateur à réduire ses charges d'exploitation au-delà de l'objectif de productivité fixé ex-ante en lui laissant la totalité du profit, mais a conservé et complété les autres mécanismes (adaptation du périmètre du CRCP, ajout et modification de critères sur la qualité de service, ...), en se basant sur les coûts observés et le retour d'expérience de la période précédente pour construire les nouvelles trajectoires tarifaires.

Pour les gestionnaires de réseau de gaz (transport et distribution), la CRE a également introduit :

- une incitation financière à la maîtrise des coûts des projets d'investissement, en fonction du montant d'investissement réel par rapport au montant validé ex-ante par la CRE :
 - pour les GRT, elle concerne uniquement les « gros » projets, dont le budget dépasse 50 M€ ou représente au moins 20% du montant moyen annuel des investissements de la période ATRTR5 ;
 - pour les GRD (GRDF, Régaz-Bordeaux et Réseau GDS uniquement), elle porte sur tous les investissements, exceptés ceux liés à la sécurité et à la cartographie ;



- une clause de rendez-vous au bout de deux ans d'application du tarif, afin d'examiner les conséquences éventuelles des évolutions législatives, réglementaires ou des décisions juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation de l'opérateur.

Pour les opérateurs de réseau électrique, les écarts entre les charges de capital réelles et les trajectoires prévisionnelles restent donc encore intégralement compensés par les évolutions annuelles du tarif via l'apurement du CRCP, ce qui limite très fortement l'amélioration de l'efficacité des investissements des opérateurs, et peut même mener à une « capitalisation » des charges lorsque les solutions sont substituables, par exemple entre maintenance et renouvellement, ou à une dérive des coûts et des délais de certains projets mal maîtrisés. Une incitation à la maîtrise des coûts complets des interconnexions réalisées par RTE a été introduite mais elle est basée uniquement sur un bonus variable en fonction de la différence entre les coûts prévisionnels et les coûts réalisés et sur l'intérêt de l'interconnexion (prime fixe) et son taux d'utilisation réel (prime variable).

La régulation incitative en France a ainsi permis, depuis son introduction, une amélioration notable de l'efficacité des opérateurs au regard de leurs charges d'exploitation et de la qualité de service, mais a jusqu'à présent un impact limité sur l'amélioration de l'efficacité des investissements. La CRE a donc un besoin fort de faire évoluer le cadre de régulation actuel pour améliorer l'incitation à la maîtrise des investissements et limiter au maximum les distorsions entre charges d'exploitation et charges de capital, en limitant les risques pour les opérateurs que pourraient générer de tels mécanismes.

Dans ce contexte, et afin d'alimenter ses travaux relatifs à la définition du prochain cadre de régulation incitative (ATRT6, ATRD5 et TURPE5), les services de la CRE ont confié au cabinet Schwartz and Co la réalisation d'une analyse critique des mécanismes de régulation incitative relatifs aux investissements et aux dépenses d'exploitation des gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'électricité et de gaz naturel mis en place dans 4 autres pays (Allemagne, Espagne, Irlande, Royaume-Uni¹).

L'étude a pour objectif de permettre à la CRE de disposer :

- d'une description détaillée de chacun des mécanismes de régulation incitative analysés ;
- d'un retour d'expérience des différents acteurs (opérateurs et régulateurs) concernés ;
- d'une analyse des conditions de transposition des mécanismes analysés au cadre de régulation français et de propositions concernant l'évolution du cadre français.

Ce rapport présente les résultats détaillés de l'étude.

¹ On ne s'intéresse dans l'ensemble de l'étude qu'au seul territoire de la Grande-Bretagne, régulé par l'Ofgem, sans tenir compte de l'Irlande du Nord, régulée par l'Uregni.



2. Principaux résultats

Vue d'ensemble des mécanismes de régulation incitative

Les mécanismes de régulation incitative dans les 4 pays étudiés poursuivent globalement les mêmes objectifs d'efficacité tant sur les charges d'exploitation que sur les investissements. Contrairement à la France, ces 4 pays ont fait le choix d'une régulation incitative sur la totalité des investissements, soit en fixant un *revenue cap* sur la totalité des charges des opérateurs (charges d'exploitation + charges de capital) dans le cas de l'Allemagne, de l'Espagne et du Royaume-Uni, soit en fixant un *revenue cap* distinct sur les charges d'exploitation et sur les charges de capital dans le cas de l'Irlande. La méthode de détermination des *revenue caps* diffère largement selon les pays, puisque l'Allemagne et l'Espagne ont opté toutes 2 pour une régulation ne nécessitant pas de validation ex-ante des budgets prévisionnels, contrairement à l'Irlande et au Royaume-Uni.

Par ailleurs, l'incitation à respecter ou à battre les objectifs fixés par ces *revenue caps* est très forte en Allemagne, Espagne et Irlande puisque la totalité des pertes est à la charge de l'opérateur, et la totalité des gains est conservée par l'opérateur (entre 3 et 8 ans en Allemagne selon l'année à laquelle est réalisé le gain par rapport à l'année de référence, entre 1 et 6 ans en Espagne selon l'année à laquelle est réalisé le gain dans la période tarifaire, 5 ans en Irlande dans la plupart des cas grâce au mécanisme de rétention glissante). Au Royaume-Uni, en revanche, la force de l'incitation est réduite, seule une partie des gains ou pertes réalisés étant conservée par l'opérateur, puisque un taux de *profit sharing* propre à chaque opérateur, entre 40% et 70% (part conservée par l'opérateur), est déterminé par l'Ofgem.

Le périmètre global des coûts non soumis à un objectif d'efficacité, dont l'impact est important sur le niveau de risque des opérateurs, varie également d'un pays à l'autre. En effet, la part des coûts en *pass-through* sur le revenu autorisé des opérateurs² représente entre 2% et 19% au Royaume-Uni, entre 15% et 75% en Allemagne, et entre 7% (GRT gaz) et 45% (GRT électricité) en Irlande.

Tableau 1. Synthèse des mécanismes de régulation incitative dans les 4 pays étudiés

Pays	Allemagne	Espagne	Irlande	Royaume-Uni
Type de régulation	<i>Revenue cap</i> global charges d'exploitation + charges de capital	<i>Revenue cap</i> global charges d'exploitation + charges de capital	<i>Revenue caps</i> distincts charges d'exploitation et charges de capital	<i>Revenue cap</i> global charges d'exploitation + charge de capital
Objectif global de la régulation	Améliorer l'efficacité des opérateurs sans impacter la qualité de service	Assurer la pérennité des systèmes électriques et gaziers tout en réduisant les coûts des opérateurs	Réaliser la nécessaire expansion des réseaux au meilleur coût et dans les meilleurs délais	Améliorer la qualité de service et l'innovation en limitant les coûts induits et en maintenant le niveau d'efficacité

² Données non communiquées pour l'Espagne



Pays	Allemagne	Espagne	Irlande	Royaume-Uni
Force de l'incitation	Forte <i>Conservation de 100% des profits entre 3 et 8 ans</i>	Forte <i>Conservation de 100% des profits entre 1 et 6 ans</i>	Forte <i>Conservation de 100% des profits pendant 5 ans si résultant de gains d'efficacité (analyse ex-post du régulateur)</i>	Moyenne <i>% de profit sharing propre à chaque opérateur, entre 40 et 70%</i>
Poids des <i>pass-through</i> dans le revenu autorisé	Entre 15% et 75% ³ selon les opérateurs	<i>Non communiqué</i>	Entre 7% (GRT gaz) et 45% (GRT électricité)	Entre 2% et 19% selon les opérateurs
Méthode de détermination des <i>revenue caps</i>	Coûts réels + Benchmark	Audit (coûts réels)	Audit (coûts réels + budget)	Menu de contrat + Audit (budget) + Benchmark
Validation de budget ex-ante	Non	Non	Oui	Oui
Incitation à l'efficacité des coûts	Elimination sur une période du montant global d'inefficacités de chaque opérateur identifié par benchmark, sans distinction entre charges d'exploitation et charges de capital	Application de facteurs d'efficacité nationaux distincts entre charges d'exploitation et investissements aux valeurs unitaires de référence	Détermination par le CER de trajectoires efficaces de charges d'exploitation et d'investissement sur la base d'hypothèses précises d'optimisation des coûts	Trajectoire de cash-flows efficace validée par l'Ofgem
Niveau de risque pour les opérateurs	Modéré	Faible	Faible	Modéré
Problèmes identifiés	Risque important à long-terme sur les mesures d'investissement	Difficulté de détermination des valeurs unitaires de référence	Intérêt pour les opérateurs à « capitaliser » leurs dépenses	Trajectoires autorisées trop généreuses

Allemagne

En Allemagne, le mécanisme consiste globalement à utiliser les coûts réels globaux (sans distinction entre charges d'exploitation et charges de capital) d'une année de référence pour définir le revenu autorisé de départ, et à retrancher chaque année de la période (de manière linéaire) une partie des inefficacités identifiées par benchmark jusqu'à les éliminer complètement en fin de période. Toutefois, le traitement des « nouveaux » investissements (extension et renforcement) des GRT interroge, puisque le niveau initial d'investissement n'est pas validé par la BNetzA et que les charges de capital associées sont considérées comme des *pass-through* jusqu'à la première période suivant la mise en service des actifs, mais entrent ensuite dans le périmètre du benchmark d'efficacité, ce qui expose indirectement l'opérateur à une non-rémunération de coûts échoués sur lesquels l'opérateur n'a plus aucune possibilité d'action. Malgré ce constat, aucun cas de sous-investissement n'est à signaler, ce qui s'explique probablement par le niveau d'exigence modéré résultant de la méthodologie de benchmark. La stabilité dans le temps des

³ Source : rapport d'évaluation de la BNetzA



résultats de ce benchmark (réalisé à chaque nouvelle période) semble donc un point essentiel pour garantir la pérennité de l'activité des opérateurs de réseaux.

Espagne

Durant la crise financière de 2008 à 2013, les systèmes gaziers et électriques espagnols ont accumulé des déficits records (près de 24 Md€ pour l'électricité et de 800 M€ pour le gaz à fin 2013), dus à plusieurs facteurs concomitants : des plans d'investissement anticipant une forte hausse de la demande alors que celle-ci a baissé avec la crise, et surtout une décorrélation entre les revenus autorisés et les tarifs d'accès, ces derniers étant fixés in fine par le Gouvernement sur des critères politiques n'assurant pas la couverture des revenus autorisés. Le Gouvernement espagnol a donc pris entre 2012 et 2014 une série de mesures visant à réduire le déficit et ainsi à garantir la stabilité du système, aboutissant en 2014 à la mise en place d'un nouveau cadre de régulation, dont les principales conséquences sont un gel des programmes d'investissement, un ajustement automatique des tarifs d'accès de l'année suivante en cas de déficit annuel substantiel et une exigence renforcée dans le calcul des revenus autorisés. La méthodologie de calcul de ces revenus autorisés, en revanche, évolue peu et reste basée globalement (à l'exception des GRD gaz) sur des valeurs unitaires de référence d'exploitation et d'investissement (la valeur des actifs prise en compte dans la BAR est la moyenne entre la valeur réelle d'investissement et la valeur théorique calculée grâce aux valeurs unitaires de référence d'investissement), véritables clés de voûte du mécanisme espagnol. Ces valeurs unitaires, identiques sur l'ensemble du territoire péninsulaire et calculées sur la base d'une moyenne des coûts réels sur 5 ans des opérateurs puis validées à l'issue d'une phase de négociation, ne semblent pas imposer un niveau d'exigence trop important aux opérateurs, et ce malgré la baisse substantielle des coûts observée ces dernières années.

Irlande

Le mécanisme irlandais se distingue nettement de ceux des 3 autres pays par la fixation de deux *revenue caps* distincts : l'un sur les charges d'exploitation et l'autre sur les charges de capital. Ce mécanisme, très analytique, consiste à établir ex-ante une trajectoire de charges d'exploitation et des trajectoires d'investissement par catégories de coûts, pour les 5 ans de la période tarifaire, sur la base d'audits des coûts réels passés, de benchmarks internationaux et des budgets prévisionnels des opérateurs. A la fin de chaque période, les trajectoires réelles des opérateurs sur la période sont analysées en détail par le CER au regard des trajectoires validées, afin de déterminer si les éventuels gains ont été réalisés grâce à une efficacité accrue (dans le cas contraire ils sont repris à l'opérateur, et les éventuels investissements correspondant sont exclus de la BAR), et si les éventuels dépassements ont été réalisés dans l'intérêt général et au meilleur coût (ils peuvent alors être compensés à l'opérateur et les investissements correspondant peuvent intégrer la BAR). Ce mécanisme, assez strict en théorie, laisse dans les faits une large place à la phase de justification et de négociation entre les opérateurs et le CER lors de la *price review* de fin de période, qui permet dans la plupart des cas aux opérateurs de tirer leur épingle du jeu. Par ailleurs, en partie du fait de l'expansion des réseaux de gaz et d'électricité irlandais, il apparaît que les trajectoires fixées par le CER sont beaucoup plus exigeantes sur les charges d'exploitations que sur les investissements, ce qui crée une distorsion importante puisque les opérateurs ont intérêt à « capitaliser » leurs



dépenses au maximum, pour d'une part réaliser des gains sur la trajectoire de charges d'exploitation, et d'autre part s'assurer une rémunération plus importante en gonflant leur BAR.

Royaume-Uni

Le mécanisme RIIO, mis en place pour la première fois entre 2013 (T1 – Transport gaz et électricité – et GD1 – Distribution gaz) et 2015 (ED1 – Distribution électricité), s'appuie sur une période tarifaire longue (8 ans) et une responsabilisation importante des opérateurs. Les business plans soumis par les opérateurs à l'Ofgem pour la détermination du revenu autorisé ont en effet une importance primordiale : si l'Ofgem juge que ceux-ci sont de bonne qualité, bien justifiés et surtout que la trajectoire demandée est raisonnable, les opérateurs peuvent bénéficier d'un *fast-track*, leur assurant un avantage significatif grâce à l'obtention de la trajectoire demandée et un niveau de *profit sharing* incitatif (70% des gains/pertes sont conservés par l'opérateur). Dans le cas contraire, les opérateurs en *slow-track* voient leur trajectoire retoquée par l'Ofgem sur la base des estimations de l'Ofgem, et leur niveau de *profit sharing* diminuer d'autant que leur trajectoire était surestimée. Ce processus est toutefois très peu transparent puisque l'Ofgem ne communique aucune méthode précise d'attribution des *fast-tracking*. En pratique, un seul distributeur et 2 transporteurs ont au final été *fast-trackés*, et les autres opérateurs bénéficient tout de même de trajectoires jugées comme confortables par les opérateurs, ce qui laisse penser que l'Ofgem a été prudent lors de l'établissement des revenus autorisés des opérateurs en *slow-track*. Par ailleurs, le revenu autorisé est calculé à partir de la trajectoire validée en séparant les cash-flows annuels validés en un *fast pot*, rétribué directement (comme des charges d'exploitation), et un *slow pot*, intégrant la BAR et contribuant au revenu autorisé via des amortissements et une rémunération du capital. Le ratio permettant la séparation des cash-flows entre *fast pot* et *slow pot* est propre à chaque opérateur mais identique sur l'ensemble de la période, ce qui assure un comportement neutre des opérateurs entre charges d'exploitation et investissements, puisque le ratio réel entre les deux n'aura aucun impact sur son revenu autorisé.

Analyse de transposition

Les 4 modèles de régulation étudiés permettraient globalement de réduire les effets pervers existant actuellement dans le modèle français, notamment les problèmes de distorsions entre charges d'exploitation et investissements, mais peuvent également faire perdre certains bénéfices du modèle français actuel. Par ailleurs, ils paraissent difficilement transposables en l'état au marché français.

Le mécanisme allemand minimise les effets d'aubaine négatifs liés aux arbitrages entre charges d'exploitation et charges de capital (i.e. des arbitrages de l'opérateur augmentant les coûts totaux de l'opérateur), mais l'opérateur a tout de même intérêt à maximiser ses investissements dans la mesure où cela ne le pénalise pas sur son facteur d'efficacité calculé par le régulateur sur base d'un benchmark. Le mécanisme espagnol, basé sur des valeurs unitaires uniquement « réseau », permet d'éliminer les effets d'aubaine non vertueux sur les arbitrages « hors réseau », mais pas totalement sur les arbitrages « réseau », et contrôle très efficacement le niveau d'investissement, tant en coûts qu'en volume. Le mécanisme irlandais, qui est assez proche du français, se



différencie toutefois par une régulation incitative de 100% des charges de capital et par l'analyse ex-post des écarts avec les trajectoires validées, ce qui permet d'éviter (en principe) les effets d'aubaine non vertueux. Enfin, le mécanisme anglais permet un bon contrôle du niveau d'investissement et incite les opérateurs à respecter leur taux de capitalisation pour ne pas créer d'écart entre leur BAR et leur Valeur Nette Comptable (VNC) réelle.

Au regard des contraintes françaises, la transposition des modèles allemand et anglais à la France semble délicate d'un point de vue réglementaire, puisque le premier se base sur un benchmark dont la légitimité n'est pas établie dans la loi française, contrairement à l'Allemagne, et le second présente un risque de dérive entre VNC et BAR des opérateurs. Le mécanisme espagnol est quant à lui particulièrement complexe, et le mécanisme irlandais remet en cause l'inclusion des investissements réalisés dans la BAR et nécessite une analyse ex-post en fin de période des charges d'exploitation et des investissements réalisés, complexe et génératrice de risques pour les opérateurs.

Propositions d'évolutions

Nos propositions d'évolutions de la régulation incitative en France se fondent sur une adaptation pragmatique de la régulation actuelle en France, cherchant à traiter ses faiblesses :

- incitation à la réalisation d'arbitrages non vertueux entre charges de capital et charges d'exploitation ;
- faiblesse de l'incitation à la maîtrise des coûts d'investissement ;

en conservant ses forces :

- visibilité offerte aux opérateurs une fois la trajectoire autorisée définie ;
- révélation des gains de productivité en cours de période ;
- suppression totale d'effets d'aubaines négatifs liés au sous-investissement du fait de l'intégration de la totalité des investissements réalisés à la BAR.

Il est proposé :

- **de conserver une période de régulation de 4 ans**, une période de régulation de 5 ans étant envisageable mais avec un bénéfice mineur sur l'incitation des opérateurs à baisser leurs coûts au regard du changement nécessaire pour la CRE et les opérateurs (notamment la mise en place d'une clause de revoyure à mi-période) ;
- **d'introduire une régulation incitative sur la somme des charges d'exploitation et des charges de capital hors réseau (informatique, immobilier, véhicules, etc.), basée sur un revenu autorisé global sur l'ensemble de ces charges et d'un schéma**



de bonus/malus, afin de résoudre le problème d'arbitrage non vertueux entre charges d'exploitation et charges de capital, **avec fixation de la trajectoire sur la base du niveau de charge le plus bas atteint sur la période précédente**, et avec possibilité d'ajout de nouvelles dépenses sortant du cadre « *business as usual* », sur demande explicite et justifiée de l'opérateur, le régulateur étant seul décisionnaire ;

- **de réduire au maximum le périmètre des charges de capital non incitées**, au besoin en différenciant le périmètre entre électricité et gaz d'une part, et transport et distribution d'autre part ;
- **d'augmenter en conséquence le périmètre des charges de capital incitées et l'incitation à en maîtriser les coûts** en différenciant le traitement des charges de capital correspondant à des investissements comportant une incertitude sur les volumes d'ouvrage (« charges de capital avec effet volume »), de celui des autres charges de capital (« charges de capital sans effet volume ») :
 - Pour les premières, la trajectoire de charges à respecter serait basée sur des valeurs unitaires de référence par type d'ouvrage et sur le volume réalisé par type d'ouvrage, et l'incitation sur un schéma de bonus/malus déterminé à partir des charges de capital évitées/en surplus par rapport à la trajectoire.
 - Pour les secondes, la trajectoire de charges à respecter serait basée sur un audit de la proposition de l'opérateur, et l'incitation sur un schéma de bonus/malus similaire.
- **d'augmenter les montants des bonus/malus relatifs aux mécanismes d'incitation à la qualité de service** en cohérence avec les pratiques observées dans les pays voisins étudiés, afin qu'ils représentent chaque année au total de l'ordre de 2 à 4% du revenu autorisé ;
- **d'inciter les opérateurs au déploiement efficient de solutions ou de fonctions *smart grids*** pour les projets validés par la CRE sur la base d'une analyse coûts-bénéfices de l'opérateur démontrant un bénéfice global pour le système. Pour les projets validés :
 - les charges d'exploitation évitées grâce au projet (dont le gain est démontré par l'opérateur dans son analyse coûts-bénéfices) sont retranchées de la trajectoire de charges d'exploitation incitées ;
 - les charges de capital évitées grâce au projet (dont le gain est démontré par l'opérateur dans son analyse coûts-bénéfices) sont retranchées de la trajectoire de charges de capital incitées ;
 - les charges totales *smart grid* (charges d'exploitation + charges de capital) sont identifiées et suivies séparément du reste des coûts de l'opérateur, et pourront être mises sous contrôle selon un mécanisme incitatif adapté à ce type de projets.



3. Vue d'ensemble des mécanismes analysés

Les mécanismes de régulation étudiés (Allemagne, Espagne, Irlande et Royaume-Uni) ont tous pour point commun de contenir une dimension incitative tant sur les dépenses d'exploitation que sur les investissements (coûts à minima, et parfois délais). Toutefois, la manière dont cette incitation est mise en place diffère largement d'un pays à l'autre, en fonction des objectifs et des moyens à disposition de chaque régulateur, mais également de la structure de l'industrie des réseaux de gaz et de l'électricité spécifique à chaque pays.

Contexte

Concernant le contexte du secteur des réseaux de gaz et d'électricité (cf. Tableau 2), l'Irlande se démarque clairement des 3 autres pays, avec 1 seul opérateur par énergie et par nature de réseau (transport ou distribution), une base client limitée et des réseaux encore peu étendus mais en pleine expansion. L'Allemagne et le Royaume-Uni, au contraire, sont les 2 pays dont les réseaux sont les plus matures, l'Allemagne disposant de loin des réseaux de gaz et d'électricité les plus étendus, répartis entre un très grand nombre d'opérateurs sur l'ensemble du territoire. L'Espagne se situe à un niveau intermédiaire, avec un réseau d'électricité très développé, mais un réseau de gaz desservant relativement peu de clients, malgré d'importantes infrastructures de transport.

Tableau 2. Données clés des réseaux de gaz et d'électricité

Pays	France	Allemagne	Espagne	Irlande	Royaume-Uni
Gaz					
Nombre de clients	11M	19M	7,4M	670k	21,9M
Nombre de GRT	2	14	9	1	1
Nombre de GRD	25 ⁴	700+	20	1	8
Longueur du RT (km)	37 000	35 000	13 000	2 400	7 600
Longueur du RD (km)	210 000	470 000	70 000	11 000	280 000
Electricité					
Nombre de clients	35M	49M	28M	2,3M	31M
Nombre de GRT	1	4	1	1	2

⁴ Dont un GRD (GRDF) représentant environ 96% du volume acheminé et du nombre de clients raccordés



Pays	France	Allemagne	Espagne	Irlande	Royaume-Uni
Nombre de GRD	~160 ⁵	800+	300+	1	14
Longueur du RT (km)	100 000	35 000	42 000	7 300	19 000
Longueur du RD (km)	1 300 000	1 800 000	700 000	170 000	800 000

Cadre de régulation tarifaire

En Allemagne, le cadre de régulation est commun aux opérateurs de transport et de distribution de gaz et d'électricité, même s'il comporte quelques spécificités notables entre transport et distribution. Au contraire dans les 3 autres pays, les cadres de régulation sont propres à chaque énergie (hormis au Royaume-Uni où le cadre de régulation T1 s'applique à la fois au transport de gaz et d'électricité) et chaque secteur, mais s'appuient tout de même sur les mêmes principes clés au sein d'un même pays. Dans cette vue d'ensemble, les mécanismes sont donc présentés de manière globale par pays, sans faire apparaître les éventuelles nuances entre les différents mécanismes au sein d'un même pays.

Dans les 4 pays, les régulateurs ont, comme dans la grande majorité des régulations incitatives, mis en place des *revenue caps*, ce qui signifie que le régulateur détermine un revenu autorisé ex-ante, et que les éventuels gains, respectivement les pertes, par rapport à ce revenu autorisé sont en partie (pour le Royaume-Uni) ou en totalité (pour les 3 autres pays) au bénéfice, respectivement à la charge de l'opérateur. Malgré cette ossature commune, les objectifs et les principes clés de chaque régulation diffèrent sur plusieurs aspects (cf. Tableau 3).

