Les dispositifs de couverture des pertes d'énergie des réseaux publics d'électricité

Rapport de synthèse
Mars 2010

Sommaire

Synthèse 2

I Objectifs fixés au groupe de travail 5

II Composition du groupe de travail 6

III Méthode 7

IV Contexte 8
1. Définition des pertes et éléments chiffrés 8
2. Cadre juridique 9
3. Perspectives d'évolution 9
3.1. Évolution des volumes 9
3.2. Évolution de la législation 9

V Cadre d'analyse 10
1. Le modèle français : un contexte spécifique 10
2. Caractérisation des dispositifs de couverture des pertes 11
3. Critères d'analyse 12
4. Périmètre d'analyse 14
4.1. Dans l'optique de proposer un rapport précis et exhaustif sur le sujet qui lui a été confié, le groupe de travail a circonscrit le champ de ses travaux aux questions directement liées aux modalités de couverture des pertes 14
4.2. Le comité de pilotage s'est interrogé sur la pertinence de traiter de la réduction des volumes de pertes au sein de ce groupe de travail 15
4.3. Le comité de pilotage a jugé que le mandat qui lui avait été confié restreignait de fait le champ de l'analyse aux gestionnaires de réseaux qui achètent leurs pertes sur le marché 15

VI Le modèle Gestionnaires de Réseaux/Court Terme 16
1. Les atouts du modèle GR/CT 16
1.1 Le modèle est conforme au cadre juridique existant 16
1.2 L'achat des pertes par les gestionnaires de réseaux est synonyme d'efficacité 16
1.3 Le modèle a un impact positif sur le marché de gros 17
1.4 Les gestionnaires de réseaux peuvent être incités à maîtriser le coût des pertes 18
2. Les limites du modèle GR/CT 18
2.1 Le coût des pertes ne reflète pas les fondamentaux économiques du parc historique français 18
2.2 Le coût des pertes est volatil 18
2.3 Le modèle peut perturber le développement de la concurrence 19

VII Le modèle Gestionnaires de Réseaux/Long Terme 20
1. Les atouts du modèle GR/LT 21
1.1 L'approvisionnement à long terme ne préjuge pas du niveau des coûts 21
1.2 L'achat des pertes à long terme favorise la stabilité des coûts 21
1.3 L'achat des pertes à long terme facilite les décisions d'investissement 22
1.4 L'achat des pertes par les gestionnaires de réseaux est synonyme d'efficacité 22
2. Les limites du modèle GR/LT 25
2.1 Le modèle pourrait avoir un impact négatif sur le marché de gros 22
2.2 Le schéma de régulation incitative devrait être adapté 22
3. Prérequis et perspectives d'évolution 22
3.1 L'achat des pertes à long terme devrait se conformer au cadre juridique existant 22
3.2 Le bon fonctionnement du marché est conditionné à l'existence de contreparties 25
3.3 Une mise en cohérence de l'horizon de régulation serait nécessaire 26

VIII Le modèle Producteurs/Fournisseurs 28
1. Les atouts du modèle Producteurs/Fournisseurs 28
1.1 Le modèle théorique pourrait internaliser le coût des pertes 28
1.2 Le TURPE ne serait plus affecté par la volatilité du coût des pertes 28
1.3 La mise en œuvre d'un modèle Producteurs/Fournisseurs ne préjuge ni du niveau et de la stabilité des coûts, ni de l'efficacité économique de long terme d'un tel dispositif 28
2. Les limites du modèle Producteurs/Fournisseurs 29
2.1 L'optimalité du modèle théorique doit être nuancée 29
2.2 La détermination des coefficients de pertes est problématique 29
2.3 Le modèle pourrait avoir un impact négatif sur le marché de gros 31
2.4 Le modèle pourrait perturber le développement de la concurrence 31
2.5 Le modèle nécessiterait un dispositif incitatif à la maîtrise du volume des pertes 32
2.6 Le modèle augmenterait les coûts de transaction 32

IX Conclusion 33

X Annexe 34

XI Glossaire 36

Table des matières 38

Synthèse

Les travaux d'élaboration des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) menés en 2008 ont souligné l'importance de l'impact sur le niveau du TURPE, des charges liées à la compensation des pertes d'énergie sur les réseaux électriques.

Les pertes représentent environ 33 TWh annuels sur le réseau électrique français. À hypothèses constantes, le coût des pertes, répercuté aux consommateurs finals via *le TURPE, devrait atteindre chaque année plus de deux milliards d'euros sur la période tarifaire 2009-2012.*

Afin d'éclairer la décision des acteurs publics et les travaux préalables à l'élaboration du TURPE 4, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a constitué un groupe de travail sur la couverture des pertes des réseaux électriques. Ce groupe, composé d'experts indépendants représentant l'ensemble des acteurs du marché de l'électricité, a été placé sous la présidence d'Éric Dyèvre, commissaire à la CRE.

Le groupe de travail a considéré que la minimisation des volumes de pertes n'entrait pas dans le cadre de son mandat. En conséquence, la question des pertes dites « non techniques » n'a pas été traitée dans le cadre de ses travaux.

Ce groupe de travail a été chargé de dresser un diagnostic des différentes évolutions possibles du dispositif de couverture des pertes sur les réseaux.

Le choix d'un dispositif de couverture des pertes doit permettre de répondre à deux questions :

1. Quel acteur du marché est responsable de l'achat de l'énergie destinée à compenser les pertes ?

2. Quel est l'horizon temporel d'achat des pertes ?

La responsabilité de la compensation des pertes peut être confiée aux gestionnaires de réseaux. Cette option a été retenue en France et dans la majorité des pays européens.

Les producteurs et/ou les fournisseurs peuvent également assurer cette mission. En ce cas, soit la production est multipliée par un coefficient exprimé en pourcentage de l'injection, soit la consommation du portefeuille-clients des fournisseurs est multipliée par un coefficient exprimé en pourcentage du soutirage.

S'agissant de l'horizon temporel adopté pour les achats de l'énergie destinée à la compensation des pertes, les membres du groupe de travail ont décidé de distinguer le recours aux produits actuellement disponibles et liquides sur le marché de gros du recours à des produits de plus long terme.

Ces considérations ont permis d'identifier quatre modèles à étudier selon :

1. que la responsabilité de couverture est confiée aux gestionnaires de réseaux ou aux producteurs/fournisseurs ;

2. que les modalités d'achat sont de court terme ou de long terme.

Les travaux du groupe ont permis de dégager trois enseignements essentiels :

1. Le dispositif actuel d'achat des pertes ne garantit ni un niveau de prix reflétant les fondamentaux économiques du parc de production historique français ni une stabilité satisfaisante des coûts

Aux termes des dispositions législatives en vigueur, les gestionnaires de réseaux[1] achètent l'énergie nécessaire à la compensation des pertes sur le marché, principalement *via* l'organisation

(1) À l'exclusion de plusieurs distributeurs non nationalisés (DNN) qui bénéficient, en vertu du II de l'article 22 de la loi du 10 février 2000, de la possibilité d'acheter l'énergie pour couvrir les pertes sur leurs réseaux au tarif de cession.

d'appels d'offres. La maturité des produits achetés ne dépasse pas 3 ans.

Le modèle actuel est conforme aux exigences de transparence et de non-discrimination de la loi du 10 février 2000 et de la directive 2003/54/CE.

L'achat des pertes sur les marchés *day-ahead* et à terme a par ailleurs un impact très positif sur la liquidité et le caractère concurrentiel du marché de gros.

Toutefois, à la différence de certains autres acteurs du marché, les gestionnaires de réseaux ne peuvent pas accéder à des mécanismes (participation à un consortium d'achat, enchères réservées aux fournisseurs) permettant de se procurer de l'électricité à des prix proches du coût complet de production du parc historique français.

Ces restrictions dans les modalités d'approvisionnement des gestionnaires de réseaux peuvent rendre le coût d'achat des pertes transféré au consommateur final plus élevé que le coût complet de production du parc historique français. Il est néanmoins cohérent avec le prix du marché français, qui reflète le coût marginal de production.

Par ailleurs, l'achat des pertes sur le marché existant est soumis à la variabilité des prix de marché. Le prix du MWh de base calendaire à échéance d'un an (Y+1) a, par exemple, varié entre 60 et 90 euros au cours de l'année 2008.

Cette incertitude représente un risque financier pour les gestionnaires de réseaux quand bien même la compensation des pertes est, à terme, prise en compte par le TURPE *via* le compte de régulation des charges et produits (CRCP).

Elle peut également faire peser un risque sur les fournisseurs si les variations du TURPE ne sont pas entièrement répercutées sur les tarifs réglementés de vente (TRV). À ce titre, il est souhaitable que les évolutions du TURPE soient immédiatement et intégralement répercutées dans les TRV pour l'ensemble des segments tarifaires, comme le prévoit le décret du 12 août 2009 relatif aux TRV.

2. Il est souhaitable que les gestionnaires de réseaux conservent la responsabilité de la compensation des pertes

Les travaux du groupe ont permis d'écarter l'option consistant à confier la responsabilité des pertes aux producteurs ou aux fournisseurs.

Le modèle Producteurs/Fournisseurs semble attrayant en première analyse. En théorie, il permet d'internaliser les charges liées aux pertes dans le coût de l'énergie, *via* un coefficient de pertes. Les acteurs seraient ainsi incités à minimiser le volume et le coût des pertes.

Il est néanmoins techniquement impossible de déterminer avec précision dans quelle mesure un acteur est à l'origine du transit ou des pertes sur une ligne électrique. Le choix des hypothèses indispensables à la détermination d'une clé de répartition des pertes, et la difficulté à faire accepter des coefficients flexibles, conduiraient à s'éloigner du modèle optimal et de la réalité des coûts.

D'autre part, si les fournisseurs devaient assumer l'achat de l'énergie nécessaire à la compensation des pertes, ceux d'entre eux qui ne possèdent pas ou peu de moyens de production, et à plus forte raison les nouveaux entrants, supporteraient un coût d'approvisionnement plus important que leurs concurrents.

L'instauration d'un modèle Producteurs/Fournisseurs réduirait significativement, par ailleurs, la liquidité du marché de gros. En effet, l'énergie nécessaire à la compensation des pertes serait dans un modèle Producteurs directement injectée en sus de la production contractualisée. Elle ne transiterait plus par le marché de gros. Considérant le degré d'intégration des activités de production et de fourniture en France, l'instauration d'un modèle Fournisseurs priverait également le marché de gros d'une part importante de cette énergie.

Les risques liés aux écarts entre pertes prévues et réalisées, actuellement supportés par les gestionnaires de réseaux, seraient transférés aux Producteurs/Fournisseurs. Ces écarts seraient en outre amenés à augmenter, la flexibilité insuffisante des coefficients ne rendant pas compte d'un ajustement des prévisions à mesure du rapprochement du temps réel.

Il serait de plus difficile d'obtenir une qualité de prévision similaire à celle à laquelle parviennent les gestionnaires de réseaux dans le modèle actuel. Les gestionnaires de réseaux disposent, dans leur mission d'équilibrage de l'offre et de la demande électrique, en temps réel, des informations permettant une estimation fine des volumes de pertes. Ils sont également en mesure d'orienter leurs choix en matière d'exploitation de réseau pour réduire l'impact de cette exploitation sur le volume des pertes. La politique d'achat des

pertes des gestionnaires de réseaux est ainsi particulièrement économe en coûts de transaction.

Un dispositif d'achat des pertes par les gestionnaires de réseaux peut être complété par un mécanisme incitatif à la minimisation du coût des pertes. À titre indicatif, depuis le 1er août 2009, les gestionnaires de réseaux sont encouragés à minimiser le coût d'achat des pertes *via* un mécanisme d'intéressement aux bénéfices dégagés par rapport au prix moyen de marché.

3. Le groupe de travail a étudié la possibilité d'acheter une partie des pertes à long terme

À une large majorité, le groupe de travail a jugé possible et souhaitable l'extension de l'horizon d'achat des pertes prévisibles à long terme :

> une part significative des pertes est prévisible à très long terme ;

> acheter le ruban de base des pertes à long terme améliorerait la stabilité du coût de celles-ci, et pourrait permettre de faire profiter les consommateurs de l'avantage concurrentiel résultant des fondamentaux économiques du parc historique français ;

> l'achat des pertes à long terme réconcilierait en partie les horizons temporels de la compensation des pertes et de l'investissement en moyens de production.

Il n'est toutefois pas envisageable que les gestionnaires de réseaux achètent la totalité des pertes à long terme, parce qu'ils ont des besoins de court terme (*day-ahead,* mensuels voire trimestriels).

Le groupe de travail s'est accordé pour exclure la possibilité que les gestionnaires de réseaux prennent une participation dans des actifs de production. Cette option a été jugée complexe à mettre en œuvre au regard des normes nationales et communautaires. En pratique, cette modalité soulèverait d'ailleurs des interrogations liées au droit de la concurrence.

Plusieurs autres modalités ont été étudiées :

1. En cas d'achat des pertes à long terme sur le marché de gros, l'optimisation recherchée relèverait davantage de la minimisation de la volatilité du coût d'achat que de la minimisation de son niveau absolu.

   Les achats de long terme sur les marchés organisés ou *via* l'organisation d'appels d'offres, conformes au cadre juridique national et communautaire, sont conditionnés à l'émergence d'un marché de produits à maturité longue (par exemple entre 3 et 6 ans) et ne permettraient pas de diminuer avec certitude le coût des pertes.

2. La contractualisation bilatérale, sous réserve de l'accord des autorités de la concurrence, pourrait sous certaines conditions permettre de réduire les coûts. Il est pour cela nécessaire que les fondamentaux économiques du parc de production historique français permettent d'accéder à un prix inférieur au prix de marché et qu'un producteur accepte de diminuer son prix de vente en contrepartie de la sécurisation d'une partie de ses revenus. Le recours à des produits non standardisés rendrait toutefois difficile l'évaluation de la performance des gestionnaires de réseaux par le régulateur.

3. Inclure les achats de l'énergie destinée à compenser les pertes sur les réseaux électriques au dispositif d'accès régulé à la base, suivant le modèle proposé par la commission Champsaur, devrait contribuer à la stabilité et à la minimisation du coût des pertes. Cependant, la liquidité et la représentativité des signaux de prix du marché de gros à terme risquent d'être fortement perturbées, au moins dans un premier temps. Compte tenu des effets induits possibles, le groupe de travail recommande d'instaurer une surveillance des répercussions de ce dispositif afin de s'assurer du bénéfice pour le consommateur final.

I. Objectifs fixés au groupe de travail

En application des obligations communautaires et nationales, les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité doivent se procurer l'énergie nécessaire à la couverture des pertes selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés. Compte tenu de l'importance des volumes d'énergie en jeu annuellement, soit environ 33 TWh, le montant de ces achats représente un enjeu significatif dans la détermination du TURPE.

Lors des travaux préparatoires à l'établissement du TURPE 3, certains acteurs se sont interrogés sur la possibilité de réduire l'impact des achats liés aux pertes sur le tarif en faisant évoluer le dispositif actuel.

Dans ce contexte, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a jugé nécessaire d'engager une réflexion approfondie et concertée avec les différentes parties prenantes. Le groupe de travail a rassemblé des experts issus de différents horizons afin de garantir que la réflexion soit conduite en tenant compte des intérêts de l'ensemble des acteurs du marché de l'électricité.

Le groupe de travail a été chargé de dresser un diagnostic des différentes évolutions possibles du dispositif de couverture des pertes, dans le respect des règles communautaires et nationales. Les conclusions de cette réflexion n'ont pas pour objectif de déterminer le scénario à privilégier. En revanche, elles éclaireront les futures décisions des acteurs publics et pourront être prises en compte par la CRE lors de l'élaboration de propositions d'amélioration du dispositif de couverture des pertes dans le cadre du TURPE 4.

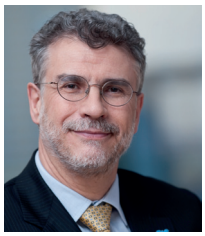
Le groupe de travail, présidé par Éric Dyèvre, commissaire à la CRE, s'est réuni à neuf reprises entre avril 2009 et janvier 2010.