Tableau 3. Points clés des mécanismes de régulation

Pays	France Electricité	France Gaz	Allemagne	Espagne	Irlande	Royaume-Uni
Type de régulation	<i>Revenue cap</i> charges d'exploitation	<i>Revenue cap</i> charges d'exploitation et incitation sur certains investissements	<i>Revenue cap</i> global charges d'exploitation + charges de capital	<i>Revenue cap</i> global charges d'exploitation + charges de capital	<i>Revenue caps</i> distincts charges d'exploitation et charges de capital	<i>Revenue cap</i> global charges d'exploitation + charges de capital
Durée de la période	4 ans	4 ans	5 ans	6 ans	5 ans	8 ans

⁵ Dont un GRD (ERDF) couvrant environ 95% du territoire



Pays	France Electricité	France Gaz	Allemagne	Espagne	Irlande	Royaume-Uni
Mise en place du mécanisme actuel	2009	2008/2009	2009	2014	2001/2002	2013/2015
Opérateur concernés	RTE et ERDF uniquement (pas de régulation directe pour les 160 ELD)	GRTGaz, TIGF, GRDF et 9 ELD (sur 22)	Tous	Tous	Tous	Tous
Objectif global de la régulation	Améliorer la productivité des opérateurs sur leurs charges d'exploitation tout en améliorant la qualité de service	Idem objectif électricité + Encourager la réalisation des investissements en maîtrisant les coûts	Améliorer l'efficacité des opérateurs sans impacter la qualité de service	Assurer la pérennité des systèmes électriques et gaziers tout en réduisant les coûts des opérateurs	Réaliser la nécessaire expansion des réseaux au meilleur coût et dans les meilleurs délais	Améliorer la qualité de service et l'innovation en limitant les coûts induits et en maintenant le niveau d'efficacité
Force de l'incitation	Moyenne <i>Conservation de 100% des profits entre 1 et 4 ans</i>	Forte <i>Conservation de 100% des profits sur les OPEX entre 1 et 4 ans, et modulation du CMPC en fonction du respect ou non du budget</i>	Forte <i>Conservation de 100% des profits entre 3 et 8 ans</i>	Forte <i>Conservation de 100% des profits entre 1 et 6 ans</i>	Forte <i>Conservation de 100% des profits pendant 5 ans si résultant de gains d'efficacité (analyse ex-post du régulateur)</i>	Moyenne <i>% de profit sharing propre à chaque opérateur</i>
Poids des <i>pass-through</i> dans le revenu autorisé	Entre 50 et 60% ⁶	Entre 50 et 60% ⁷	Entre 15% et 75% ⁸ selon les opérateurs	<i>Non communiqué</i>	Entre 7% (GRT gaz) et 45% (GRT électricité)	Entre 2% et 19% selon les opérateurs
Méthode de détermination des <i>revenue caps</i>	Audit (coûts réels + budget) + Benchmark	Audit (coûts réels + budget) + Benchmark	Coûts réels + Benchmark	Audit (coûts réels)	Audit (coûts réels + budget) + Benchmark	Menu de contrat + Audit (budget) + Benchmark
Validation de budget ex-ante	Oui	Oui	Non	Non	Oui	Oui

⁶ Estimations CRE

⁷ Estimations CRE

⁸ Source : rapport d'évaluation de la BNetzA



Pays	France Electricité	France Gaz	Allemagne	Espagne	Irlande	Royaume-Uni
Détermination du revenu autorisé	<ul style="list-style-type: none"> Validation par la CRE de trajectoires de charges d'exploitation (incluant un objectif de productivité annuel) et de charges de capital sur la base d'un audit détaillé des coûts réels et des budgets et d'un benchmark international 	<ul style="list-style-type: none"> Validation par la CRE de trajectoires de charges d'exploitation (incluant un objectif de productivité annuel) et de charges de capital, et de budgets au cas par cas pour les gros projets de transport sur la base d'un audit détaillé des coûts réels et des budgets et d'un benchmark international 	<ul style="list-style-type: none"> Trajectoire de coûts contrôlables déterminée à partir des charges d'exploitation + charges de capital réelles de l'année de référence, réduits chaque année de la période d'un 5^{ème} des inefficacités identifiées Inefficacités identifiées avant chaque début de période par benchmark avec les autres opérateurs allemands (et étrangers pour les GRT électricité) Les charges de capital des « mesures d'investissement » réalisées sont non contrôlables jusqu'à la période suivant l'année de référence suivante 	<ul style="list-style-type: none"> Revenu autorisé annuel déterminé sur la base de l'inventaire réel et du revenu autorisé par ouvrage Revenu autorisé par ouvrage décomposé en une partie charges d'exploitation et une partie charges de capital, chacune déterminée à l'aide de valeurs unitaires de référence d'exploitation et d'investissement correspondant au type d'ouvrage considéré 	<ul style="list-style-type: none"> Validation par le CER de trajectoires de charges d'exploitation et de charges de capital par postes de coûts sur la base d'un audit détaillé des coûts réels et des budgets pour la période suivante à chaque fin de période, incluant un exercice de benchmark international (charges d'exploitation + charges de capital hors réseau) En cours de période, ajustement du revenu autorisé pour tenir compte de la différence entre le nombre de raccordements prévu et réalisé et des investissements non réalisés 	<ul style="list-style-type: none"> Classement des opérateurs entre <i>fast-track</i> et <i>slow-track</i> selon la qualité de leur business plan et la proximité par rapport à la trajectoire estimée par l'Ofgem (audit+benchmark) <i>Fast-track</i> : acceptation de la trajectoire opérateur, taux de partage et bonus maximaux <i>Slow-track</i> : trajectoire validée résultant d'une pondération entre trajectoire opérateur (25%) et trajectoire Ofgem (75%), taux de partage et bonus/malus fonction du ratio entre trajectoire opérateur et trajectoire Ofgem



Pays	France Electricité	France Gaz	Allemagne	Espagne	Irlande	Royaume-Uni
Prise en compte de l'efficacité dans le revenu autorisé	Détermination de trajectoires de charges d'exploitation incluant un objectif de productivité annuel déterminé sur la base d'hypothèses d'optimisation de certains postes de coûts	Détermination de trajectoires de charges d'exploitation incluant un objectif de productivité annuel déterminé sur la base d'hypothèses d'optimisation de certains postes de coûts + Validation d'un budget d'investissement efficient au cas par cas pour les gros projets (transport uniquement)	Elimination sur une période du montant global d'inefficacités de chaque opérateur identifié par benchmark	Application de facteurs d'efficacité nationaux distincts de charges d'exploitation et d'investissement aux valeurs unitaires de référence d'exploitation et d'investissement	Détermination dès le départ de trajectoires efficaces de charges d'exploitation et d'investissement sur la base d'hypothèses précises d'optimisation des coûts, avec dans certains cas l'ajout d'objectif de gain d'efficacité supplémentaire dans la trajectoire globale de revenu	Trajectoire de cash-flows efficace validée par l'Ofgem sur la base de la trajectoire proposée par l'opérateur
Traitement de la BAR	Tous les investissements réalisés (réseau et hors réseau) sont intégrés dans la BAR l'année suivant leur activation	Tous les investissements réalisés (réseau et hors réseau) sont intégrés dans la BAR l'année suivant leur activation	Tous les investissements rentrent dans la BAR (mais le revenu autorisé est basé sur la BAR réelle de l'année de référence)	<ul style="list-style-type: none"> La BAR évolue annuellement sur la base de l'inventaire réel valorisé pour moitié à sa valeur réelle et pour moitié sur base des valeurs unitaires de référence La BAR n'est jamais recalée sur la VNC réelle 	En fin de période, les investissements jugés non efficaces par le régulateur peuvent être exclus de la BAR	<ul style="list-style-type: none"> Pendant la période, la BAR est calculée par application d'un « taux de capitalisation » normatif par opérateur, déterminé en début de période par l'Ofgem, aux cash-flows autorisés (modulo le taux de partage) La BAR n'est jamais recalée sur la VNC réelle



Retour d'expérience

Informations non publiques



4. Allemagne

4.1. Vue d'ensemble du cadre de régulation

Le cadre de régulation allemand, commun au transport et à la distribution de gaz et d'électricité, consiste à établir une trajectoire de revenu autorisé sur une période de 5 ans sur la base des **coûts réels reconnus totaux (charges d'exploitation + charges de capital)** d'une année de référence et d'un benchmark d'efficacité.

L'année de référence (n-3 pour une période de régulation débutant l'année n) est clé dans le mécanisme allemand puisque le revenu autorisé de la période à venir dépend des coûts réels reconnus de cette année : la validation des coûts est donc sans surprise un processus controversé entre les opérateurs et la BNetzA, donnant lieu à de nombreux recours juridiques d'opérateurs cherchant à augmenter leur revenu autorisé.

Les coûts reconnus sont constitués des charges d'exploitation et de capital :

- les **charges d'exploitation** sont rémunérées sur base des coûts réels engendrés en année de référence ;
- les **charges de capital** (amortissement + coût de la dette réel + coût des fonds propres basé sur un RoE normatif) des actifs mis en service avant l'année de référence sont rémunérées en tenant compte de la base d'actifs régulés (BAR) **réelle** de l'année de référence.

Les coûts réels reconnus globaux sont ensuite décomposés entre coûts non contrôlables et coûts contrôlables, ces derniers incluant la plupart des charges d'exploitation et de capital. Le **benchmark**, deuxième pilier de la régulation allemande, consiste à comparer les coûts contrôlables des opérateurs et évaluer la part inefficace globale (sans distinction entre charges d'exploitation et de capital) de ces coûts, qui est progressivement retranchée du revenu autorisé au cours de la période de régulation.

Une fois ce revenu autorisé global déterminé, la gestion des coûts réels entre charges d'exploitation et de capital au sein de la période (notamment pour réduire les coûts inefficaces) est laissée à la responsabilité de l'opérateur et n'a aucun impact sur le niveau de rémunération de la période en cours, et le benchmark sur les coûts réels contrôlables lors des périodes suivantes empêche toute dérive sur le long-terme. Ce mécanisme reflète la volonté de la BNetzA de traiter de manière complètement neutre les charges d'exploitation et les charges de capital de manière à laisser la liberté aux opérateurs de gérer leur revenu autorisé global de la manière la plus efficace possible entre les deux.

Les **investissements d'élargissement (extension + renforcement)**, notamment nécessaires à la transition énergétique, sont intégrés au revenu autorisé via deux mécanismes différents en fonction des opérateurs :

- Le **facteur d'expansion** s'applique aux GRD (hors lignes HT des GRD électricité) et est déterminé une fois l'investissement réalisé (l'année suivant l'investissement généralement) sur base de l'élargissement réel du périmètre d'acheminement. Il ne tient pas compte des



coûts réels engendrés mais de coûts normatifs et augmente les coûts contrôlables autorisés d'un opérateur.

- Les **mesures d'investissements** désignent les investissements d'extension ou de renforcement de réseau des GRT (et des GRD électricité pour leurs lignes HT). La BNetzA valide ex-ante la nécessité de chaque mesure d'investissement, mais pas son coût. Les charges de capital induites par les mesures d'investissements approuvées par le régulateur sont couvertes par le revenu autorisé comme des *pass-through* dès les premières dépenses jusqu'à la période suivant leur mise en service, puis elles rentrent ensuite dans les coûts contrôlables soumis au benchmark.

4.2. Description

4.2.1. Objectifs de la régulation et cadre général

La régulation allemande poursuit trois objectifs :

1. Inciter une opération efficiente des réseaux ;
2. Mettre à disposition des incitations appropriées à l'investissement ;
3. Maintenir un niveau de qualité de fourniture adéquat.

Pour atteindre ces objectifs, l'Allemagne a débuté en 2009 une régulation basée sur un *revenue cap* sur les charges totales (exploitation + investissement) par périodes de 5 ans. Sur base des coûts réels reconnus totaux d'une année de référence et des résultats d'un benchmark d'efficience principalement national, le régulateur allemand définit pour chaque opérateur une trajectoire de revenu autorisé.

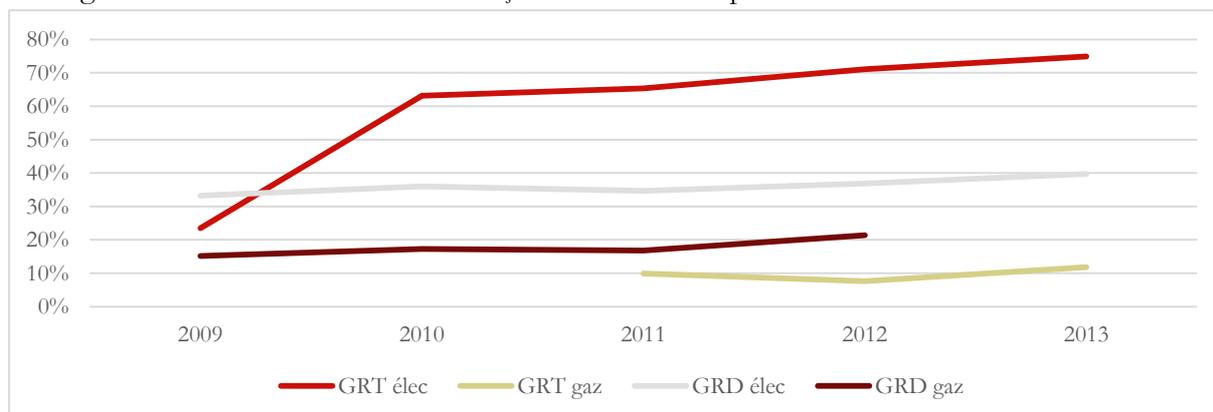
4.2.2. Détermination ex-ante du revenu autorisé

Les charges totales réelles de l'année de référence sont validées à partir du compte de résultat et du bilan de chaque opérateur et, une fois reconnues, séparées en deux parties :

- les **coûts non influençables de manière permanente**, dont la liste est définie par décret : ils sont rémunérés chaque année de la période en *pass-through* (en se basant sur des valeurs prévisionnelles ou des valeurs réelles avec un effet retard) quels que soient les coûts réels de l'année de référence, et varient fortement entre les secteurs (cf. Figure 1) :
 - ils représentent une part importante du revenu autorisé pour les GRT électricité, à cause principalement des coûts nécessaires à la sécurité des réseaux (réserve et redispatching), des mesures d'investissements et des coûts additionnels de personnel ;
 - ils représentent une part très faible pour les GRT gaz (coûts des réseaux en amont, mesures d'investissements et coûts additionnels de personnel) ;
 - pour les GRD électricité, ils sont principalement constitués des coûts des réseaux en amont et de la rémunération des injections décentralisées (hors EEG) ;
 - pour les GRD gaz, ils sont principalement constitués des coûts des réseaux en amont et des coûts additionnels de personnel ;



Figure 1. Part des coûts non influençables de manière permanente dans le revenu autorisé⁹



- les **coûts contrôlables** de l'année de référence (charges totales – coûts non influençables de manière permanente), qui sont soumis à un benchmark qui permet de séparer ces coûts contrôlables en deux parties :
 - les coûts non influençables de manière temporaire, qui sont rétribués de manière constante sur toute la période ;
 - les inefficacités, qui sont totalement éliminées du revenu autorisé des opérateurs en 5 ans de manière linéaire, ce qui revient à diminuer progressivement la trajectoire autorisée des coûts contrôlables.

Le **benchmark permet de comparer les coûts contrôlables des opérateurs et de déterminer un coefficient d'efficacité** (en %) propre à chaque opérateur, en tenant compte de leurs paramètres de réseau (comme par exemple le nombre de points de connexion, la surface de la zone desservie, la longueur du réseau ou la valeur de la pointe). La BNetzA applique 2 méthodes statistiques différentes, chacune appliquée d'une part aux coûts réels et d'autre part aux coûts standardisés (la standardisation éliminant les différences dues à la structure d'âge des actifs), ce qui donne 4 résultats. La BNetzA conserve uniquement le meilleur résultat (le plus favorable à l'opérateur) comme coefficient d'efficacité. Le produit de ce coefficient d'efficacité par les coûts contrôlables donne ainsi la part des coûts non influençables de manière temporaire. Puisqu'il y a seulement 4 GRT électricité en Allemagne, ces opérateurs sont comparés à d'autres GRT électricité européens tandis que les autres opérateurs sont seulement soumis à une comparaison nationale.

En plus de cette décomposition des coûts en différents paramètres, d'autres coefficients et facteurs influencent la trajectoire de revenu autorisé :

- le **facteur d'expansion** (uniquement pour les GRD, hors lignes HT des GRD électricité) est multiplié aux coûts contrôlables et permet de tenir compte des coûts supplémentaires engendrés suite à un élargissement du périmètre d'activité d'un GRD ;

⁹ Source : rapport d'évaluation de la BNetzA



- l'**indice global à la consommation** est multiplié aux coûts influençables et permet de prendre en compte l'évolution globale des prix à la consommation ;
- le **facteur de productivité sectoriel** est multiplié aux coûts influençables et réduit le revenu autorisé en tenant compte de l'amélioration de la productivité et des prix d'acquisition des biens du secteur par rapport à l'économie globale ;
- le **facteur de qualité de service** (uniquement pour les réseaux électriques basse et moyenne tension) détermine sur base des facteurs SAIDI/ASIDI réels un bonus/malus propre à chaque opérateur pour sa qualité de fourniture ;
- les **coûts volatiles**, qui font partie du benchmark (donc ne sont pas des coûts non influençables de manière permanente) mais sont tout de même couverts en *pass-through*, à leur hauteur réelle ;
- le solde du **compte de régulation**, qui permet de compenser les différences entre revenu réel et revenu autorisé et entre prévisions et coûts réels des *pass-through* d'une période sur les 5 ans de la période suivante.

Les **charges de capital de l'année de référence, pour les actifs mis en service avant l'année de référence**, sont calculées sur la base d'actifs régulés réelle de l'année de référence et prennent en compte principalement trois termes :

- l'amortissement de la BAR ;
- la rémunération des fonds propres sur base d'un Return on Equity normatif ;
- la rémunération de la dette sur base des intérêts réels payés.

Les charges de capital sont incluses dans les coûts contrôlables et sont donc soumises au benchmark d'efficacité. Puisque le revenu autorisé de la période se base sur la BAR de l'année de référence, la rémunération des investissements ne varie pas au cours d'une période. Cet effet est appelé « effet de socle » par la BNetzA et engendre globalement une avance de fond qui permet selon la BNetzA aux opérateurs de financer leurs **investissements de remplacement**. Trois effets de socle sont à différencier :

- L'effet de socle des **installations existantes qui ne seront pas totalement amorties** durant la période de régulation : la rémunération des actifs sur l'ensemble de la période se fait sur la VNC (Valeur Nette Comptable) des actifs de l'année de référence. Elle ne tient donc pas compte de la diminution de la VNC jusqu'au début de la période tarifaire (effet positif « t+3 »), puis pendant toute la durée de la période.
- L'effet de socle des **installations existantes qui arriveront en fin de durée de vie** durant la période de régulation : l'actif est rémunéré tout au long de la période (sur la base de la VNC de l'année de référence), même après être totalement amorti. Il peut donc être rémunéré pendant un maximum de 7 années après la fin de sa durée de vie, dans le cas où l'installation est totalement amortie l'année suivant l'année de référence. Il y a donc un effet positif entre « t+7 » et « t+2 ».
- L'effet de socle des **installations de remplacement** qui sont mises en service pendant la période de régulation : les installations mises en service après l'année de référence ne sont pas rémunérées pendant la période de régulation suivante. L'effet de socle négatif peut



varier entre « t-7 » (mise en service l'année suivant l'année de référence) et « t-3 » (mise en service l'année de référence).

Toutes les nouvelles installations de remplacement parcourent les trois effets de socle durant leur cycle de vie. Les installations qui datent d'avant l'implémentation de la nouvelle réglementation en 2009 parcourent seulement les effets de socle positifs.

Les **investissements d'élargissement (extension + renforcement)**, notamment nécessaires pour accompagner la transition énergétique, sont intégrés au revenu autorisé via deux mécanismes différents en fonction des opérateurs :

- Le **facteur d'expansion** s'applique aux GRD (hors lignes HT des GRD électricité) et est déterminé ex-post sur base des paramètres de réseau suivants :
 - la surface desservie ;
 - le nombre de points de raccordement ;
 - la puissance ou le débit maximal.

Le facteur d'expansion ne prend ainsi pas en compte les coûts réels engendrés mais il constitue un coefficient normatif appliqué aux coûts influençables autorisés. Puisque le facteur d'expansion ne s'applique qu'une fois l'élargissement du périmètre réalisé, l'opérateur est confronté à un déphasage pouvant aller jusqu'à 3 ans et demi entre la première dépense et la rémunération des coûts et de 6 à 18 mois entre le dépôt de la demande de modification du facteur d'expansion et la rémunération des coûts dans le revenu autorisé. Jusqu'à présent, ce déphasage n'est pas compensé aux opérateurs mais il le sera probablement lors de la prochaine période.

- Les **mesures d'investissements** désignent les investissements d'extension ou de renforcement de réseau des GRT (et des GRD électricité pour leurs lignes HT). La BNetzA valide ex-ante la nécessité de chaque mesure d'investissement, mais pas son coût. Les charges de capital induites par les mesures d'investissements approuvées par le régulateur sont couvertes par le revenu autorisé comme des *pass-through* dès la première dépense liée à ces investissements (intégrées au revenu autorisé sur la base de dépenses prévisionnelles, puis l'écart entre les dépenses réelles et prévisionnelles est compensé via le solde de régulation) jusqu'à la période suivant leur mise en service, moment à partir duquel elles sont considérées comme des coûts contrôlables soumis au benchmark, **ce qui incite les opérateurs à maîtriser leurs investissements dès le départ même si la BNetzA ne valide pas les budgets d'investissement**. La durée de rémunération en *pass-through* peut aller jusqu'à 10 ans maximum (entre le moment où la première dépense est effectuée et le moment où l'actif est mis en service).

Par ailleurs, puisque l'Allemagne a un nombre très élevé de gestionnaires de réseau, la réglementation prévoit une **procédure simplifiée** pour les petits opérateurs (moins de 30.000 clients finaux électricité ou 15.000 clients finaux gaz). Dans cette procédure, la part des coûts non influençables de manière permanente et le coefficient d'efficacité sont définis de manière uniforme pour tous les opérateurs par le régulateur. Au total, 80% des opérateurs sont concernés par cette procédure simplifiée.



4.2.3. Mécanismes de traitement des écarts ex-post

La différence (positive ou négative) entre le revenu réel et le revenu autorisé est compensée intégralement via le compte de régulation. Ainsi les opérateurs ne courent aucun risque volume. Le solde du compte de régulation (augmenté des intérêts annuels) est compensé de manière linéaire sur les 5 années de la période tarifaire suivante. Une adaptation du revenu autorisé à travers le solde du compte de régulation peut avoir lieu pendant la période de régulation si la différence entre le revenu réel et le revenu autorisé d'une année dépasse +/- 5% du revenu autorisé.

Les écarts (positifs ou négatifs) entre les coûts contrôlables réels et les coûts contrôlables déterminés dans le revenu autorisé fixé ex-ante ne sont pas compensés ex-post, l'opérateur conserve donc les éventuels profits ou pertes en totalité. Tous les gains réalisés jusqu'à l'année de référence de la période suivante (soit jusqu'à la 3^{ème} année de la période en cours) sont ensuite reversés aux consommateurs via une baisse des tarifs sur la période suivante (puisque les objectifs fixés se baseront sur les coûts réels de l'année de référence).

Les coûts de perte d'énergie des GRD électricité ne sont pas non plus adaptés ex-post. Les opérateurs sont ainsi incités à être plus efficaces sur la gestion de leurs pertes pour avoir un gain supplémentaire.

4.2.4. Focus sur les mécanismes d'incitation spécifiques

Le cadre de régulation allemand est essentiellement focalisé sur l'augmentation de l'efficacité des opérateurs, et porte assez peu sur d'autres aspects :

- Incitation à réaliser de nouveaux investissements : le régulateur ne prévoit pas de mécanisme spécifique, mais les nouveaux investissements (mis en service après le 1^{er} janvier 2006) bénéficient d'un RoE supérieur à celui des anciennes installations, ce qui constitue une incitation globale à l'investissement.
- Incitation à l'innovation : le traitement tarifaire des réseaux intelligents n'est pas encore précisé en Allemagne, mais les coûts de R&D des projets approuvés par les autorités peuvent être intégrés à 50% (à la demande de l'opérateur) dans les coûts non influençables de manière permanente, ce qui constitue une incitation légère à l'innovation, tandis que l'autre moitié des coûts est intégrée dans les coûts influençables et donc au benchmark.
- Incitation sur la qualité de fourniture : seuls les gestionnaires de réseau d'électricité sont soumis à une incitation sur la qualité de service, et seulement depuis le 01.01.2012, via un bonus/malus basé sur le SAIDI (basse tension) et l'ASIDI (moyenne tension) de chaque opérateur. Ces indicateurs sont en plus publiés sous forme non anonyme pour augmenter la transparence et la compréhension de la régulation sur la qualité. Le bonus/malus peut influencer le revenu dans un corridor de +/- 4 % (symétrique) des coûts contrôlables.



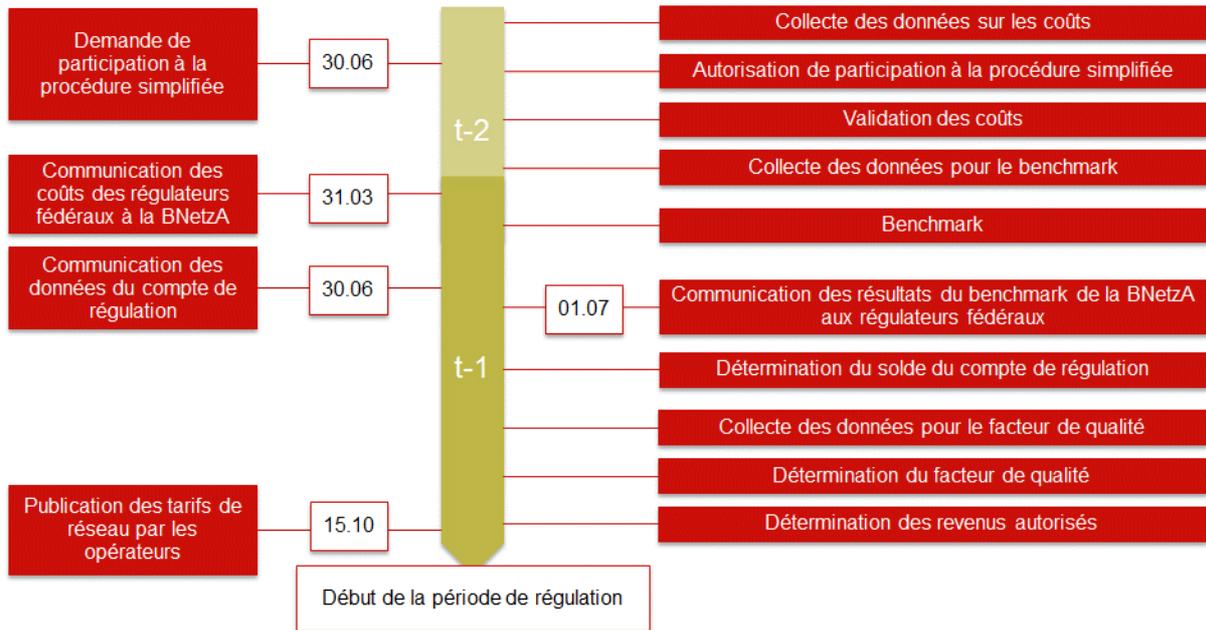
4.2.5. Modalités de gestion du mécanisme par le régulateur

Le processus de détermination de la trajectoire de revenu autorisé avant le début d'une nouvelle période de régulation est un processus complexe qui dure un an et demi (cf. Figure 2) :

1. La première étape consiste pour la BNetzA à **valider les coûts des opérateurs**. Les opérateurs allemands doivent soumettre au régulateur les données auditées des comptes de résultat et des bilans de l'année de référence et de l'année précédant l'année de référence, et éventuellement des années précédentes sur demande du régulateur. Ces coûts doivent être répartis par postes de coûts définis par le régulateur, qui les analyse et détermine les coûts récurrents (reconnus d'office) et les coûts non récurrents au cas par cas. Les coûts identifiés comme non récurrents font ensuite l'objet d'une décision d'un régulateur, qui décide s'il les valide ou non dans le revenu autorisé. Dans le cas où ils sont validés, ils seront lissés sur 5 ans dans le revenu autorisé pour tenir compte de leur non récurrence. Si le régulateur a un doute sur la nature des coûts, les opérateurs doivent se justifier et une chambre de décision statue sur l'intégration ou non de ces coûts dans le revenu autorisé. De manière générale, seuls les coûts qui se produisent en année de référence peuvent être reconnus dans le revenu autorisé de période suivante.
2. Une fois les coûts totaux reconnus déterminés, le régulateur effectue le benchmark sur les coûts influençables et détermine les inefficacités de chaque opérateur.
3. Les opérateurs communiquent les données nécessaires au calcul du compte de régulation chaque année au 30 juin. Avant le début d'une période, le régulateur en détermine le solde et le répartit linéairement sur la période suivante.
4. Le facteur de qualité de service est le dernier paramètre que la BNetzA détermine avant le début d'une période. Il est déterminé deux fois par période par une comparaison des facteurs SAIDI/ASIDI des gestionnaires d'électricité. Le facteur de qualité n'est pour le moment déterminé que dans l'électricité et il n'est pas prévu d'étendre ce mécanisme au gaz.
5. A partir de tous ces éléments, le revenu autorisé des opérateurs peut être déterminé et communiqué aux opérateurs.



Figure 2. Processus de détermination du revenu autorisé d'une période de régulation¹⁰



Au sein d'une période de régulation, le revenu autorisé varie avant chaque année en fonction de certains facteurs (notamment l'inflation et les coûts non influençables de manière permanente), mais la base est déterminée avant la période.

4.3. Retour d'expérience

Informations non publiques

¹⁰ Source : rapport d'évaluation de la BNetzA



5. Espagne

5.1. Vue d'ensemble du cadre de régulation

En Espagne, le transport d'électricité, la distribution d'électricité, le transport de gaz et la distribution de gaz ont chacun un cadre de régulation spécifique. Il s'agit dans les 4 cas d'un *revenue cap* portant sur la totalité des charges (exploitation + capital), calculé chaque année au sein de périodes tarifaires de 6 ans. Ce cadre de régulation est extrêmement récent puisqu'il est entré en vigueur fin 2013 à la fois pour le gaz et l'électricité, pour une première application en 2014 (les opérateurs d'électricité sont d'ailleurs encore en phase transitoire).

Pour les opérateurs d'électricité (transport et distribution) et de transport de gaz, le revenu autorisé est calculé chaque année sur la base de valeurs unitaires d'investissement et d'exploitation par types d'ouvrages, identiques sur l'ensemble du territoire péninsulaire, appliquées à l'inventaire physique réel de l'opérateur. Ces valeurs unitaires sont déterminées sur la base d'une moyenne des coûts réels sur 5 ans des opérateurs et mises à jour de manière régulière. Les valeurs unitaires ne sont définies que pour des actifs « réseaux » : toutes les dépenses « hors réseaux » (charges d'exploitation et charges de capital) sont en fait couvertes via les valeurs unitaires de référence d'exploitation « réseaux », sur lesquelles ont été ventilées les charges « hors réseaux » lors de leur calcul.

Le revenu autorisé des GRD gaz est quant à lui calculé en ajoutant au revenu autorisé de l'année précédente des rétributions unitaires pour le raccordement de nouveaux clients et l'augmentation de la demande de gaz. Au départ de la période de régulation, le revenu autorisé est basé sur les coûts audités et reconnus de l'année précédant le début de la période.

Pour tous les opérateurs, le revenu autorisé est ajusté automatiquement ex-post pour tenir compte de la variation de la demande de gaz et d'électricité. Lorsque les revenus globaux de l'ensemble du système gazier (péages) de l'année n , respectivement électrique, sont inférieurs aux coûts de ce système (revenus autorisés des opérateurs) de plus de 10%, respectivement 2%, le prix des péages est ajusté automatiquement en année $n+2$ pour compenser le déficit.

L'ensemble des valeurs clés requises dans la détermination des revenus autorisés (facteur d'expansion, taux de rémunération du capital, valeurs unitaires d'exploitation et d'investissement, facteurs d'efficacité, ...) sont soumises à une procédure de négociation entre le MINETUR (Ministère de l'Industrie, de l'Énergie et du Tourisme) et les opérateurs, sans que le régulateur, qui fournit la proposition de départ au Ministère, ne soit impliqué. Ceci démontre le très fort enjeu politique que représente le niveau de revenu autorisé, et donc des tarifs de réseau, dans le contexte économique actuel en Espagne.

Ces nouveaux mécanismes tentent en fait de résoudre les énormes difficultés rencontrées par les systèmes gaziers et électriques durant la crise financière de 2008 à 2013, puisque ceux-ci ont accumulé des déficits records (près de 24 Md€ pour l'électricité et de 800 M€ pour le gaz à fin 2013) à cause de la forte baisse de la demande non compensée automatiquement par une hausse



des tarifs, et des niveaux relativement élevés des revenus autorisés. Concrètement, les consommateurs espagnols ont donc une dette extrêmement élevée envers les opérateurs de réseau, et le nouveau mécanisme a pour objectif de stopper l'augmentation de cette dette et de la réduire progressivement, d'une part en assurant aux opérateurs un ajustement automatique de leur revenu autorisé en fonction de l'évolution de la demande, et d'autre part en demandant un effort d'efficacité plus important aux opérateurs.

Ainsi, les valeurs unitaires de référence, véritables clés de voûte du mécanisme espagnol depuis la mise en place d'une régulation incitative en 2002, ont été fortement réduites depuis 2012 (de plus de 10% entre 2012 et 2014 pour les valeurs unitaires de référence d'exploitation).

5.2. Description

5.2.1. Electricité

5.2.1.1. Objectifs de la régulation et cadre général

Avec la crise économique de 2008 à 2013, le système électrique a accumulé près de 24 Md€ de déficit (dette due par les consommateurs aux opérateurs de réseaux), à cause de la forte baisse de la demande qui n'était pas compensée automatiquement par une hausse des tarifs dans l'ancien mécanisme, puisque les tarifs étaient in fine validés par le Gouvernement et étaient maintenus sous les coûts réels pour des raisons politiques. Pour éviter une dérive complète du système (les opérateurs étant obligés de titriser leurs créances – revenus autorisés non perçus – pour continuer à financer leur activités), le Gouvernement a mis en place par Décret en fin 2013 un nouveau mécanisme de régulation pour les opérateurs d'électricité, qui poursuit plusieurs objectifs :

1. Permettre la réduction progressive du déficit accumulé ;
2. Compenser automatiquement les déficits entre revenu autorisé et revenu réel lié à une baisse de la demande ;
3. Réduire les coûts des opérateurs ;
4. Clarifier et stabiliser le cadre de régulation pour les opérateurs d'électricité (qui était jusque-là différent en fonction de l'année de mise en service des actifs et qui comportait quelques aberrations).

Pour atteindre ces objectifs, le nouveau mécanisme, entré en vigueur de manière transitoire en 2014 (jusqu'à ce que les valeurs unitaires de référence définitives soient validées par le Gouvernement, ce qui est prévu pour le second semestre 2015), consiste en *revenue cap* portant sur les charges totales (exploitation + capital) par périodes de 6 ans.

5.2.1.2. Détermination ex-ante du revenu autorisé

Globalement, même si quelques nuances existent entre transport et distribution, chaque actif mis en service l'année n-2 donne droit, à partir du 1^{er} janvier de l'année n, à :

- une rétribution « investissement », couvrant les amortissements et la rémunération du capital liés à l'ouvrage, durant l'ensemble de sa durée de vie utile ;



- une rétribution « exploitation », couvrant l'ensemble des charges d'exploitation annuelles liées à l'ouvrage, tant que l'actif est en service (même après avoir dépassé sa durée de vie utile).

Remarque : La méthodologie rétribuant en année n les coûts de l'année n-2, la plupart des paramètres nécessaires au calcul du revenu autorisé sont connus lors de la détermination en n-1 du revenu de l'année n.

Pour l'ensemble des actifs « non singuliers »¹¹ (99% des actifs), les 2 rétributions sont calculées chaque année à partir de valeurs unitaires de référence d'investissement (utilisées pour déterminer la valeur initiale reconnue de l'investissement) et d'exploitation. Ces valeurs unitaires :

- ne sont définies que pour des actifs « réseaux » ;
- sont déterminées par typologies d'actifs (catégorisation technique) ;
- sont fixées en début de période de régulation par un Ordre du Ministère de l'Énergie, sur avis de la CNMC et suite à négociation avec les opérateurs ;
- représentent les valeurs moyennes de coûts réels sur 5 ans des opérateurs espagnols des infrastructures dont la conception technique et les conditions d'opération sont conformes aux standards utilisés en Espagne ;
- sont identiques pour l'ensemble du territoire péninsulaire espagnol ;
- évoluent chaque année d'un facteur d'efficacité.

Charges d'exploitation

Les valeurs unitaires de référence d'exploitation couvrent l'ensemble des dépenses « hors réseaux » (charges d'exploitation + charges de capital) et l'ensemble des charges d'exploitation « réseaux » de l'opérateur, à l'exception des coûts d'achat des pertes. Les charges « hors réseaux » sont réparties par typologie d'ouvrages au prorata du montant d'investissement cumulé de chaque typologie d'ouvrages.

Un coefficient d'augmentation de la rétribution d'exploitation μ_n est appliqué au paramètre de rétribution d'exploitation des actifs ayant dépassé leur durée de vie utile, en fonction du nombre d'années x de dépassement de la durée de vie, de manière à réduire globalement les investissements des opérateurs en incitant les opérateurs à maintenir en service des ouvrages après la fin de leur durée de vie :

- $\mu_n = 1,15$ pour $x \leq 5$ ans ;
- $\mu_n = 1,15 + 0,01 \times (x - 5)$ pour 6 ans $\leq x \leq 10$ ans ;
- $\mu_n = 1,20 + 0,02 \times (x - 10)$ pour 11 ans $\leq x \leq 15$ ans ;
- $\mu_n = 1,30 + 0,03 \times (x - 15)$ pour 16 ans $\leq x$, avec μ_n borné à 2.

¹¹ Les actifs dits « singuliers » sont uniquement des actifs de transport, et bénéficient d'un traitement spécifique, détaillé en annexe



Charges de capital

La valeur initiale de l'investissement reconnue dans la BAR est en fait la moyenne de la valeur réelle et de la valeur théorique calculée grâce aux valeurs unitaires de référence d'investissement correspondantes. Une fois établie la valeur initiale reconnue de l'investissement donnant droit à rétribution d'un actif, celle-ci ne peut plus être modifiée durant la totalité de la durée de vie de l'actif.

La durée de vie appliquée pour le calcul de l'amortissement (linéaire) est de 40 ans pour la plupart des actifs, à l'exception de ceux mentionnés explicitement dans l'ordre ministériel fixant les valeurs unitaires de référence.

Le CMPC, appelé taux de rétribution financière en Espagne, appliqué à la BAR reconnue pour calculer la rémunération des investissements est calculé comme la moyenne du rendement des Obligations de l'Etat à 10 ans sur le marché secondaire durant les 24 mois précédant le mois de mai avant le début d'une période de régulation, incrémentée d'un différentiel, lui-même établi pour tenir compte :

- des coûts de financement des entreprises de transports comparables « efficaces et bien gérées » en Europe ;
- des besoins en investissement lors de la période tarifaire à venir compte tenu des prévisions de demande.

En pratique, ce différentiel est une variable d'ajustement utilisée par le Gouvernement pour assurer un niveau adéquat de CMPC malgré la volatilité importante du rendement des Obligations de l'Etat à 10 ans.

Limitation du volume d'investissement annuel autorisé

Au global, le volume annuel maximal d'investissement sur le réseau de transport d'électricité ne peut dépasser un certain pourcentage du PIB (0,065% pour le transport et 0,13% pour la distribution). Ce volume annuel maximal global est généralement réparti entre les opérateurs au prorata du revenu autorisé de chaque opérateur.

Ce mécanisme (de même que l'incitation au maintien en service des actifs complètement amortis) a évidemment pour but de limiter les investissements de chaque opérateur, puisque le Gouvernement estime que le réseau espagnol a fait l'objet d'un renforcement suffisant ces dernières années pour assurer sa fiabilité, et que la priorité est désormais de réduire les coûts globaux des opérateurs, en commençant par les coûts d'investissement.

5.2.1.3. Mécanismes de traitement des écarts ex-post

Les écarts entre le revenu réel et le revenu autorisé sont compensés d'année en année via un mécanisme commun à l'ensemble des acteurs du système électrique. Ce mécanisme consiste à examiner en fin d'année l'écart entre les « revenus totaux du système électrique » (principalement issus des péages) et les « coûts du système électrique » (principalement les rétributions autorisées des opérateurs de réseau). Le mécanisme est différent selon l'écart observé :



- si le déficit de revenus dépasse 2% (ou si le déficit accumulé sur l'ensemble des exercices précédents dépasse 5%) des « revenus totaux du système électrique » l'année n, les tarifs des péages de l'année n+2 sont ajustés à la hausse pour compenser a minima l'écart au-delà des 2% (respectivement des 5%) ;
- si un déficit de revenus est observé l'année n mais en deçà des limites énoncées au point précédent, aucun ajustement n'est réalisé (l'écart est supporté par l'ensemble des acteurs de réseau, au prorata des coûts de chaque acteur sur les coûts du système électrique et incrémente le déficit accumulé du système électrique) ;
- si un surplus de revenus est observé, l'écart est utilisé pour réduire le déficit accumulé des années passées n'ayant pas encore été compensé (ceux-en dessous des limites de 2% et 5%), et seulement une fois que le déficit accumulé sera définitivement éliminé, sera utilisé pour réduire les péages.

Les écarts entre les coûts réels et le revenu autorisé (positifs ou négatifs) sont conservés par l'opérateur. Par ailleurs, les actifs sont valorisés dans la BAR à hauteur de la moyenne entre valeur réelle et valeur théorique (calculée grâce aux valeurs unitaire de référence d'investissement) : ceci est donc une incitation forte à ce que la valeur réelle d'investissement soit inférieure à la valeur théorique.

Incitation à respecter les plans d'investissement validés

Les entreprises qui, durant 3 années consécutives (de l'année n-4 à n-2) ont un volume d'investissement inférieur de plus de 25% au volume d'investissement validé ex-ante (à l'exception des entreprises ayant bénéficié de financement par des tiers ou ayant réalisé les investissements à des valeurs inférieures aux valeurs unitaires de référence), verront leur volume annuel maximal d'investissement réduit de 10% pour les 3 années suivantes (de l'année n à n+2). Dans le cas inverse, pour les entreprises qui dépassent l'année n-2 leur volume annuel maximal d'investissement :

- si le dépassement représente 5% à 15% de la limite et que l'opérateur n'avait pas dépassé la limite l'année précédente, le volume annuel maximal d'investissement de l'année n est réduit de 5% ;
- si le dépassement représente 5% à 15% de la limite et que l'opérateur avait déjà dépassé la limite l'année précédente, le volume annuel maximal d'investissement de l'année n est réduit du volume en dépassement l'année n-2 ;
- si le dépassement représente 15% à 25% de la limite, le revenu autorisé relatif au volume en dépassement est réduit de 25% l'année n et le volume annuel maximal d'investissement de l'année n est réduit de 1,25 fois le volume en dépassement l'année n-2 ;
- si le dépassement représente plus de 25% de la limite, le revenu autorisé relatif au volume en dépassement est réduit de 75% l'année n et le volume annuel maximal d'investissement de l'année n est réduit de 1,25 fois le volume en dépassement l'année n-2.



5.2.1.4. Focus sur les mécanismes d'incitation spécifiques

Le cadre de régulation espagnol sur l'électricité ne détaille aucun mécanisme spécifique pour encourager le développement de solutions innovantes, mais une réflexion, dont les résultats ne sont pas publics, est en cours pour intégrer le développement des smart-grids au mécanisme tarifaire actuel.

Les GRD sont soumis à différents objectifs annuels de qualité de service via des termes de bonus/malus :

- bonus/malus d'amélioration de la qualité de l'énergie fournie, pouvant osciller entre -3% et +2% de la rétribution autorisée totale sans incitations ;
- bonus/malus de réduction des pertes techniques, pouvant osciller entre -2% et +1% de la rétribution autorisée totale sans incitations ;
- bonus/malus de réduction de la fraude, pouvant atteindre +1,5% de la rétribution autorisée totale sans incitations.

Les entreprises de transport sont soumises à un objectif de disponibilité du réseau, via un terme de bonus/malus pouvant osciller entre -3,5% et +2,5% de la rétribution **d'exploitation** totale.

5.2.1.5. Modalités de gestion du mécanisme par le régulateur

Avant chaque période

Les paramètres techniques et économiques utilisés pour le calcul du revenu autorisé sur la période à venir doivent être fixés par le Ministère avant le 15 juillet de l'année précédente le début de la période. Pour cela, la CNMC doit remettre un rapport à son Ministère de tutelle avant le 15 mai avec une proposition des valeurs à fixer pour les différents paramètres. La liste des paramètres pouvant être révisés d'une période à l'autre est la suivante :

- valeurs unitaires de référence d'exploitation et d'investissement ;
- durées de vie utiles des actifs ;
- facteurs d'efficience utilisés pour l'actualisation des valeurs unitaires de référence ;
- taux de rétribution financière des actifs (CMPC) ;
- objectif de disponibilité du réseau.

En ce qui concerne le CMPC, en aucun cas la variation d'une période à l'autre ne pourra excéder 50 points de base : si la proposition du Ministère aboutit à une variation supérieure, elle sera effectuée en plusieurs années, dans la limite de 50 points de base par an.

Avant chaque année

Chaque année, le Ministère de l'Energie établit le revenu autorisé des entreprises de transport. Pour cela, la CNMC remet chaque année un rapport avant le 1^{er} octobre avec la proposition de revenu autorisé pour chaque entreprise (y inclus le bonus/malus de disponibilité de réseau relatif à ses installations en service l'année n-2). En pratique, ce revenu autorisé de chaque année n est publié par Décret le 31 décembre de l'année n-1.



5.2.2. Gaz

5.2.2.1. Objectifs de la régulation et cadre général

Suite à la crise économique de 2008 et à la baisse considérable de la consommation de gaz, les tarifs n'ont pas été suffisamment ajustés à la hausse (maintenus volontairement inférieurs aux coûts pour des raisons politiques) pour couvrir les revenus autorisés des opérateurs et le système gazier espagnol a vu son déficit augmenter jusqu'à près de 800 M€. Ce phénomène a été amplifié par le fait que les réseaux de gaz étaient conçus sur base d'hypothèses de croissance de la demande de gaz et se sont retrouvés surdimensionnés. Les tarifs résultant furent à un moment donné parmi les plus chers en Europe, et ce malgré la limitation de la hausse décidée politiquement. Pour ces raisons, le gouvernement espagnol a mis en place fin 2013 une nouvelle régulation incitative, sous forme de *revenue cap* portant sur les charges totales (exploitation + capital) par périodes de 6 ans, qui poursuit trois **objectifs principaux** :

- compensation automatique de la différence entre revenu réalisé et revenu autorisé ;
- réduction des coûts des opérateurs ;
- incitation à augmenter la demande de gaz.

Le Gouvernement espagnol poursuit actuellement une politique d'augmentation de la compétitivité et a pour cela supprimé la prise en compte du **facteur d'inflation** dans la détermination des revenus autorisés ou des valeurs unitaires dans le secteur du gaz.

5.2.2.2. Détermination ex-ante du revenu autorisé

Le revenu autorisé des opérateurs est déterminé sur base de formules (différentes pour la distribution et le transport) intégrant :

- un terme fixe, déterminé ex-ante ;
- un terme variable, déterminé ex-ante sur base des prévisions et ajusté ex-post.

Le **terme fixe** a pour objectif de générer un **revenu minimal** qui permet aux opérateurs de couvrir leurs coûts. Dans le cas des opérateurs de distribution, le terme fixe équivaut au revenu autorisé de l'année précédente¹². Dans le cas des opérateurs de transport, le terme fixe est déterminé sur base des coûts unitaires d'investissement et d'exploitation, de la même manière que pour l'électricité. Comme dans l'électricité, les dépenses « hors réseaux » (charges d'exploitation et de capital) sont couvertes à travers les valeurs unitaires d'exploitation « réseaux ». Ces valeurs unitaires sont déterminées sur base des coûts audités des opérateurs sur une durée de 4-5 ans et uniformes pour tous les opérateurs.

Le **terme variable** représente pour l'opérateur un revenu supplémentaire (toujours positif pour les GRT, positif ou négatif pour les GRD) et l'incite à raccorder de nouveaux clients et à augmenter la consommation de gaz. Le terme variable des opérateurs de distribution est déterminé par des rétributions unitaires en fonction de :

¹² Le revenu autorisé de la première année de la période a été fixé par la loi sur base des coûts audités de 2013



- la variation du nombre de clients raccordés en différenciant communes gazéifiées et communes récemment gazéifiées¹³ ;
- la variation de la consommation de gaz sur les différents niveaux de pression.

Le terme variable des opérateurs de transport n'est impacté que par la variation totale de la demande de gaz, ce qui donne lieu à un terme variable global pour l'ensemble des opérateurs de transport, réparti au prorata des valeurs de remplacement cumulées de chaque opérateur. Un facteur d'efficacité, déterminé avant chaque période (0,97 pour la période actuelle), s'applique à ce terme variable des opérateurs de transport.

5.2.2.3. Mécanismes de traitement des écarts ex-post

La rétribution des écarts ex-post entre revenu réel et revenu autorisé se fait à travers le **mécanisme de liquidation**. Comme pour l'électricité, ce mécanisme poursuit deux objectifs :

- **Répartition des revenus du système gazier** entre les opérateurs : les opérateurs de distribution encaissent les tarifs d'accès et les mettent dans un pot commun géré par le Gouvernement. A partir de ce pot, chaque opérateur de distribution, de transport, de stockage et de regazéification est rémunéré en fonction de la quote-part de son revenu autorisé.
- **Détermination de la différence entre l'autorisé et le réel** : le mécanisme suit mensuellement les écarts entre le revenu autorisé et le revenu réel du système gazier et détermine à la fin de l'année l'écart cumulé. L'écart cumulé de l'année n modifie les tarifs de réseau de l'année n+2 afin de compenser cet écart. Le mécanisme de liquidation existe déjà depuis plusieurs années mais la nouvelle régulation a prévu une adaptation automatique des tarifs dès qu'un écart significatif est observé.

Le terme variable est revu ex-post lorsque les volumes de demande et le nombre de clients raccordés sont connus.

5.2.2.4. Focus sur les mécanismes d'incitation spécifiques

Les GRD gaz sont incités à :

- raccorder de nouveaux clients ;
- augmenter la demande de gaz ;
- élargir leur réseau vers des zones non gazéifiées.

L'incitation sur le raccordement de clients de zones non gazéifiées se traduit par l'application d'une rétribution unitaire supérieure pour les points de raccordement des communes récemment gazéifiées.

L'incitation à raccorder de nouveaux clients et à augmenter la demande de gaz est redondante puisque le raccordement de nouveaux clients augmente forcément la demande de gaz, mais en

¹³ Communes dans lesquelles la première mise en service de gaz date d'il y a moins de 5 ans.



fonction du type de client, c'est l'une ou l'autre des incitations qui aura l'impact le plus grand pour l'opérateur :

- pour le tarif 3.1 (consommation du client < 5.000 kWh/an), incitation prépondérante au raccordement de nouveaux clients ;
- pour le tarif 3.2 (5.000 kWh/an < consommation du client < 50.000 kWh/an), incitation équilibrée entre raccordement de nouveaux clients et demande de gaz ;
- pour le tarif 3.3 (50.000 kWh/an < consommation du client < 100.000 kWh/an), incitation prépondérante à augmenter la demande de gaz.

Un coefficient d'augmentation de la rétribution d'exploitation est appliqué aux coûts d'exploitation des installations qui ont dépassé leur durée de vie. Ce mécanisme incite les opérateurs à continuer à utiliser les actifs après la fin de leur durée de vie et à réduire les coûts d'investissement, et donc les coûts globaux, du système gazier.

Le cadre de régulation espagnol sur le gaz ne comporte aucun mécanisme spécifique pour encourager le développement de solutions innovantes ou la qualité de service.

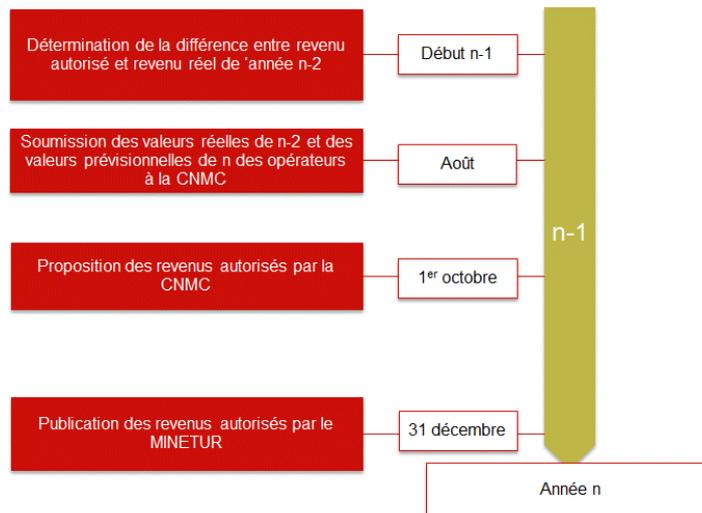
5.2.2.5. Modalités de gestion du mécanisme par le régulateur

La détermination du revenu autorisé et des tarifs d'une année n suit le processus suivant (cf. Figure 3) :

1. Début de l'année $n-1$: détermination de la différence entre revenu autorisé et revenu réel de l'année $n-2$ par le mécanisme de liquidation ;
2. Août de l'année $n-1$: transmission à la CNMC par l'opérateur de l'inventaire réel de l'année $n-2$ et des prévisions (demande de gaz, raccordements, nombre de clients) pour l'année n pour la détermination du revenu autorisé de l'année n ;
3. Avant le 1^{er} octobre de l'année $n-1$: proposition des revenus autorisés des opérateurs par la CNMC ;
4. Avant le 1^{er} janvier de l'année n : publication des revenus autorisés des opérateurs et des tarifs de réseau par le MINETUR.



Figure 3. Procédure de détermination du revenu autorisé d'une année n



En cas de divergences significatives entre revenus et coûts, les rétributions unitaires de référence peuvent être ajustées tous les 3 ans pour le reste de la période. Aucune formule d'actualisation n'est appliquée aux rétributions unitaires pour les adapter annuellement de manière automatique pendant la période de régulation. Le taux de rémunération financière (CMPC) et le coefficient d'efficacité pour amélioration de la productivité sectoriel ne peuvent pas être modifiés pendant une période en cours.

Dans le texte de loi sur la régulation incitative, il est prévu que le MINETUR valide chaque année une prévision de l'évolution des revenus et des coûts du système gazier pour les 6 années suivantes. Aussi longtemps que les mécanismes de régulation de la prochaine période ne sont pas connus, cette estimation se fait sur base des mécanismes de la régulation actuelle.

5.3. Retour d'expérience

Informations non publiques



6. Irlande

La régulation employée en Irlande, dont les principes clés sont similaires pour l'électricité et le gaz, correspond à un *revenue cap* distinct sur les charges d'exploitation et sur les charges de capital, sur des périodes de 5 ans. Pour l'électricité, la période de régulation s'étend sur 5 années **calendaires** (du 1^{er} janvier 2010 au 31 décembre 2015 pour la période de régulation en cours par exemple), alors que pour le gaz, la période de régulation s'étend sur 5 années **gazières** (du 1^{er} octobre 2012 au 30 septembre 2017 pour la période de régulation en cours par exemple).

La régulation irlandaise repose sur un principe simple : le régulateur (CER) fixe séparément les trajectoires de charges d'exploitation et d'investissement des opérateurs pour l'ensemble de la période, et procède pour cela à l'analyse détaillée des coûts réalisés et des budgets pour chaque catégorie de coûts. Les opérateurs doivent au final respecter une trajectoire globale sur les charges d'exploitation, et une trajectoire pour chaque catégorie d'investissements.

Si le procédé utilisé pour la détermination ex-ante des trajectoires est identique pour tous les opérateurs, le traitement ex-post (en fin de période) des écarts diffère sur certains points entre le gaz et l'électricité (cf. Tableau 7).

Tableau 4. Comparaison du traitement ex-post des écarts entre électricité et gaz

Trajectoire	Cas	Electricité	Gaz
Charges d'exploitation	L'opérateur a dépassé la trajectoire autorisée	<ul style="list-style-type: none"> Si l'opérateur arrive à justifier que le dépassement est réalisé au meilleur coût et dans l'intérêt général, le revenu non perçu par l'opérateur durant la période de régulation en cours est compensé par un ajustement du revenu autorisé de la période de régulation suivante Sinon, le revenu non perçu n'est pas compensé et reste à la charge de l'opérateur 	
	L'opérateur se situe sous la trajectoire autorisée	<ul style="list-style-type: none"> Si l'opérateur arrive à justifier que le gain provient bien d'une efficacité accrue, il peut conserver les bénéfices correspondants Sinon (somme non dépensée car opération non réalisée par exemple), les bénéfices correspondants sont repris à l'opérateur lors de la période de régulation suivante (via une diminution de son revenu autorisé) 	<ul style="list-style-type: none"> L'opérateur peut conserver ses gains seulement jusqu'à la fin de la période de régulation en cours
Investissements	L'opérateur a dépassé la trajectoire autorisée	<ul style="list-style-type: none"> Si l'opérateur arrive à justifier que tout ou partie du dépassement est réalisé au meilleur coût et dans l'intérêt général, alors la part correspondante est ajoutée à la Base d'Actifs Régulés pour les périodes suivantes Sinon, le dépassement n'est pas intégré à la BAR, et aucune compensation des pertes sur la période en cours n'est effectuée 	
		<ul style="list-style-type: none"> Les amortissements et la rémunération 	<ul style="list-style-type: none"> Seuls les amortissements

¹⁴ Toutefois, en pratique, ce mécanisme n'a semble-t-il encore jamais été utilisé pour l'électricité (cf. retour d'expérience)



		correspondants à la part efficace de dépassement, non perçus lors de la période de régulation à laquelle l'investissement a été effectué, sont compensés par un ajustement du revenu autorisé de la période de régulation suivante	correspondants à la part efficace de dépassement, non perçus lors de la période de régulation à laquelle l'investissement a été effectué, sont compensés par un ajustement du revenu autorisé de la période de régulation suivante
	L'opérateur se situe sous la trajectoire autorisée	<ul style="list-style-type: none"> • Si l'opérateur arrive à justifier que le gain provient bien d'une efficacité accrue, alors celui-ci peut conserver le revenu perçu pour une durée glissante de 5 ans (à partir du moment où les gains sont réalisés) • Sinon (somme non dépensée car actif non mis en service par exemple), le montant correspondant est retiré de la BAR et les bénéfices correspondants sont repris à l'opérateur lors de la période de régulation suivante (via une diminution de son revenu autorisé) • Par ailleurs, si parmi les investissements effectivement réalisés, certains sont jugés comme non efficaces par le CER, la part non efficace est exclue de la BAR et le revenu perçu correspondant (les amortissements et la rémunération pour la période de régulation à laquelle l'investissement a eu lieu) est retiré du revenu autorisé de la période de régulation suivante 	

Ce mécanisme laisse dans la pratique une large part à la négociation entre l'opérateur et le régulateur au moment de la phase de justification des écarts.