II. Composition du groupe de travail

Président

Éric DYÈVRE
Commissaire à la CRE

Membres



Pierre BORNARD
Vice-Président du Directoire
de RTE

Robert DURDILLY
Président de l'Union
Française de l'Électricité

Thierry PONS
Membre du Directoire,
Directeur Général Adjoint
Clients et Fournisseurs d'ERDF

Fabien CHONÉ
Président de l'Association
Nationale des Opérateurs
Détaillants en Électricité

Pierre FONTAINE
Sous-Directeur Système
électrique et énergies
renouvelables de la DGEC

Juan Luis RÍOS SÁNCHEZ
Secrétaire Général
EFET TF France

Jean-François CONIL-LACOSTE
Directeur Général de EPEX Spot SE

Jan Horst KEPPLER
Professeur des Universités
en Sciences Économiques

Emmanuel RODRIGUEZ
Président de la Commission
Électricité de l'UNIDEN

III. Méthode

Constitué à l'initiative de la CRE, le groupe de travail a mené sa mission de façon indépendante. Ses propositions n'engagent donc pas la CRE. La diversité et la qualité des expertises de ses membres ont autorisé une analyse complète et objective des différents dispositifs envisagés. Le Président a porté une attention particulière à ce que chaque participant mette à la disposition du groupe ses connaissances et son savoir-faire en prenant part activement aux débats, sans défendre des intérêts *pro domo*. Le rapport final articule ces réflexions.

Les acteurs ne participant pas directement au groupe avaient la possibilité d'apporter leurs contributions par l'intermédiaire du site Internet dédié (http://gtpe.cre.fr) sur lequel elles ont été publiées. Ce site donne également accès à l'ensemble des documents supports des différentes réunions (ordres du jour, notes, présentations, comptes rendus).

Chaque fois que cela était possible, le groupe a cherché à aboutir à une convergence de vue sur les scénarios à étudier. Le rapport présente un bilan de chaque scénario et intègre les différents points de vue exprimés au cours des travaux.

Les réflexions du groupe de travail ont été menées en considérant que la loi pourrait éventuellement être adaptée pour permettre une amélioration des modalités de couverture des pertes.

IV. Contexte

1 Définition des pertes et éléments chiffrés

Par définition, les pertes d'énergie à compenser se calculent par différence entre les quantités injectées et les quantités soutirées.

Elles comprennent conventionnellement :

> les pertes techniques de tous les éléments consommateurs d'énergie qui composent les réseaux de transport et de distribution (liaisons et postes de transformation), soit principalement les pertes par effet Joule (80 % des pertes sur le réseau de transport sont dues à l'effet Joule sur les liaisons) mais aussi les pertes par effet couronne (décharge électrique entraînée par l'ionisation du milieu entourant un conducteur), ainsi que les pertes des transformateurs et des auxiliaires des postes. Les pertes par effet Joule sont proportionnelles au carré de l'intensité du courant qui circule dans ces éléments ;

> sur les réseaux de distribution, les pertes dites « non techniques » (environ un tiers des pertes) dues aux fraudes, aux erreurs, aux limites technologiques actuelles du comptage et aux différences entre les index de résiliation et de mise en service en cas de changement d'occupant d'un local.

Le volume des pertes fait des réseaux eux-mêmes les plus importants consommateurs d'électricité en France. Les pertes sur le réseau de RTE, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, représentent environ 11 TWh par an. Rapporté au volume total d'énergie injectée sur ce réseau, le taux de pertes du réseau de transport français est proche de 2,5 %.

RÉCONCILIATION TEMPORELLE

Problématique posée par les compteurs en énergie

Si la généralisation des compteurs évolués permettra à terme d'obtenir une mesure plus fiable des pertes sur les réseaux de distribution, elles sont aujourd'hui estimées *ex ante* et connues *ex post* avec moins de précision que les pertes sur le réseau de transport. Sur les réseaux de distribution, la majorité des compteurs permettent seulement de connaître au moment de la relève l'énergie consommée depuis la dernière relève. Pour connaître précisément le volume de pertes sur le réseau, il faudrait avoir accès à une information beaucoup plus précise : la puissance consommée ou injectée en chaque nœud du réseau à chaque instant.

Méthode d'estimation des pertes en vigueur depuis le second semestre 2004

À partir du second semestre 2004, la procédure de reconstitution des flux a été mise en place pour permettre d'estimer sur le périmètre de chaque responsable d'équilibre, dont celui d'ERDF pour les pertes, les quantités d'énergie injectées et soutirées au pas demi-horaire. Ces données ne sont pas accessibles par les technologies de comptage en énergie. Des calculs complexes mettant en œuvre des profils de consommation types sont donc réalisés pour obtenir un bilan réputé exact en énergie à la maille de chaque réseau de distribution. Les résultats de ces calculs annuels, de juillet de l'année N à juin de l'année N+1, ne sont arrêtés qu'au mois d'octobre de l'année N+2.

La procédure de réconciliation temporelle allonge le délai de connaissance des pertes effectivement constatées sur les réseaux de distribution.

Les pertes techniques et dites « non techniques » sur les réseaux de distribution gérés par ERDF sont estimées respectivement à près de 3,5 % et près de 2,5 % de l'énergie injectée, soit un total d'environ 21 TWh par an.

Les autres gestionnaires de réseaux de distribution présents sur le territoire français, dits distributeurs non nationalisés (DNN) alimentent près de 6 % des utilisateurs des réseaux de distribution en France et subissent sur leurs réseaux un peu plus de 1 TWh de pertes d'énergie par an.

La prévision du coût des pertes retenue par la CRE pour l'élaboration des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité entrés en vigueur le 1er août 2009 (TURPE 3) représente une charge annuelle de 2,1 milliards d'euros, soit plus de 13 % des charges couvertes par le TURPE.

2 Cadre juridique

Aux termes des articles 11 et 14 de la directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité respectivement paragraphes 6 et 5 (devenus articles 15 § 6 et 25 § 5 de la directive 2009/72/CE, applicable à compter du 3 mars 2011), « les gestionnaires de réseaux (…) se procurent l'énergie qu'ils utilisent pour couvrir les pertes d'énergie et maintenir une capacité de réserve dans leur réseau selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché, à chaque fois qu'ils assurent cette fonction ».

La loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, a prévu au III de son article 15 que le gestionnaire du réseau public de transport « veille à la compensation des pertes liées à l'acheminement de l'électricité » et peut, à cet effet négocier « librement avec les producteurs et les fournisseurs de son choix les contrats nécessaires à l'exercice de [cette] mission, selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes ».

Il n'existe en revanche aucune disposition législative confiant aux gestionnaires de réseaux de distribution la responsabilité de la couverture des pertes. Le I de l'article 19 de la loi n° 2000-18 donne seulement pour mission au gestionnaire de réseau public de distribution de veiller, « à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité, à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau qu'il exploite, compte tenu des contraintes techniques pesant sur ce dernier ». Cependant, le décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et les tarifs subséquents (TURPE 1, 2 et 3) confirment que les gestionnaires de réseaux de distribution sont responsables de la compensation des pertes d'énergie et que les coûts y afférents sont couverts par les tarifs.

3 Perspectives d'évolution

3.1. Évolution des volumes

Une augmentation significative du niveau des pertes est attendue dans les prochaines années sur le réseau public de transport. Cela s'explique dans une large mesure par les difficultés auxquelles se trouve confronté RTE pour construire de nouvelles lignes, du fait notamment de la faible acceptabilité sociale des nouveaux ouvrages de transport d'électricité. Le futur renforcement du réseau public de transport passera essentiellement par l'accroissement de la capacité de transit des lignes existantes, ce qui augmentera mécaniquement les pertes.

La montée en puissance de la production décentralisée pourrait, en outre, avoir un effet amplificateur sur le volume des pertes. Ce type de production n'est pas toujours localisé à proximité des centres de consommation. Il est donc possible que les pertes soient augmentées par son développement.

3.2. Évolution de la législation

Les travaux du groupe de travail se sont inscrits dans la perspective d'une traduction législative des propositions de la commission présidée par M. Paul Champsaur dans le « Rapport de la commission sur l'organisation du marché de l'électricité en France » publié en avril 2009.

V. Cadre d'analyse

1 Le modèle français : un contexte spécifique

ÉTUDE COMPARATIVE EUROPÉENNE

Allemagne, Autriche, Belgique, Espagne, Finlande, France, Grèce, Italie, Norvège, Pays-Bas, Portugal, Royaume-Uni, Suède, Suisse

Le groupe de travail a réalisé une comparaison européenne des mécanismes de couverture des pertes. Il s'est notamment appuyé sur le « Treatment of losses by network operators - conclusion paper » publié le 19 février 2009 par le groupe des régulateurs européens de l'électricité et du gaz auprès de la Commission européenne (ERGEG), et sur une consultation bilatérale des différents régulateurs européens.

Qui procure l'énergie nécessaire à la couverture des pertes ?

La première différence entre les systèmes européens tient à la nature du responsable de la couverture des pertes. Sur les 14 pays retenus dans l'étude comparative, la majorité (9) a confié la couverture des pertes aux gestionnaires de réseaux. Dans les autres pays, les fournisseurs et/ou les producteurs sont responsables de la couverture des pertes.

Quel mécanisme pour l'achat des pertes ?

Les gestionnaires de réseaux achètent leurs besoins en énergie pour les pertes à travers des appels d'offres publics ou en intervenant directement sur le marché (organisé ou non, *day-ahead* ou à terme).

Dans l'hypothèse où les producteurs et/ou les fournisseurs sont en charge de la compensation des pertes, des coefficients sont affectés à l'énergie injectée par les producteurs ou à celle achetée par les fournisseurs. L'électricité produite/achetée est donc supérieure à l'électricité consommée. La différence correspond à l'estimation des pertes sur le réseau.

Qui paie pour les pertes ?

Lorsque les gestionnaires de réseaux sont en charge de la couverture des pertes, le coût de cette mission est inclus dans le tarif d'acheminement de l'électricité (en France, le TURPE). Ce coût est répercuté par les producteurs et les fournisseurs aux consommateurs finals, payeurs *in fine* des pertes électriques.

Si les producteurs et/ou les fournisseurs achètent les pertes, ce coût est transmis aux consommateurs finals *via* le prix de l'énergie sur le marché ou le prix des offres commerciales.

Qui supporte le risque lié à l'achat des pertes ?

Le risque-prix est essentiellement supporté par le client final. Ce risque existe quelles que soient les modalités de compensation des pertes envisagées. Il est lié à la volatilité des prix *day-ahead* et à terme sur le marché de l'électricité.

Les gestionnaires de réseaux peuvent être amenés à supporter un risque lié au cadre de régulation si ce cadre comprend un mécanisme incitatif lié à leur performance en matière d'achat d'énergie pour les pertes. Par exemple, un mécanisme incitatif de type *price cap* consiste à établir un seuil de remboursement des gestionnaires de réseaux au-dessus duquel ceux-ci devraient assumer seuls les coûts supplémentaires. À l'inverse, ils récupèrent la différence entre ce seuil et leurs charges liées aux pertes en cas de bonne performance.

En France, le risque supporté par les gestionnaires de réseaux est dû :

› au plafonnement de l'apurement annuel du CRCP[2] ;

› à l'asymétrie du schéma de régulation. Les gestionnaires de réseaux, en cas de sous-performance, assument seuls, au-delà d'un montant prédéfini, les charges dues aux écarts entre une performance de référence et la performance réalisée.

(2) La répercussion du manque à gagner ou le surplus provenant d'un écart entre les charges réalisées et prévisionnelles dans les tarifs peut donc éventuellement s'étendre sur plusieurs années.

Cette comparaison européenne a permis de mettre en évidence une spécificité du marché français : les fournisseurs supportent une partie du risque lié au niveau et à la volatilité du coût des pertes. L'existence de tarifs réglementés de vente (TRV) dont bénéficient 95 % des sites et dont l'évolution n'est pas corrélée à celle du TURPE empêche dans une large mesure les fournisseurs d'intégrer dans leurs offres commerciales les évolutions du coût des pertes.

Les évolutions réglementaires récentes (décret n° 2009-975 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité) visant à répercuter les évolutions du TURPE sur le niveau des TRV devraient avoir pour effet de transférer ce risque aux consommateurs finals et d'aligner la situation française sur le modèle européen. L'ensemble des fournisseurs, traders, nouveaux entrants ou opérateur historique, souhaitent que cette évolution soit confirmée.

2 Caractérisation des dispositifs de couverture des pertes

Un dispositif de couverture des pertes peut être caractérisé par la réponse aux deux questions suivantes :

1. Quel acteur du marché est responsable de l'achat de l'énergie destinée à compenser les pertes ?

2. Selon quelles modalités sont achetées les pertes ?

La responsabilité de la compensation des pertes peut être confiée aux gestionnaires de réseaux : il s'agit du cas le plus courant en Europe. Elle peut également être placée sous la responsabilité des producteurs et/ou des fournisseurs comme c'est le cas en Espagne, en Italie, au Royaume-Uni et au Portugal, pays qui ont adopté des modèles de marché sensiblement différents du reste de l'Europe.

Le second axe de distinction porte sur l'horizon temporel retenu pour la couverture des pertes. Il s'agit de déterminer si l'achat des pertes s'effectue à court ou à long terme. Le choix de cette distinction repose sur deux constats :

> les marchés de court terme sont par essence beaucoup plus volatils que les marchés de long terme. Le choix de l'un ou l'autre pour l'achat des pertes a donc un impact sur la stabilité des charges à recouvrir correspondantes ;

> les marchés de court terme reflètent le coût marginal du système. Il est possible qu'ils ne soient pas adaptés pour refléter les coûts complets de certaines filières de production, notamment celles qui, comme le nucléaire, subissent des contraintes économiques faisant que leur cycle d'investissement dépasse largement les horizons de marché standards.

Les membres du groupe de travail ont décidé de distinguer les produits disponibles et liquides sur le marché de gros (*day-ahead,* M+1 à M+3, Q+1 à Q+4 et Y+1 à Y+3) des produits de plus long terme. Aucun marché organisé en Europe ne fournit de cotations représentatives à des échéances beaucoup plus lointaines que trois ans. Cette « frontière » de 3 ans distinguera, dans le présent rapport, les mécanismes d'achat des pertes de court et de long terme. L'achat de produits dont la maturité ne dépasse pas trois ans sera ainsi considéré comme un achat à « court terme ».

À partir de ces considérations, une vision synthétique de la caractérisation des dispositifs de couverture des pertes détermine quatre modèles à étudier selon :

1. que la responsabilité de couverture est confiée aux gestionnaires de réseaux (GR) ou aux producteurs/fournisseurs (PF) ;

2. que les modalités d'achat sont de court terme (CT) ou de long terme (LT).

Leurs initiales désigneront dans le rapport les quatre modèles analysés, soit GR/LT, GR/CT, PF/LT et PF/CT.

L'analyse du modèle Producteurs/Fournisseurs traite simultanément des modalités d'achat à court et long terme.

Les différents modèles analysés ne constituent que des cadres pour la réflexion et, par conséquent, ne s'excluent pas mutuellement. Il est ainsi possible de combiner en pratique des mécanismes d'achat des pertes à court et à long terme.

3 Critères d'analyse

L'analyse des quatre modèles définis précédemment s'est effectuée au regard des dix critères d'évaluation suivants :

Critère 1 : compatibilité avec le cadre juridique communautaire et national

Critère 2 : niveau du coût d'achat des pertes

Deux motifs complémentaires peuvent justifier l'objectif de minimisation des coûts :

> d'une part, la répercussion quasi intégrale du coût des pertes aux consommateurs finals justifie en soi l'objectif de minimisation des coûts ;

> d'autre part, la recherche de performance des gestionnaires de réseaux les motive à poursuivre un objectif de réduction du coût d'achat des pertes.

Critère 3 : stabilité du coût d'achat des pertes

Coût et stabilité sont liés. La stabilité du coût d'achat protège l'utilisateur contre des hausses futures des prix, mais ne lui permet pas, en revanche, de profiter des baisses futures. Un mécanisme d'achat des pertes peut dès lors être caractérisé par la notion de « frontière efficiente » qui associe ces deux critères. La « frontière efficiente » représente l'ensemble des stratégies d'achat (combinaisons coût/stabilité) maximisant l'utilité de l'acheteur des pertes.