Par ailleurs, la séparation des rôles dans le transport d'électricité en Irlande est très spécifique, ce qui nécessite certaines adaptations de la part du régulateur : le TSO (Transmission System Operator) EirGrid sous-traite au TAO (Transmission Asset Owner) ESB Networks toutes les activités de construction et de maintenance du réseau. Le régulateur détermine donc directement un revenu autorisé distinct pour le TSO et pour le TAO en s'appuyant sur :

- les propositions du TSO pour les charges de capital relatives au réseau de transport d'électricité (*network CAPEX* du TAO) ;
- les propositions du TSO pour les charges de capital « hors réseaux » (*non-network CAPEX* du TSO) ;
- les propositions du TAO concernant ses charges d'exploitation ;
- les propositions du TSO concernant ses charges d'exploitation.

Ainsi, la séparation des rôles dans le transport d'électricité implique des disparités importantes dans les revenus autorisés entre les deux entreprises durant la troisième période de régulation :

- les charges de capital du TAO étaient de 1450M€ contre seulement 23,1M€ pour le TSO ;
- les charges d'exploitation contrôlables étaient de 135M€ pour le TAO et de 212M€ pour le TSO ;
- les charges d'exploitation non contrôlables (traitées comme des coûts en *pass-through*) étaient de 92,9M€ pour le TAO et de 274,86M€ pour le TSO.



6.1. Description

6.1.1. Objectifs de la régulation et cadre général

La régulation mise en place en Irlande a pour objectifs :

- un prix compétitif pour le consommateur, qui reflète les coûts des opérateurs ;
- la construction et le développement d'un réseau stable sur le long terme ;
- des infrastructures construites de manière efficiente en termes de coûts et de délais, et opérées au meilleur coût ;
- une qualité de service et des performances élevées.

Pour atteindre ces objectifs, l'Irlande a mis en place depuis 2001 (pour l'électricité) et 2002 (pour le gaz) des mécanismes propres aux 4 opérateurs irlandais, reposant sur les mêmes principes communs :

- des périodes tarifaires de 5 ans ;
- l'établissement d'un *revenue cap* sur les charges d'exploitation et d'un *revenue cap* sur les charges de capital ;
- intégration des objectifs d'efficience directement dans les trajectoires validées de charges d'exploitation et d'investissements ;
- audit détaillé des écarts sur les trajectoires entre réalisé et autorisé en fin de période pour évaluer quels gains/pertes restent au bénéfice/à la charge de l'opérateur.

Le cadre de régulation irlandais est très stable : les opérateurs de gaz et d'électricité entreront dans leur 4^{ème} période tarifaire en 2017, et les principes clés sont inchangés depuis sa mise en place.

6.1.2. Détermination ex-ante du revenu autorisé

Pour l'électricité et le gaz, la méthodologie de détermination du revenu autorisé est identique. La fixation des coûts autorisés pour la période de régulation suivante est effectuée lors d'une *price review* à la fin de la période de régulation en cours. Elle se déroule de la façon suivante :

1. Le régulateur analyse les trajectoires réelles de charges d'exploitation et d'investissements des opérateurs au regard des trajectoires autorisées : il étudie les résultats de l'opérateur pour chaque catégorie de coûts et analyse les différences entre réalisé et autorisé afin de comprendre leur origine.
2. Les opérateurs soumettent leurs propositions de budgets détaillés par postes de coûts pour les charges d'exploitation et pour les investissements.
3. Un benchmark des propositions et des coûts historiques des opérateurs est effectué (le type de benchmark utilisé varie selon l'opérateur régulé).
4. Les consultants utilisent les benchmarks et l'analyse des coûts historiques pour évaluer l'efficience des propositions des opérateurs. S'ils estiment que le gain d'efficience proposé est insuffisant, les consultants effectuent une nouvelle proposition qui leur semble adaptée.



5. Le régulateur peut accepter les propositions faites par les consultants ou peut encore faire évoluer les trajectoires allouées pour chaque catégorie de coûts. Le régulateur valide au final une trajectoire de charges d'exploitation et une trajectoire par catégorie d'investissements.

Par exemple, lors de la 3^{ème} période tarifaire (PR3), le régulateur a demandé des efforts supplémentaires aux opérateurs par rapport aux propositions des consultants (cf. Tableau 5).

Tableau 5. Récapitulatif des gains d'efficacité supplémentaires demandés en PR3 par le CER

Demande du CER	Électricité		Gaz	
	GRD	TAO	GRD	GRT
Gain d'efficacité supplémentaire	53 M€ sur les coûts totaux	16 M€ sur les coûts totaux	<ul style="list-style-type: none">• 1% d'efficacité supplémentaire par année sur les charges d'exploitation (par rapport à la trajectoire proposée par les consultants)• 1 M€ supplémentaire sur les charges d'exploitation pour l'ensemble de la période (par rapport à la trajectoire proposée par les consultants)	

Dans le cas de l'électricité, cet objectif supplémentaire d'efficacité sur les coûts totaux signifie que l'opérateur peut réaliser ces économies supplémentaires au choix sur ses charges d'exploitation ou de capital.

CMPC

Le CMPC utilisé pour établir la rémunération des investissements est un CMPC nominal normatif calculé par la méthode CAPM à chaque période.

Cependant, en raison du climat économique difficile en Irlande, le régulateur a décidé d'instaurer un mécanisme d'ajustement du CMPC (*trigger mechanism*) pour le gestionnaire du réseau de gaz. Ce mécanisme est indexé sur le taux des obligations gouvernementales irlandaises, et permet une réévaluation annuelle du CMPC dans le cas où le taux d'obligations aurait varié de plus de 0,5%. Il est délimité par un CMPC plancher, afin de limiter les risques encourus par l'opérateur, et par un CMPC plafond, afin d'éviter une rémunération des investissements trop importante.

6.1.3. Traitement des écarts ex-post

La régulation irlandaise utilise deux types d'ajustements ex-post du revenu autorisé :

- un ajustement annuel, afin de tenir compte de la variation entre le réalisé et les prévisions des années précédentes pour les paramètres suivants :
 - l'inflation ;
 - les coûts en *pass-through* ;
 - les coûts incertains, qui sont des coûts induits par des changements dans la législation (comme les restrictions environnementales par exemple) ou encore les changements dans la structure de l'entreprise (variation du fond de pension par



exemple). Ces coûts ne sont pas directement traités comme des coûts en *pass-through* car le régulateur s'assure au cas par cas de l'efficacité de leur implémentation ;

- les incitations (qualité de service notamment) ;
- l'évolution du périmètre de l'opérateur (nombre de nouveaux raccordements pour la distribution électrique, bénéfices supplémentaires réalisés grâce à la capacité supplémentaire d'une interconnexion pour le transport de gaz, etc.) ;
- un ajustement relatif aux résultats des opérateurs sur la période. Il tient compte de l'analyse des réalisations des opérateurs sur l'ensemble de la période de régulation : dépassement de trajectoires, bénéfices résultants de gain d'efficacité ou non, programme d'investissement réalisé, etc.

Ajustement annuel

L'ajustement des trajectoires de revenu autorisé pour l'année t est effectué une première fois ex-ante à la fin de l'année t-1 afin de prendre en compte les variations des différents paramètres évoqués précédemment. Néanmoins, la plupart des ajustements évoqués ci-dessus sont basés sur des estimations, et donc ne correspondent pas nécessairement aux réalisations des opérateurs. Ainsi, un autre ajustement est effectué ex-post, via des facteurs de correction afin de s'assurer que le revenu autorisé soit ajusté de la variation des différents éléments listés ci-dessus. L'emploi des facteurs de correction diffère entre l'électricité et le gaz : le modèle employé pour la régulation des gestionnaires du réseau électrique utilise un terme d'ajustement en « t-1 » (réalisé 1 an après l'année considérée) et un terme en « t-2 » (réalisé 2 ans après l'année considérée) alors que le modèle utilisé pour la régulation des gestionnaires du réseau gazier utilise un seul terme en « t-2 ». En réalité dans le cas de l'électricité, peu de paramètres de coûts sont connus en t+1 et intégrés dans le facteur de correction « t-1 », et l'ajustement s'apparente fortement à ajustement unique avec un seul terme en « t-2 ».

Tableau 6. Comparaison des ajustements ex-post entre l'électricité et le gaz

	Électricité	Gaz
Facteurs de correction utilisés	<ul style="list-style-type: none"> ● K_{t-1}, facteur de correction relatif à l'année t-1 <ul style="list-style-type: none"> ○ inflation ○ <i>pass-through</i> relatifs aux coûts de contraintes et aux services auxiliaires ● K_{t-2}, facteur de correction relatif à l'année t-2 <ul style="list-style-type: none"> ○ incitations ○ coûts incertains ○ <i>pass-through</i> ○ autres 	<ul style="list-style-type: none"> ● K_{t-2}, facteur de correction relatif à l'année t-2

La différence entre les secteurs électrique et gazier est historique, et relève d'un choix effectué lors de la mise en place de la régulation.

Remarque : Les facteurs de correction K_{t-1} et K_{t-2} servent également à ajuster le revenu autorisé de l'opérateur au début d'une période de régulation afin :



- d'ajouter les revenus non perçus par l'opérateur durant la période de régulation précédente mais reconnus par le régulateur (dépassements de trajectoire implémentés de manière efficace) ;
- de retirer les revenus perçus non justifiés (gains dus à des opérations ou des investissements non réalisés par exemple).

Ajustement relatif aux résultats de l'opérateur sur la période de régulation

Le régulateur ne considère pas les coûts totaux des opérateurs, il s'intéresse uniquement à ses trajectoires réelles de charges d'exploitation et par catégorie d'investissements, qu'il analyse séparément au regard des trajectoires autorisées.

→ **Traitement des charges d'exploitation**

Les écarts entre les trajectoires réalisée et autorisée de charges d'exploitation sont traités différemment pour le gaz et pour l'électricité.

Tableau 7. Traitement ex-post des écarts sur les charges d'exploitation en Irlande

Cas		Électricité	Gaz
L'opérateur a dépassé sa trajectoire autorisée	L'opérateur arrive à justifier que le dépassement est réalisé au meilleur coût et dans l'intérêt général	Le revenu non perçu par l'opérateur durant la période de régulation en cours est compensé par un ajustement du revenu autorisé de la période de régulation suivante	
	L'opérateur n'arrive pas à justifier que le dépassement est réalisé au meilleur coût et dans l'intérêt général	Le revenu non perçu n'est pas compensé et reste par conséquent à la charge de l'opérateur	
L'opérateur est en dessous de sa trajectoire autorisée	L'opérateur arrive à justifier que le gain provient d'une efficience accrue	L'opérateur peut conserver les bénéfices correspondants sur une durée glissante de 5 ans (à partir du moment où les gains sont réalisés)	L'opérateur peut conserver les bénéfices correspondants seulement jusqu'à la fin de la période de régulation en cours
	L'opérateur ne parvient pas à justifier que le gain provient d'une efficience accrue	Les bénéfices correspondants sont repris à l'opérateur lors de la période de régulation suivante via une réduction de son revenu autorisé	

→ **Traitement des investissements**

Pour les investissements, le régulateur utilise un mécanisme très contraignant pour les opérateurs : le CER et ses consultants effectuent pour chaque catégorie d'investissements une analyse détaillée des écarts entre réalisé et autorisé. Les écarts sont traités différemment pour le l'électricité et le gaz.

Tableau 8. Traitement ex-post des écarts sur les investissements en Irlande

Cas		Électricité	Gaz
L'opérateur a dépassé sa	L'opérateur arrive à justifier que tout ou partie du	La part correspondante au dépassement réalisé au meilleur coût et dans l'intérêt général est ajoutée à la BAR	



trajectoire autorisée	dépassement est réalisé au meilleur coût et dans l'intérêt général	Le revenu de la période régulation suivante est ajusté pour compenser la rémunération et les amortissements (correspondants à la part efficace du dépassement) non perçus par l'opérateur au cours de la période de régulation à laquelle l'investissement a été effectué	Le revenu autorisé de la période de régulation suivante est ajusté pour compenser uniquement les amortissements (correspondants à la part efficace du dépassement) non perçus (mais pas la rémunération pendant la période de régulation à laquelle l'investissement a été effectué)
	L'opérateur ne parvient pas à justifier que tout ou partie du dépassement est réalisé au meilleur coût et dans l'intérêt général	<ul style="list-style-type: none"> • Le dépassement non efficace n'est pas intégré dans la BAR • Les pertes correspondant à cet investissement non rétribué pendant la période en cours (amortissements et rémunération) ne sont pas compensées 	
L'opérateur est en dessous de sa trajectoire autorisée	L'écart entre la trajectoire autorisée et la trajectoire réelle est dû à des investissements non réalisés	<ul style="list-style-type: none"> • La BAR reste inchangée puisque les investissements non réalisés ne sont pas inclus dans la BAR • Les gains correspondants sont retirés à l'opérateur lors de la période de régulation suivante via une diminution du revenu autorisé 	
	Les investissements ont été réalisés et évalués comme efficaces par le CER	<ul style="list-style-type: none"> • L'opérateur peut conserver le profit réalisé pour une période glissante de 5 ans (à partir du moment où les gains sont réalisés) • L'opérateur conserve également le revenu perçu correspondant à ses investissements (amortissements et rémunération pour la période de régulation durant laquelle l'investissement a été effectué) 	
	Les investissements ont été réalisés mais pas évalués comme efficaces par le CER	<ul style="list-style-type: none"> • L'opérateur peut conserver le profit réalisé pour une période glissante de 5 ans (à partir du moment où les gains sont réalisés) • La part non efficace des investissements est retirée de la BAR • Le revenu perçu correspondant à la part non efficace de l'investissement (amortissements et rémunération) durant la période de régulation en cours sera retiré via une réduction du revenu autorisé de la période de régulation suivante 	

→ Respect des délais d'investissement

Les opérateurs de réseau électrique (distribution et transport) sont incités à respecter les délais du programme d'investissement validé lors de la *price review* pour l'ensemble de la période de régulation.

Tableau 9. Comparaison des mécanismes d'incitation au respect des délais d'investissement entre la distribution et le transport électrique

	Distribution	Transport
Incitation au respect du plan d'investissement	Un bonus/malus est appliqué à l'opérateur en fonction du respect du programme d'investissement (en volume) : <ul style="list-style-type: none"> • En deçà de 70% de réalisation du programme d'investissement, l'opérateur 	<ul style="list-style-type: none"> • Le TSO et le TAO sont incités via un bonus/malus à respecter un certain nombre de jalons validés ex-ante (chaque projet étant découpé en phases techniques qui sont soit du ressorts du TAO, soit du ressorts du TSO)



	<p>est pénalisé</p> <ul style="list-style-type: none"> • Au-delà de 80% de réalisation du programme d'investissement, l'opérateur est récompensé <p>Le bonus/malus résultant de cette incitation peut atteindre 7 M€ au maximum.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Le TAO est également incité à respecter le programme de livraison des investissements validé via un bonus-malus (+/- 1,76 M€ au maximum) portant sur le pourcentage de réalisation (en montant d'investissement) : <ul style="list-style-type: none"> ○ En deçà de 70% de réalisation, l'opérateur est pénalisé ○ Au-dessus de 80%, l'opérateur est récompensé
--	---	---

6.1.4. Mécanismes d'incitation spécifiques

Qualité de service électricité

Les opérateurs du réseau d'électricité sont incités à améliorer la qualité de service et les performances de leur réseau.

Tableau 10. Comparaison des incitations sur la qualité de service et les performances entre la distribution et le transport électrique

Incitations	Distribution	Transport
Qualité de service	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Customer Minute Lost</i> (CML) : réduction de la durée moyenne des interruptions par consommateur • <i>Customer Interruptions</i> : réduction du nombre d'interruptions de service par consommateur • <i>Worst customer served</i> : amélioration de la qualité de l'énergie pour les consommateurs des zones marginales • Indice de satisfaction évaluant les différents critères du service téléphonique 	
Performances	<ul style="list-style-type: none"> • Performance sur les compteurs non télérelevés (<i>Service Level Agreement</i>) • Limitation des pertes électriques 	<p>Pour le transport électrique, seul le TSO est incité quant aux performances :</p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>System Minute Lost</i> : Réduction de la gravité des perturbations subies par le réseau • Fréquence du système : maintien de la fréquence du système dans un intervalle fixé par le régulateur
Divers	<ul style="list-style-type: none"> • Satisfaction des consommateurs quant à la qualité de service de l'opérateur (mesurée grâce au sondage RedC) 	

Pour la distribution, les incitations (à l'exception du *Worst Served Customer*) sont limitées à +/- 4% du revenu autorisé annuel. De plus, individuellement, les incitations *Customer Minute Lost*, *Customer*



Interruptions, et les incitations sur les pertes sont chacune limitées à +/- 1,5% du revenu autorisé annuel.

Pour le transport, les incitations (y compris celles concernant le respect du plan d'investissement) sont limitées à +/- 5% des charges d'exploitation pour le TAO et à +/- 4% des charges d'exploitation contrôlables pour le TSO.

Qualité de service gaz

L'opérateur du réseau de gaz n'a aucune incitation sur la qualité de service ou les performances du réseau. En revanche, il est incité sur certains postes de coûts spécifiques (comme les taxes locales ou les pertes de gaz sur le réseau de distribution) via un mécanisme de partage des écarts entre les coûts réels et estimés lors de l'établissement de la trajectoire sur l'ensemble de la période : 50% de ces écarts sont à la charge de l'opérateur, les 50% restants étant à la charge du consommateur (car compensés comme des *pass-through* à l'opérateur via le tarif).

Innovation

Dans son cadre de régulation, le CER cherche également à promouvoir la recherche et le développement de solutions innovantes. Pour cela, il utilise un fond spécifique dédié à l'innovation pour les opérateurs : il est intégré dans leur trajectoire de charges d'exploitation, mais les opérateurs sont priés de se référer au régulateur avant d'initier des projets de R&D. Celui-ci accorde ou refuse l'utilisation du fond de R&D en fonction de la justification donnée par l'opérateur. Dans le cas où le fond n'est pas entièrement utilisé par un opérateur, le montant perçu et non dépensé est retiré du revenu autorisé de la période de régulation suivante.

Tableau 11. Montants alloués à l'innovation par opérateurs

Nature de réseau	Electricité	Gaz
Distribution	<ul style="list-style-type: none"> ● PR3 : <ul style="list-style-type: none"> ○ Accordé par le régulateur: 18,2m€ ○ Dépensé par l'opérateur : 10,6m€ 	<ul style="list-style-type: none"> ● PC3 : <ul style="list-style-type: none"> ○ Accordé par le régulateur : 8m€ dont 0,8m€ pour la distribution et 7,2m€ pour le transport ○ Dépensé par l'opérateur : GNI a l'intention de dépenser la totalité du fond accordé à l'innovation ○ Initialement demandé par l'opérateur : 50m€
Transport	Seul le TSO dispose d'un fond pour l'innovation <ul style="list-style-type: none"> ● PR2 : <ul style="list-style-type: none"> ○ Accordé par le régulateur : 1,3m€ ○ Dépensé par l'opérateur : 0,3m€ ● PR3 : <ul style="list-style-type: none"> ○ Accordé par le régulateur : 2m€ ○ Dépensé par l'opérateur : rien selon le régulateur ● PR4 : <ul style="list-style-type: none"> ○ Attendu par l'opérateur : 25m€ 	

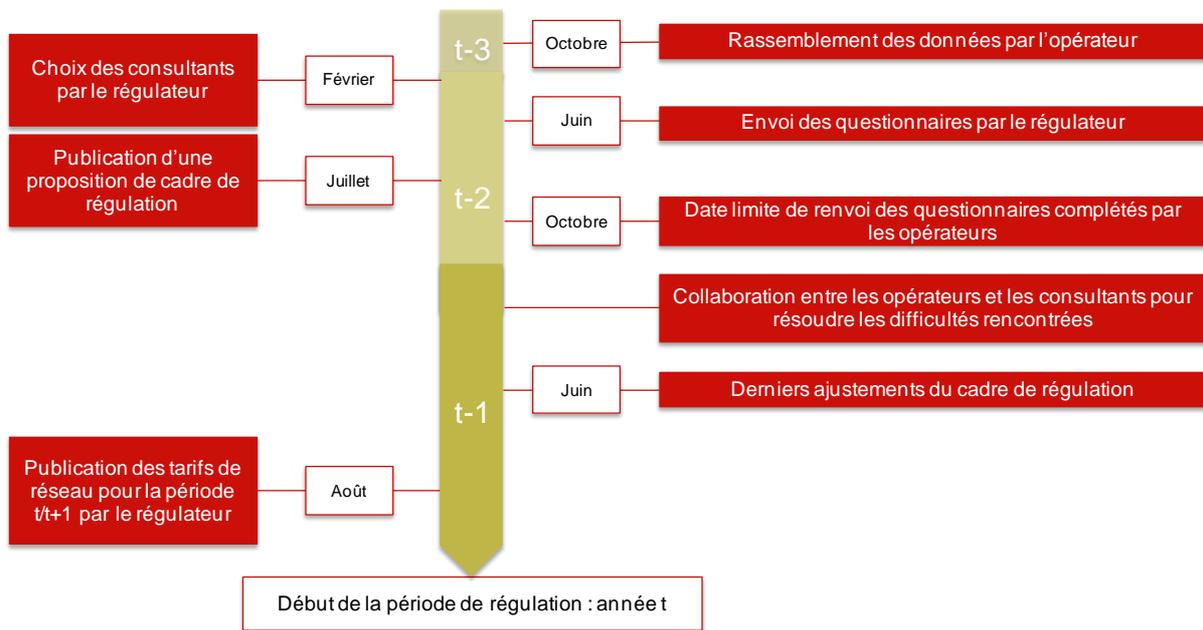
6.1.5. Modalités de gestion du mécanisme par le régulateur

Électricité

Les différents jalons pour l'élaboration du cadre de régulation de la 4^{ème} période de régulation (PR4) sont les suivants :



Figure 4. Processus de détermination du revenu autorisé d'une période de régulation pour l'électricité

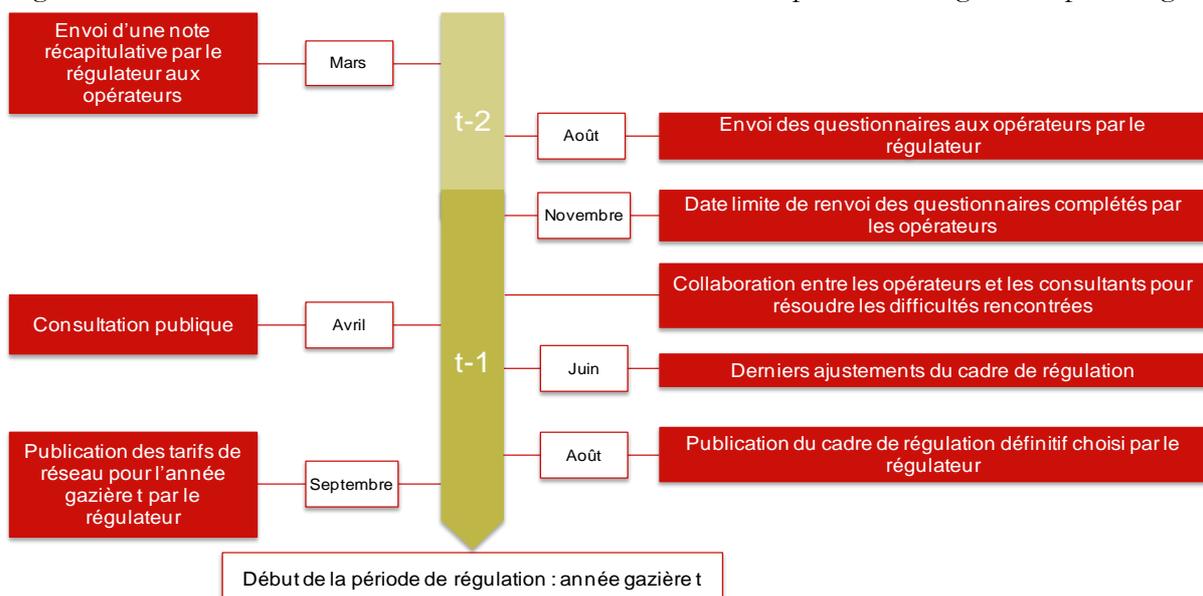


Toutefois, il convient de noter que pour la PR3 (en cours), les mécanismes d'incitations n'avaient pas été complètement définis avant le début de la période de régulation. Ainsi, une publication spécifique à ces incitations a été effectuée en juillet 2011 (soit environ 7 mois après le début de la période de régulation).

Gaz

Les différents jalons pour l'élaboration du cadre de régulation pour la PR4 sont les suivants (les années t-2 et t-1 font référence à des années gazières):

Figure 5. Processus de détermination du revenu autorisé d'une période de régulation pour le gaz





Il convient toutefois de noter que pour la PR3 (en cours), la décision finale concernant les tarifs de la période 2012/2013 a eu lieu au début du mois de novembre 2012, soit environ un mois après le début de la période de régulation.

6.2. Retour d'expérience

Informations non publiques



7. Royaume-Uni

7.1. Vue d'ensemble du cadre de régulation

Le nouveau modèle de régulation « RIIO » (Revenues = Incentives + Innovations + Outputs), mis en place par l'Ofgem entre 2013 (T1 – Transport gaz et électricité – et GD1 – Distribution gaz) et 2015 (ED1 – Distribution électricité), a pour objectif de responsabiliser les actionnaires des gestionnaires de réseaux et de les inciter à prendre des décisions d'investissement pour atteindre des objectifs sur des « Outputs » ciblés préalablement définis, et de récompenser l'« Innovation » afin de respecter les engagements nationaux de développement durable pour 2020 : production renouvelable, diminution des émissions de gaz à effet de serre et amélioration de l'efficacité énergétique. Ce système vise à assurer le maximum d'« Incentives » appropriés à chaque opérateur.

Le modèle RIIO prévoit un mécanisme IQI (*Information Quality Incentive*) qui incite les opérateurs à :

- fournir une meilleure qualité d'informations de façon à résoudre l'asymétrie d'accès aux informations pour le régulateur,
- mieux évaluer leur trajectoire de coûts de manière à correspondre le plus fidèlement possible aux dépenses réelles des opérateurs,

à travers l'attribution d'un ratio IQI individuel (qui correspond en fait au ratio de la trajectoire soumise par l'opérateur sur la trajectoire estimée par l'Ofgem). Un bon ratio IQI (proche de 100%) donne de nombreux avantages à l'opérateur : sa trajectoire est acceptée en étant peu ou pas modifiée par l'Ofgem, il bénéficie d'une incitation forte à réduire ses coûts en conservant une grande partie de ses éventuels profits, et il bénéficie même d'un bonus attribué par l'Ofgem sur sa trajectoire. Plus le ratio IQI est grand, plus ces avantages diminuent, jusqu'à se transformer en pénalités à partir d'un certain point.

Le mécanisme RIIO est une régulation de type *revenue cap* sur les coûts totaux. L'Ofgem valide en fait une trajectoire de cash-flows (charges d'exploitation + investissements) et utilise un taux de capitalisation pour séparer ces cash-flows entre :

- les coûts du *slow pot*, i.e. les montants intégrés à la base d'actifs régulés, rémunérés via les charges de capital sur 45 ans ;
- les coûts du *fast pot*, i.e. les montants recouverts dans l'année.

Ce taux est constant sur l'ensemble de la période de la régulation, et est déterminé à l'avance sur une moyenne sur 8 ans des dépenses prévues dans les business plans des opérateurs. L'utilisation du taux de capitalisation a pour objectif d'éliminer la distorsion entre charges d'exploitation et investissements puisque le revenu autorisé ne dépend plus de la répartition réelle des cash-flows entre ces 2 types de dépenses.

7.2. Description

7.2.1. Objectifs de la régulation et cadre général

Ce nouveau modèle de régulation a pour objectifs de :

- responsabiliser les actionnaires des opérateurs ;



- inciter à investir et à innover sur une longue période de régulation (8 ans) pour atteindre des objectifs fixés (production renouvelable, diminution des émissions de gaz à effet de serre et efficacité énergétique) ;
- inciter à une meilleure qualité d'information dans les business plans fournis par les opérateurs.

7.2.2. Détermination ex-ante du revenu autorisé

Le revenu total des gestionnaires de réseau est la somme du revenu autorisé fixé ex-ante et de trois formes d'incitations ex-post :

- incitations sur les « Outputs » (objectifs de performances) ;
- incitations à l'innovation ;
- incitations à l'efficacité.

Revenu autorisé

Le revenu autorisé de l'opérateur est déterminé ex-ante pour l'ensemble de la période de la régulation de 8 ans, par la formule suivante :

$$\text{Revenu} = \text{fast pot} + \text{ON} + D + \text{RC} + T$$

Avec :

- *fast pot* : coûts calculés à partir du taux de capitalisation appliqué aux cash-flows autorisés
- *ON* : charges d'exploitation non contrôlables (hors impôts et taxes), considérées comme *pass-through*, non comptabilisées dans la base de cash-flows
- *D* : amortissements, calculés à partir du taux de dépréciation de la BAR
- *RC* : rémunération du capital, calculée à partir du CMPC (Coût Moyen Pondéré du Capital) et de la BAR (Base d'Actifs Régulés). La BAR est incrémentée chaque année du *slow pot*, qui calculé à partir du taux de capitalisation appliqué aux cash-flows autorisés.
- *T* : impôt (*tax allowance*), considéré comme *pass-through*, non comptabilisé dans la base des cash-flows

Paramètres

Le **taux d'inflation** (*RPI – Retail Prices Index*) est calculé par l'Office National de la Statistique. L'Ofgem a choisi de prendre une valeur constante de 2,8 % sur l'ensemble de la période de régulation, calculée avant la période de régulation comme étant la moyenne du *10-year breakeven inflation rate* constatée par la banque d'Angleterre. Il est appliqué à la trajectoire de cash-flows autorisés pour tenir compte de l'inflation.

Le **taux de capitalisation** est constant sur l'ensemble de la période de la régulation, et est propre à chaque opérateur :

- Transport d'électricité : entre 85% pour l'activité de transport et 27,9% pour l'activité de « system operation » ;



- Distribution d'électricité : entre 62% et 80% selon les opérateurs ;
- Transport de gaz : 64% pour l'activité de transport et 37,4% pour l'activité de « system operation » ;
- Distribution de gaz : entre 68% et 80% selon les opérateurs.

Ce taux est calculé sur une moyenne sur 8 ans des dépenses prévues dans le business plan, en considérant en général que les dépenses avec une durée de vie inférieure ou égale à 3 ans sont des coûts *fast pot*, et que les autres sont des coûts *slow pot*.

Le **coût moyen pondéré du capital** (normatif) est utilisé pour déterminer la rémunération de la BAR. Il dépend du gearing (ratio dette/capital total), du coût de la dette et du coût du capital par la formule suivante :

$$\text{CMPC} = \text{gearing} * \text{coût de la dette avant impôts} + (1 - \text{gearing}) * \text{coût des capitaux propres après impôts}$$

Le coût de la dette est indexé sur une moyenne simple sur 10 ans (mise à jour tous les ans) des rendements des indices Livre Sterling Non-Financial A et BBB 10+ publiés par iBoxx. Pour RIIO ED1, le coût de la dette est indexé sur une moyenne simple sur une période allant de 10 ans (lors de la 1^{ière} année de régulation) à 20 ans (lors de la 10^{ème} année de régulation), le début étant fixé pour l'année 2004.

Processus d'évaluation

Le business plan sur 8 ans fourni par l'opérateur est évalué par l'Ofgem selon la méthodologie suivante :

- analyse des business plans :
 - évaluation de la qualité du business plan fourni par l'opérateur ;
 - évaluation de la performance dans les périodes précédentes : faculté à délivrer les « outputs » prévus, faculté à réduire ses coûts. Pour faire cette évaluation, plusieurs outils sont utilisés comme un audit des coûts totaux, un audit de catégories spécifiques de coûts, une évaluation des tendances dans l'amélioration de la productivité, un benchmark international ;
 - benchmark des business plans du secteur (national ou international) en positionnant la frontière d'efficience au premier quartile :
 - benchmark des cash-flows : analyse de régression sur les cash-flows par rapport à différents paramètres explicatifs ;
 - benchmark des cash-flows désagrégés¹⁵ :
 - benchmark des coûts unitaires par types d'actifs et d'activités ;
 - analyse de régression sur les cash-flows désagrégés par rapport à différents paramètres techniques ;
- classement des opérateurs en fonction des résultats de l'analyse :

¹⁵ Les cash-flows de l'opérateur sont séparés en différentes catégories, dont certaines sont soumises à une régression



- **fast-track** : l'opérateur classé en *fast-track* est celui présentant des business plans robustes, avec des prévisions de coûts dûment justifiées, et satisfaisant d'autres conditions, notamment la définition d'une stratégie de développement de solutions innovantes sur les Smart Grid. Il subit un examen léger : sessions de questions/réponses et évaluation rapide du business plan → **au final, son business plan est accepté sans modification par l'Ofgem, son taux de partage est fixé à 70% et il bénéficie d'un bonus annuel** ;
- **slow-track** : dans le cas contraire, l'opérateur est classé en *slow-track*. L'opérateur subit un examen approfondi (analyse des écarts entre performances historiques et prévues, analyse des actifs peu fiables, inspections aléatoires, demande de données supplémentaires auprès de l'opérateur, etc.) et doit ensuite soumettre une trajectoire révisée, généralement revue à la baisse, ce qui impose un délai important. L'Ofgem ajuste également sa trajectoire cible sur la base de l'examen réalisé, puis les deux trajectoires finales sont comparées de manière mécanique, ce qui permet de déterminer le ratio IQI¹⁶ de l'opérateur → **au final, le business plan validé par l'Ofgem résulte de la moyenne pondérée de l'estimation de l'opérateur (25%) et du régulateur (75%), et le taux de partage et le bonus (le cas échéant malus) de l'opérateur dépendent de son ratio IQI.**

Dans ce mécanisme, trois paramètres clés de la rémunération de l'opérateur sont affectés par le ratio IQI :

- *Incentive rate* (taux d'incitation) : le taux de partage (profit/loss sharing) entre utilisateurs du réseau et opérateur en cas d'écart par rapport au budget validé par l'Ofgem, est d'autant plus élevé (en faveur de l'opérateur) que l'évaluation de l'opérateur est proche de celle du régulateur, i.e. le ratio IQI est proche de 100.
- *Additional income* (« revenu additionnel ») : il s'agit d'un bonus/malus calculé en % (positif ou négatif) des coûts totaux autorisés.
- *Allowed expenditure* : les coûts totaux autorisés sont une moyenne pondérée de l'estimation de l'Ofgem et de l'opérateur selon la formule suivante : $0,75 * (\text{évaluation Ofgem}) + 0,25 * (\text{évaluation opérateur})$.

Le tableau ci-dessous est la matrice IQI utilisée dans RIIO-T1 pour National Grid.

Tableau 12. Matrice IQI utilisée dans RIIO-T1

Ratio IQI	100	105	110	115	120	125	130	135
<i>Incentive rate (ratio granted to operator)</i>	50 %	49 %	48 %	46 %	45 %	44 %	43 %	41 %
<i>Additional income (reward/penalty)</i>	2,5 %	1,9 %	1,2 %	0,5 %	-0,3 %	-1,0 %	-1,8 %	-2,6 %
<i>Allowed expenditure¹⁷</i>	100,00	101,25	102,50	103,75	105,00	106,25	107,50	108,75

¹⁶ Ce ratio IQI est le ratio des coûts évalués par l'opérateur sur les coûts évalués par l'Ofgem

¹⁷ Sur une base 100 représentant l'évaluation de l'Ofgem



Coûts réalisés ¹⁸	Incitations								
	85	90	95	100	105	110	115	120	125
85	10,0	9,8	9,5	9,2	8,8	8,3	7,8	7,2	
90	7,5	7,3	7,1	6,8	6,5	6,1	5,6	5,1	
95	5,0	4,9	4,8	4,5	4,3	3,9	3,5	3,0	
100	2,5	2,5	2,4	2,2	2,0	1,7	1,4	1,0	
105	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,3	-0,5	-0,8	-1,1	
110	-2,5	-2,4	-2,4	-2,4	-2,5	-2,7	-2,9	-3,2	
115	-5,0	-4,8	-4,8	-4,7	-4,8	-4,8	-5,0	-5,2	
120	-7,5	-7,3	-7,1	-7,0	-7,0	-7,0	-7,1	-7,3	
125	-10,0	-9,7	-9,5	-9,3	-9,3	-9,2	-9,3	-9,3	
130	-12,5	-12,2	-11,9	-11,7	-11,5	-11,4	-11,4	-11,4	
135	-15,0	-14,6	-14,3	-14,0	-13,8	-13,6	-13,5	-13,5	
140	-17,5	-17,0	-16,6	-16,3	-16,0	-15,8	-15,6	-15,5	
145	-20,0	-19,5	-19,0	-18,6	-18,3	-18,0	-17,8	-17,6	

Les opérateurs en *fast-track* échappent ainsi au mécanisme IQI. Leurs propositions tarifaires sont directement acceptées. Ils bénéficient d'un taux d'incitation plus élevé à 70% et d'un « revenu additionnel » de 2,5% des coûts totaux autorisés. Leur tarif est également approuvé plus rapidement (9 mois plus tôt que les opérateurs en *slow-track* dans le cas de RIIO ED1).

7.2.3. Mécanismes de traitement des écarts ex-post

Ajustement de la BAR

RIIO ne prévoit pas d'ajustement de la BAR en fin de la période de régulation pour tenir compte des investissements effectivement réalisés et de leur Valeur Nette Comptable réelle. L'évolution de la BAR est donc purement normative, même entre 2 périodes.

Annual Iteration Process

Le mécanisme d'incitation à respecter la trajectoire autorisée, voire à la battre, consiste à laisser à l'opérateur une partie de ses gains ou pertes par rapport à cette trajectoire. Ainsi, si l'opérateur dépense plus (respectivement moins) que les coûts autorisés, alors le manque à gagner (resp. le gain) sera partagé avec le client final, selon le pourcentage d'*incentive rate* défini par la matrice IQI, compris entre 40% et 70%. Les gains/pertes sont répartis de la même manière que les autres dépenses entre *fast pot* et *slow pot* avec le taux de capitalisation de l'opérateur. L'*additional income* défini par la matrice IQI est en revanche inclus 100% au *fast pot*, et n'est donc pas soumis au taux de capitalisation.

Le revenu autorisé est donc révisé chaque année *n* à travers un *Annual Iteration Process*, pour tenir compte des ajustements liés au mécanisme de *profit sharing* de l'année *n-2*.

Uncertainty mechanism

Le modèle RIIO prévoit des « mécanismes d'incertitude » du fait de l'incertitude importante sur les coûts à long terme générée par la durée de la période de régulation. Par ce mécanisme, le

¹⁸ Les coûts réalisés sont sur la base des coûts totaux autorisés (indice 100 : coûts totaux autorisés)



revenu autorisé peut être ajusté au cours de période sous certaines conditions. Les ajustements des *pass-through* interviennent également avec un décalage de 2 ans.

Notamment, le mécanisme de « Reopener » est prévu pour donner la possibilité aux opérateurs de demander la couverture de coûts supplémentaires par rapport à un certain seuil du revenu autorisé. Par exemple, dans le cas de RIIO ED1, les opérateurs pourront se manifester en mai 2019 pour demander à l’Ofgem la couverture de coûts supplémentaires liés aux travaux sur la voirie (Street works) à hauteur de 1% du revenu autorisé. Il est également prévu, sous le système « Mid-period review of output », de revoir les Outputs existants et d’en introduire de nouveaux en milieu de période de régulation.

En résumé, le mécanisme d’incertitude prévoit de faire les ajustements :

- annuellement :
 - les niveaux d’indexation : RPI et coût de la dette ;
 - les *pass-through* : business rates, Ofgem licence fees, etc. ;
 - les coûts liés au déploiement de smart meters ;
- périodiquement :
 - street works costs ;
 - load related expenditure ;
- à tout moment : le taux de taxation.

7.2.4. Focus sur les mécanismes d’incitation spécifiques

Incitations à l’efficacité

Le modèle RIIO n’introduit pas de facteur d’efficacité dans la formule de calcul du revenu autorisé, puisque la trajectoire validée in fine par l’Ofgem est déjà censée tenir compte d’objectifs d’efficacité.

Incitations sur les Outputs et l’innovation

Le modèle RIIO prévoit plusieurs mécanismes d’incitation sur les investissements ciblés dans le cadre des mécanismes *Output Incentive* et *Innovation Stimulus* :

- *Network Output Measures* : il permet d’inciter les opérateurs à investir pour maintenir le réseau de transport et garantir sa fiabilité. Dans le cas du transport d’électricité, l’indicateur de mesure est l’énergie non transportée – l’opérateur National Grid Electricity Transmission est incité par un bonus/malus de 16 000 £ pour chaque MWh en dessous/au-dessus de l’objectif annuel de 316 MWh. L’Ofgem exige également des gestionnaires de réseau un reporting des indicateurs supplémentaires, notamment :
 - l’indice de suivi de la santé des actifs (*Asset health index*), qualifiant l’état de la santé (5 niveaux) des actifs composés de 5 catégories (47 sous-catégories) : points d’entrée, points de sortie, compresseurs, pipelines et multi-jonctions ;
 - l’indice de criticité, qualifiant le degré de conséquence (4 niveaux) en cas d’incidence impactant le fonctionnement du système, la sécurité publique et l’environnement ;



- l'indice de priorité de remplacement, mesurée par la durée d'utilisation restant avant remplacement (4 niveaux) des actifs ;
- *Network Innovation Competition* : deux compétitions annuelles sont organisées (une pour le gaz et une pour l'électricité) permettant de financer à hauteur de 90% les dépenses des projets innovants (de grande taille) avec un bénéfice environnemental potentiel.
- *Network Innovation Allowance* : il permet de financer, suite à un processus de validation, jusqu'à 90% des dépenses des projets innovants (de petite taille) valorisés entre 0,5% et 1% du revenu autorisé.
- *Innovation Roll-out Mechanism* : il permet d'ajuster le revenu à hauteur de 1% du revenu autorisé, en passant la majorité des dépenses des projets (de petite taille) en *pass-through*, pour les opérateurs qui demandent des financements supplémentaires dans la période de régulation pour le déploiement d'initiatives avec des bénéfices environnementaux démontrés.

Le modèle RIIO prévoit également plusieurs mécanismes d'incitation sur la qualité de service fournie (ou performance livrées), qui sont répartis en 6 catégories (environnement, service client, obligations sociales, connexion client, sécurité et fiabilité). Les performances livrées sont mesurées par différents indicateurs notamment :

- la durée et le nombre d'interruptions (*Interruptions Incentive Scheme*), jusqu'à +/- 250 points de base sur le Return on Regulatory Equity ;
- la satisfaction des clients (*Broad Measure of Customer Satisfaction*), jusqu'à +/- 1 % du revenu autorisé en fonction des résultats d'un sondage de satisfaction et jusqu'à 0,5 % du revenu autorisé pour l'engagement efficace des parties prenantes ;
- le délai de raccordements (*Time to Connect Incentive*), jusqu'à +0,4% du revenu autorisé.

Ces incitations se traduisent par un ajustement en bonus/malus sur le revenu autorisé. D'autres objectifs sont soumis à des incitations non financières via une publication des indicateurs (enjeu de réputation).

L'Ofgem a ainsi mis en place des incitations (« *Broad Measure of Customer Satisfaction* » et « *Network Output Measures* ») sur des indicateurs tels que le niveau de la satisfaction des clients, la santé des actifs et l'âge des actifs, qui permettent de limiter indirectement les risques de sous-investissement (non-réalisation des investissements prévus), puisque le régulateur ne suit pas directement la trajectoire d'investissement. En fin de période, l'Ofgem vérifie si les objectifs fixés sur ces différents indicateurs ont été atteints ou non, et pénalise l'opérateur à hauteur des coûts « évités » (c'est-à-dire les dépenses non effectuées mais rémunérées qui ont impacté négativement les indicateurs).

Le cadre de régulation met en place des incitations aux gestionnaires de réseau de distribution pour développer des solutions innovantes autour du smart-grid, sachant que les compteurs intelligents sont déjà en cours de déploiement au Royaume-Uni (par les fournisseurs).



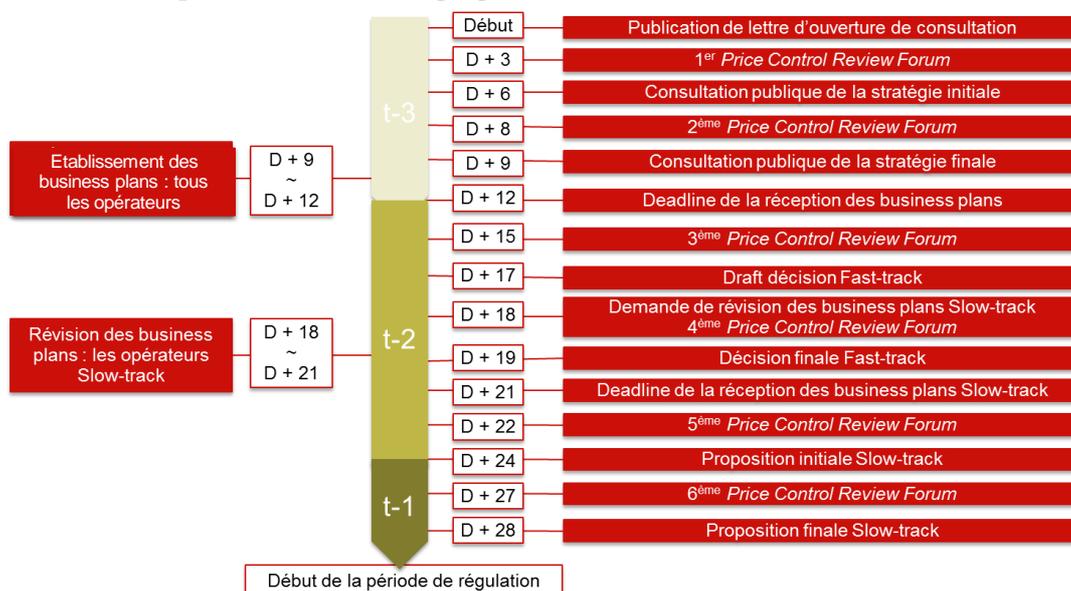
Notamment, les GRD doivent démontrer clairement la stratégie d'utilisation des solutions de smart-grid dans leur business plan pour prétendre être classés en *fast-track*.

7.2.5. Modalités de gestion du mécanisme par le régulateur

Le processus de préparation des exercices tarifaires RIIO dure deux ans et demi (cf. Figure 6) pour l'Ofgem :

1. Le début (D) de la préparation des nouveaux exercices tarifaires est marqué par la publication d'une lettre d'ouverture de consultation, suivie par des réunions de travail durant presque 5 mois. A la fin de ces réunions, un premier *Price Control Review Forum* s'organise afin de permettre à l'Ofgem de présenter la consultation publique de la stratégie initiale en D + 6 mois.
2. Un deuxième *Price Control Review Forum* s'organise en D + 8 mois, ayant pour but de sortir la consultation publique de la stratégie finale en D + 9 mois, sur laquelle les opérateurs ont jusqu'à D + 12 mois pour établir leurs business plan et les soumettre à l'Ofgem.
3. L'Ofgem organise un troisième *Price Control Review Forum* en D + 15 mois et donne une première décision de *fast-track* pour les opérateurs en D + 17 mois.
4. En D + 18 mois, l'Ofgem envoie une demande de révision du business plan aux opérateurs classés en *slow-track* et organise un quatrième *Price Control Review Forum*. L'Ofgem publie la décision finale de *fast-track* en D + 19 mois.
5. Les opérateurs en *slow-track* doivent soumettre une nouvelle version du business plan en D + 21 mois.
6. L'Ofgem organise un cinquième *Price Control Review Forum* en D + 22 mois et publie une proposition initiale de *slow-track* en D + 24 mois.
7. L'Ofgem organise un sixième *Price Control Review Forum* en D + 27 mois et publie la proposition finale de *slow-track* en D + 28 mois pour le début de la nouvelle régulation commençant en D + 33 mois.

Figure 6. Processus de préparation des exercices tarifaires RIIO





Le régulateur Ofgem suit annuellement les résultats de chaque opérateur et les publie dans les rapports annuels de régulation RIIO T1, RIIO ED1 et RIIO GD1.

7.3. Retour d'expérience

Informations non publiques



8. Analyse de transposition et propositions d'évolutions

L'objectif de cette dernière partie est d'évaluer les conditions de transposition au cadre français des mécanismes décrits précédemment, afin de fournir à la CRE des propositions opérationnelles sur l'évolution des mécanismes de régulation incitative en vigueur en France.

8.1. État des lieux de la régulation française

8.1.1. Points clés de la régulation française

La régulation mise en place par la CRE s'appuie sur un socle commun pour le gaz et l'électricité, le transport et la distribution :

- les périodes tarifaires durent 4 ans environ ;
- une trajectoire prévisionnelle des charges d'exploitation intégrant des objectifs de productivité est validée ex-ante par la CRE et un taux de partage de 100% (écarts, positifs ou négatifs, non compensés à l'opérateur) est appliqué aux écarts entre la trajectoire réelle et la trajectoire prévisionnelle, à l'exception des charges d'exploitation jugées non contrôlables ;
- la totalité des investissements réalisés (réseau et hors réseau) est intégrée dans la BAR l'année suivant leur activation ;
- le mécanisme d'ajustement (CRCP) permet de compenser les écarts entre prévisions et réalisations sur certaines charges et certains produits, notamment les charges (d'exploitation ou de capital) jugées non contrôlables et les revenus liés aux volumes acheminés ;
- la qualité de service est incitée financièrement par des bonus/malus, sur différents critères et objectifs fixés ex-ante opérateur par opérateur.

Toutefois, certains mécanismes se distinguent, notamment entre le gaz et l'électricité (cf. Tableau 13).

Tableau 13. Spécificités sectorielles de la régulation en France

Secteur	Spécificités
Electricité (transport et distribution)	<ul style="list-style-type: none">• Régulation incitative des investissements limitée au projet Linky pour la distribution et aux interconnexions pour RTE : pour tous les autres investissements, la CRE valide une trajectoire prévisionnelle pour établir le tarif, mais la BAR et le revenu de l'opérateur sont au final ajustés annuellement sur les investissements réels, quel que soit l'écart avec la trajectoire prévisionnelle (taux de partage de 0%). Une incitation à la maîtrise des coûts complets des interconnexions réalisées par RTE a été introduite mais elle est basée uniquement sur un bonus variable en fonction de la différence entre les coûts prévisionnels et les coûts réalisés et sur l'intérêt de l'interconnexion (prime fixe) et son taux d'utilisation réel (prime variable).• Coûts totaux des ELD estimés au prorata des coûts d'ERDF et EDF SEI (régulation indirecte des ELD)
Distribution de gaz	<ul style="list-style-type: none">• Incitation à la maîtrise des coûts d'investissement globaux (GRDF, Régaz et Réseau GDS uniquement) : la trajectoire d'investissement soumise par l'opérateur est validée par la CRE, et les écarts (hors sécurité et cartographie) par rapport à cette trajectoire donnent lieu à un bonus/malus



	<p>plafonné à +/- 2M€ par an pour GRDF et à +/- 100k€ par période de 2 ans pour les 2 ELD, très marginal par rapport aux coûts des opérateurs concernés</p> <p>• Régulation appliquée uniquement à GRDF et à 9 ELD (sur 22)</p>
Transport de gaz	<p>• Incitation à la réalisation des investissements : prime de 300 points de base (pdb) pendant 10 ans sur le CMPC pour les projets Val de Saône (VDS) et Gascogne-Midi (GM)</p> <p>• Incitation à la maîtrise des coûts d'investissement :</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Pour les projets VDS et GM, les dépassements par rapport au budget validé sont rémunérés à un CMPC réduit et dégressif, et les gains donnent droit à un bonus correspondant à l'application de la prime de 300 pdb pendant 10 ans sur l'écart entre le budget réalisé et 90% du budget cible ○ Pour les autres gros projets (plus de 50 M€ ou de 20% du montant annuel d'investissements), un bonus (respectivement malus) correspondant à 25% de l'écart entre le budget réel et 90% (respectivement 110%) du budget validé est appliqué au GRT

Concernant le traitement des coûts, la régulation incitative française différencie 4 catégories de coûts (cf. Tableau 14).

Tableau 14. Traitement des coûts dans la régulation française

Catégorie de coûts	Traitement des coûts de la catégorie
Catégorie 1 : charges d'exploitation « incitées »	<ul style="list-style-type: none"> • Incitation par fixation d'un <i>revenue cap</i> avec taux de partage des gains / pertes à 100%, sauf pour certaines charges spécifiques incitées à un taux inférieur (achats de gaz pour la distribution par exemple). • Fixation de la trajectoire par un audit, intégrant un exercice de benchmark, aboutissant à une trajectoire autorisée négociée intégrant un objectif d'efficacité sur la période.
Catégorie 2 : charges d'exploitation « non incitées »	<ul style="list-style-type: none"> • Traitement de ces charges en <i>pass-through</i> à travers le CRCP.
Catégorie 3 : charges de capital « incitées »	<ul style="list-style-type: none"> • Tous les investissements réalisés entrent dans la BAR. • Pour le transport de gaz, l'incitation à la maîtrise des coûts est réalisée par un mécanisme de bonus en cas de gain par rapport au budget prévisionnel approuvé après audit, et de malus sur le WACC en cas de dépassement du budget approuvé. Ce mécanisme porte uniquement sur une part des investissements (grands projets dont le budget dépasse 50 M€ ou représente au moins 20% du montant moyen annuel des investissements de la période). • Pour la distribution de gaz (GRDF + 2 ELD), l'incitation financière est réalisée par un bonus en cas de gain par rapport au budget validé (sans audit) et de malus en cas de dépassement. Ce mécanisme porte sur la totalité des investissements mais la faiblesse du montant en jeu et le principe de fixation de la trajectoire rend ce mécanisme très peu efficace. • Pour le transport d'électricité, l'incitation à la maîtrise des coûts porte uniquement sur les interconnexions à travers une prime perçue par RTE en fonction du gain réalisé par rapport au budget approuvé. Dans le cas d'application du projet Savoie-Piémont, l'incitation reste symbolique. • Des incitations existent pour les charges de capital des projets de compteurs intelligents concernant la distribution de gaz (Gazpar) et d'électricité (Linky). En dehors du projet Linky, il n'existe pas d'incitation pour les charges de capital concernant la distribution d'électricité.
Catégorie 4 : charges de capital « non incitées »	<ul style="list-style-type: none"> • Tous les investissements réalisés entrent dans la BAR. • Les écarts entre la trajectoire validée par la CRE et les investissements réalisés sont entièrement compensés. • Ces charges concernent tous les investissements hors projet Linky pour la distribution d'électricité.



8.1.2. Diagnostic de la régulation française

Le mécanisme actuel est efficace pour la réduction des charges d'exploitation, mais engendre un certain nombre d'effets pervers puisque les opérateurs n'ont qu'une faible, voire aucune pour l'électricité, incitation à respecter les trajectoires d'investissements validées. Les opérateurs ont donc intérêt à maximiser leurs charges de capital (couvertes à 100%), et à réaliser des arbitrages des charges d'exploitation vers les charges de capital pour tenir leur trajectoire de charges d'exploitation, voire dégager des profits sur les charges d'exploitation. Les points clés du diagnostic de la régulation française sont présentés ci-dessous.