La stabilité du coût d'achat des pertes est souhaitable pour l'ensemble des acteurs quel que soit le responsable de la compensation des pertes.

La question se pose toutefois de l'horizon de temps sur lequel doit porter cette stabilité. Le passage de TURPE 2 à TURPE 3 a illustré la difficulté de procéder à des ajustements significatifs à la hausse. Plus la période de stabilité du coût des pertes et/ou des coûts intégrés dans un tarif est longue, plus les ajustements peuvent être brutaux.

Critère 4 : efficacité économique de long terme

L'efficacité économique de long terme doit concilier :

> la minimisation des coûts (cf. critère 2) ;

> un prix permettant le renouvellement du parc de production.

Les prix de l'énergie révélés par le mécanisme d'achat doivent constituer une incitation à investir dans des actifs de production et contribuer ainsi à assurer le renouvellement et l'optimisation du parc. La recherche de l'intérêt général et la volonté de maximiser le surplus collectif impliquent donc de prendre en compte la rentabilité de la production de l'énergie destinée à couvrir les pertes.

Il est nécessaire d'évaluer la capacité d'un mécanisme d'achat des pertes à encourager les investissements productifs lourds, notamment les unités de production de base, dont les coûts fixes importants exigent une visibilité de la demande à long terme.

Critère 5 : impact sur la liquidité du marché de gros

Une liquidité suffisante des marchés est un facteur déterminant du bon fonctionnement d'un système électrique libéralisé, en ce qu'elle per-

TARIF ET VOLATILITÉ

Le mode de régulation adopté par la CRE, associé au compte de régulation des charges et produits (CRCP), permet aux gestionnaires de réseaux de s'affranchir d'une partie de la volatilité des prix de marché de l'électricité. Le délai entre la période de fixation du TURPE 2 et celle du TURPE 3, qui a correspondu à une forte hausse du prix de l'électricité, a néanmoins conduit à une augmentation significative et soudaine du tarif (hausse du prix de référence du nouveau tarif et effet de l'apurement des écarts générés lors du tarif précédent). Le TURPE 3 prévoyant un apurement annuel des écarts entre les montants prévisionnels et les montants réalisés, les variations devraient être plus modérées à l'avenir. Le TURPE ne peut toutefois tenir compte d'une éventuelle hausse des coûts (prix des pertes inclus) que dans la limite du plafond de l'apurement annuel du CRCP de 2 %. En cas de dépassement de ce plafond, le solde restant à apurer est reporté à l'année suivante.

met aux différents acteurs de trouver facilement des contreparties pour réaliser leurs transactions et autorise leurs arbitrages économiques. Elle concourt à l'établissement d'un prix de référence révélateur de l'équilibre entre offre et demande. La liquidité est la traduction d'un degré de concurrence satisfaisant sur le marché et elle assure, à ce titre, la compétitivité des prix.

L'élasticité des prix au volume d'échanges mesure communément la liquidité d'un marché. Toutefois, sur le marché de gros de l'électricité, la majeure partie des échanges étant ponctuels (*trading* dit « en continu »), il est impossible de calculer cet indicateur pour l'ensemble des produits échangés. Dans le cadre de ce rapport, la liquidité sera évaluée séparément pour le marché *day-ahead* (mesure de l'élasticité encore appelée résilience), et pour le marché à terme (mesure grâce à la combinaison des volumes échangés, du nombre d'acteurs, du rapport entre le volume des transactions et les échanges physiques et du différentiel *bid-ask*[3]).

Les chiffres ci-dessous donnent une indication du niveau de liquidité du marché français :

> le marché *day-ahead* (EPEX Spot) a représenté 51,6 TWh d'échanges en 2008 ; 76 acteurs y ont participé. En 2008, une hausse de l'offre ou de la demande de 500 MW aurait fait varier les prix de 1,6 €/MWh en moyenne (soit moins de 2,4 % du prix moyen sur la période) ;

> le marché à terme intermédié (EPD et *brokers*) a représenté 583 TWh d'échanges en 2008 ; 60 acheteurs et 62 vendeurs y ont participé. La fourchette *bid-ask* était en moyenne de 0,9 % du prix moyen (source : ICIS Heren) ;

> à titre de comparaison, les soutirages physiques se sont élevés en 2008 à 584 TWh et la consommation des clients finals à 455 TWh.

En tout état de cause, si les gestionnaires de réseaux sont responsables de la compensation des pertes, ils doivent pouvoir bénéficier d'un mécanisme liquide pour les transactions à très court terme rendues nécessaires par la variabilité des pertes en fonction de facteurs appréhendables seulement un ou deux jours avant le temps réel. Le maintien de la responsabilité pour les gestionnaires de réseaux de s'approvisionner sur le marché pour acheter les pertes ne peut donc être performant que dans la mesure où l'existence d'autres sources de liquidité sur le marché est avérée.

Critère 6 : impact sur la concurrence sur les marchés de gros et de détail

Le mécanisme d'approvisionnement des pertes est susceptible d'influencer la concurrence sur les marchés de gros et de détail. En fonction du modèle retenu, l'énergie nécessaire à la compensation des pertes peut être achetée sur le marché de gros. L'émergence d'un marché de détail concurrentiel est par ailleurs conditionnée à la possibilité pour les fournisseurs de proposer des offres commerciales compétitives.

En ce sens, le décret du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité a introduit un lien étroit entre les TRV et le TURPE. Le coût des pertes, inclus dans le TURPE, ne devrait plus, sous réserve que les TRV évoluent effectivement parallèlement au TURPE, constituer un facteur de risque pour les fournisseurs, ceux-ci

PINCEMENT DE LA MARGE

Les fournisseurs alternatifs subissent un pincement de la marge, qui peut aller jusqu'à l'apparition d'une marge négative, lorsqu'ils ne peuvent pas s'approvisionner en quantité suffisante et à un niveau de prix qui leur permette de concurrencer les offres de détail de référence que constituent les tarifs réglementés de vente (TRV).

Les TRV sont construits par addition d'une part acheminement et d'une part fourniture. La part fourniture couvre les coûts de production, d'approvisionnement et de commercialisation supportés par EDF et les distributeurs non nationalisés pour fournir les clients. Le décret du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente d'électricité dispose que « la part correspondant à l'acheminement est déterminée en fonction du tarif d'utilisation des réseaux publics en vigueur applicable à l'option ou à la version concernée. »

L'existence d'un pincement de la marge, qui peut aller jusqu'à l'apparition d'une marge négative, devrait désormais dépendre exclusivement de la différence de niveau entre les coûts d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs et ceux inclus dans les TRV.

(3) Écart entre le prix de la meilleure demande et le prix de la meilleure offre.

ayant désormais la possibilité de répercuter toute évolution du tarif d'utilisation du réseau dans leurs offres commerciales sans perdre en compétitivité.

Un marché de détail sur lequel sont présents de nombreux offreurs peut servir de moteur au développement du marché de gros. Parallèlement, un marché de gros large et actif est de nature à favoriser le déploiement de la concurrence sur le marché de détail.

Critère 7 : efficacité des incitations (volume et coût)

Les incitations à la minimisation du volume et/ou du coût des pertes peuvent être naturelles (consubstantielles au modèle) ou reposer sur l'initiative du régulateur. L'action incitative de l'autorité de régulation peut être amenée à évoluer en fonction du mécanisme de compensation des pertes retenu. Chaque modèle peut conduire à privilégier un mécanisme incitatif spécifique, voire empêcher toute forme de régulation incitative.

Critère 8 : importance des coûts de transaction

Les coûts de transaction regroupent l'ensemble des coûts supportés par un acteur dans l'exercice d'une activité donnée, y compris le coût de l'accès à l'information.

Critère 9 : équité et transparence de la distribution des coûts

L'équité de la distribution des coûts relève principalement de la structure tarifaire. Certains mécanismes de compensation des pertes contribuent cependant davantage que d'autres à satisfaire cette exigence.

Critère 10 : impact sur la construction d'un marché européen permettant une réelle optimisation du mix énergétique global

Le mécanisme d'achat des pertes ne doit pas constituer une entrave à l'harmonisation des marchés européens, nécessaire à un fonctionnement optimal des incitations à l'investissement à l'échelle communautaire.

Dans le cadre de la construction du marché européen de l'électricité, la liquidité de chaque marché de gros national garantit la stabilité des prix au niveau européen. La baisse de la liquidité du marché de gros français compromet les initiatives de couplage et la formation de ce prix : en effet, un marché moins liquide, et donc moins résilient, rend plus sensible l'ensemble de la zone couplée aux variations de l'offre/demande. Cette sensibilité accrue augmente les risques de pics de prix et de *curtailment* et rend les marchés plus facilement manipulables. L'impact d'une baisse de la liquidité du marché de gros français serait dans cette perspective d'autant plus néfaste au marché européen, que ce marché constitue aujourd'hui un très fort « point d'ancrage » pour les mécanismes de couplage TLC *(Trilateral Market Coupling)* et CWE *(Central Western Europe)* à venir. Le rôle central du marché français et d'EPEX Spot est appelé à se renforcer dans la perspective du couplage de la région continentale aux régions nordique et ibérique.

4 Périmètre d'analyse

4.1. Dans l'optique de proposer un rapport précis et exhaustif sur le sujet qui lui a été confié, le groupe de travail a circonscrit le champ de ses travaux aux questions directement liées aux modalités de couverture des pertes

Certaines questions relevant de la structure tarifaire du TURPE n'ont pas été traitées par le groupe de travail car des réflexions plus générales sur ce sujet devront avoir lieu dans un autre cadre. Il s'agit notamment :

> de la répartition du coût d'acheminement, y compris des pertes, entre producteurs (timbre d'injection) et consommateurs (composante de soutirage). Cette question peut avoir des répercussions sur les différents critères d'analyse retenus ci-dessus, et notamment ceux ayant trait à l'efficacité économique, à l'impact sur la concurrence sur les marchés ou aux incitations envoyées aux acteurs. Il a seulement été évoqué par le groupe de travail que les pertes liées aux transits d'énergie sur le réseau français sont compensées par les autres gestionnaires de réseaux *via* le mécanisme de compensation inter-GRT et que le niveau du timbre d'injection couvre cette charge ;

> de la transposition dans les tarifs de l'horosaisonnalité du coût des pertes.

Les réflexions liées à l'organisation du marché au sens large ne rentrent pas dans le cadre du mandat du groupe de travail. En ce sens, les conclusions du présent rapport n'ont pas vocation à être étendues à l'achat d'énergie en général.

4.2. Le comité de pilotage s'est interrogé sur la pertinence de traiter de la réduction des volumes de pertes au sein de ce groupe de travail

La problématique des volumes concerne de façon différente le réseau de transport et les réseaux de distribution.

La réduction du volume sur les réseaux de distribution dépendra des efforts que feront les gestionnaires de réseaux pour détecter les fraudes et engager les investissements adéquats (transformateurs à faible pertes, généralisation du comptage évolué). L'arbitrage coût/avantage de ces investissements est compliqué, d'une part, par la cherté des politiques de lutte contre la fraude et des équipements spécifiques et, d'autre part, par la précision de la procédure de réconciliation temporelle. Le premier calcul réputé exact du volume de pertes sur le réseau de distribution ayant été effectué en 2006, ERDF ne dispose que de peu de recul sur ce sujet.

En ce qui concerne RTE, les pertes (11 TWh) sont constatées pour moitié sur le réseau 400 kV et pour moitié sur les réseaux avals 225 à 63 kV. Les pertes sur le réseau de grand transport à 400 kV sont liées au plan de production et à la répartition des échanges aux interconnexions.

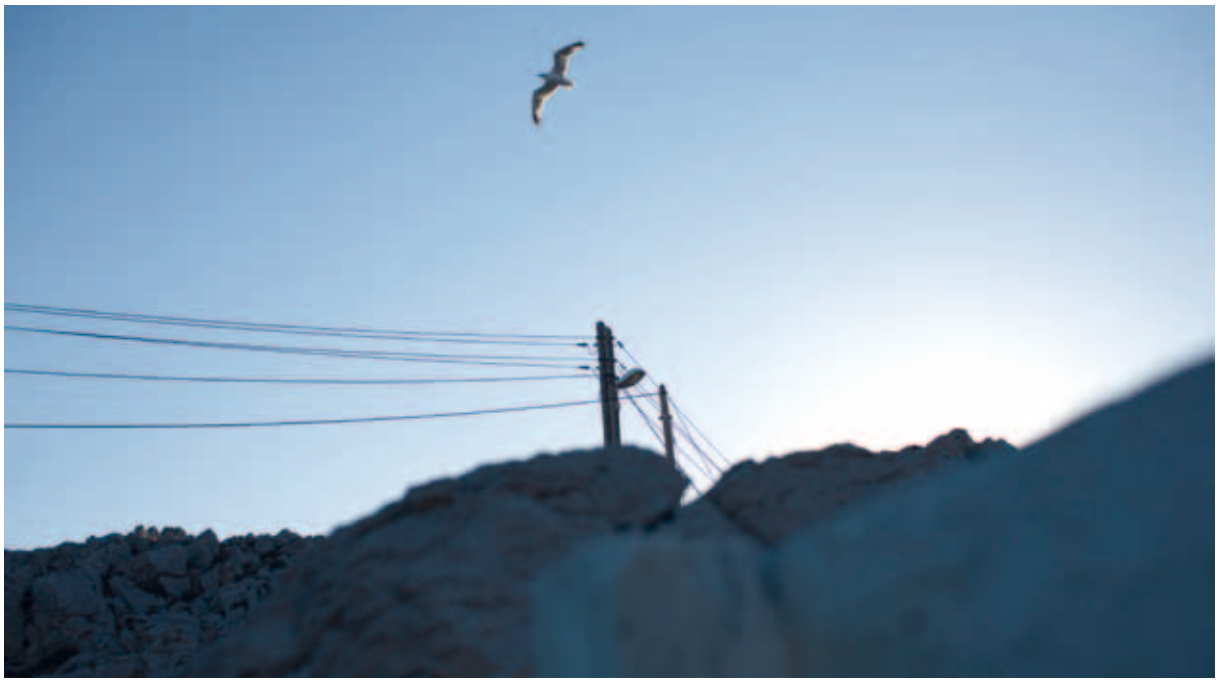
Les pertes sur les réseaux de répartition (225 à 63 kV) sont principalement liées au plan de consommation. Le seul levier véritablement à la disposition de RTE est celui consistant à réduire le courant dans les lignes par la construction de nouvelles infrastructures.

Or, du fait de la faible acceptabilité sociale des nouveaux ouvrages de transport d'électricité, le futur renforcement du réseau de transport passera en grande partie par l'augmentation de la capacité de transit des lignes existantes ce qui limitera significativement la marge de manœuvre de RTE. La réduction de volume que l'on peut attendre d'une incitation du gestionnaire du réseau de transport à réduire le volume de ses pertes est de surcroît très inférieure à l'amplitude de l'imprécision liée à l'aléa climatique et donc particulièrement difficile à appréhender économiquement.

Le groupe de travail a donc pris la décision d'écarter le sujet de la réduction des volumes de pertes de ses travaux.

4.3. Le comité de pilotage a jugé que le mandat qui lui avait été confié restreignait de fait le champ de l'analyse aux gestionnaires de réseaux qui achètent leurs pertes sur le marché

Le groupe de travail a donc concentré son analyse sur RTE pour le transport, ERDF et les DNN ayant exercé leur éligibilité pour la compensation des pertes pour la distribution.



VI. Le modèle Gestionnaires de Réseaux/Court Terme

Dans le modèle actuel, les gestionnaires de réseaux sont responsables de la compensation des pertes. Ils se procurent l'électricité nécessaire à travers des consultations publiques auprès des acteurs du marché de gros, depuis le 12 octobre 2000 pour RTE et depuis le 24 juin 2004 pour ERDF. RTE intervient, d'autre part, depuis février 2009 directement sur le marché EPEX Spot Auction pour couvrir une partie de ses besoins horaires de très court terme. ERDF pourrait commencer à en faire autant en 2010. Les gestionnaires de réseaux envisagent par ailleurs la possibilité d'intervenir sur les marchés à terme organisés.

Les fournisseurs qualifiés pour répondre aux consultations publiques organisées par les gestionnaires de réseaux (négociants, fournisseurs ou producteurs) sont sélectionnés parmi l'ensemble des responsables d'équilibre, principalement sur le critère de leur solidité financière.

Les gestionnaires de réseaux achètent essentiellement des blocs annuels *(calendar),* trimestriels *(quarter)* et mensuels *(month)* en base ou en pointe. ERDF a également recours à des échanges de blocs trimestriels et mensuels avec les acteurs de marché.

Ils font ensuite appel à des contrats flexibles pour épouser au plus proche le besoin horaire prévu : levées d'options et/ou interventions sur le marché *day-ahead.*

Finalement, les écarts entre pertes prévues et pertes constatées au pas demi-horaire sur le périmètre d'équilibre du gestionnaire de réseau (pertes résiduelles) sont valorisés aux prix révélés par le mécanisme d'ajustement. Pour les pertes sur les réseaux de distribution, la procédure de réconciliation temporelle permet de boucler le bilan énergétique et financier *ex post.*

1 Les atouts du modèle GR/CT

1.1. Le modèle est conforme au cadre juridique existant

Le cadre actuel des procédures publiques d'appel à la concurrence offre les garanties exigées par les textes communautaires et nationaux.

Ce cadre garantit, sous le contrôle de la CRE, l'égalité entre les fournisseurs candidats. L'habilitation de 31 fournisseurs qualifiés par RTE et de 25 par ERDF atteste du caractère concurrentiel de cette procédure.

1.2. L'achat des pertes par les gestionnaires de réseaux est synonyme d'efficacité

Octroyer la responsabilité de la couverture des pertes aux gestionnaires de réseaux présente plusieurs avantages techniques et économiques.

Les gestionnaires de réseaux sont les mieux à même d'estimer les volumes de pertes. Ils disposent dans l'exercice de leur rôle de responsables de l'équilibrage en temps réel de l'offre et de la demande d'électricité des données nécessaires à une évaluation précise des besoins à couvrir, plusieurs années en avance et jusqu'au plus près du temps réel.

Ils sont en mesure d'interpréter comment une modification de la topologie du réseau, du plan de production ou de la disponibilité des infrastructures et des centrales peut affecter le volume des pertes. Les gestionnaires de réseaux sont incités par des dispositions tarifaires à améliorer la qualité de leurs prévisions afin de limiter le volume des écarts imputables à leur périmètre d'équilibre. La vision globale et de long terme des gestionnaires de réseaux, s'exerçant sur un périmètre stable (par opposition à un portefeuille clients, par exemple) renforce la qualité de leurs prévisions.

Confier la compensation des pertes aux gestionnaires de réseaux minimise, d'autre part, les coûts de transaction liés à cette fonction. Les gestion-

naires de réseaux disposent des informations nécessaires à une compensation efficace des pertes (programmes d'appel des unités de programmation, prévision « fine » de la consommation). Les charges de personnel et de gestion liées à la couverture des pertes sont par conséquent minimes, rapportées au volume d'énergie acheté par les gestionnaires de réseaux.

1.3. Le modèle a un impact positif sur le marché de gros

1.3.1. Le modèle actuel participe à la liquidité du marché de gros

Bénéficiant de la liquidité du marché de gros, le dispositif actuel d'achat des pertes a par ailleurs un impact significatif sur le développement et le bon fonctionnement de celui-ci. Selon le rapport de surveillance publié par la CRE en décembre 2009, le volume d'énergie contracté par les gestionnaires de réseaux en 2008 au titre de la compensation des pertes s'est élevé à 54 TWh (tous produits confondus y compris les options en équivalent énergie) soit environ 10 % des transactions de produits fermes effectuées sur le marché de gros intermédié français en 2008.

L'influence positive du dispositif actuel de compensation des pertes sur le dynamisme du marché de gros s'explique par la conjonction de trois mécanismes :

> les gestionnaires de réseaux achètent les pertes sur le marché. Les vendeurs d'énergie aux gestionnaires de réseaux sont eux-mêmes amenés à faire des échanges sur le marché de gros pour se couvrir à la suite ou en prévision de leurs ventes aux gestionnaires de réseaux ;

> les gestionnaires de réseaux lissent le risque lié à la compensation des pertes en achetant de façon régulière et sur l'ensemble de la période de cotation. Leur portefeuille d'achat est diversifié et comprend l'ensemble des produits standardisés disponibles sur le marché de gros à terme (produits à terme mensuels, trimestriels et annuels ; base et pointe) ;

> les gestionnaires de réseaux utilisent des produits optionnels pour couvrir leurs besoins de très court terme (depuis peu, RTE couvre également une partie de ses besoins sur EPEX Spot en *day-ahead*). Au contraire des produits fermes, les options ne sont pas systématiquement exercées. Chaque option non exercée augmente le volume des échanges sur le marché de gros.

Les transactions liées à la compensation des pertes excèdent donc le volume annuel des pertes livré sur les réseaux (33 TWh). À titre indicatif, l'effet multiplicateur entre livraisons physiques sur le réseau de transport consécutives à des échanges sur le marché de gros et les transactions sur le marché de gros intermédié peut être évalué à 200 % (calcul CRE). Les livraisons physiques sur le réseau de transport résultant des échanges sur le marché de gros sont définies comme la somme des notifications d'échanges de blocs (NEB) et des nominations des bourses (aujourd'hui EPEX Spot et EPD) ; elles se sont élevées à 333 TWh en 2008. Selon le rapport de surveillance publié par la CRE en décembre 2009, les transactions sur le marché de gros intermédié se sont élevées à 655 TWh en 2008.

1.3.2. Le dispositif actuel d'achat des pertes contribue à la concurrence sur le marché de gros

Le système actuel contribue à l'ouverture des marchés et renforce la concurrence sur le marché de gros, comme l'atteste la participation aux appels d'offres lancés par RTE et ERDF de respectivement 31 et 25 fournisseurs qualifiés. Ce mode de fonctionnement est favorable aux nouveaux entrants sur l'activité achat/revente sur le marché de gros, dont l'accès aux offres est grandement simplifié : les gestionnaires de réseaux diffusent directement leurs besoins *via* des plates-formes électroniques accessibles à l'ensemble des fournisseurs qualifiés.

Le groupe de travail s'est interrogé sur le risque potentiel de distorsion de la concurrence du fait de l'intervention sur le marché du gestionnaire du réseau de transport. Les informations privilégiées qu'il détient sont susceptibles en premier lieu d'entraîner une dissymétrie d'information entre le gestionnaire du réseau de transport et les autres acteurs du marché. L'importance des échanges liés aux pertes dans le volume total des transactions sur le marché de gros permet d'autre part potentiellement aux gestionnaires de réseaux d'influencer la formation des prix.

Il est apparu au groupe de travail que ce risque était considérablement réduit en raison (i) de l'organisation interne des gestionnaires de réseaux qui assure une séparation des fonctions d'achat

des pertes et d'exploitation des réseaux et (ii) de la surveillance du marché exercée par la CRE.

Le développement de la concurrence sur le marché de gros renforce par ailleurs la concurrence sur le marché de détail. L'impact du modèle actuel sur la liquidité du marché de gros permet aux fournisseurs, y compris aux nouveaux entrants, de s'approvisionner et/ou de vendre le surplus d'énergie de leur portefeuille de clients.

1.4. Les gestionnaires de réseaux peuvent être incités à maîtriser le coût des pertes

La CRE est à même d'exercer un contrôle sur les politiques d'achat des pertes et d'œuvrer à la minimisation de leur coût, comme l'illustre la mise en place d'un mécanisme de régulation incitative. Depuis le 1er août 2009, date d'entrée en vigueur du TURPE 3, les gestionnaires de réseaux sont incités à réduire le coût d'achat des pertes *via* un mécanisme d'intéressement qui présente la particularité d'être asymétrique. Les gestionnaires de réseaux sont intéressés à hauteur de 50 % aux bénéfices réalisés par rapport à une performance de référence, déterminée sur la base des prix moyens de marché. Ils doivent en revanche, en cas de sous-performance et au-delà d'un montant prédéfini, supporter la totalité des charges liées aux écarts entre performance de référence et performance réalisée. Ce dispositif diffère en cela d'une pure régulation *price cap* telle que décrite au paragraphe V.1.

2 Les limites du modèle GR/CT

2.1. Le coût des pertes ne reflète pas les fondamentaux économiques du parc historique français

Dans la plupart des cas, les gestionnaires de réseaux[4] ne bénéficient pas de mécanismes spécifiques qui permettent aux fournisseurs (à travers la possession d'actifs ou les enchères réservées aux fournisseurs[5]) et à certains industriels (création de consortium) de se procurer de l'électricité à long terme à des prix inférieurs à ceux du marché. Ces restrictions dans les modalités d'approvisionnement de RTE et d'ERDF sont susceptibles dans le modèle actuel de rendre le coût d'achat des pertes transféré au consommateur final plus élevé que le coût complet de production du parc historique français.

Néanmoins, cette limite n'est pas intrinsèque au modèle mais concerne plutôt la capacité de l'organisation de marché actuelle à révéler les fondamentaux du parc de production. Cette problématique renvoie à d'autres travaux, notamment ceux de la commission Champsaur.

2.2. Le coût des pertes est volatil

Le dispositif actuel est à l'origine d'une instabilité importante du coût d'achat des pertes.

Dans le modèle GR/CT, la stabilité du coût de fourniture des pertes est liée à l'évolution des prix de marché. Or, ceux-ci sont extrêmement volatils. Le prix du MWh de base Y+1, le produit le plus acheté par les gestionnaires de réseaux, a ainsi varié au cours de l'année 2008 entre 60 et 90 euros.

Si les politiques d'achat élaborées par les gestionnaires de réseaux, et notamment leur intervention en continu sur les marchés à terme, permettent un lissage des coûts à court et moyen termes, la stabilité de ces coûts à long terme est insuffisante. L'augmentation importante du poste « pertes » est à l'origine des vives réactions recueillies lors des consultations publiques qui ont précédé la troisième proposition tarifaire de la CRE (TURPE 3).

L'élargissement de l'éventail de produits financiers utilisés par les gestionnaires de réseaux, notamment aux options *out of the money,* serait susceptible de contribuer à une plus grande stabilisation des coûts tout en permettant de profiter davantage des variations de prix. L'achat continu d'options *out of the money* peut concourir à stabiliser le coût moyen d'achat sans entraîner de variation significative du niveau de ce coût. Le coût d'une acquisition en continu d'options d'achat *(call option)* du produit calendaire base 2009 à un prix d'exercice au-dessus de 80 €/MWh aurait par exemple été négligeable avant 2007 ou 2006 et aurait en revanche permis de réaliser des économies substantielles en 2008.

Il doit cependant être souligné que le prix des options *out of the money* est fonction des anticipations des acteurs sur le degré de volatilité du marché considéré. La révision de ces antici-

(4) Les DNN bénéficient, sous certaines conditions, et en vertu du II de l'article 22 de la loi du 10 février 2000, de la possibilité d'acheter l'énergie pour couvrir les pertes sur leurs réseaux au tarif de cession.

(5) Suivant une décision du Conseil de la concurrence (devenu Autorité de la concurrence), EDF organise depuis mars 2008 des enchères ouvertes à tous les fournisseurs souhaitant servir les clients finals en France, portant sur des contrats à long terme, limités à un total de 10 TWh annuels et basés sur les coûts de production du nucléaire. Ces enchères sont souvent appelées « appels d'offres fournisseurs alternatifs ».

pations suite aux importantes fluctuations de ces dernières années a sensiblement renchéri le prix de ce type d'option.

L'effet des options sur la liquidité du marché de gros est par ailleurs plus important encore que celui des produits fermes. L'utilisation de produits de couverture optionnels est, du fait de leur volatilité, à l'origine d'une activité continue sur le marché à terme.

2.3. Le modèle peut perturber le développement de la concurrence

Le dispositif actuel renforçait jusqu'à récemment le risque que les fournisseurs soient confrontés à un pincement de la marge, qui peut aller jusqu'à l'apparition d'une marge négative.

La gestion de l'incertitude liée au coût des pertes reposait jusqu'à présent en partie sur les fournisseurs, du fait de la déconnexion des références de prix du TURPE et des TRV. Le TURPE, un élément fondamental des charges supportées par les fournisseurs était, *via* sa composante liée aux pertes, partiellement indexé sur les prix de marché. En revanche, le niveau des TRV, qui détermine largement les revenus des fournisseurs, était basé sur d'autres références. Les TRV étaient donc largement déconnectés des variations économiques conjoncturelles et les évolutions du TURPE exposaient les fournisseurs au risque de pincement de la marge, qui pouvait aller jusqu'à l'apparition d'une marge négative.

Le décret du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente d'électricité devrait minimiser ce risque car il dispose que les tarifs d'acheminement soient pris en compte lors de la construction des TRV.

Le groupe de travail a par ailleurs étudié une suggestion proposée par l'Association nationale des opérateurs détaillants en électricité (ANODE). Cette suggestion, présentée synthétiquement en annexe, vise à neutraliser l'impact de la volatilité des prix de marché sur les achats des pertes des gestionnaires de réseaux en leur confiant la responsabilité de la revente de l'énergie produite sous obligations d'achats.

Le groupe de travail a majoritairement décidé de ne pas retenir cette suggestion.

PRIX DU Y+1 BASE DEPUIS LES PREMIÈRES COTATIONS SUR EPD

Cours de compensations quotidiens

Données : EPD

VII. Le modèle Gestionnaires de Réseaux/Long Terme

Dans le modèle qui fait l'objet de cette partie, les gestionnaires de réseaux continuent à assumer la responsabilité des pertes. À la différence du modèle GR/CT, ils se procurent de l'énergie *via* des mécanismes de long terme (supérieur à trois ans), voire de très long terme (supérieur à 10 ans).

L'achat des pertes à long terme vise principalement :

> à réduire l'incertitude liée aux variations du coût d'achat des pertes ;

> à obtenir des prix reflétant plus fidèlement les coûts complets de production de certaines filières de production dont le cycle d'investissement est beaucoup plus long que les échéances maximum des marchés court terme (ex : nucléaire).

Certaines options étudiées dans cette partie ambitionnent ainsi de profiter de conditions de production et de prix qui ne sont pas accessibles *via* le marché de gros actuel.

Le groupe de travail n'a cependant pas jugé souhaitable, quelle que soit la modalité de compensation des pertes retenue, que les gestionnaires de réseaux achètent 100 % des pertes à long terme :

> leurs besoins horaires de très court terme ne peuvent être couverts que par des levées d'options et/ou des interventions sur le marché *day-ahead ;*

> acheter les pertes à long terme impose de renoncer, pour les achats à cet horizon, à la flexibilité qu'offre une gestion dynamique à court terme du portefeuille d'achat.

Acheter à long terme imposerait aux gestionnaires de réseaux d'arbitrer entre stabilité des coûts et perte de l'opportunité de choisir en temps réel entre les différents produits disponibles.

Quatre modalités d'approvisionnement à long terme peuvent être envisagées :

Modalité 1 : achats à long terme sur le marché de gros

Cette modalité regroupe la signature de contrats portant sur des produits standardisés à la suite d'appels d'offres et les achats sur les marchés organisés de produits à cotation longue. Le fonctionnement s'apparenterait à celui du dispositif actuel puisqu'il s'agirait seulement d'un allongement de l'horizon temporel d'achat des gestionnaires de réseaux.

Modalité 2 : contractualisation bilatérale à long terme ou participation à un consortium d'achat

Sur le modèle des contrats entre producteurs et grands industriels, les gestionnaires de réseaux pourraient contractualiser sur une longue période un volume d'énergie correspondant à une partie de la base nécessaire à la compensation des pertes. Alternativement, les gestionnaires de réseaux pourraient intégrer un consortium existant (comme Exeltium qui réunit des consommateurs électro-intensifs) ou en créer un.

Modalité 3 : achats *via* un accès régulé transitoire à la base

Cette modalité, mentionnée explicitement dans le rapport de la commission Champsaur, consisterait à faire bénéficier les gestionnaires de réseaux, directement ou *via* un fournisseur de pertes, d'un accès régulé à la production d'électricité en base aux conditions économiques du parc historique.

Cette modalité ne correspond pas nécessairement à un allongement de l'horizon d'achat. Pourtant, le groupe de travail a considéré que l'accès à de l'énergie aux conditions économiques du parc historique pouvait s'apparenter, au moins du point de vue économique, à une modalité de long terme.