Tableau 15. Diagnostic de la régulation française

Constat	Points clés
Ce qui fonctionne bien	<ul style="list-style-type: none"> • Traitement automatique des écarts par rapport à la trajectoire de charges d'exploitation validée ex-ante et non modifiée en cours de période <ul style="list-style-type: none"> ➔ Très bonne visibilité des opérateurs sur le traitement de leurs coûts ➔ Minimisation de la charge de travail pour la CRE • Incitation des opérateurs à se révéler pour réaliser des bénéfices (taux de partage de 100% sur les charges d'exploitation) <ul style="list-style-type: none"> ➔ Mécanisme vertueux à terme puisqu'il permet d'atteindre progressivement des coûts efficaces et de répercuter sur le tarif de la période suivante les réductions de coûts effectuées par les opérateurs sur une période, dans la mesure où la CRE ne cède pas de terrain lors de la fixation de la trajectoire de la période suivante (car processus non automatique) • Traitement efficace du sous-investissement par un ajustement automatique chaque année du revenu autorisé pour tenir compte des investissements réalisés
Ce qui ne fonctionne pas bien	<ul style="list-style-type: none"> • Incitation à la maîtrise des charges de capital appliquée à un périmètre restreint : les opérateurs ont intérêt financièrement à maximiser leurs charges de capital • Distorsion charges d'exploitation/de capital: les opérateurs ont intérêt à réaliser des arbitrages charges d'exploitation/de capital en faveur des charges de capital, non prévus dans la trajectoire validée, pour tenir leur trajectoire de charges d'exploitation, voire dégager des profits sur les charges d'exploitation • Incitation à la surévaluation des business plans de charges d'exploitation en raison du traitement automatique des écarts par rapport à la trajectoire de charges d'exploitation validée ex-ante • Difficulté pour fixer une trajectoire de charges d'exploitation efficace, la CRE étant réticente à l'utilisation des résultats de benchmarks et les opérateurs tentant d'obtenir une trajectoire pour la période suivante ne tenant pas compte des gains de productivité de la période en cours

Les évolutions du modèle de régulation français qui seront proposées devront donc tenter de corriger les faiblesses du système actuel, tout en s'appuyant autant que possible sur ses points forts actuels.



8.1.3. Contraintes de transposition

Les spécificités du secteur français, tant en termes de réglementation que de répartition des acteurs, imposent certaines contraintes sur les mécanismes qui pourront être proposés pour le futur cadre de régulation. Il est notamment essentiel que le cadre de régulation n’empêche pas les investissements mais qu’il encourage les opérateurs à des investissements efficaces.

Tableau 16. Contraintes de transposition

Aspects clés du secteur	Spécificités françaises	Contraintes de transposition
Réglementation	<ul style="list-style-type: none"> • Tarifs de réseau fixés « de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l’ensemble des coûts correspondants à ceux d’un gestionnaire de réseau efficace » (code de l’énergie) • Possibilité de « prévoir un encadrement pluriannuel d’évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu’à long terme, pour encourager les [opérateurs] à améliorer leurs performances » (code de l’énergie) • Péréquation tarifaire nationale pour l’électricité, et par zone de distribution pour le gaz • Projet de loi « sur la transition énergétique pour une croissance verte » fixant des objectifs impactant le réseau (32% d’EnR dans la consommation finale d’énergie en 2030, 50% de nucléaire de la production d’électricité à l’horizon 2050) 	<ul style="list-style-type: none"> • Méthodologie proposée nécessairement transparente et non discriminatoire • Notion d’opérateur « efficace » non définie par la loi, sujette à débat • <i>Remarque : la péréquation tarifaire n’empêche pas que chaque opérateur ait son propre revenu autorisé</i> • Régulation devant permettre le développement du réseau d’électricité
Acteurs	<ul style="list-style-type: none"> • Transport : 3 opérateurs historiques (1 électricité et 2 gaz) • Distribution : 1 opérateur historique ultra dominant pour chaque énergie et de nombreuses ELD gaz (22) et électricité (~160) aux tailles très variables, dont les données comptables ne sont actuellement collectées que pour 9 ELD gaz • Collectivités locales propriétaires du réseau de distribution à travers les contrats de concession, Etat propriétaire indirect de l’opérateur de transport d’électricité, RTE, à travers sa participation majoritaire dans EDF • Besoin d’investissement très important à court-terme dans le réseau d’ERDF (amélioration de la qualité de service, intégration renouvelables, Linky) 	<ul style="list-style-type: none"> • Fortes disparités entre opérateurs à prendre en compte pour un benchmark • Données comptables non disponibles à court terme pour la majorité des ELD • Influence des décisions politiques (notamment locales) sur les décisions d’investissement • Régulation ne devant pas limiter le volume d’investissements d’ERDF

8.2. Analyse de transposition des mécanismes au cas français

8.2.1. Effets d’aubaine dans une régulation incitative

Le besoin de la CRE – définir un cadre de régulation qui empêche des distorsions entre charges d’exploitation et charges de capital mais qui n’incite pas les opérateurs à sous-investir – nécessite



une analyse détaillée des mécanismes au regard des « effets d'aubaine » qu'ils génèrent sur le traitement des investissements :

- Un effet d'aubaine permet à un opérateur de maximiser ses bénéfices en privilégiant un comportement plutôt qu'un autre, de manière à utiliser à son avantage les caractéristiques de la régulation incitative mise en place.
- Un effet d'aubaine peut être « vertueux » s'il résulte en une minimisation des coûts totaux de l'opérateur, et est « négatif » ou « non vertueux » dans le cas contraire.
- Un effet d'aubaine peut permettre à un opérateur de générer des profits sur 1 an, sur la période en cours ou bien sur les périodes suivantes.
- Concernant les investissements, plusieurs types de comportements peuvent générer des effets d'aubaine :
 - arbitrages charges d'exploitation / charges de capital ;
 - sous-investissements ;
 - surinvestissements.

Une régulation incitative efficace minimise/supprime les opportunités et la portée des effets d'aubaine négatifs, et incite les opérateurs à faire des arbitrages vertueux permettant de baisser leur coût total, toutes choses égales par ailleurs.

Un effet d'aubaine lié à un arbitrage charges d'exploitation / charges de capital consiste pour un opérateur à maximiser ses bénéfices pour une opération donnée en privilégiant un type de dépenses par rapport à l'autre entre charges d'exploitation et investissement. Plusieurs types d'arbitrages sont possibles :

- les arbitrages « hors réseau » : il s'agit des choix stratégiques entre acquisition d'un actif (investissement) et achat d'un service équivalent (charges d'exploitation) pour tous les postes de coûts « hors réseau » pour lesquels ce choix est possible (en particulier les postes véhicules, immobilier et une partie des coûts des systèmes d'information) ;
- les arbitrages « réseau » : il s'agit des choix stratégiques entre investissement (renouvellement ou maintenance lourde) et exploitation (maintenance « classique ») pour assurer le fonctionnement d'un ouvrage de réseau donné ;
- les arbitrages « comptables » : il s'agit des interprétations comptables qui permettent de catégoriser une même dépense effectuée comme un investissement ou comme une charge d'exploitation.

La décision d'arbitrage peut intervenir à deux moments clés :

- dans la trajectoire proposée au régulateur pour validation ;
- en cours de période, sans que cela ne soit prévu dans la trajectoire (dans le cas où aucune trajectoire n'est validée ou si la trajectoire était basée sur une hypothèse d'arbitrage différente).

Un effet d'aubaine lié à un sous-investissement consiste pour un opérateur à maximiser ses bénéfices en investissant moins en montant que ce qui était prévu dans la trajectoire par le régulateur (ou que ce qu'il devrait investir pour assurer son activité de manière efficace si aucune trajectoire n'est définie). Plusieurs types de sous-investissements sont possibles:



- sous-investissements « volumes » : cela consiste à réaliser un volume d'investissement (en nombre ou en unité d'actifs) plus faible que ce qui était prévu (ou nécessaire dans le cas où aucune trajectoire n'est validée) ;
- investissement efficient (ou sous-investissements « coûts ») : cela consiste à réaliser un investissement prévu donné à un coût plus faible que prévu ou que par le passé → **effet d'aubaine vertueux**

Un **effet d'aubaine lié à un surinvestissement** consiste pour un opérateur à maximiser ses bénéfices en investissant plus en montant que ce qu'il devrait investir pour assurer son activité « correctement », en dépassant la trajectoire d'investissement fixée (ou « raisonnable » si aucune trajectoire n'est fixée).

Plusieurs types de surinvestissements sont possibles :

- surinvestissements « volumes » : cela consiste à réaliser un volume d'investissement (en nombre ou en unité d'actifs) plus élevé que ce qui était prévu ou nécessaire ;
- investissement inefficace (ou surinvestissements « coûts ») : cela consiste à réaliser un investissement donné à un coût plus élevé que prévu.

En France, dans l'électricité, il existe un effet d'aubaine important à surinvestir en prix et en volume puisque la totalité des capitaux investis réels sont rémunérés (quel que soit l'écart avec le budget validé), et dans une moindre mesure dans le gaz puisque cet effet est en partie compensé par des mécanismes d'incitation au respect des trajectoires validées.

8.2.2. Analyse des mécanismes

La régulation de chaque pays doit donc être analysée globalement et en détail pour déterminer si elle permet de limiter les effets d'aubaine négatifs, et si c'est bien le cas, pour identifier les différents impacts de transposition au cas français. Seuls les points clés des mécanismes sont analysés, présentés dans le Tableau 17.



Tableau 17. Comparaison des mécanismes analysés

Points clés	France	Allemagne	Espagne	Royaume-Uni	Irlande
Durée	4 ans	5 ans	6 ans	8 ans	5 ans
Mécanisme de base	<i>Revenue cap</i> charges d'exploitation	<i>Revenue cap</i> unique charges d'exploitation + charges de capital			<i>Revenue caps</i> distincts charges d'exploitation et charges de capital
Mécanisme de détermination de la trajectoire	<ul style="list-style-type: none"> Analyse des coûts réels (audit + benchmark) et du budget de l'opérateur Négociation 	<ul style="list-style-type: none"> Coûts réels d'une année de référence Facteur d'efficacité déterminé par benchmark Mesures d'investissement Facteur d'expansion 	<ul style="list-style-type: none"> Valeurs unitaires de référence de charges d'exploitation et d'investissement appliquées à l'inventaire réel 	<ul style="list-style-type: none"> Analyse des budgets des opérateurs (audit + benchmark) <i>Fast track/Slow track</i> Matrice IQI Objectifs sur les Outputs 	<ul style="list-style-type: none"> Analyse des coûts réels (audit+benchmark) et du budget de l'opérateur Négociation
Mécanisme de traitements des écarts par rapport à la trajectoire	<ul style="list-style-type: none"> Taux de partage de 100% pour les charges d'exploitation et de 0% pour les charges de capital (à l'exception des mécanismes pour le gaz décrits au chapitre 8.1.1) Intégration de la totalité des investissements dans la BAR Prise en compte des éventuels gains dans la trajectoire lors de la période suivante 	<ul style="list-style-type: none"> Taux de partage de 100% Prise en compte des éventuels gains dans la trajectoire lors de la période suivant la prochaine année de référence Pas de trajectoire d'investissement (donc pas d'écart) 	<ul style="list-style-type: none"> Taux de partage de 100% Prise en compte des éventuels gains lors du calcul des valeurs unitaires Intégration de 50% de l'écart entre valeur réelle et théorique dans la BAR Non couverture d'une partie des charges de capital annuelles en cas de dépassement du budget d'investissement 	<ul style="list-style-type: none"> Taux de partage de 40% à 70% (fonction du ratio <i>IQI</i>) Prise en compte des éventuels gains dans la BAR après 2 ans BAR décorrelée à terme de la VNC comptable si l'opérateur ne respecte pas globalement son taux de capitalisation Bonus/malus fonction du respect des Outputs 	<ul style="list-style-type: none"> Evaluation des écarts ex-post Taux de partage de 0% ou 100% en fonction de la justification de l'écart (possibilité d'exclusion de la BAR) Prise en compte dans la trajectoire des éventuels gains après 5 ans glissants



8.2.2.1. Analyse de transposition de la régulation allemande

Le mécanisme allemand :

- minimise les effets d'aubaine négatifs liés aux arbitrages charges d'exploitation/de capital et au sous-investissement, à l'exception de celui lié à l'augmentation des coûts en année de référence, qui reste tout de même limité ;
- n'élimine pas totalement les effets d'aubaine non vertueux liés au surinvestissement, dans la mesure où celui-ci n'a pas forcément un impact négatif sur le coefficient d'efficience.

Arbitrage charges d'exploitation / charges de capital : les opérateurs ont globalement intérêt à réaliser des arbitrages minimisant leurs coûts sur la période

- A l'exception de l'année de référence, l'opérateur a intérêt à réaliser des arbitrages qui minimisent ses coûts totaux réels annuels pour réaliser un profit sur la période en cours.
→ **Effet d'aubaine vertueux**
- Durant l'année de référence :
 - L'opérateur a intérêt à maximiser ses coûts, quitte à faire des pertes sur cette année et à obtenir un coefficient d'efficience plus faible, pour obtenir un revenu autorisé plus élevé sur la période suivante.
 - Cet effet est toutefois limité par les contraintes opérationnelles de l'opérateur qui l'empêchent de moduler complètement ses coûts d'une année à l'autre, et par le facteur d'efficience qui, s'il devient trop faible, obligera l'opérateur à une très forte réduction de ses coûts sur la période suivante.→ **Effet d'aubaine négatif, mais limité**
- Remarque 1 : le mécanisme allemand ne crée aucune différence entre les différents types d'arbitrage (réseau, hors réseau, comptable) et ne permet que des arbitrages en cours de période puisqu'aucun budget n'est validé.
- Remarque 2 : à niveau de charges annuel équivalent entre 2 solutions, l'opérateur a intérêt à privilégier l'investissement puisqu'une partie des charges représentera en fait sa rémunération du capital.

Sous-investissement : les opérateurs n'ont aucun intérêt à sous investir en volume

- Dans le cas d'un sous-investissement en volume (par rapport à un volume nécessaire et suffisant à l'activité de l'opérateur), l'opérateur réalise des gains sur la période en cours et améliore son coefficient d'efficience pour la période suivante grâce à la réduction de ses charges de capital, mais réduit sa VNC, ce qui a pour impact de diminuer son revenu autorisé moyen et sa rémunération du capital pour l'ensemble des périodes à venir.
→ **L'opérateur est donc perdant sur le long terme, pas d'effet d'aubaine à sous-investir en volume**
- Dans le cas d'un investissement efficient (par rapport aux coûts passés), l'impact est exactement le même pour l'opérateur qu'un sous-investissement en volume ; toutefois les



objectifs d'efficience demandés imposent tout de même aux opérateurs peu efficaces de réduire leurs coûts progressivement.

→ **Pas d'effet d'aubaine vertueux à investir plus efficacement tant que l'opérateur est capable de tenir sa trajectoire de revenu autorisé sans cela**

Surinvestissement : les opérateurs ont un intérêt à surinvestir en volume dans certains cas, mais pas en coûts

- Dans le cas d'un surinvestissement en volume (par rapport à un volume nécessaire et suffisant à l'activité de l'opérateur) :
 - l'opérateur réalise des pertes sur la période en cours du fait de l'augmentation de ses charges de capital, mais augmente sa VNC, ce qui a pour impact d'augmenter son revenu autorisé moyen et sa rémunération du capital pour l'ensemble des périodes à venir ;
 - toutefois, l'impact sur son coefficient d'efficience pour la période suivante n'est pas évident, puisque dans le cas où le surinvestissement a permis à l'opérateur d'augmenter les paramètres physiques pris en compte dans le benchmark d'efficience, son coefficient d'efficience ne sera pas forcément affecté négativement.

→ **Effet d'aubaine à surinvestir en volume possible dans le cas où le surinvestissement à un impact positif ou neutre sur le facteur d'efficience**

- Dans le cas d'un surinvestissement en coûts (par rapport aux coûts passés), la seule et majeure différence avec le surinvestissement en volume est que le coefficient d'efficience est forcément affecté négativement, ce qui limite fortement l'intérêt pour l'opérateur.

→ **Effet d'aubaine négatif limité**

- Remarque : l'opérateur a intérêt à réaliser ses investissements avant voire pendant l'année de référence plutôt qu'après pour bénéficier au maximum des effets de socle positifs.

Analyse des impacts de transposition à la France : malgré des impacts économiques positifs, le modèle allemand paraît difficilement transposable à la France, notamment à cause des risques de recours sur les mécanismes de benchmark d'efficience et de mesures d'investissement.

Tableau 18. Analyse des impacts de transposition de la régulation allemande

Type d'impacts	Impacts pour la CRE et les opérateurs
Economique	😊 + Augmentation de l'efficacité imposée de manière automatique par le facteur d'efficience + Prise en compte automatique dans le revenu autorisé de la période suivante des gains d'efficience réalisés + Responsabilisation des opérateurs sur la manière d'améliorer leur efficacité, sans intervention de la CRE + Suppression des problèmes d'évaluation de budget puisqu'aucun budget n'est validé (trajectoire validée à isopérimètre) et l'effet volume en cours de période est



	<p>pris en compte via les mesures d'investissement et le facteur d'expansion</p> <ul style="list-style-type: none"> + Conservation de la visibilité à court terme (au sein d'une période) et de l'incitation à se révéler pour les opérateurs - Plus aucun contrôle de la trajectoire d'investissement réelle de la part de la CRE - Risque économique important à long terme pour les opérateurs sur la couverture des charges de capital
Réglementaire	<p style="text-align: center;">☹️</p> <ul style="list-style-type: none"> - Risque de recours juridique sur la méthodologie de benchmark (pas de référence dans la loi française permettant d'asoir la légitimité du benchmark, contrairement à l'Allemagne) et les mesures d'investissement
Opérationnel	<p style="text-align: center;">😊</p> <ul style="list-style-type: none"> + Simplification de l'approche : ni négociation de la trajectoire, ni validation de budget prévisionnel - Forte hausse de la charge de travail de la CRE : nécessité de formaliser une méthodologie de benchmark très robuste, et de collecter les données de l'ensemble des ELD françaises et d'opérateurs étrangers (a minima pour le transport) - Changement de culture important

8.2.2.2. Analyse de transposition de la réglementation espagnole

Le mécanisme espagnol, basé sur des valeurs unitaires uniquement « réseau » :

- permet d'éliminer les effets d'aubaine non vertueux sur les arbitrages « hors réseau », mais pas totalement sur les arbitrages « réseau » ;
- permet un très bon contrôle des effets d'aubaine non vertueux liés au niveau d'investissement grâce aux valeurs unitaires et au budget annuel d'investissement.

Arbitrage charges d'exploitation / charges de capital : l'opérateur a intérêt à réduire ses coûts totaux hors-réseau, mais pas forcément ses coûts totaux réseau

- Cas d'un arbitrage charges d'exploitation/de capital hors réseau :
 - Les investissements hors-réseau ne sont pas inclus dans la BAR (donc pas de rémunération du capital) et leurs coûts (amortissements) sont couverts via les valeurs unitaires d'exploitation de réseau (puisque l'ensemble des charges hors réseau, d'exploitation et de capital, ont été ventilées sur les valeurs unitaires d'exploitation lors du calcul des valeurs unitaires).
 - Quel que soit l'arbitrage réalisé, celui-ci n'aura donc aucun impact sur le revenu de l'opérateur au sein de la période, l'opérateur a donc intérêt à réaliser des arbitrages pour minimiser ses coûts annuels hors-réseau afin de dégager un bénéfice.
 - Le bénéfice dégagé est limité à la période en cours puisque les valeurs unitaires sont réévaluées à chaque période suivante sur la base des coûts réels moyens de la période précédente.
 - A coût annuel équivalent, l'opérateur a intérêt à privilégier la solution charges d'exploitation puisque cela limite son flux de trésorerie sur l'année considérée.

→ **Effet d'aubaine vertueux**



- Cas d'un arbitrage charges d'exploitation/de capital réseau :
 - Un arbitrage réseau a un impact direct sur le revenu autorisé puisque ce dernier est basé sur l'inventaire réel.
 - L'opérateur va donc réaliser des arbitrages pour maximiser son profit mais pas pour optimiser ses coûts, ce qui l'incite dans la plupart des cas à choisir la solution privilégiant les charges de capital, tant qu'il respecte les coûts unitaires d'investissement et son budget annuel d'investissement.
 - Le mécanisme d'incitation au maintien en service des actifs joue le rôle de corde de rappel en faveur des charges d'exploitation dans la décision d'arbitrage de l'opérateur pour les actifs ayant dépassé leur durée de vie.
- **Effet d'aubaine négatif limité en faveur des charges de capital**
- Remarque : le mécanisme espagnol ne permet que des arbitrages en cours de période puisqu'aucune trajectoire détaillée n'est validée

Sous-investissement : l'opérateur n'a aucun intérêt à sous-investir en volume, mais est fortement incité à investir efficacement

- Cas d'un sous-investissement « volume » par rapport au budget annuel validé :
 - L'opérateur ne réalise aucun bénéfice puisque son revenu autorisé est ajusté à la baisse pour tenir compte de son inventaire réel (ce qui est possible grâce au décalage de 2 ans : l'inventaire de l'année n sert à établir le revenu autorisé de l'année n+2).
 - Si durant 3 années consécutives (de l'année n-4 à n-2), l'opérateur a un volume d'investissement inférieur de plus de 25% à son budget annuel (exception faite des investissements réalisés à des valeurs inférieures aux valeurs unitaires de référence), son volume annuel maximal d'investissement est réduit de 10% pour les 3 années suivantes (de l'année n à n+2).
- **Incitation forte à respecter le volume d'investissement**
- Cas d'un investissement efficient par rapport aux valeurs unitaires : la BAR de l'opérateur sera supérieure à sa VNC grâce au mécanisme de valorisation des actifs dans la BAR (50% de l'écart entre valeur réelle et valeur théorique basée sur des valeurs unitaires intègre la BAR).
- **Incitation forte à investir efficacement**

Surinvestissement : l'opérateur n'a aucun intérêt à surinvestir

- Cas d'un surinvestissement « volume » (par rapport au budget annuel validé) :
 - Le revenu autorisé est ajusté à la hausse pour tenir compte de son inventaire réel.
 - Mais si l'opérateur dépasse son budget annuel d'investissement, il peut être pénalisé par une réduction de son budget d'investissement de l'année suivante (réduction jusqu'à 1,25 fois le volume en dépassement) et par une non couverture



d'une partie de ses charges de l'année considérée (jusqu'à 75% des charges correspondant au volume en écart).

→ **Effet d'aubaine négatif limité au-delà du budget annuel d'investissement grâce aux pénalités**

- Cas d'un investissement inefficace par rapport aux valeurs unitaires

→ **Effet opposé à celui d'un investissement efficace (pénalisation forte)**

Analyse des impacts de transposition à la France : la transposition du mécanisme espagnol nécessiterait un travail difficile de définition des valeurs unitaires, mais permettrait de répondre aux besoins de la CRE. Au niveau réglementaire, le mécanisme espagnol ne serait probablement pas transposable en l'état en France, et il nécessiterait par ailleurs des changements opérationnels importants par rapport aujourd'hui.

Tableau 19. Analyse des impacts de transposition de la réglementation espagnole

Type d'impacts	Impacts pour la CRE et les opérateurs
Economique	<p style="text-align: center;">😊</p> <ul style="list-style-type: none"> + Amélioration probable de l'efficacité des investissements unitaires via la méthode très incitative de valorisation dans la BAR + Suppression de la dépendance du revenu autorisé à la validation d'un budget prévisionnel et donc du risque volume sur les actifs réseaux puisque le revenu autorisé est basé sur l'inventaire réel de l'opérateur + Conservation d'une bonne visibilité pour les opérateurs puisque les valeurs unitaires sont connues à l'avance et le revenu autorisé n'est ajusté en cours de période que de manière automatique sur la base de l'inventaire + Possibilité de prendre en compte les gains d'efficacité réalisés de manière quasi-automatique en mettant à jour les valeurs unitaires de référence + Réduction des distorsions dans l'arbitrage maintenance/renouvellement des actifs de réseau et suppression des distorsions sur les actifs hors réseau puisque les coûts de ceux-ci sont ventilés sur les valeurs unitaires de référence d'exploitation + Lissage de la force de l'incitation sur la période puisque les valeurs unitaires sont une moyenne des coûts réels sur 5 ans - Mécanisme qui risque de rencontrer l'opposition des GRT français, qui pourraient argumenter sur la spécificité de chacun de leurs projets, mais le mécanisme fonctionne bien en Espagne avec les GRT - Risque de non couverture des dépenses hors réseau pour les opérateurs en fonction du volume d'investissement réseau - Risque économique important pour les opérateurs puisque des investissements peuvent être exclus de la BAR. Ce risque est cependant compensé par le fait que, de manière symétrique, des investissements non réalisés peuvent être intégrés à la BAR
Réglementaire	<p style="text-align: center;">😞</p> <ul style="list-style-type: none"> - Risque de non-conformité avec le code de l'énergie sur la méthode de valorisation des investissements dans la BAR - Mécanisme de limitation du volume annuel d'investissement selon un ratio du PIB non transposable en France
Opérationnel	<p style="text-align: center;">😞</p> <ul style="list-style-type: none"> + Facilité de calcul de la trajectoire et de prise en compte des variations de



	<p>volume une fois les valeurs unitaires établies</p> <ul style="list-style-type: none">- Méthodologie de calcul des valeurs unitaires (maille, ventilation des coûts transverses, ...) difficile à établir- Report de la charge de travail de définition d'une trajectoire de revenu autorisé sur la définition de valeurs unitaires, tout aussi compliquée, mais charge de travail supplémentaire pour suivre et contrôler annuellement l'inventaire des opérateurs- Négociation importante pour valider les valeurs unitaires- Nécessité pour les opérateurs de mettre en place des méthodes de suivi de leurs coûts unitaires- Changement de culture important
--	--

8.2.2.3. Analyse de transposition de la régulation irlandaise

Le mécanisme irlandais, assez proche du français, se différencie par une régulation incitative de 100% des charges de capital et par l'analyse ex-post des écarts avec les trajectoires validées, ce qui permet d'éviter (en principe) les effets d'aubaine non vertueux.

Arbitrage charges d'exploitation / charges de capital : le mécanisme irlandais limite bien, sur le principe, les effets d'aubaine négatifs pourvu que le régulateur identifie et évalue les arbitrages pertinents lors de la validation de la trajectoire et qu'il tienne bon lors de la revue des charges de capital ex-post en fin de période

- L'opérateur ne peut pas tirer de bénéfices en réalisant en charges de capital une dépense prévue en charges d'exploitation dans la trajectoire validée, et inversement, puisque le CER analyse ex-post les écarts entre la trajectoire réelle et la trajectoire validée.
→ **Pas d'effet d'aubaine négatif au sein de la période**
- En revanche, si l'opérateur parvient à faire valider une trajectoire contenant un arbitrage au profit des charges de capital maximisant sa rémunération (sans chercher l'arbitrage au meilleur coût total), il peut alors en tirer des bénéfices.
→ **Effet d'aubaine négatif possible lors de la validation de la trajectoire. Le CER, lors de la validation de la trajectoire, doit donc s'assurer que la trajectoire validée est basée sur des arbitrages pertinents**
- Remarque : le mécanisme irlandais ne crée aucune différence entre les différents types d'arbitrage (réseau, hors réseau, comptable).