Modalité 4 : prise de participation dans des actifs de production

Cette modalité offrirait aux gestionnaires de réseaux la possibilité de devenir propriétaires de tout ou partie d'une unité de production. Une participation aurait pour unique objectif la compensation des pertes.

L'application de la grille de critères élaborée par le groupe de travail (voir V.3) peut conduire à des conclusions sensiblement différentes suivant la modalité retenue. Ces différents dispositifs font donc l'objet de développements distincts.

1 Les atouts du modèle GR/LT

L'achat des pertes à long terme est envisageable du fait de la prévisibilité à très long terme d'une partie importante de ces pertes.

1.1. L'approvisionnement à long terme ne préjuge pas du niveau des coûts

Le coût de l'achat des pertes à long terme sur le marché organisé ou à la suite d'appels d'offres dépend des anticipations et de l'aversion au risque des acteurs.

À l'heure actuelle, l'achat des pertes à long terme sur le marché organisé ou à la suite d'appels d'offres serait impossible, en raison de la liquidité quasi inexistante des marchés de ces produits. Un signal de prix peu révélateur de l'équilibre offre-demande entraînerait, au moins dans un premier temps, un surcoût pour les gestionnaires de réseaux, transféré aux consommateurs finals.

En faisant l'hypothèse du développement du marché de ces produits, l'intérêt de l'achat des pertes à long terme *via* un mécanisme de marché dépendrait dans une large mesure des anticipations des acteurs et de l'aversion au risque respective des vendeurs et des acheteurs. Il ne peut être démontré *a priori* qu'un tel mécanisme engendrerait une diminution des coûts.

Si ces modalités devaient être privilégiées, l'optimisation recherchée relèverait davantage de la minimisation de la volatilité du coût d'achat que de la minimisation du niveau de ce coût d'achat.

En effet, l'achat des pertes à long terme *via* un mécanisme de marché ne serait rentable que dans un marché à tendance haussière. Dans l'hypothèse inverse, cette modalité d'achat induirait un coût additionnel pour les gestionnaires de réseaux.

L'approvisionnement à travers des contrats bilatéraux, une prise de participation ou un accès régulé à la base pourrait sous certaines conditions conduire à réduire le coût des pertes.

L'approvisionnement à long terme des pertes n'a d'intérêt que s'il porte sur la partie des pertes prévisible et stable dans la durée, soit le ruban de base nécessaire à tout moment à la compensation des pertes. En ce sens, il est probable que seule une contractualisation basée sur un ou des actifs nucléaires, ou une prise de participation dans une unité de production de ce type réponde de façon cohérente aux besoins et aux objectifs de la fourniture des pertes. Le coût complet du nucléaire est stable car essentiellement influencé par les coûts fixes. Les coûts de production des autres unités thermiques sont plus fortement dépendants du prix des matières premières utilisées comme combustible et de l'évolution des taux de change.

Dans un marché concurrentiel sur lequel s'échange la production d'un parc optimal, le coût d'un approvisionnement à long terme serait déterminé par les anticipations et l'aversion au risque respectives des acteurs. À l'image des achats à long terme sur le marché, l'optimisation relèverait en ce sens davantage de la stabilisation des coûts que de la minimisation du niveau absolu de ces coûts.

Il peut être moins cher de s'approvisionner à long terme dès lors que les fondamentaux économiques du parc français permettraient d'accéder à un prix inférieur aux prix affichés sur les marchés.

Il suffirait qu'un producteur nucléaire soit intéressé par la sécurisation de ses revenus qu'implique un accord de long terme.

Il doit toutefois être souligné que le prix d'un contrat à long terme est influencé par les exigences des autorités de la concurrence. L'imposition de conditions contraignantes, notamment en matière de clauses de sortie, peut réduire l'intérêt des producteurs pour ce type de contrat et provoquer une augmentation des prix.

1.2. L'achat des pertes à long terme favorise la stabilité des coûts

Indépendamment de la modalité envisagée, l'achat à long terme conduirait à un lissage du coût des pertes et à une stabilité accrue du TURPE.

La volatilité consubstantielle à l'achat des pertes sur le marché ne porterait plus dès lors que sur le volume correspondant aux pertes non prévisibles à long terme.

Une plus grande visibilité du TURPE à long terme profiterait à l'ensemble des acteurs et faciliterait leurs anticipations. Les revenus des gestionnaires de réseaux seraient sécurisés, tout comme les coûts des producteurs, fournisseurs et consommateurs finals.

1.3. L'achat des pertes à long terme facilite les décisions d'investissement

L'achat des pertes à long terme permet de réconcilier en partie les horizons temporels de la compensation des pertes et de la production de base.

La nécessité pour un producteur de sécuriser ses investissements sur une longue période et d'avoir un aperçu fiable de la demande à long terme est partiellement satisfaite dans le modèle GR/LT.

Le degré de rapprochement des horizons temporels dépend toutefois de la modalité choisie. Il est probable que les achats *via* un mécanisme de marché ou la signature de contrats n'induiraient pas d'obligations à plus de 10 ans, ce qui permettrait de sécuriser la décision d'investir mais pas la rentabilité économique du projet sur l'ensemble de sa durée de vie (entre 40 et 60 ans).

L'approvisionnement *via* un mécanisme de marché devrait être privilégié dans l'optique de favoriser le développement de la concurrence dans le secteur productif. L'approvisionnement hors marché est plus susceptible d'aboutir à une « fermeture » du marché néfaste au bon fonctionnement des incitations à l'investissement.

1.4. L'achat des pertes par les gestionnaires de réseaux est synonyme d'efficacité

Comme détaillé dans le § VI.1.2, l'achat des pertes par les gestionnaires de réseaux est source d'efficacité technique.

Les gestionnaires de réseaux, du fait de leur position de responsable de l'équilibre en temps réel de l'offre et de la demande d'électricité, disposent d'informations essentielles à une prévision fiable du volume des pertes.

2 Les limites du modèle GR/LT

2.1. Le modèle pourrait avoir un impact négatif sur le marché de gros

La liquidité du marché de court terme (3-4 ans) pourrait être affectée si les gestionnaires de réseaux cessaient de s'y approvisionner. Le marché de détail pourrait également être perturbé. En effet, un marché de gros trop peu liquide ne permettrait pas aux fournisseurs et aux nouveaux entrants de s'y approvisionner efficacement.

Le cas échéant, des mesures complémentaires pourraient être mises en œuvre.

2.2. Le schéma de régulation incitative devrait être adapté

Le schéma de régulation incitative doit permettre au régulateur de s'assurer que les gestionnaires de réseaux s'efforcent de minimiser le coût des pertes.

Si les pertes étaient achetées à long terme par les gestionnaires de réseaux *via* un mécanisme de marché, une régulation incitative des pertes pourrait être maintenue. Sur le modèle actuel, les gestionnaires de réseaux pourraient être incités à minimiser le coût d'achat des pertes à travers un mécanisme d'intéressement aux bénéfices dégagés par rapport au prix moyen de marché. Un tel modèle ne pourrait toutefois être mis en œuvre sans harmonisation préalable de l'horizon de régulation à la maturité des produits achetés.

Les autres modalités envisagées impliquent des engagements financiers de très long terme pour les gestionnaires de réseaux. L'absence de prix de référence objectif et opposable sur ces horizons complexifierait la mise en place d'un schéma de régulation incitative.

3 Prérequis et perspectives d'évolution

3.1. L'achat des pertes à long terme devrait se conformer au cadre juridique existant

Une stricte analyse juridique conduit à n'écarter aucune des modalités envisagées. Elle ne préjuge pas cependant des contraintes qui encadreraient éventuellement leur mise en œuvre.

3.1.1. Achat sur les marchés organisés de produits à cotation longue

L'achat sur les marchés organisés de produits à cotation longue est conforme aux obligations de transparence et de non-discrimination qui s'imposent aux gestionnaires de réseaux dans leur mission de compensation des pertes.

3.1.2. Signature de contrats bilatéraux à la suite d'appels d'offres

La signature de contrats bilatéraux à la suite d'appels d'offres, majoritairement utilisée aujourd'hui, ne soulève pas de difficulté juridique majeure. La procédure d'appels d'offres répond aux exigences de transparence et de non-discrimination fixées par la loi du 10 février 2000.

Indépendamment de la procédure ayant conduit à leur signature, ces contrats feraient l'objet d'une analyse des autorités de la concurrence, en particulier sur les points suivants :

> leur importance relative par rapport au marché pertinent, leurs modalités de résiliation et leur justification économique ;

> les clauses de ces contrats ne peuvent avoir pour objet ou pour effet de conforter ou de renforcer une position dominante, en créant une barrière à l'entrée. Si la position dominante d'une partie ne peut conduire seule à qualifier d'anticoncurrentiel un contrat de long terme, encore faut-il que ses clauses ne gênent pas l'accès de nouveaux entrants sur le marché ;

> les clauses relatives à la durée des contrats peuvent avoir pour objet ou/et pour effet de rendre plus difficile l'accès au marché de nouveaux opérateurs. Plus la durée des contrats est longue, moins l'accès au marché est facile pour les nouveaux entrants. Les autorités de concurrence ont très régulièrement demandé que la durée des contrats soit adaptée à leur objet, ce qui a eu pour effet, dans la plupart des cas, d'en réduire la durée ;

> les clauses de reconduction ne peuvent être tacites ou sans limitation de durée. Le Conseil d'État a d'ailleurs jugé que « le contrat résultant de l'application d'une clause de tacite reconduction a le caractère d'un nouveau contrat » et, en conséquence, qu'une clause de reconduction tacite et ne prévoyant aucune publicité, alors que celle-ci est obligatoire, est nulle.

Ces deux premières modalités représentent un compromis intéressant entre fourniture à long terme des pertes et maintien d'un mécanisme de marché.

3.1.3. Achat via un accès régulé transitoire à la base

La mise en œuvre de l'option consistant à proposer aux gestionnaires de réseaux un accès à la base aux conditions économiques du parc nucléaire nécessite une modification du cadre juridique actuel.

3.1.4. Achat via contrats bilatéraux à long terme ou consortium d'achat

Les contrats à long terme évoqués doivent être précédés d'une procédure de mise en concurrence pour se conformer aux dispositions de la directive 2003/54/CE et de la loi du 10 février 2000. Le respect de cette exigence ne préjuge toutefois pas de l'analyse des autorités de concurrence sur les caractéristiques de ces contrats, telle que détaillée pour la signature de contrats bilatéraux suite à des appels d'offres.

L'achat des pertes à travers la participation des gestionnaires de réseaux à un consortium d'achat devrait faire l'objet d'une disposition légale spécifique sur le plan national et recevoir l'aval des autorités de concurrence. La création d'Exeltium a été permise par les dispositions en faveur des industries électro-intensives de la loi de finances rectificative pour 2005, qui autorise la création de sociétés par actions simplifiées ayant pour objet exclusif « la conclusion de contrats d'approvisionnement à long terme auprès de producteurs d'électricité ». La procédure formelle ouverte par la Commission européenne à l'encontre d'EDF a ensuite conduit à apporter certaines modifications importantes à l'accord initial : le groupe d'industriels et EDF ont ainsi accepté :

> d'assurer une option de sortie effective pour les membres du consortium ;

> de supprimer le droit de préemption en cas de défaillance d'un associé ;

> de supprimer diverses restrictions à la revente des contrats.

3.1.5. Prise de participation dans des actifs de production

La prise de participation des gestionnaires de réseaux dans des actifs de production, si elle n'est pas explicitement interdite, semble l'option la plus complexe à mettre en œuvre au regard des textes nationaux et communautaires existants et de la directive 2009/72/CE.

La directive 2003/54/CE dispose que, lorsque le gestionnaire de réseau fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, celui-ci :
« doit être indépendant, au moins sur le plan de la forme juridique, de l'organisation et de la prise de décision, des autres activités non liées au transport/à la distribution ».

Aux termes de la loi du 9 août 2004 :

> la gestion des réseaux est assurée par des personnes morales distinctes de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture ;

> les personnes assurant des fonctions de direction au sein des gestionnaires de réseaux ne peuvent pas avoir de responsabilité directe ou indirecte dans la gestion d'activités de production ou de fourniture ;

> le gestionnaire du réseau de transport exploite, entretient et développe le réseau de manière indépendante vis-à-vis des intérêts dans les activités de production ou de fourniture des entreprises qui lui sont liées ou appartiennent au même groupe ;

> les gestionnaires de réseaux de distribution exploitent, entretiennent et développent leurs réseaux de manière indépendante vis-à-vis de tout intérêt dans les activités de production ou de fourniture.

L'indépendance fonctionnelle des gestionnaires de réseaux de distribution est plus rigoureusement encadrée que celle du gestionnaire de réseau de transport, puisque devant s'exercer vis-à-vis de « tout intérêt dans des activités de production ou de fourniture ».

Considérant que la notion de responsabilité directe ou indirecte ne s'applique qu'aux activités de gestion, et que la préservation de l'indépendance des gestionnaires de réseaux dans leurs tâches d'exploitation, d'entretien et de développement des réseaux ne leur interdit pas *a priori* d'assurer ces tâches *via* une prise de participation dans un actif de production, les textes existants ne semblent pas interdire aux gestionnaires de réseaux d'investir dans des actifs de production, à l'exception d'unités de production appartenant au groupe EDF dans le cas de RTE.

Si l'investissement des gestionnaires de réseaux dans un actif de production n'est pas explicitement prohibé, il doit *a minima* satisfaire deux contraintes supplémentaires :

> la gestion d'éventuels moyens de production devrait être comprise comme partie intégrante de la gestion du réseau ;

> le contrôle des gestionnaires de réseaux sur un actif de production ne doit pas leur conférer une « influence déterminante » au sens de la directive 2003/54/CE. Seule une participation minoritaire semble donc envisageable.

L'article 18 de la directive 2009/72/CE qui doit être transposé avant le 3 mars 2011 dispose que le gestionnaire du réseau de transport :
« n'a pas de participation directe ou indirecte dans une filiale de l'entreprise verticalement intégrée assurant des fonctions de production ou de fourniture et ne reçoit pas de dividendes ou tout autre avantage financier de la part de cette filiale ».

Il doit également s'abstenir « de restreindre, de fausser ou d'empêcher la concurrence en matière de production ou de fourniture ».

La directive interdit finalement que les mêmes personnes exercent un « contrôle » ou des « pouvoirs » simultanément sur un gestionnaire de réseau et une entreprise de production ou de fourniture.

Au vu de ces dispositions, qui semblent interdire formellement une prise de participation majoritaire, une participation minoritaire, hors groupe EDF, pourrait *a priori* être envisagée juridiquement mais avec des restrictions susceptibles de limiter fortement son intérêt (prise de participation minoritaire sans contrôle).

La prise de participation des gestionnaires de réseaux dans des actifs de production soulève, en pratique, des inquiétudes liées au droit de la concurrence.

La conversion éventuelle des gestionnaires de réseaux en vendeurs d'énergie sur le marché

de gros entraînerait un risque de distorsion de concurrence.

Le gestionnaire du réseau de transport dispose dans le cadre de sa mission d'opérateur du système électrique d'informations sur la disponibilité du parc de production et sur l'équilibre injections/soutirages à moyen terme (par exemple le programme d'appel des entités de programmation, transmis à RTE en J-1). En cas de prise de participation du gestionnaire du réseau de transport dans un actif de production, la concurrence sur le marché de gros pourrait être faussée.

La prise de participation des gestionnaires de réseaux dans un actif de production pourrait conduire à renforcer leur rôle sur le marché de gros. Si le volume d'énergie mis à disposition d'un gestionnaire de réseau à travers un contrat de prise de participation était supérieur à ses besoins pour la couverture des pertes, le surplus devrait être vendu sur le marché, ce qui pourrait poser des problèmes concurrentiels si la séparation des activités de vente et de gestion du système électrique n'était pas précisément assurée.

L'activité de marché des gestionnaires de réseaux serait toutefois probablement moins importante que dans le modèle actuel, une partie des pertes étant couverte par le contrat de participation.

Les risques de distorsion de concurrence pourraient être limités par un encadrement du mécanisme :

> la participation du gestionnaire du réseau de transport dans un actif de production devrait être purement financière. Le gestionnaire du réseau de transport n'aurait pas de droit de vote au Conseil d'administration ni la possibilité de participer à un pacte d'actionnaires ;

> l'importance de la participation des gestionnaires de réseaux ne devrait jamais conduire à mettre à leur disposition une quantité d'énergie supérieure à celle nécessaire à la compensation des pertes.

3.2. Le bon fonctionnement du marché est conditionné à l'existence de contreparties

Il n'existe pas à l'heure actuelle sur EEX Power Derivatives de références de produits liquides à une échéance supérieure à 3 ans qui soient accessibles aux gestionnaires de réseaux.

Quand bien même depuis l'intégration des places de marché Powernext et EEX, des produits *futures* jusqu'à Y + 6 sont proposés sur EEX Power Derivatives (EPD) pour livraison en France, ceux-ci ne font encore l'objet que de très peu d'échanges. La création d'un nouveau produit de marché *ex nihilo* ne suffit pas à créer spontanément un besoin pour un achat à long terme. Il existe donc une incertitude importante quant au caractère révélateur des prix de ces produits, au vu de la faible liquidité du marché. La réduction de cette incertitude est conditionnée au développement de l'offre et à l'action de *market makers* qui s'engagent à proposer en permanence des prix et des volumes sur certains produits.

Si elle semble envisageable à moyen terme, il existe plusieurs conditions et/ou restrictions à l'émergence d'un marché liquide de produits à long terme.

Le développement d'offres à long terme ne peut être qu'un processus progressif. Le renforcement de la liquidité du marché existant (« court terme ») est à ce titre une condition essentielle à l'apparition et à la multiplication de produits à long terme.

Favoriser le développement et l'intégration du marché européen de l'électricité, par exemple à travers le développement et/ou l'extension de couplages de marché, permettrait par ailleurs d'augmenter le nombre d'intervenants sur les marchés de long terme. La mise en place en 2010 du couplage CWE *(Central Western Europe)* et son extension à la Scandinavie et à la péninsule ibérique favoriseront également la diversité et la multiplicité des acteurs. Plus le marché sera large, plus facile sera la propagation de la liquidité.

La conclusion de contrats à long terme est confrontée à l'absence d'offre pour ce type d'engagement.

Prenant acte de l'inexistence actuelle de l'offre, le groupe de travail s'est interrogé sur la possibilité d'un accord entre gestionnaires de réseaux européens visant à la création d'un contrat de long terme de référence. Un tel contrat pourrait faire l'objet d'échanges entre gestionnaires de réseaux et contribuer au développement de la liquidité des produits de long terme.

Si l'émergence de contrats à échéance de 10 ans et moins paraît concevable, ce n'est pas le cas de contrats dont la maturité atteindrait plusieurs

dizaines d'années. Ces derniers feraient en effet peser sur les gestionnaires de réseaux et sur les organismes qui accepteraient de les couvrir un risque disproportionné, en termes de coûts comme de volume, par rapport au bénéfice espéré en termes de stabilité.

En tout état de cause, la mise en place de l'une ou l'autre de ces modalités devrait être précédée d'une consultation des acteurs afin de tester leur appétence et de mesurer leurs besoins pour de tels produits.

3.3. Une mise en cohérence de l'horizon de régulation serait nécessaire

Le régulateur a construit les règles de tarification actuelles en tenant compte du mécanisme d'achat des pertes en vigueur.

L'achat des pertes à long terme entraînerait pour les gestionnaires de réseaux un engagement financier sur une durée potentiellement plus longue que la période tarifaire. La compensation de ces charges à travers le TURPE serait alors conditionnée à un engagement du régulateur sur les périodes tarifaires suivantes.

ADAPTATION DU DISPOSITIF D'ACCÈS RÉGULÉ À LA BASE À LA COMPENSATION DES PERTES

Les ministres de l'énergie et de l'économie ont mis en place en novembre 2008 une commission présidée par Paul Champsaur chargée de faire des propositions d'organisation du marché de l'électricité. Dans son rapport publié en avril 2009, la commission a proposé que soit mis en œuvre un accès régulé à la base destiné à permettre aux fournisseurs de consommateurs finals de bénéficier d'un prix reflétant les coûts complets de production du parc historique. Sans que cela constitue un élément central, la commission a mentionné la possibilité que le dispositif puisse être adapté à la compensation des pertes par les gestionnaires de réseaux.

Les membres du comité de pilotage ont jugé opportun d'étudier cette modalité d'achat qui par ailleurs a été reprise dans l'avant-projet de loi de réforme du marché de l'électricité soumis à concertation en janvier 2010.

L'intérêt premier de l'ouverture d'un accès régulé à la base aux gestionnaires de réseaux serait donc de permettre aux consommateurs finals de payer une partie des pertes à un prix reflétant l'avantage concurrentiel du parc historique français.

Euro-compatibilité de l'accès régulé à la base pour les gestionnaires de réseaux

L'accès à la production en base devrait *a priori* être conforme aux prescriptions de la directive 2003/54/CE, si les droits correspondants étaient alloués à la suite d'une procédure transparente, non discriminatoire et basée sur les règles du marché.

Définition du ruban de base et saisonnalité

L'efficacité et l'impact de l'adaptation d'un accès régulé à la base à la compensation des pertes des gestionnaires de réseaux dépendent largement du volume d'énergie mis à leur disposition et de la capacité d'en revendre une partie suivant la variation de leurs besoins.

Le rapport Champsaur envisage que le volume de l'accès régulé à la base puisse être modulé en fonction des variations de production nucléaire entre été et hiver. Cette possibilité devrait également être ouverte aux droits alloués au titre de la compensation des pertes, afin que le coût des pertes bénéficie de l'essentiel de l'avantage concurrentiel du parc actuel.

La mise en place d'un accès régulé à la base perturberait, à court terme, l'activité du marché de gros

Les droits d'accès régulé à la base alloués pour la compensation des pertes ne pourraient être considérés comme alimentant la liquidité sur le marché de gros que dans la mesure où les produits seraient susceptibles d'échanges standardisés, d'achat et de revente, et que leur prix serait comparable à la référence du marché organisé.

Cependant, on peut penser que les enchères de capacités organisées par EDF (VPP) s'échangeraient toujours sur le marché de gros, et que les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs continueraient à y intervenir, *a minima* pour combler leurs besoins en pointe.

L'impact de l'entrée en vigueur de l'accès régulé à la base sur la liquidité du marché de gros à moyen et long terme a divisé les membres du groupe de travail.

Pour certains, l'augmentation du nombre de clients finals en offres de marché, objectif prioritaire des recommandations du rapport Champsaur, multiplierait les transactions des fournisseurs sur le marché *day-ahead* et contribuerait *in fine* au développement du marché de gros. Pour d'autres en revanche, l'accès régulé à la base n'implique pas automatiquement une multiplication du nombre de clients finals en offres de marché.

In fine, l'effet sur la liquidité du marché de gros, tant de la mise en œuvre de l'accès régulé à la base que de l'inclusion des pertes d'énergie sur les réseaux dans ce dispositif, est difficile à prévoir.

Il semble, en tout cas, essentiel que le marché *day-ahead* français ne soit pas trop fortement affecté. Un affaiblissement conséquent des volumes échangés et du nombre de transactions nuirait à sa capacité de détermination des prix, indispensable au bon fonctionnement du mécanisme de couplage des marchés *day-ahead,* en développement[6].

Compte tenu des effets induits possibles, le groupe de travail recommande d'instaurer une surveillance des répercussions de ce dispositif sur le coût d'achat des pertes afin de s'assurer du bénéfice pour le consommateur final.

Accorder un accès régulé à la base aux fournisseurs impliquerait d'inclure les achats d'énergie liée à la compensation des pertes dans ce dispositif

Si les fournisseurs aux clients finals étaient seuls bénéficiaires d'un accès régulé à la base et que le dispositif actuel d'achat des pertes était maintenu, les gestionnaires de réseaux pourraient avoir à couvrir leurs besoins en base sur un marché moins liquide et par conséquent plus volatil qu'aujourd'hui. Or, c'est la stabilité insuffisante de ce coût qui a contribué à rendre nécessaire la constitution de ce groupe de travail (cf. VI.2.2).

Une nécessaire adaptation du schéma de régulation incitative

Une régulation incitative uniquement centrée sur le prix moyen de marché ne serait plus pertinente. Ce mécanisme devra être adapté pour tenir compte des conditions d'achat du ruban de base des pertes.

(6) Cooperation of Power Exchanges on European Price Coupling Concept, communiqué de presse EPEX Spot, 5 octobre 2009.

VIII. Le modèle Producteurs/Fournisseurs

Dans ce modèle, la responsabilité de la compensation des pertes est confiée aux producteurs et/ou aux fournisseurs. Dans le premier cas, la production est multipliée par un coefficient exprimé en pourcentage de l'injection (ex : Portugal). Dans le second, la consommation du portefeuille de clients des fournisseurs est multipliée par un coefficient exprimé en pourcentage du soutirage (ex : Espagne, Italie). La Grande-Bretagne a mis en place un modèle mixte dans lequel producteurs et fournisseurs se partagent la charge financière liée à la compensation des pertes.

Dans le modèle Producteurs, multiplier la production contractualisée par un coefficient de pertes conduit, à volume de production constant, à réduire le volume d'énergie mis en vente sur le marché. Cette réduction se traduit, toutes choses égales par ailleurs, par une hausse des prix de marché de l'énergie à hauteur de ce coefficient.

Dans le modèle Fournisseurs, le surcoût est transmis directement aux consommateurs finals *via* le prix des offres commerciales.

L'augmentation du prix de l'énergie pour les consommateurs finals devrait être globalement compensée par la baisse du TURPE, qui n'intégrerait plus le coût des pertes.

Les coefficients peuvent être déterminés en fonction :

> du niveau de tension de raccordement ;

> de la plage horosaisonnière ;

> de la localisation géographique.

1 Les atouts du modèle Producteurs/Fournisseurs

1.1. Le modèle théorique pourrait internaliser le coût des pertes

L'attribution à chaque site d'un coefficient construit de façon à intégrer le coût des pertes dans le prix de l'énergie serait une solution optimale en termes d'équité des coûts et de qualité des incitations.

Une partie de la facture de chaque client final serait dans le modèle Fournisseurs fonction de l'impact de sa consommation sur le volume de pertes. Il serait dès lors encouragé à réduire celui-ci. Les fournisseurs seraient eux incités à minimiser le coût d'achat des pertes liées à leur soutirage pour augmenter leur marge et/ou proposer des offres commerciales compétitives.

Dans un modèle Producteurs avec coefficients différenciés géographiquement, les décisions de localisation des nouvelles unités de production prendraient en considération les pertes engendrées par l'implantation d'une centrale en fonction de son emplacement.

1.2. Le TURPE ne serait plus affecté par la volatilité du coût des pertes

Compenser les pertes directement par une augmentation de l'énergie injectée par les producteurs ou de la consommation du portefeuille client des fournisseurs éliminerait nécessairement la composante liée aux pertes du TURPE. L'éventuelle volatilité du coût des pertes affecterait dès lors uniquement la part fourniture de la facture payée par les consommateurs finals.

Le risque volume étant transféré en totalité aux fournisseurs, les gestionnaires de réseaux n'auraient plus à assumer transitoirement, comme c'est le cas actuellement du fait du plafonnement de l'apurement annuel du compte de régulation des charges et produits (CRCP), une partie des écarts entre le coût des pertes prévu et le coût des pertes réalisé.

1.3. La mise en œuvre d'un modèle Producteurs/Fournisseurs ne préjuge ni du niveau et de la stabilité des coûts, ni de l'efficacité économique de long terme d'un tel dispositif

La stabilité des coûts et l'efficacité économique de long terme dépendraient dans un modèle Fournisseurs essentiellement de l'horizon temporel de

l'approvisionnement en énergie destinée à compenser les pertes. Les modalités de long terme favorisent la stabilité et contribuent à faciliter le renouvellement du parc de production en base en sécurisant une partie de ses débouchés.

Dans un modèle Producteurs, le volume et les coûts de production ne seraient pas affectés. Le coût des pertes serait comme dans le dispositif actuel fixé par le prix de marché. Le coût et la volatilité des pertes transférés aux consommateurs finals, tout comme l'efficacité économique de long terme du modèle, devraient ainsi être similaires à ceux du modèle actuel.

À la différence des gestionnaires de réseaux dans le dispositif actuel, les producteurs auraient toutefois la possibilité d'arbitrer à tout moment entre approvisionnement sur le marché et production supplémentaire pour se procurer l'énergie nécessaire à la couverture des pertes. Cette réduction des risques pourrait contribuer à minimiser la volatilité et le coût des pertes.

Le coût d'approvisionnement des producteurs comme des fournisseurs pourrait éventuellement être inférieur à celui des gestionnaires de réseaux :

> les fournisseurs sont les seuls à avoir accès à certaines sources d'approvisionnement (enchères qui leur sont réservées) à l'heure actuelle moins chères que le marché ;

> les producteurs profitent d'un coût d'approvisionnement inférieur au prix de marché lorsqu'une partie de leur parc est infra-marginale.

2 Les limites du modèle Producteurs/Fournisseurs

2.1. L'optimalité du modèle théorique doit être nuancée

Au-delà de leur pertinence économique, l'efficacité des incitations du modèle théorique ne doit pas être surestimée.

L'exhortation à moduler sa consommation en fonction de son impact sur les pertes ne porterait pour un particulier que sur environ 10 % du coût de l'énergie. Dans une logique similaire, l'impact de la localisation de la production sur le volume de pertes ne serait vraisemblablement pas un critère décisif dans la décision d'implantation d'une centrale[7].

(7) On notera par ailleurs que l'existence d'un timbre d'injection significatif répondrait au même objectif sans présenter les autres inconvénients du modèle producteur.

Dans un modèle dans lequel les coefficients refléteraient parfaitement la réalité des coûts, il serait possible que les signaux incitatifs se révèlent inefficaces voire contre-productifs. Le volume de pertes sur une ligne dépend du comportement de l'ensemble des acteurs dont l'énergie transite sur cette ligne. Il est donc envisageable qu'une décision individuellement « bonne » (i.e. qui devrait contribuer à minimiser le volume de pertes) entraîne *in fine* une augmentation du volume des pertes, du fait de l'activité des autres utilisateurs de la ligne.

La différenciation géographique des coefficients pourrait d'autre part être à l'origine d'une discrimination entre fournisseurs. Ceux-ci supporteraient des coûts de fourniture différents en fonction de la localisation de leurs clients. Leurs revenus demeureraient en revanche largement dépendants des TRV, péréqués sur l'ensemble du territoire (à niveau de tension égal). Les fournisseurs dont les clients supporteraient un haut coefficient verraient leur marge commerciale indûment réduite par rapport à ceux dont les clients seraient soumis à un coefficient plus faible. Ce risque serait néanmoins tempéré par la dispersion géographique actuelle des clients de chaque fournisseur.

2.2. La détermination des coefficients de pertes est problématique

2.2.1. La traduction en pratique du modèle théorique implique d'introduire une part d'arbitraire…

Il est techniquement impossible de déterminer avec précision dans quelle mesure un acteur est à l'origine du transit (et à plus forte raison des pertes) sur une ligne électrique. La clé de répartition des pertes internalisée dans les coefficients comporte dès lors une part d'arbitraire, variable en fonction des hypothèses retenues. Choisir une hypothèse implique de s'éloigner du modèle théorique.

Considérer que tous les sites d'une zone (poche) ont un profil de consommation similaire est ainsi une hypothèse consubstantielle à la mise en œuvre du modèle Producteurs/Fournisseurs. Il est en effet difficilement envisageable de déterminer un coefficient pour chaque site de consommation.

D'autres hypothèses ont été évoquées dans le cadre des travaux du groupe :

> toute la production sert toute la consommation ;

> les pertes dépendent de la distance entre production et consommation ;

> les pertes dites « non techniques » sont uniformes sur le réseau de distribution.

Chaque hypothèse détériore la qualité de l'internalisation des pertes dans le coût de l'énergie.

Adopter une hypothèse de construction des coefficients équivaut à rendre explicite la règle d'attribution des pertes. La détermination de cette règle, et chacune de ses réévaluations, entraîneraient des négociations complexes et un risque important de contentieux.