Sous-investissement / surinvestissement : le mécanisme irlandais permet de gérer les différents cas de surinvestissement (volume, inefficience) ou de sous-investissement (volume, efficience), au prix d'une lourde analyse ex-post en fin de période

- En cas de sous- ou de surinvestissement par rapport à la trajectoire validée, le CER évalue ex-post l'écart pour déterminer s'il est lié à un effet volume ou à un effet d'efficience pour déterminer le traitement approprié (intégration ou non dans la BAR, compensation ou non des pertes, conservation ou non des bénéfices).
→ **Pas d'effet d'aubaine négatif**



Analyse des impacts de transposition à la France : le mécanisme irlandais permettrait sans doute d'atteindre les objectifs de la CRE avec un système relativement proche du système français, à l'exception notable de l'évaluation ex-post des écarts et de la possibilité d'exclusion d'investissements réalisés de la BAR qui pose un problème réglementaire.

Tableau 20. Analyse des impacts de transposition de la régulation irlandaise

Type d'impacts	Impacts pour la CRE et les opérateurs
Economique	<p style="text-align: center;">😊</p> <ul style="list-style-type: none"> + Possibilité pour la CRE de traiter différemment les écarts avec la trajectoire autorisée lors de l'analyse ex-post en fonction de leur cause (effet volume, inefficience, force majeure, ...) + Contrôle total des trajectoires de charges d'exploitation et d'investissement par la CRE + Réductions des distorsions charges d'exploitation/de capital + Possibilité de demander des objectifs supplémentaires d'efficacité à réaliser au choix entre charges d'exploitation et charges de capital + Lissage de la force de l'incitation sur la période grâce au mécanisme de période de rétention glissante - Risque pour les opérateurs de ne pas pouvoir conserver tous leurs gains du fait de l'évaluation ex-post des écarts, ce qui limite l'incitation des opérateurs à se révéler puisqu'ils ne sont pas sûrs d'en tirer des bénéfices - Pas forcément de révélation des arbitrages optimaux par l'opérateur - Niveau de risque plus élevé pour l'opérateur car 2 contraintes indépendantes sont à respecter - Risque économique important pour les opérateurs puisque des investissements peuvent être exclus de la BAR
Réglementaire	<p style="text-align: center;">😞</p> <ul style="list-style-type: none"> - Risque de non-conformité du mécanisme d'exclusion de certains actifs de la BAR avec le code de l'énergie
Opérationnel	<p style="text-align: center;">😡</p> <ul style="list-style-type: none"> + Mécanisme relativement proche du mécanisme existant (notamment pour le gaz) - Charge de travail fortement accrue à cause de la validation ex-ante d'un budget d'investissement et de toute la phase d'évaluation ex-post

8.2.2.4. Analyse de transposition de la régulation anglaise

Le mécanisme anglais permet un bon contrôle du niveau d'investissement et incite les opérateurs à respecter leur taux de capitalisation pour ne pas créer d'écart entre leur BAR et leur Valeur Nette Comptable (VNC) réelle.

Arbitrage charges d'exploitation / charges de capital : le mécanisme anglais ne règle pas totalement le problème des arbitrages entre charges d'exploitation et charges de capital, mais l'incitation sur les Outputs permet de limiter ce phénomène

- Arbitrage en faveur des charges de capital (respect des cash-flows annuels avec un ratio investissements/charges d'exploitation supérieur au taux de capitalisation) :



- l'opérateur réalisera des gains sur l'année car une partie de ses investissements seront couverts comme des charges d'exploitation ;
- mais l'opérateur subira des pertes pendant 45 ans (durée normative) car sa BAR sera inférieure à sa VNC ;
- sur 45 ans, l'opérateur sera perdant.

→ **Pas d'effet d'aubaine négatif, sauf si l'opérateur est prêt à se pénaliser fortement sur le long terme**

- Arbitrage en faveur des charges d'exploitation (respect des cash-flows annuels avec un ratio investissements/charges d'exploitation inférieur au taux de capitalisation) :
 - l'opérateur subira des pertes sur l'année car une partie de ses charges d'exploitation ne seront pas couverts directement et intégreront la BAR ;
 - mais l'opérateur réalisera des gains pendant 45 ans car sa BAR sera supérieure à sa VNC ;
 - sur 45 ans, l'opérateur sera gagnant ;
 - l'incitation sur les Outputs « NOM » (*Network Output Measures*), à savoir la santé et l'âge du réseau, limitent cette incitation à privilégier les charges d'exploitation.

→ **Effet d'aubaine négatif possible si l'opérateur est prêt à réaliser des pertes sur 1 an, mais limité par l'incitation sur les Outputs**

- Remarque 1 : le mécanisme anglais ne crée aucune différence entre les différents types d'arbitrage (réseau, hors réseau, comptable).
- Remarque 2 : l'arbitrage lors de la fixation de trajectoire est très difficile puisque la fixation du taux de capitalisation par l'Ofgem est non-transparente.

Sous-investissement : L'opérateur n'a qu'un intérêt limité à sous-investir grâce au mécanisme sur les Outputs

- Cas d'un sous-investissement « volume » :
 - L'opérateur « bat » sa trajectoire de cash-flows : il conserve alors une partie de l'écart (correspondant à son *incentive rate*), qui est réparti entre *fast pot* (bénéfice) et *slow pot* (surévaluation de la BAR par rapport à sa VNC) selon son taux de capitalisation.
 - L'Ofgem ne contrôle pas si ce gain est lié à une efficacité accrue ou à un investissement non réalisé mais a mis en place une incitation sur les *Outputs* permettant d'assurer (dans une certaine mesure) que des objectifs fixés sur la santé et l'âge du réseau soient atteints en fin de période, ce qui incite l'opérateur à réaliser le niveau d'investissement adéquat, sous peine de pénalisation.

→ **Effet d'aubaine négatif possible, mais limité par l'incitation sur les Outputs**

- Cas d'un investissement efficace (par rapport aux valeurs unitaires) : même mécanisme que pour un sous-investissement en volume. L'écart sera réparti entre *fast pot* et *slow pot* mais, contrairement au cas d'un sous-investissement « volume », ceci n'aura aucun impact négatif sur les *Outputs*, ce qui permet à l'opérateur de maximiser ses bénéfices.

→ **Effet d'aubaine vertueux**



Surinvestissement : L'opérateur n'a aucun intérêt à surinvestir

- Cas d'un surinvestissement (« volume » ou investissement inefficent) :
 - L'opérateur dépasse sa trajectoire de cash-flows : une partie de l'écart est alors à sa charge (correspondant à son *incentive rate*), qui est répartie en *fast pot* (perte) et *slow pot* (sous-évaluation de la BAR par rapport à sa VNC) selon son taux de capitalisation.
 - Par ailleurs, s'il dépasse sa trajectoire de cash-flows à cause de facteurs externes (volume de raccordements supérieur au volume prévu par exemple) la trajectoire peut être adaptée par l'Ofgem.

Analyse des impacts de transposition à la France : Une régulation type RIIO permettrait de simplifier la méthode de détermination de la trajectoire mais risque de poser un problème réglementaire, puisque le taux de capitalisation, un des mécanismes clés de RIIO, crée une décorrélation de la BAR et de la VNC des opérateurs.

Tableau 21. Analyse des impacts de transposition de la régulation anglaise

Type d'impacts	Impacts pour la CRE et les opérateurs
Economique	☺ + Simplification de la méthode de détermination de la trajectoire (pas de négociation) pour les opérateurs en <i>fast track</i> (attribution directe) et en <i>slow track</i> (pondération de trajectoires) + Possibilité pour la CRE de gérer et de corriger les erreurs d'estimation grâce aux mécanismes d'incertitude + Maîtrise du niveau d'investissement souhaité grâce à la mise en place d' <i>Outputs</i> adéquats (âge et santé du réseau notamment) sous réserve de l'efficacité du mécanisme - Création d'une distorsion entre charges d'exploitation et investissements différente selon que l'opérateur adopte une stratégie long terme ou court terme - Manque de transparence pour les opérateurs en <i>slow track</i> si la CRE conserve le mécanisme en l'état puisqu'ils ne connaîtront pas la trajectoire de la CRE au moment de remettre leur business plan final - Amélioration de l'efficacité probablement assez faible avec des taux de partage de 40% à 70%, comparables à ceux appliqués en France lors de la période précédente et qui n'avaient pas apporté les résultats escomptés - Nécessité de déterminer un budget de cash-flows sur 8 ans pour la CRE
Réglementaire	☹ - Risque de non-conformité avec le code de l'énergie du mécanisme de taux de capitalisation faisant dévier la BAR de la VNC réelle des opérateurs (alors que ce mécanisme est clé pour permettre de gérer les charges d'exploitation et les investissements de manière globale : sans ce taux de capitalisation, l'Ofgem serait en fait contrainte de suivre les charges d'exploitation et les investissements réels, et donc de valider des trajectoires séparées → RIIO deviendrait alors une régulation séparée entre charges d'exploitation et investissements)



	<ul style="list-style-type: none">- Risque de recours sur les trajectoires imposées par la CRE aux opérateurs en slow-track
Opérationnel	<p style="text-align: center;">☹</p> <ul style="list-style-type: none">+ Limitation de la phase de négociation entre la CRE et les opérateurs- Charge de travail fortement accrue pour la CRE à cause notamment du travail de validation / challenge de la trajectoire pour l'ensemble des investissements de chaque opérateur, de la mise en place et du suivi de l'ensemble des indicateurs sur les Outputs et des mécanismes d'incertitude- Charge de travail fortement accrue pour les opérateurs en <i>slow track</i> qui doivent soumettre 2 business plans- Changement de culture important

8.3. Propositions d'évolutions de la régulation incitative en France

8.3.1. Objectifs et logique des propositions d'évolutions

Les analyses menées précédemment montrent qu'il est difficile de transposer directement les mécanismes analysés au cas français, même si les mécanismes implémentés dans les 4 pays étudiés traitent de manière plutôt efficace, chacun avec leurs spécificités, les principales faiblesses de la régulation française actuelle que sont :

- l'incitation à la réalisation d'arbitrages non vertueux entre charges d'exploitation et charges de capital ;
- la faiblesse de l'incitation à la maîtrise des coûts d'investissement.

De ce fait, nos propositions d'évolutions de la régulation incitative en France se fondent sur une adaptation pragmatique des mécanismes actuels, cherchant à traiter ces faiblesses en conservant les forces clés de la régulation actuelle :

- visibilité offerte aux opérateurs une fois la trajectoire autorisée définie ;
- révélation des gains de productivité en cours de période ;
- suppression des effets d'aubaine négatifs liés au sous-investissement du fait de l'intégration de la totalité des investissements réalisés à la BAR.

La CRE doit ainsi en premier lieu exploiter au maximum les avantages de la régulation actuelle, notamment l'incitation de l'opérateur à réaliser des gains de productivité, ce qui permet de réduire l'asymétrie d'information en dévoilant le niveau de productivité qu'il est capable d'atteindre. Cet atout du cadre français n'est réellement un atout que si le régulateur est cohérent avec lui-même et reproduit pour la période tarifaire suivante le niveau de productivité maximal obtenu par l'opérateur.

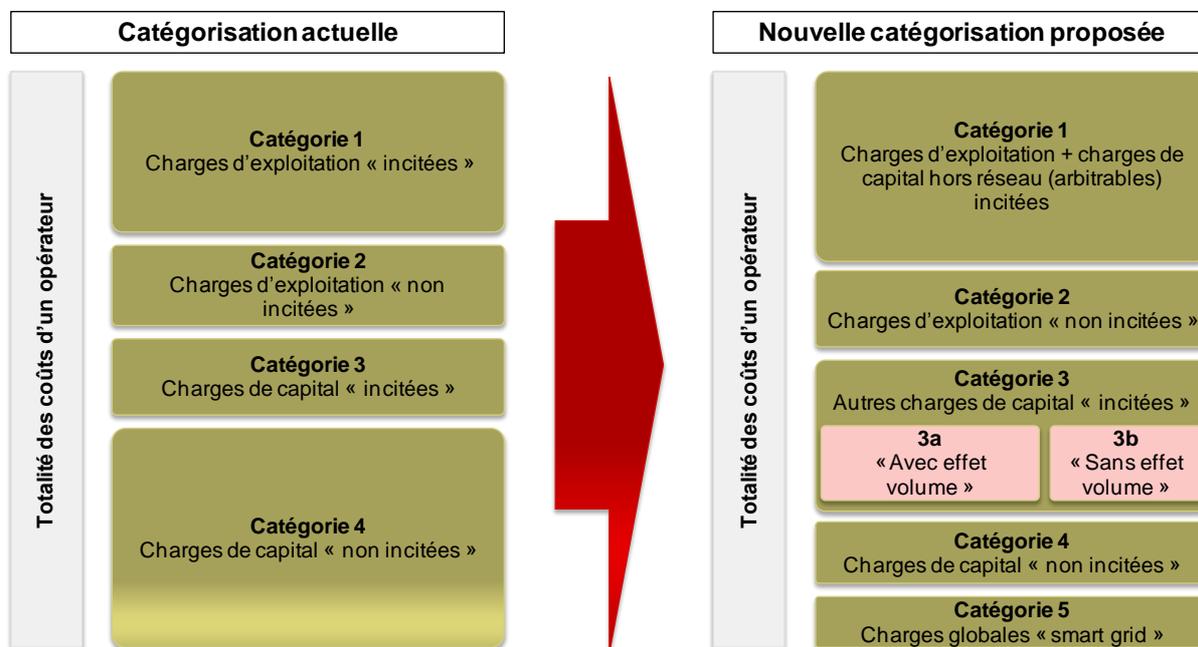


8.3.2. Vue d'ensemble des mesures d'évolution recommandées

Nous proposons tout d'abord un jeu de 5 mesures d'évolutions (voir Tableau 22) qui sont les plus opérationnelles et peuvent ainsi être mises en place assez simplement et directement par la CRE :

- Les mesures n°1 à 3 modifient la catégorisation des coûts actuelle (voir Figure 7) et leurs modalités de traitement afin de limiter les possibilités d'arbitrage non vertueux entre charges d'exploitation et charges de capital, d'inciter aux arbitrages vertueux entre ces deux types de charges, et de renforcer l'incitation à la maîtrise des coûts d'investissement. Ces mesures respectent les fondamentaux de la régulation française actuelle, en particulier le principe d'intégration chaque année des investissements réalisés et activés à la BAR. Elles apportent des améliorations par rapport au schéma existant, mais conservent certains inconvénients en matière d'arbitrage entre charges d'exploitation et charges de capital, dont l'élimination nécessiterait de remettre en cause certains fondamentaux de la régulation française actuelle.
- La mesure n°4 introduit une incitation au développement de solutions *smart grids*.
- La mesure n°5 renforce l'incitation à la qualité de service, à la lumière du retour d'expérience international.

Figure 7. Evolution de la catégorisation des coûts





Ces 5 mesures sont complétées par 2 autres mesures (voir Tableau 27) permettant d'apporter des bénéfices supplémentaires, mais envisageables uniquement à moyen terme car elles impliquent des changements plus profonds du schéma de régulation :

- **La mesure n°6 se substitue à la mesure n°1 pour renforcer l'efficacité du schéma de régulation en termes de limitation des arbitrages non vertueux entre charges d'exploitation et charges de capital et d'incitation aux arbitrages vertueux en la matière**, mais elle dégrade l'efficacité du schéma de régulation concernant l'effet d'aubaine négatif relatif au sous-investissement.
- **La mesure n°7 modifie la méthode de fixation de la trajectoire de revenu autorisé** sur les charges d'exploitation + charges de capital hors réseau (arbitrables) incitées en introduisant un schéma proche du mécanisme IQI anglais.

Concernant la période de régulation, nous recommandons de conserver une durée de 4 ans (en supprimant si possible à terme le vocable « environ » des textes réglementaires). Un passage à une durée de 5 ans est envisageable mais est selon nous un point de second ordre et les gains potentiels sont faibles au regard du changement nécessaire. Une durée de 5 ans irait dans le sens du retour d'expérience international (les 4 pays étudiés ont des périodes de régulation s'échelonnant de 5 à 8 ans avec 2 pays à 5 ans), donnerait plus de temps à l'opérateur pour améliorer son efficacité ou lui permettrait de conserver ses gains plus longtemps, mais pourrait également augmenter ses risques, ce qui pourrait nécessiter l'introduction d'une clause de revoyure à mi période pour traiter les surcoûts imprévus et justifiés.

Les sections suivantes détaillent les mesures clés n°1, n°3 et n°6, introduisent les différentes options et paramètres de réglages de celles-ci, et analysent leurs effets par rapport aux objectifs recherchés, ainsi que leurs impacts pour les opérateurs et le régulateur.



Tableau 22. Vue d'ensemble des mesures d'évolutions recommandées, pouvant être mises en œuvre à court terme

N°	Thème	Description des mesures proposées	Objectifs
N°1	Charges arbitrables	<ul style="list-style-type: none"> • Inclusion à la catégorie 1 actuelle (charges d'exploitation incitées) a minima des charges de capital hors réseau arbitrables (véhicules, systèmes informatiques, immobilier) • Traitement de cette nouvelle catégorie de coûts via un revenu autorisé global sur les charges d'exploitation et les charges de capital avec ajustement du revenu autorisé chaque année en cours de période sur la base des investissements réalisés • Incitation au respect de la trajectoire initiale de charges de capital via un schéma de malus relatif aux charges de capital (avec 3 options d'implémentation proposées selon la force de l'incitation souhaitée), complété le cas échéant par un bonus 	<ul style="list-style-type: none"> • Minimiser les arbitrages non vertueux entre charges d'exploitation et charges de capital
N°2	Charges de capital non incitées	<p>Réduction au maximum du périmètre de la catégorie 4 (charges de capital non incitées)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Renforcer l'incitation à la maîtrise des coûts d'investissement
N°3	Autres charges de capital incitées	<ul style="list-style-type: none"> • Traitement des autres charges de capital incitées (catégorie 3) différencié entre deux sous-catégories : <ul style="list-style-type: none"> ○ Charges de capital incitées « avec effet volume » : détermination d'une trajectoire de charges de capital à respecter sur base des valeurs unitaires de référence approuvées par la CRE et de la volumétrie réelle ○ Charges de capital incitées « sans effet volume » : validation d'une trajectoire de charges de capital à respecter, sur la base d'un audit de la CRE • Application d'un bonus/malus en cas d'écart avec la trajectoire à respecter 	<ul style="list-style-type: none"> • Renforcer l'incitation à la maîtrise des coûts d'investissement
N°4	Smart grids	<p>Incitation au déploiement efficient des projets <i>smart grid</i> validés par la CRE sur la base d'une analyse coûts-bénéfices de l'opérateur démontrant un bénéfice global pour le système :</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ les charges d'exploitation évitées grâce au projet (dont le gain est démontré par l'opérateur dans son analyse coûts-bénéfices) sont retranchées de la trajectoire de charges d'exploitation incitées (catégorie 1 modifiée) ○ les charges de capital évitées grâce au projet (dont le gain est démontré par l'opérateur dans son analyse coûts-bénéfices) sont retranchées de la trajectoire de charges de capital incitées (catégorie 3) ○ les charges totales <i>smart grid</i> (charges d'exploitation + charges de capital) sont identifiées et suivies séparément du reste des coûts de l'opérateur (catégorie 5), et pourront être mises sous contrôle selon un mécanisme incitatif adapté à ce type de projets 	<p>Inciter au développement au meilleur coût de solutions <i>smart grid</i> apportant des bénéfices réels à la collectivité</p>
N°5	Qualité de service	<p>Renforcement des incitations à la continuité d'alimentation et à la qualité de service, faibles en France par rapport aux pratiques des pays étudiés, en augmentant les montants limites des bonus/malus afin qu'ils représentent chaque année au total de l'ordre de 2 à 4% du revenu autorisé</p>	<p>Améliorer la qualité de service et la continuité d'alimentation, en s'alignant sur les niveaux d'incitation typiques en Europe</p>



Tableau 23. Vue d'ensemble des mesures d'évolutions envisageables à moyen terme

N°	Thème	Description des mesures proposées	Objectifs
N°6	Charges arbitrables	<ul style="list-style-type: none"> • Traitement de la catégorie 1 via un <i>revenue cap</i> global sur les charges d'exploitation et les charges de capital sans ajustement du revenu autorisé en cours de période sur la base des investissements activés (la BAR n'évolue pas en cours de période, les investissements activés pendant la période étant intégrés à la BAR à la période suivante) • De manière optionnelle, schéma de bonus/malus relatif aux charges de capital évitées/en surplus sur plusieurs périodes pour limiter les arbitrages « long terme » 	<ul style="list-style-type: none"> • Renforcer l'efficacité du schéma de régulation (en se substituant à la mesure 1) dans la limitation des arbitrages non vertueux et dans l'incitation aux arbitrages vertueux entre charges d'exploitation et charges de capital
N°7	Détermination revenu autorisé et taux de partage	<p>Mise en place d'un processus de type IQI anglais pour la détermination de la trajectoire de revenu autorisé de la catégorie 1 modifiée (charges d'exploitation+charges de capital hors réseau arbitrables incitées) et du taux de partage (trajectoire autorisée définie par pondération de la trajectoire estimée par le régulateur et de la trajectoire proposée par l'opérateur et taux de partage déterminé par une « matrice IQI »)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Eliminer ou limiter la phase de négociation • Inciter l'opérateur à proposer des trajectoires optimisées



Tableau 24. Synthèse des effets des mesures d'évolutions n°1, n°3 et n°6, par rapport à la régulation actuelle en France

Type d'effet de la régulation		Régulation actuelle électricité	Régulation actuelle gaz transport/distrib.	Mesure n°1 sans bonus CC	Mesure n°1 avec bonus CC	Mesure n°6	Mesure n°3
Evitement arbitrage non vertueux	CE vers CC	Non	Très partiellement / Non	Partiellement	Partiellement	Oui	Oui
	CC vers CE	Oui	Oui / Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
Incitation arbitrage vertueux CE/CC	CE vers CC	Oui	Oui / Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
	CC vers CE	Non	Non / Non	Non	Partiellement	Oui	Partiellement
Evitement effet d'aubaine non vertueux sous-investissement		Oui	Oui / Oui	Oui	Partiellement	Non	Partiellement
Evitement effet d'aubaine non vertueux surinvestissement (arbitrage CT/LT)		Non	Très partiellement / Non	Oui si paramétrage malus adéquat	Oui si paramétrage malus adéquat	Oui si paramétrage malus adéquat	Oui si paramétrage malus adéquat
Autres avantages				Préservation de la règle actuelle d'intégration à la BAR des montants d'investissements réalisés l'année suivant leur activation	Préservation de la règle actuelle d'intégration à la BAR des montants d'investissements réalisés l'année suivant leur activation		<ul style="list-style-type: none"> Préservation de la règle actuelle d'intégration à la BAR des montants d'investissements réalisés l'année suivant leur activation Facilité de détermination de la trajectoire des investissements « avec effet volume »
Autres inconvénients				Effort accru (ressources, méthode) au niveau de la CRE pour fixer une trajectoire de charges de capital non surévaluée	Effort accru (ressources, méthode) nécessaire au niveau de la CRE pour fixer une trajectoire de charges de capital non surévaluée	Suppression de la règle actuelle d'intégration à la BAR des montants d'investissements réalisés l'année suivant leur activation	Effort accru (ressources, méthode) au niveau de la CRE pour déterminer des valeurs unitaires de référence pertinentes

CE : Charges d'exploitation ; CC : Charges de capital



8.3.3. Focus sur la mesure n°1 : traitement des charges arbitrables (catégorie 1)

8.3.3.1. Description de la mesure

Nous proposons l'inclusion à la catégorie 1 actuelle (charges d'exploitation incitées) a minima des charges de capital hors réseau arbitrables (véhicules, systèmes informatiques, immobilier), et au mieux de la totalité des charges de capital hors réseau (véhicules, systèmes informatiques, immobilier, autres charges hors réseau). L'inclusion des charges de capital réseau arbitrables à cette catégorie nous paraît en revanche difficile.

Les charges de capital hors réseau constituent un choix optimal pour être intégrées à la catégorie 1 : elles concernent une part importante des arbitrages pouvant être réalisés par les opérateurs, et sont par ailleurs relativement faciles à isoler, au contraire des dépenses réseau arbitrables.

L'intégration de charges de capital à cette catégorie de coûts incités nécessite d'en faire évoluer le traitement, comme décrit dans le Tableau 25.

Tableau 25. Traitement des coûts de la catégorie 1 modifiée dans la mesure n°1

Catégorie	Proposition de traitement des coûts de la catégorie
Catégorie 1 : charges d'exploitation + charges de capital hors réseau (arbitrables) incitées	<ul style="list-style-type: none">• Définition d'une trajectoire autorisée globale charges d'exploitation + charges de capital, sur la base d'une trajectoire validée de charges de capital servant en fin de période à la détermination d'un malus éventuel (voir ci-après)• Fixation de ces trajectoires sur la base du niveau de charge le plus bas atteint sur la période précédente, avec possibilité d'ajout de nouvelles dépenses sortant du cadre « business as usual », sur demande explicite et justifiée de l'opérateur, le régulateur étant seul décisionnaire• Intégration chaque année à la BAR de 100% des investissements réalisés l'année précédente ; le revenu autorisé en cours de période est donc ajusté chaque année sur la base des investissements réalisés, comme actuellement• En fin de période, en cas de dépassement de la trajectoire réalisée charges d'exploitation + charges de capital par rapport à la trajectoire autorisée initiale corrigée de l'inflation réelle, et de dépassement de la trajectoire de charges de capital validée initiale, un malus est appliqué à l'opérateur. Plusieurs options sont possibles pour déterminer ce malus, en fonction de la force de l'incitation souhaitée :<ul style="list-style-type: none">○ Option 1 : malus correspondant à la rémunération du capital, ou à un pourcentage de celle-ci, sur le dépassement de la trajectoire de charges de capital durant la première période uniquement○ Option 2 : malus correspondant aux charges de capital, ou à un pourcentage de celles-ci, en dépassement sur la première période uniquement○ Option 3 : idem option 1 ou 2 + application d'une pénalité supplémentaire correspondant aux charges en surplus, ou à un pourcentage de celles-ci (identique à celui de l'option 1 ou 2), sur plusieurs périodes supplémentaires. Dans ce cas, le malus total pourrait être appliqué d'un seul coup en fin de première période (cas le plus pénalisant donc incitatif), ou étalé sur plusieurs périodes. Cette option permet d'éviter les arbitrages non vertueux entre court terme (période en cours) et long terme (périodes suivantes)• Possibilité d'ajouter un mécanisme de bonus appliqué en fin de période en cas



de trajectoire réalisée globale et de trajectoire réalisée des charges de capital inférieures aux trajectoires validées initiales pour favoriser la réalisation d'arbitrages vertueux des charges de capital vers les charges d'exploitation. Ce bonus pourrait correspondre par exemple à un **pourcentage des charges de capital évitées par rapport à la trajectoire validée initiale**

8.3.3.1. Analyse des effets de la mesure

Arbitrage charges d'exploitation / charges de capital

Cette mesure, sans l'application d'un éventuel bonus, limite les opportunités d'arbitrage non vertueux des charges d'exploitation vers les charges de capital, sans les éliminer complètement, en raison de la conservation du principe d'intégration des investissements activés à la BAR, et n'apporte aucune incitation aux arbitrages vertueux des charges de capital vers les charges d'exploitation. L'adjonction d'un bonus crée une incitation aux arbitrages vertueux des charges de capital vers les charges d'exploitation, au prix d'un moins bon traitement de l'effet d'aubaine non vertueux lié au sous-investissement. En effet :

- **Arbitrage non vertueux des charges d'exploitation vers les charges de capital :** cette mesure a un impact positif par rapport au schéma actuel grâce à l'application du malus en cas de dépassement des trajectoires globales et de charges de capital par rapport aux trajectoires validées initiales. Ce mécanisme élimine la possibilité d'arbitrages non vertueux au profit des charges de capital faisant augmenter les charges globales de l'opérateur par rapport au revenu autorisé initial. Cependant, l'impact de cette mesure est nul dans le cas où les coûts réels de l'opérateur ne dépassent pas le revenu autorisé initial : en effet, comme dans la régulation actuelle, un opérateur réalisant une baisse de ses charges d'exploitation compensée par une hausse équivalente de ses charges de capital, va réaliser un bénéfice égal à la somme de la réduction de ses charges d'exploitation et de la rémunération du capital supplémentaire, sans aucun malus, alors qu'il n'a pas baissé ses coûts totaux.
- **Arbitrage non vertueux des charges de capital vers les charges d'exploitation :** cette mesure conserve les avantages de la régulation actuelle, qui élimine déjà les effets d'aubaine liés à des arbitrages non vertueux des charges de capital vers les charges d'exploitation. En effet, dans ce cas, l'opérateur fait une perte sur ses charges d'exploitation, et ne se voit appliquer ni malus (puisque'il ne dépasse pas sa trajectoire de charges de capital), ni bonus dans le cas de la mesure n°1 avec bonus.
- **Arbitrage vertueux des charges d'exploitation vers les charges de capital :** la mesure n°1 conserve les avantages de la régulation actuelle, et permet toujours d'encourager les arbitrages vertueux (c'est-à-dire réduisant les charges globales de l'opérateur) des charges d'exploitation vers les charges de capital. En effet, l'opérateur tirera un bénéfice de cet arbitrage, équivalent à la somme de la réduction de ses charges d'exploitation et de l'augmentation de sa rémunération du capital, comme dans le système actuel. L'opérateur a même, de manière identique à la régulation actuelle, une "sur-incitation" à réaliser des arbitrages vertueux en faveur des charges de capital puisque les bénéfices qu'il réalise sont ainsi supérieurs à ses économies de charges globales. Il s'agit



d'un effet pervers (le tarif augmente alors que l'opérateur baisse ses coûts), dont la cause est la préservation du principe d'intégration à la BAR chaque année des investissements activés.