Construire des coefficients acceptables par l'ensemble des acteurs implique en outre une nouvelle simplification du modèle. La difficulté d'élaborer des coefficients différenciés géographiquement dont la méthode de construction soit claire, transparente et équitable conduirait ainsi vraisemblablement à abandonner la différenciation géographique des coefficients pour une péréquation spatiale, ce qui rapprocherait le modèle Producteurs/Fournisseurs du modèle actuel.

L'efficacité des signaux de prix transmis par les coefficients est également conditionnée à la variabilité de ces derniers : les coefficients devraient pouvoir être continuellement modifiés pour s'adapter aux évolutions de la répartition des pertes sur le réseau.

Dans le modèle Fournisseurs, cette souplesse ne serait intéressante que si elle pouvait être répercutée par les fournisseurs dans leurs offres commerciales. Or, peu d'appareils de comptage permettent à l'heure actuelle une telle flexibilité. Dans le modèle Producteurs, des modifications fréquentes constitueraient un facteur de risque supplémentaire pour les investisseurs.

La difficulté de négocier et de construire des coefficients variables a d'ailleurs conduit tous les pays dont la compensation des pertes passe par le modèle Producteurs/Fournisseurs à adopter des coefficients annuels voire pluriannuels.

2.2.2. … et de réduire significativement son intérêt

L'abandon de la différenciation géographique et l'annualisation des coefficients sont deux exemples de la simplification nécessaire à la traduction en pratique du modèle Producteurs/Fournisseurs. Considérer que l'impact de la production/consommation sur les pertes est similaire quelle que soit leur localisation et renoncer à la flexibilité des coefficients éloigne sensiblement le modèle de la réalité des coûts. La fixation de coefficients peu flexibles pourrait même, de façon paradoxale, aboutir à des incitations à l'augmentation des pertes sur le réseau.

L'introduction d'hypothèses simplificatrices entraînerait par ailleurs un accroissement du volume des écarts entre pertes prévues et pertes réalisées. L'annualisation des coefficients rendrait impossible, par construction, un ajustement des prévisions à mesure du rapprochement du temps réel aussi précis que celui réalisé aujourd'hui par les gestionnaires de réseaux. La prise en compte des prévisions météorologiques et des modifications du plan de production à court terme serait par exemple impossible. L'utilisation de coefficients peu flexibles minimise finalement l'intérêt des données sur le foisonnement des énergies injectées et soutirées dont disposent les gestionnaires de réseaux.

Dans le dispositif actuel et selon l'année considérée, ces écarts ont représenté de quelques dizaines de millions à près de 200 millions d'euros. Les résultats des calculs des écarts (de juillet de l'année N à juin de l'année N+1) dans le cadre du processus de réconciliation temporelle ne sont définitifs qu'en octobre de l'année N+2. Les Producteurs/Fournisseurs seraient soumis, si la responsabilité de la compensation des pertes leur était confiée, à ce risque de trésorerie supplémentaire alors même que le transfert du risque volume sur les producteurs/fournisseurs supprimerait l'incitation des gestionnaires de réseaux à une bonne prévision de leurs pertes.

Cette translation temporelle d'une partie de la charge des pertes ferait de plus supporter aux clients une partie des charges liée à la consommation d'anciens clients. Cette attribution potentiellement inéquitable des charges perturberait les signaux incitatifs reçus par les clients (différenciation géographique et/ou temporelle).

Il convient de signaler que les inconvénients du modèle actuel tels que la péréquation géographique des pertes et les aléas liés à la prévision, actuellement supportés par les gestionnaires de réseaux, seraient transférés aux producteurs/fournisseurs.

Ce modèle conduit d'autre part à ce que les producteurs ou les fournisseurs portent la responsabilité de l'ensemble des pertes, y compris des pertes non dites « non techniques ». Or, ni les producteurs ni les fournisseurs n'ont de levier d'action sur le volume de ce type de pertes.

2.3. Le modèle pourrait avoir un impact négatif sur le marché de gros

2.3.1. La liquidité du marché de gros serait diminuée

Dans un modèle Producteurs, l'énergie des pertes serait directement injectée en sus de la production contractualisée ; à l'exception de certains arbitrages portant sur une portion marginale des pertes (s'il est plus économique d'acheter une certaine quantité d'énergie sur le marché de gros que de démarrer une nouvelle unité de production), l'énergie nécessaire à la compensation des pertes ne transiterait pas par le marché de gros.

Considérant le degré d'intégration des activités de production et de fourniture en France, l'instauration d'un modèle Fournisseurs priverait également le marché de gros d'une part importante de l'énergie des pertes. Les fournisseurs qui possèdent des moyens de production produiraient directement la majorité de l'énergie nécessaire à la couverture des pertes liées à la consommation de leurs clients. À titre indicatif, selon l'observatoire des marchés de détails du second trimestre 2009 publié par la CRE, l'opérateur historique français fournit 90 % de la consommation électrique française. Il possède un parc de production diversifié qui représente plus de 85 % de la puissance installée sur le territoire national.

La diminution des volumes transitant sur le marché de gros aurait des conséquences dommageables sur son caractère concurrentiel comme sur la qualité des signaux de prix qu'il transmet.

2.3.2. Les prix pourraient évoluer à la hausse

Dans le modèle Producteurs, la fixation d'un coefficient à l'injection correspondrait à une réduction du volume mis en vente par les producteurs. Cette réduction entraînerait toutes choses égales par ailleurs une hausse des prix sur le marché de gros. La concurrence des offres des producteurs frontaliers qui n'assument pas le coût des pertes minimiserait légèrement cette hausse.

2.3.3. L'adoption d'un modèle Producteurs ne va pas dans le sens d'une harmonisation des marchés européens

En l'absence de mécanisme adéquat taxant les importations, la mise en œuvre du modèle Producteurs et la hausse consécutive des prix favoriseraient les producteurs dont les unités de production ne sont pas situées sur le territoire français.

Or, la taxation des importations serait très problématique puisque :

> elle constituerait un obstacle à l'intégration des marchés européens ;

> il est en pratique impossible de taxer les importations au prorata de leur volume, les flux financiers ne pouvant être assimilés aux flux physiques sur les marchés électriques.

La compensation directe des pertes *via* un surplus de production est davantage adaptée à un marché de type quasi insulaire comme la péninsule ibérique qu'à un marché très interconnecté comme la France.

2.4. Le modèle pourrait perturber le développement de la concurrence

La mise en place d'un modèle Producteurs/Fournisseurs perturberait le développement de la concurrence sur le marché de détail.

Les fournisseurs ne possédant pas de moyens de production ou dont le parc n'est marginal que pendant une partie réduite de l'année supporteraient un coût d'approvisionnement des pertes plus important que leurs concurrents. L'inégalité des sources d'approvisionnement (marché, moyens propres utilisant différentes technologies) serait constitutive d'une distorsion de concurrence en faveur des fournisseurs possédant un parc de production diversifié.

Dans le modèle Producteurs, la hausse des prix sur le marché de gros (cf. VIII.2.3) serait naturellement plus préjudiciable pour les fournisseurs devant se procurer sur le marché la majeure partie des pertes qui leurs seraient imputées.

Dans un marché concurrentiel, les fournisseurs seraient en mesure d'arbitrer entre différentes options industrielles pour se procurer de l'énergie, y compris celle nécessaire à la compensation des pertes. En revanche, dans un marché très concentré où l'un des fournisseurs occupe une position dominante, la mise en œuvre d'un modèle Producteurs/Fournisseurs entraverait le développement de la concurrence sur le marché de détail.

2.5. Le modèle nécessiterait un dispositif incitatif à la maîtrise du volume des pertes

Dans un modèle Producteurs/Fournisseurs, les gestionnaires de réseaux ne recevraient aucune incitation à prendre en compte le volume des pertes dans leurs investissements de développement et/ou de renforcement du réseau, ni à généraliser l'utilisation de conducteurs et de transformateurs à pertes réduites.

La nécessité de créer un dispositif incitatif *ad hoc* concernerait essentiellement les gestionnaires de réseaux de distribution. Les investissements du gestionnaire du réseau de transport sont en effet par nature souvent liés à la réduction des pertes. L'ensemble des pays étrangers qui ont instauré un modèle Producteurs/Fournisseurs ont d'ailleurs élaboré un mécanisme visant à inciter les gestionnaires de réseaux de distribution à minimiser leur volume de pertes.

Les pertes entrent à l'heure actuelle, en l'absence d'un tel mécanisme incitatif, dans les critères déterminant les investissements des gestionnaires de réseaux. Il semble en ce sens peu probable que ces critères soient unilatéralement modifiés en cas de changement du mécanisme de compensation des pertes.

La détermination de coefficients peu flexibles interdirait par ailleurs d'inciter les gestionnaires de réseaux à améliorer la qualité de leurs prévisions. Quelle que soit l'exactitude de leurs prévisions de court terme, elles ne pourraient en effet pas peser en temps réel sur les coefficients et influencer le taux de pertes. La seule incitation possible porterait sur les prévisions annuelles, naturellement moins précises.

2.6. Le modèle augmenterait les coûts de transaction

Les coûts de transaction liés à la couverture des pertes augmenteraient sensiblement en cas de mise en œuvre d'un modèle Producteurs/Fournisseurs.

Le dispositif actuel de compensation des pertes permet de minimiser les coûts de transaction. Les gestionnaires de réseaux disposent pour l'exercice de leur fonction d'opérateur du système électrique des informations nécessaires à une compensation efficace des pertes. Confier la responsabilité des pertes aux producteurs ou aux fournisseurs nécessiterait que ces informations soient transmises au régulateur pour qu'il fixe les coefficients. Organiser ce transfert en temps réel entraînerait une augmentation considérable de ces coûts de transaction. Dès lors, le régulateur serait probablement amené à ne faire varier ces coefficients que sur une base annuelle, voire pluriannuelle.

Le modèle Producteurs/Fournisseurs implique une multiplication des acteurs de la compensation des pertes et, par conséquent, des coûts de transaction. La compensation des pertes par un nombre réduit d'acteurs entraîne d'importantes économies d'échelles qui disparaissent dans une large mesure si cette mission est éclatée entre l'ensemble des producteurs et/ou fournisseurs.

Les coûts de transaction liés à la gestion du reliquat entre pertes prévues et pertes constatées et ceux liés au processus de réconciliation temporelle seraient, finalement, toujours présents dans ce modèle. Il est à noter que ce dernier processus ne peut être mené à bien que par les gestionnaires de réseaux de distribution, quel que soit le modèle de compensation des pertes envisagé.

En conclusion, le groupe de travail s'est accordé sur le fait que les avantages potentiels du modèle Producteurs/Fournisseurs s'amenuisent lorsqu'on cherche à le mettre en œuvre et ne suffisent pas à recommander son adoption.

Confier la responsabilité de la compensation des pertes aux producteurs/fournisseurs relève de la « fausse bonne idée » :

> la détermination des coefficients est très complexe et impose d'introduire une part d'arbitraire dans la répartition de la charge des pertes ;

> la mise en œuvre de ce modèle pourrait nuire au bon fonctionnement des marchés de gros et de détail et augmenter les coûts de transaction liés au dispositif de compensation des pertes.

IX. Conclusion

Les pertes représentent une part significative de la facture électrique des consommateurs finals.

Les pertes sur les réseaux électriques vont engendrer entre 2009 et 2012, selon les prévisions des gestionnaires de réseaux retenues par la CRE dans la décision tarifaire TURPE 3 entrée en vigueur le 1er août 2009, une charge annuelle de plus de 2 milliards d'euros, essentiellement supportée par les consommateurs finals.

Le caractère transparent, non discriminatoire et reposant sur des règles de marché de l'achat des pertes sur le marché de gros *via* des consultations publiques est en conformité avec les directives 2003/54/CE et 2009/72/CE.

Le dispositif actuel d'achat des pertes ne garantit pas un niveau de charges correspondant aux fondamentaux économiques du parc de production historique français.

À la différence de certains autres acteurs du marché, les gestionnaires de réseaux qui achètent sur le marché l'énergie destinée à compenser les pertes sur leurs réseaux, ne peuvent pas accéder à des mécanismes permettant de se procurer de l'électricité à un prix reflétant les conditions économiques du parc de production historique français (participation à un consortium d'achat, enchères réservées aux fournisseurs, achat d'énergie au tarif de cession).

Plusieurs acteurs du marché de l'électricité supportent un risque lié au dispositif actuel de compensation des pertes.

Le dispositif actuel d'achat ne garantit pas la stabilité du coût des pertes, soumis à la variabilité des prix de marché.

Cette incertitude représente un risque financier pour les gestionnaires de réseaux quand bien même la compensation des pertes est, à terme, prise en compte par le TURPE *via* le CRCP.

Elle peut également faire peser un risque sur les fournisseurs si les variations du TURPE ne sont pas entièrement répercutées sur les tarifs réglementés de vente. À ce titre, le décret du 12 août 2009 dispose désormais que l'établissement des tarifs réglementés de vente prend en compte les tarifs d'acheminement en vigueur lors du mouvement tarifaire.

Le groupe de travail juge souhaitable que le mouvement tarifaire annuel des TRV tienne compte de cette disposition pour l'ensemble des segments tarifaires.

Le groupe de travail a analysé les évolutions envisageables du dispositif de compensation des pertes.

L'efficacité technique et économique de la compensation des pertes par les gestionnaires de réseaux justifie qu'ils conservent cette responsabilité.

Considérant qu'une part significative des pertes est prévisible à très long terme, le groupe de travail a analysé les moyens et conséquences d'une extension de l'horizon d'achat d'une partie des pertes. Même si plusieurs solutions restent envisageables pour en définir les modalités, acheter une partie des pertes à long terme améliorerait la stabilité des coûts.

X. Annexe

Suggestion de l'ANODE

Dans le cadre de sa participation au groupe de travail, l'Association Nationale des Opérateurs Détaillants en Électricité (ANODE) a suggéré de réfléchir à la possibilité d'associer achat de l'énergie produite sous obligations d'achats (OA) et achat des pertes. Cette proposition vise à neutraliser l'impact de la volatilité des prix de marché sur les achats de pertes des gestionnaires de réseaux en leur confiant la responsabilité de la revente des OA. La suggestion de l'ANODE est ici présentée sous forme synthétique.

Les principes de la suggestion

1. Les gestionnaires de réseaux seraient chargés, en sus de l'achat des pertes, de l'achat des OA aux prix réglementés et de leur revente sur le marché.

2. Ils recevraient une compensation *via* la contribution au service public de l'électricité (CSPE) égale à la différence entre le prix de rachat et un prix de référence de la production française.

3. Le TURPE prendrait en compte un coût prévisionnel des pertes sur la base de ce même prix de référence.

4. Les différences entre les charges et les revenus des deux exercices seraient placées dans le CRCP.

Avantages de la méthode

Stabiliser le TURPE et la CSPE et diminuer le risque de pincement de la marge, qui peut aller jusqu'à l'apparition d'une marge négative

Le coût des pertes couvert par le TURPE et celui de compensation du coût des OA, seraient calculés sur la base d'un prix de référence. À volume de pertes et d'OA constant, les niveaux du TURPE et de la CSPE seraient stabilisés et n'auraient plus de corrélation avec les évolutions du prix de marché.

Stabiliser les charges liées aux pertes dans le TURPE réduirait le risque que les coûts de transport et de distribution contribuent par leur éventuelle augmentation à une compression du prix de la part énergie des TRV sous les prix de marché.

Maintenir et renforcer la liquidité du marché de gros

Les pertes continueraient d'être achetées sur le marché de gros. À la différence d'autres modalités envisagées dans ce rapport, la contribution de ces achats aux échanges sur les marchés de gros serait donc préservée.

Même si une partie de l'énergie sous OA transite d'ores et déjà par le marché de gros, l'obligation qui serait faite aux gestionnaires de réseaux de revendre ces OA sur le marché (*via* une entité indépendante par rapport à l'achat des pertes) pourrait avoir un impact additionnel positif sur la liquidité du marché de gros français.

Réduire l'exposition des gestionnaires de réseaux à la volatilité des prix

Confier aux gestionnaires de réseaux la vente de l'énergie sous OA sur le marché leur permettrait théoriquement d'équilibrer leur position actuelle d'acheteurs nets avec une position de vendeurs nets et de réduire ainsi leur exposition à la volatilité des prix.

Limites de la méthode

Le bilan financier de l'achat des pertes et de la revente des OA serait vraisemblablement déséquilibré

La correspondance actuelle des volumes annuels d'énergie sous OA et des pertes qui représentent une trentaine de TWh chacun, ne préjuge pas de la correspondance des coûts qui leurs sont associés. La courbe de charge de l'énergie produite sous OA et celle des pertes ne sont pas synchrones. Même à volume similaire, les charges financières liées à l'achat de l'énergie produite sous OA et à la compensation des pertes pourraient être sensiblement différentes. Une unité monétaire semble plus pertinente qu'une unité de volume d'énergie pour juger de l'exposition financière des gestionnaires de réseaux.

Les données à la disposition du groupe de travail sur la courbe de charge des OA ne permettent pas

une évaluation précise de l'impact de ce manque de synchronisme sur l'efficacité de la suggestion.

Le bénéfice de la suggestion sur l'exposition financière des gestionnaires de réseaux pourrait disparaître à moyen terme

Le Comité opérationnel du plan de développement des énergies renouvelables du Grenelle de l'environnement a estimé début 2008 que le volume d'énergie produite sous OA atteindrait 47 TWh en 2012 et 98 TWh à horizon 2020. Le bénéfice de la suggestion en termes de limitation de l'exposition financière des gestionnaires de réseaux, basé sur l'équilibre des volumes, serait donc appelé à disparaître à moyen terme.

La conciliation des politiques d'achat serait problématique

La prévisibilité d'une partie des pertes à très long terme autorise une stratégie d'achat progressive et anticipée. Seule une faible proportion des pertes fait l'objet d'un achat sur les marchés *day-ahead* (couvrant les aléas de court terme sur la consommation et/ou le plan de production).

À l'inverse, les OA seraient susceptibles d'alimenter plus massivement le marché *day-ahead* que les marchés à terme. La production des énergies renouvelables dites « fatales » est en partie intermittente (fermes éoliennes terrestres et centrales photovoltaïques notamment) et ne peut être vendue que sur le marché *day-ahead.* En revanche, le volume d'électricité produit par cogénération et par des fermes éoliennes *offshore* (en développement) est plus prévisible et pourrait potentiellement être échangé sur les marchés à terme. La proportion de production intermittente dans le volume total de l'énergie sous OA est toutefois appelée à croître dans les prochaines années, notamment du fait de l'expiration de nombreux contrats de cogénération.

La différence parfois sensible entre les prix de marché à court et long terme nuirait en conséquence à la performance de la couverture financière réalisée.

Acheter sur les marchés *day-ahead* une plus grande proportion des pertes, afin de contrebalancer le volume d'OA issu de filières intermittentes, accroîtrait l'exposition des gestionnaires de réseaux à la volatilité des prix *day-ahead,* les courbes de charges des pertes et des OA n'étant pas synchrones.

Cet inconvénient serait encore accentué par l'écart entre volume de l'énergie produite sous OA et volume des pertes.

La répartition des charges entre TURPE et CSPE serait perturbée

Si les volumes d'énergie produite sous OA et de pertes devaient être très différents ou les courbes de charges très désynchronisées, le signal prix envoyé par le TURPE serait perturbé, car en partie déconnecté des coûts réseaux.

La mise en œuvre de ce mécanisme ne permettrait plus de discerner les charges réseaux, couvertes par le TURPE, des charges de soutien à la production d'électricité à partir de sources renouvelables, dont la couverture constitue le rôle principal de la CSPE.

Conclusion du groupe de travail sur la suggestion

Le groupe de travail considère en conclusion que si la suggestion de l'ANODE a le mérite de concilier plusieurs problématiques actuelles du marché de l'électricité (réforme du mécanisme d'OA, achat des pertes, liquidité du marché de gros…), elle risque en pratique d'être à l'origine de risques supplémentaires pour les opérateurs, et de confusions sur la réalité du coût du réseau.

Plusieurs membres du comité de pilotage ont mentionné que cette proposition n'ayant qu'un impact marginal sur le mécanisme d'achat des pertes ou sur leur coût pour le consommateur final, son analyse allait au-delà du cadre formel des travaux du groupe de travail.

Le groupe de travail a majoritairement décidé de ne pas retenir cette suggestion.

XI. Glossaire

Base (ou *baseload*) : sur le marché de gros de l'électricité, un contrat « base » implique la livraison d'une puissance constante en continu pendant toute la durée du contrat. Les autres profils de livraison sont les profils « pointe » (standard), « hors pointe » et autres blocs *(source : CRE).*

Cogénération : production simultanée de chaleur et d'électricité.

Compte de régulation des charges et produits (CRCP) : compte fiduciaire extracomptable où sont placés tout ou partie des trop-perçus et, le cas échéant, tout ou partie des manques à gagner d'un gestionnaire de réseaux publics. Selon que le solde de ce compte est positif ou négatif, son apurement s'effectue par des diminutions ou des augmentations des charges à recouvrer par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité au cours des années suivantes.

Couplage des marchés : le couplage de plusieurs marchés signifie le traitement commun de leurs courbes d'offre et de demande selon le principe de préséance économique, indépendamment du marché où ils ont été placés, mais en tenant compte des capacités d'interconnexion journalières. En d'autres termes, dans les limites de la capacité d'interconnexion rendue disponible, la contrepartie d'une transaction sur une bourse d'échange d'électricité peut provenir d'une bourse étrangère sans que les participants aient l'obligation d'acheter explicitement la capacité correspondante à la frontière concernée.

Courbe de charge : ensemble de valeurs moyennes horodatées de la puissance active soutirée, sur des périodes d'intégration consécutives et de même durée.

Coût complet : le coût complet d'une unité de production est la somme des coûts fixes et des coûts variables liés à l'activité de production. Si à chaque instant, les prix de marché se fixent au niveau du coût marginal de production, ils doivent à long terme, en théorie, rémunérer le coût complet du parc.

Curtailment : situation de déséquilibre entre les offres à l'achat et les offres à la vente.

Écart : différence dans un périmètre donné entre le total des quantités d'énergie injectées et le total des quantités d'énergie soutirées.

Fournisseurs : personne morale qui alimente au moins un consommateur final en électricité, soit à partir d'une énergie qu'il a produite lui-même, soit à partir d'une énergie qu'il a achetée.

Fournisseur alternatif : fournisseur ayant débuté son activité à l'occasion de l'ouverture des marchés de la vente d'électricité au détail aux professionnels (juillet 2004) et aux particuliers (juillet 2007).

Marché à terme : aussi appelé marché de *futures.* Sur ces marchés sont négociés des contrats à terme standardisés dont les prix, cotés en continu, reflètent les anticipations des acteurs de marché pour une quantité d'énergie dont la livraison interviendra dans le futur.

Marché *day-ahead* : marché sur lequel s'effectuent des transactions d'échange et d'achat/vente portant sur des quantités d'électricité livrables le lendemain. Sur ce marché, le traitement des courbes d'offre et de demande selon le principe de préséance économique permet de fixer le prix.

Obligation d'achat : dispositif législatif obligeant EDF et les distributeurs non nationalisés (DNN) à acheter l'électricité produite par certaines filières de production (notamment à base d'énergies renouvelables) à des conditions imposées.

Option *out of the money* : une option d'achat est dite *out of the money* lorsque son prix d'exercice est supérieur à la valeur actuelle de l'actif sous-jacent. À l'inverse, une option de vente est dite *out of the money* si son prix d'exercice est inférieur à la valeur de l'actif sous-jacent.

Pointe (ou *peakload*) : sur le marché de gros de l'électricité, un contrat « pointe » implique la livraison d'une puissance constante pendant certaines plages horaires d'une journée. La période « pointe » désigne les plages comprises entre 8 h et 20 h du lundi au vendredi. Les autres profils de livraison standard sont les profils « base », « hors pointe » ainsi que les blocs.

Pool : marché de l'électricité obligatoire sur lequel les producteurs ont l'obligation d'offrir tous leurs moyens de production.

Producteur : personne physique ou morale qui produit de l'électricité.

Produit *day-ahead :* contrat passé pour livraison le lendemain.

Produit *future* ou *forward :* contrat à terme passé pour livraison d'une quantité donnée, à un prix donné, sur une période donnée et à une échéance donnée. Les périodes de livraison généralement proposées sont la semaine, le mois (M : month), le trimestre (Q : quarter), le semestre ou l'année (Y : year). Le produit Y+1 correspond à une livraison pendant un an (période) sur l'année calendaire suivant l'année en cours (échéance).

Contrairement aux contrats *forward,* les contrats *futures* sont négociés sur une bourse (marché organisé) par le biais d'une chambre de compensation qui limite le risque de contrepartie.

Profil de consommation : un profil modélise le comportement moyen d'un groupe de clients et traduit les variations d'appel de consommation en fonction de l'heure dans la journée, du jour dans la semaine et de la semaine dans l'année *(source : ERDF).*

Responsable d'équilibre (RE) : tout opérateur qui s'engage contractuellement à financer, auprès de RTE (le gestionnaire du réseau de transport), le coût des écarts constatés *a posteriori*, au sein d'un périmètre d'équilibre contractuel, entre électricité injectée et électricité soutirée.

Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) : initialement, le TaRTAM ou tarif de retour permettait aux consommateurs non domestiques ayant exercé leur éligibilité de revenir à un tarif réglementé pour deux ans au maximum. L'article 166 de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie a réouvert le droit à bénéficier du tarif de retour et a prolongé sa durée jusqu'au 30 juin 2010. Cette compensation est financée partiellement par la contribution aux charges de service public de l'électricité, et par une nouvelle contribution assise sur la production d'électricité d'origine nucléaire et hydraulique *(source : DGEC).*

Topologie du réseau : ensemble des caractéristiques des schémas électriques utilisés pour l'exploitation du réseau, dont la modification peut être ordonnée instantanément par les exploitants du système électrique *(dispatchers)* afin de modifier la répartition des flux qui le parcourent (*source : RTE).*

Tarifs réglementés de vente (TRV) : tarifs de vente d'électricité applicables par EDF ou les distributeurs non nationalisés aux clients n'ayant pas exercé leur éligibilité. Ces tarifs sont fixés par décret en Conseil d'État après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

VPP *(virtual power plant) :* depuis septembre 2001, EDF donne accès à 5 400 MW de capacités de production à des producteurs, fournisseurs ou traders déjà actifs sur le marché français ou désirant y entrer. Ces capacités sont mises à disposition sous forme de contrats mis aux enchères trimestriellement. Les acheteurs de ces contrats possèdent alors des droits de tirage sur le parc EDF, à un coût proportionnel prédéterminé, sans supporter l'ensemble des risques opérationnels et techniques inhérents à la propriété physique de centrales. D'où le nom de VPP donné aux produits vendus *(source : EDF).*

Table des matières

Index 1

Synthèse 2

1. Le dispositif actuel d'achat des pertes ne garantit ni un niveau de prix reflétant les fondamentaux économiques du parc de production historique français ni une stabilité satisfaisante des coûts 2

2. Il est souhaitable que les gestionnaires de réseaux conservent la responsabilité de la compensation des pertes 3

3. Le groupe de travail a étudié la possibilité d'acheter une partie des pertes à long terme 4

I Objectifs fixés au groupe de travail 5

II Composition du groupe de travail 6

III Méthode 7

IV Contexte 8

1. Définition des pertes et éléments chiffrés 8

2. Cadre juridique 9

3. Perspectives d'évolution 9

3.1. Évolution des volumes 9

3.2. Évolution de la législation 9

V Cadre d'analyse 10

1. Le modèle français : un contexte spécifique 10

2. Caractérisation des dispositifs de couverture des pertes 11

3. Critères d'analyse 12

4. Périmètre d'analyse 14

4.1. Dans l'optique de proposer un rapport précis et exhaustif sur le sujet qui lui a été confié, le groupe de travail a circonscrit le champ de ses travaux aux questions directement liées aux modalités de couverture des pertes 14

4.2. Le comité de pilotage s'est interrogé sur la pertinence de traiter de la réduction des volumes de pertes au sein de ce groupe de travail 15

4.3. Le comité de pilotage a jugé que le mandat qui lui avait été confié restreignait de fait le champ de l'analyse aux gestionnaires de réseaux qui achètent leurs pertes sur le marché 15

VI Le modèle Gestionnaires de Réseaux/Court Terme 16

1. Les atouts du modèle GR/CT 16

1.1 Le modèle est conforme au cadre juridique existant 16

1.2 L'achat des pertes par les gestionnaires de réseaux est synonyme d'efficacité 16

1.3 Le modèle a un impact positif sur le marché de gros 17

1.3.1. Le modèle actuel participe à la liquidité du marché de gros 17

1.3.2. Le dispositif actuel d'achat des pertes contribue à la concurrence sur le marché de gros 17

1.4 Les gestionnaires de réseaux peuvent être incités à maîtriser le coût des pertes 18

2. Les limites du modèle GR/CT 18

2.1 Le coût des pertes ne reflète pas les fondamentaux économiques du parc historique français 18

2.2 Le coût des pertes est volatil 18

2.3 Le modèle peut perturber le développement de la concurrence 19

VII Le modèle Gestionnaires de Réseaux/Long Terme 20

1. Les atouts du modèle GR/LT 21

1.1 L'approvisionnement à long terme ne préjuge pas du niveau des coûts 21

1.2 L'achat des pertes à long terme favorise la stabilité des coûts 21

1.3 L'achat des pertes à long terme facilite les décisions d'investissement 22

1.4 L'achat des pertes par les gestionnaires de réseaux est synonyme d'efficacité 22

2. Les limites du modèle GR/LT 25

2.1 Le modèle pourrait avoir un impact négatif sur le marché de gros 22

2.2 Le schéma de régulation incitative devrait être adapté 22

3. Prérequis et perspectives d'évolution 22

3.1 L'achat des pertes à long terme devrait se conformer au cadre juridique existant 22

3.1.1. Achat sur les marchés organisés de produits à cotation longue 23

3.1.2. Signature de contrats bilatéraux à la suite d'appels d'offres 23
3.1.3. Achat via *un accès régulé transitoire à la base* 23
3.1.4. Achat via *contrats bilatéraux à long terme ou consortium d'achat* 23
3.1.5. Prise de participation dans des actifs de production 24
3.2 Le bon fonctionnement du marché est conditionné à l'existence de contreparties 25
3.3 Une mise en cohérence de l'horizon de régulation serait nécessaire 26

VIII Le modèle Producteurs/Fournisseurs 28
1. Les atouts du modèle Producteurs/Fournisseurs 28
1.1 Le modèle théorique pourrait internaliser le coût des pertes 28
1.2 Le TURPE ne serait plus affecté par la volatilité du coût des pertes 28
1.3 La mise en œuvre d'un modèle Producteurs/Fournisseurs ne préjuge ni du niveau et de la stabilité des coûts, ni de l'efficacité économique de long terme d'un tel dispositif 28
2. Les limites du modèle Producteurs/Fournisseurs 29
2.1 L'optimalité du modèle théorique doit être nuancée 29
2.2 La détermination des coefficients de pertes est problématique 29
2.2.1. La traduction en pratique du modèle théorique implique d'introduire une part d'arbitraire 29
2.2.2. … et de réduire significativement son intérêt 30
2.3 Le modèle pourrait avoir un impact négatif sur le marché de gros 31
2.3.1. La liquidité du marché de gros serait diminuée 31
2.3.2. Les prix pourraient évoluer à la hausse 31
2.3.3. L'adoption d'un modèle Producteurs ne va pas dans le sens d'une harmonisation des marchés européens 31
2.4 Le modèle pourrait perturber le développement de la concurrence 31
2.5 Le modèle nécessiterait un dispositif incitatif à la maîtrise du volume des pertes 32
2.6 Le modèle augmenterait les coûts de transaction 32

IX Conclusion 33

X Annexe 34

XI Glossaire 36

Table des matières 38

Les dispositifs de couverture des pertes d'énergie des réseaux publics d'électricité
Rapport de synthèse
http://gtpe.cre.fr
ISBN : 978-2-11-099328-1

Conception et réalisation : créapix - Crédits photos : ERDF, Fotolia - Impression : Imprimerie du Marais - Imprimé sur papier 60 % recyclé, 40 % FSC