- **Arbitrage vertueux des charges de capital vers les charges d'exploitation** : sans bonus, cette mesure n'a aucun impact sur le schéma actuel. L'opérateur n'a aucun intérêt à réaliser un arbitrage qui ferait augmenter ses charges d'exploitation et diminuer ses charges de capital, même si celui-ci est vertueux. En effet, même s'il réduit ses charges globales par rapport au revenu autorisé initial, l'opérateur fait des pertes, équivalentes à l'augmentation de ses charges d'exploitation, car son revenu autorisé est ajusté à la baisse pour tenir compte de ses investissements réels, tandis que ses charges d'exploitation augmentent.

L'application d'un bonus correctement positionné (i.e. égal à la hausse des charges d'exploitation induite par l'arbitrage plus un pourcentage des charges de capital sur les investissements évités, sur une ou plusieurs périodes, à fixer selon la force de l'incitation souhaitée par la CRE) permettrait d'éliminer cet aspect négatif de la régulation actuelle, mais aurait pour contrepartie négative de dégrader la performance du mécanisme sur le traitement de l'effet d'aubaine négatif lié au sous-investissement : en effet le simple report d'investissements à la période suivante permettrait à l'opérateur de récupérer un bonus. Pour corriger ce problème, il faudrait adapter le revenu autorisé chaque année uniquement sur la base des sous-investissements par rapport à la trajectoire, et pas en cas de surinvestissement. Ceci donnerait un système dissymétrique et ne respectant plus le principe d'intégration à la BAR chaque année des investissements activés.

Sous-investissement

La mesure n°1 sans bonus permet de traiter le problème du sous-investissement exactement comme dans le système actuel, en ajustant à la baisse le revenu autorisé en cas de sous-investissement pour tenir compte des investissements réels.

En revanche, si la CRE souhaite appliquer un bonus pour favoriser la réalisation d'arbitrages vertueux des charges de capital vers les charges d'exploitation, cela aura automatiquement pour effet de dégrader l'efficacité du mécanisme vis-à-vis des sous-investissements (voir « arbitrage charges d'exploitation / charges de capital » ci-dessus).

Surinvestissement

Dans la mesure où le niveau du malus est positionné de manière adéquate par la CRE, c'est-à-dire idéalement avec l'option 3 du schéma de malus, cette mesure traite bien l'effet d'aubaine négatif lié au surinvestissement existant dans le système actuel. En effet, dans les options 1 et 2, même si l'opérateur est pénalisé en cas de dépassement de sa trajectoire de charges de capital, il peut dans certains cas tirer un profit global sur l'ensemble de la durée de vie de l'actif si la rémunération du capital récupérée sur les périodes suivantes dépasse le malus subi. Si la CRE souhaite éliminer ces possibles arbitrages « court terme » / « long terme », consistant pour l'opérateur à accepter une pénalisation à court terme inférieure aux profits réalisables à long terme, l'option 3 doit être retenue avec un malus fixé à un niveau comparable à la rémunération du capital que percevrait l'opérateur sur l'ensemble de la durée de vie des actifs pour les investissements en dépassement.



8.3.3.2. Impact pour les opérateurs

La force de l'incitation pour les opérateurs dépendra tout d'abord des paramètres de réglage de ce mécanisme, qui seront à fixer par la CRE :

- le périmètre des charges de capital intégrées à cette catégorie de coût : l'incitation est maximale si celle-ci regroupe toutes les charges de capital hors réseau ;
- l'option choisie pour déterminer le malus en cas de dépassement de la trajectoire, et le cas échéant le pourcentage servant au calcul du malus : à pourcentage égal, les options 1, 2 et 3 offrent des incitations croissantes ;
- le choix ou non de mettre en place un schéma de bonus et le niveau de celui-ci.

La force de l'incitation dépendra également de la durée de vie des actifs considérés : plus celle-ci est courte (véhicules et informatiques ont des durées d'amortissement courtes contrairement à l'immobilier), plus l'incitation à respecter la trajectoire est forte, quelle que soit l'option choisie.

Il s'agira donc pour la CRE de choisir des paramètres de réglage suffisamment incitatifs pour éviter les comportements non vertueux, sans trop compromettre le profil de risque des opérateurs.

Par ailleurs, plus l'incitation financière à respecter la trajectoire de charges de capital sera importante, plus les opérateurs auront intérêt à surévaluer leur trajectoire de charges d'investissement pour minimiser leur risque de paiement d'un malus. Pour la CRE, par rapport à la situation actuelle, ceci accroît l'importance et la complexité de la tâche de validation de la trajectoire de charges de capital.

De plus, la prise en compte du niveau de charge le plus bas atteint sur la période précédente permet d'**exploiter au maximum les avantages de la régulation actuelle, notamment l'incitation de l'opérateur à réaliser des gains de productivité**, le risque pour les opérateurs sur ce point restant limité grâce au mécanisme d'ajustement de la trajectoire en cas de dépenses sortant du cadre du « business as usual ».

8.3.3.3. Impact pour la CRE

L'impact opérationnel est modéré pour la CRE puisque la méthode proposée de détermination de la trajectoire combine des méthodes déjà utilisées aujourd'hui, mais la CRE devra :

- pour la mise place du mécanisme :
 - faire le choix d'un système avec ou sans bonus, ce choix étant un compromis ;
 - faire le choix de l'option de malus retenue, et du pourcentage de calage de ce mécanisme, en fonction de la force de l'incitation souhaitée ;
 - en cas de choix d'un système avec bonus, caler le niveau de ce bonus selon la force de l'incitation souhaitée.



- pour la gestion du mécanisme : renforcer sa méthode et ses ressources pour la détermination de la trajectoire de charges de capital puisque celle-ci aura désormais un impact sur la rémunération finale de l'opérateur.

En revanche, dans le cas d'une évolution plus profonde vers une méthodologie de détermination de la trajectoire inspirée du mécanisme anglais (mesure n°7), l'impact opérationnel pour la CRE serait bien plus important pour définir et mettre en place cette nouvelle méthodologie. C'est pourquoi cette mesure d'évolution ne nous paraît faisable qu'à moyen terme.

8.3.4. Focus sur la mesure n°3 : traitement des autres charges de capital incitées (catégorie 3)

8.3.4.1. Description de la mesure

Nous proposons la scission de la catégorie 3 (autres charges de capital « incitées »¹⁹) en deux sous-catégories :

- Charges de capital incitées « avec effet volume » : il s'agit de charges liées à des investissements comportant une incertitude sur le volume, mais devant être réalisés de toute façon (raccordements consommation, raccordement production électrique, raccordements installations d'injection de biogaz etc.), dont le périmètre exact sera à établir par la CRE. L'objectif est ici d'inciter à l'efficacité dans l'implémentation des ouvrages concernés, sans limiter le nombre d'ouvrages réalisés.
- Charges de capital incitées « sans effet volume » : il s'agit des charges liées à des investissements pour lesquelles l'opérateur a un bon contrôle des volumes d'ouvrages (grands projets identifiés, autres investissements business as usual).

Cette scission permet de distinguer le traitement de ces 2 sous-catégories de coûts, comme décrit dans le Tableau 26, afin de mettre en place des incitations adaptées à la maîtrise des charges de capital.

Tableau 26. Proposition de traitement des coûts de la catégorie 3 dans la mesure n°3

Catégorie	Proposition de traitement des coûts de la catégorie
Catégorie 3a : charges de capital incitées, « avec effet volume »	<ul style="list-style-type: none">• Détermination d'une trajectoire de charges de capital à respecter sur base des hypothèses de volumétrie par type d'ouvrage fournies par l'opérateur et des valeurs unitaires de référence approuvées par la CRE. Les valeurs unitaires de référence pourraient être définies dans un premier temps comme les valeurs moyennes par type d'ouvrage de l'ensemble des opérateurs concernés²⁰, puis ultérieurement si nécessaire en y intégrant un objectif d'efficacité• Définition d'une formule de correction automatique (+/-) de cette trajectoire de revenu en fonction du volume réalisé d'ouvrages, basée sur les coûts unitaires de référence par type d'ouvrage

¹⁹ Hors charges de capital incluses dans la catégorie 1 avec la mesure n°1

²⁰ Dans le cas d'un opérateur unique, les valeurs moyennes par type d'ouvrage peuvent être les valeurs moyennes historiques de cet opérateur (comme c'est le cas en Espagne), intégrant ou non un objectif d'efficacité



	<p>Remarque : les charges d'exploitation induites par ces variations pourraient être prises en compte de manière automatique dans le revenu autorisé de la « catégorie 1 » ou dans celui de la « catégorie 3a »</p> <ul style="list-style-type: none">• Intégration chaque année à la BAR de 100% des investissements réalisés l'année précédente et rémunération des charges de capital en cours de période sur la base des investissements réalisés, comme actuellement• En fin de période, si la trajectoire réalisée est supérieure à la trajectoire autorisée initiale ajustée par la formule de correction, application d'un malus à l'opérateur. Plusieurs options sont possibles pour déterminer ce malus, en fonction de la force de l'incitation souhaitée :<ul style="list-style-type: none">○ Option 1 : malus correspondant à la rémunération du capital, ou un pourcentage de celle-ci, sur le dépassement de la trajectoire de charges de capital durant la première période uniquement○ Option 2 : malus correspondant aux charges de capital, ou un pourcentage de celles-ci, en dépassement sur la première période uniquement○ Option 3 : option 1 ou 2 + application d'une pénalité supplémentaire correspondant aux charges en surplus, ou à un pourcentage de celle-ci (identique à celui de l'option 1 ou 2), sur plusieurs périodes supplémentaires. Dans ce cas, le malus total pourrait être appliqué d'un seul coup en fin de première période, ou étalé sur plusieurs périodes. Cette option permet d'éviter les arbitrages non vertueux entre court terme (période en cours) et long terme (périodes suivantes)• En fin de période, si la trajectoire réalisée est inférieure à la trajectoire autorisée initiale ajustée par la formule de correction, application d'un bonus correspondant par exemple à un pourcentage des charges de capital évitées
<p>Catégorie 3b : charges de capital incitées « sans effet volume »</p>	<ul style="list-style-type: none">• Détermination d'une trajectoire de charges de capital à respecter sur la période sur la base d'une trajectoire de charges de capital validée par le régulateur (audit)• Intégration chaque année à la BAR de 100% des investissements réalisés l'année précédente et rémunération des charges de capital en cours de période sur la base des investissements réalisés, comme actuellement• En fin de période, si la trajectoire réalisée est supérieure à la trajectoire autorisée initiale, application d'un malus à l'opérateur. Plusieurs options sont possibles pour déterminer ce malus, en fonction de la force de l'incitation souhaitée :<ul style="list-style-type: none">○ Option 1 : malus correspondant à la rémunération du capital, ou un pourcentage de celle-ci, sur le dépassement de la trajectoire de charges de capital durant la première période uniquement○ Option 2 : malus correspondant aux charges de capital, ou un pourcentage de celles-ci, en dépassement sur la première période uniquement○ Option 3 : option 1 ou 2 + application d'une pénalité supplémentaire correspondant aux charges en surplus, ou un pourcentage de celle-ci (identique à celui de l'option 1 ou 2), sur plusieurs périodes supplémentaires. Dans ce cas, le malus total pourrait être appliqué d'un seul coup en fin de première période (cas le plus pénalisant donc incitatif), ou étalé sur plusieurs périodes. Cette option permet d'éviter les arbitrages non vertueux entre court terme (période en cours) et long terme (périodes suivantes)• En fin de période, si la trajectoire réalisée est inférieure à la trajectoire autorisée initiale, application d'un bonus correspondant par exemple à un pourcentage des charges de capital évitées

L'objectif de cette mesure est d'inciter à la maîtrise des investissements principalement réseau, puisque les charges de capital hors réseau sont majoritairement, et si possible totalement, incluses dans la catégorie 1. Pour la catégorie 3a, la définition de valeurs unitaires d'investissement permet de déterminer ex-ante des trajectoires d'investissement qui peuvent être ajustées automatiquement sur base des volumétries d'ouvrages réelles, ce qui permet de tenir compte des



effets volumes sans remettre en cause la visibilité des opérateurs sur le traitement de leurs coûts en écart par rapport à la trajectoire de charges de capital à respecter. La catégorie 3b, constituée de l'ensemble des autres charges de capital incitées ne pouvant pas être traitées à l'aide de valeurs unitaires de référence mais faisant l'objet d'une incitation à améliorer leur efficacité, devrait, dans la mesure du possible, être réduite au maximum par la CRE, car l'exercice de détermination d'une trajectoire de charges de capital à respecter d'un niveau adéquat sera par essence plus complexe, comme le montre le mécanisme actuel pour les grands projets dans le transport de gaz.

8.3.4.1. Analyse des effets de la mesure

Arbitrage charges d'exploitation / charges de capital

Cette mesure a pour effet de modifier substantiellement l'efficacité de la régulation vis-à-vis des différents effets d'aubaine possibles par rapport à la régulation actuelle, au prix d'une certaine dégradation de l'efficacité par rapport à l'effet d'aubaine négatif lié au sous-investissement :

- **Arbitrage non vertueux des charges d'exploitation vers les charges de capital :** l'application d'un malus permet, quel que soit le niveau de ce malus, de limiter l'effet d'aubaine négatif, existant dans la régulation actuelle, consistant à réaliser de tels arbitrages. En effet, même si l'opérateur dégage toujours un profit grâce à la réduction de ses charges d'exploitation incitées (catégorie 1) et à la rémunération du capital sur les investissements en dépassement, le malus appliqué en fin de période permet de réduire, voire d'éliminer ce profit, en fonction du niveau d'incitation souhaité par la CRE. Si la CRE souhaite éliminer complètement cet effet d'aubaine, l'option 3 doit être retenue avec un malus fixé à un niveau comparable à la rémunération du capital que percevrait l'opérateur sur l'ensemble des durées de vie des actifs pour les investissements en dépassement.
- **Arbitrage non vertueux des charges de capital vers les charges d'exploitation :** dans ce cas, l'opérateur fait une perte sur ses charges d'exploitation incitées (catégorie 1) et bénéficie d'un bonus pour la réduction de ses charges de capital. Quel que soit le niveau de bonus choisi (option 1, 2 ou 3), il sera toujours inférieur aux pertes réalisées sur les charges d'exploitation dans le cas d'un arbitrage non vertueux. La mesure permet donc d'éviter ce type d'arbitrage négatif.
- **Arbitrage vertueux des charges d'exploitation vers les charges de capital :** la mesure n°3 permet comme aujourd'hui d'encourager les arbitrages vertueux (c'est-à-dire réduisant les charges globales de l'opérateur) des charges d'exploitation vers les charges de capital, mais en limitant le phénomène de « sur-incitation » décrit dans la mesure n°1, car le profit réalisé par l'opérateur grâce à un tel arbitrage est en ligne avec la baisse des coûts totaux. En effet, dans le cas d'un arbitrage vertueux, l'opérateur fait une perte sur ses charges de capital due à l'application d'un malus (puisque ses charges de capital ont augmenté par rapport à la trajectoire validée initiale), et tire un profit supérieur à cette perte grâce à la réduction de ses charges d'exploitation incitées (catégorie 1).
- **Arbitrage vertueux des charges de capital vers les charges d'exploitation :** comme pour la mesure n°1 avec bonus, l'application d'un bonus récompensant des économies sur la trajectoire de charges de capital réalisées permet d'améliorer l'incitation à réaliser ce



type d'arbitrages vertueux par rapport à la régulation actuelle, mais a forcément pour contrepartie négative de dégrader l'efficacité du mécanisme vis-à-vis de l'effet d'aubaine relatif aux sous-investissements.

Sous-investissement

Comme pour la mesure n°1 avec bonus, l'application d'un bonus pour inciter à la réduction des charges de capital a automatiquement pour effet de dégrader l'efficacité du mécanisme vis-à-vis des sous-investissements, puisqu'une partie des charges de capital prévues mais en réalité non portées par l'opérateur seront tout de même couvertes indirectement par le biais du bonus.

Surinvestissement

Dans la mesure où le niveau du malus est positionné de manière adéquate par la CRE, c'est-à-dire idéalement avec l'option 3 du schéma de malus, cette mesure apporte une réponse efficace à l'effet d'aubaine négatif lié au surinvestissement existant dans le système actuel. En effet dans les options 1 et 2, même si l'opérateur est pénalisé en cas de dépassement de sa trajectoire de charges de capital, il peut dans certains cas tirer un profit global sur l'ensemble de la durée de vie de l'actif, la rémunération du capital récupérée sur les périodes suivantes dépassant le malus subi, tout particulièrement avec des actifs réseau dont la durée de vie est très longue. Si la CRE souhaite éliminer ces possibles arbitrages « court terme » / « long terme », consistant pour l'opérateur à accepter une pénalisation à court terme inférieure aux profits réalisable à long terme, l'option 3 doit être retenue avec un malus fixé à un niveau comparable à la rémunération du capital que percevrait l'opérateur sur l'ensemble de la durée de vie des actifs pour les investissements en dépassement.

8.3.4.2. Impact pour les opérateurs

Pour les opérateurs, le traitement proposé pour la catégorie 3a élimine complètement le risque « volume » de la rémunération. Si la CRE impose un objectif d'efficacité à ces valeurs unitaires, ou si certains opérateurs (notamment de distribution) ont des coûts unitaires supérieurs aux valeurs unitaires de référence retenue, cette mesure induit de nouveaux risques pour les opérateurs, dont l'importance dépendra du niveau de malus retenu par la CRE. En contrepartie, la mise en place d'un bonus en cas de réduction des coûts par rapport aux valeurs unitaires de référence crée une opportunité vertueuse de bénéfices supplémentaires pour les opérateurs.

Par ailleurs, la force de l'incitation pour les opérateurs dépendra, comme pour la mesure n°1, des paramètres de réglage de ce mécanisme, qui seront à fixer par la CRE :

- le périmètre des charges de capital intégrées à cette catégorie de coût : l'incitation est maximale si celui-ci regroupe la totalité des charges de capital réseau ;
- l'option choisie pour déterminer le malus en cas de dépassement de la trajectoire, et le cas échéant le pourcentage servant au calcul du malus : à pourcentage égal, les options 1, 2 et 3 offrent des incitations croissantes ;
- le pourcentage servant au calcul du bonus.



Il s'agira donc pour la CRE de choisir des paramètres de réglage suffisamment incitatifs pour éviter les comportements non vertueux, sans trop compromettre le profil de risque des opérateurs.

Enfin, plus l'incitation financière à respecter la trajectoire de charges de capital sera importante, plus les opérateurs auront un intérêt à surévaluer la présentation de leurs coûts unitaires dans le cadre du processus de fixation des valeurs unitaires de référence (3a), ou de leur trajectoire de charges d'investissement (3b), pour minimiser leur risque de paiement d'un malus, contrairement à la situation actuelle. Pour la CRE, ceci accroît l'importance et la complexité de la tâche de fixation des valeurs unitaires de référence d'une part, et de la tâche de validation de la trajectoire de charges de capital d'autre part.

8.3.4.3. Impact opérationnel pour la CRE

Cette mesure aura un impact opérationnel fort pour la CRE pour deux raisons principales :

- La nécessité de définir, mettre en œuvre et de tenir à jour des valeurs unitaires de référence ;
- La difficulté opérationnelle pour le régulateur à challenger une trajectoire d'investissement pour la catégorie 3b, sauf à s'en tenir à de grands projets identifiés.

Toutefois, pour la catégorie 3a, une fois les valeurs unitaires définies, la définition de la trajectoire de charges de capital sera plus facile qu'aujourd'hui puisqu'il s'agira alors seulement de valider un volume d'activité, qui en plus n'aura aucun impact sur la rémunération réelle de l'opérateur puisque celle-ci sera ajustée automatiquement pour tenir compte des volumes réels.

8.3.5. Focus sur la mesure n°6 : traitement des charges arbitrables

8.3.5.1. Description de la mesure

A moyen terme, la mesure n°6 pourrait se substituer à la mesure n°1 dans l'objectif de renforcer l'efficacité du schéma de régulation pour limiter les arbitrages non vertueux entre charges d'exploitation et charges de capital et pour inciter les opérateurs à réaliser des arbitrages vertueux en la matière.

Comme illustré dans le Tableau 30, la différence clé avec la mesure n°1 concerne l'intégration des actifs dans la BAR, réalisée uniquement en fin de période, sans modification en cours du période du revenu autorisé pour tenir compte des investissements réels.



Tableau 27. Traitement des coûts de la catégorie 1 dans la mesure n°6

Catégorie	Proposition de traitement des coûts de la catégorie
<p>Catégorie 1 : charges d'exploitation + charges de capital hors réseau incitées</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Définition d'un <i>revenue cap</i> global charges d'exploitation + charges de capital, sur la base d'une trajectoire validée de charges de capital servant en fin de période à la détermination d'un bonus/malus éventuel (voir ci-après) • Fixation de ces trajectoires sur la base du niveau de charge le plus bas atteint sur la période précédente, avec possibilité d'ajout de nouvelles dépenses sortant du cadre « business as usual », sur demande explicite et justifiée de l'opérateur, le régulateur étant seul décisionnaire • En cours de période : la BAR est constante (pas d'intégration chaque année à la BAR des investissements activés l'année précédente) ; le <i>revenue cap</i> n'est donc pas modifié en fonction des investissements activés en cours de période • En fin de période : intégration à la BAR de 100% des investissements réalisés et activés en cours de période, au début de la période suivante • De manière optionnelle, schéma de bonus / malus pour éviter les arbitrages non vertueux entre court terme (période en cours) et long terme (périodes suivantes) : <ul style="list-style-type: none"> • En fin de période, en cas de dépassement du <i>revenue cap</i> global et de dépassement de la trajectoire de charges de capital validée, application d'un malus à l'opérateur, correspondant à la rémunération du capital ou à un pourcentage de celle-ci sur une ou plusieurs périodes suivantes, pour les charges de capital en dépassement. • En fin de période, en cas de respect du <i>revenue cap</i> et en cas de charges de capital réalisées inférieures à la trajectoire validée, application d'un bonus correspondant à un pourcentage des charges de capital évitées sur une ou plusieurs des périodes suivantes.

Note : les éléments en gras dans le tableau correspondent aux modifications par rapport à la mesure n°1

8.3.5.2. Analyse des effets de la mesure

Par rapport à la mesure n°1, la mesure n°6 est un compromis qui améliore la performance de la régulation pour éviter les arbitrages non vertueux des charges d'exploitation vers les charges de capital et crée une incitation aux arbitrages vertueux des charges de capital vers les charges d'exploitation, au prix d'une dégradation de l'efficacité du mécanisme pour éviter les effets d'aubaine négatifs liés au sous-investissement :

- **Arbitrage non vertueux des charges d'exploitation vers les charges de capital** : le revenu autorisé n'étant pas ajusté en cours de période, un opérateur qui effectuerait un tel arbitrage réaliserait une perte sur la période en cours dans tous les cas, contrairement à la mesure n°1. Toutefois, l'opérateur pourrait estimer que l'augmentation de la rémunération du capital sur l'ensemble des durées de vie des actifs correspondants (puisque la BAR est ajustée à sa valeur réelle dès la période suivante) est suffisamment intéressante à long terme pour justifier cette perte à court terme. Le schéma de malus proposé en option, permet de limiter voire d'éliminer ces arbitrages « court terme » / « long terme ».
- **Arbitrage vertueux des charges de capital vers les charges d'exploitation** : le revenu autorisé n'étant pas ajusté en cours de période, l'opérateur va pouvoir tirer un bénéfice de la réduction de ses charges de capital sur la période, qui sera supérieur à la perte réalisée sur ses charges d'exploitation si son arbitrage est vertueux. Toutefois, l'opérateur pourrait



estimer que la conservation de la rémunération du capital sur l'ensemble de la durée de vie de l'actif (puisque la BAR est ajustée à sa valeur réelle dès la période suivante) est plus intéressante à long terme que la réalisation de cet arbitrage vertueux, dont les bénéfices sont uniquement court terme. Le bonus optionnel, équivalent à tout ou partie des charges de capital évitées sur une ou plusieurs des périodes suivantes, pourrait ainsi limiter, voire éliminer, ces arbitrages « court terme » / « long terme ».

- **Sous-investissement** : en contrepartie, cette mesure a automatiquement pour effet de dégrader l'efficacité du mécanisme vis-à-vis des sous-investissements, puisque le revenu autorisé de l'opérateur n'est pas ajusté à la baisse en cas de sous-investissement. **Les problématiques de sous-investissement et d'arbitrages des charges d'exploitation vers les charges de capital étant indissociables, la résolution d'un des deux effets revient automatiquement à dégrader l'efficacité du mécanisme pour l'autre.**

8.3.5.3. Impact pour les opérateurs

Par rapport à la mesure n°1, cette mesure est beaucoup plus efficace d'une part pour éviter les arbitrages non vertueux des charges d'exploitation vers les charges de capital, d'autre part pour les inciter à réaliser des arbitrages vertueux en la matière, sans modifier les risques encourus par les opérateurs.

Elle implique également un changement important dans la manière de traiter l'évolution de la BAR.

8.3.5.4. Impact pour la CRE

Par rapport à la mesure n°1, l'impact opérationnel essentiel pour la CRE résidera dans le changement de méthodologie nécessaire pour l'intégration des investissements activés dans la BAR, celle-ci n'étant réalisée qu'au début de chaque période.



Schwartz and Co
Strategy Consulting

La vision sectorielle au service de vos prises de décisions stratégiques et opérationnelles



Schwartz and Co Paris
78 avenue Raymond Poincaré
F-75116 Paris
Tel : +33 (0)1 75 43 53 40
Fax : +33 (0)1 75 43 53 49

Schwartz and Co Bruxelles
Avenue Louise, 475
B-1050 Bruxelles
Tel : +32 2 669 07 13
Fax : +32 2 627 47 37

Schwartz and Co Luxembourg
3 Place d'Armes
L-1136 Luxembourg
Tel : +352 278 60 400
Fax : +352 278 61 237

Schwartz and Co Londres
Formations House, 29 Harley Street
London W1G9QR
Tel : +44 (0)20 761 24 231
Fax : +44 (0)20 792 73 046

Schwartz and Co Lausanne
Rue du Simplon, 37
CH-1006 Lausanne
Tel : +41 (0)21 613 06 14
Fax : +41 (0)21 612 03 51

Schwartz and Co Pékin
10/F, IFC East Tower,
8 Jianguomenwai Avenue Chaoyang District
Beijing 100022
Tel : +86 10 5634 1602
Fax : +86 10 5634 1501

info@schwartz-and-co.com

www.schwartz-and-co.com