

Négociier des compensations pour les communes traversées par le réseau de transport d'électricité

Bargaining a monetary compensation for the installation of the electricity transmission grid

Olivier Joalland^{a,b}, Tina Rambonilaza^a, Jean-Christophe Péreau^b

^aIrstea, centre de Bordeaux, UR ETBX

^bGREThA, Université de Bordeaux

May 2, 2017

Abstract

The expansion and modernization of the electricity transmission grid is a key element of the energy transition policy currently conducted across Europe. However, local oppositions have been increasing in municipalities crossed by new transmission lines projects. In this context, financial compensations are often offered to local communities to counterbalance the negative externalities incurred as a result of the installation of new infrastructures. In this article, we study several cooperative negotiation protocols (bilateral, multilateral and sequential bargaining) between municipalities and the transmission system operator (TSO), who bargain over compensations in exchange of the implementation of the transmission line project. We propose a model where the negotiations take place under a vertical structure, i.e. taking other participants of the electric power industry into account (especially distribution and consumption). This approach allows us to analyze the effects of the negotiation on the network tariff charged to the end users. The results of each protocols are compared to the non-cooperative benchmark case. We suggest that the multilateral bargaining approach appears to be more favorable for the different stakeholders in the vertical structure.

JEL codes: C71 - L43 - L94

Keywords: Cooperative bargaining - Electricity transmission - Host community compensation

1 Introduction

Dans l'objectif de diminuer les émissions de gaz à effet de serre et de lutter contre le changement climatique, de nombreux pays se sont engagés dans le développement des énergies renouvelables notamment en Europe (EC, 2015). Une nouvelle répartition géographique des sites de production d'électricité se dessine progressivement, en parallèle d'une évolution des comportements de consommation (EC, 2016). Cette double dynamique du côté de l'offre et de la demande d'électricité conduit les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (GRT) à engager de vastes programmes de modernisation et d'extension des réseaux, afin d'assurer le raccordement des futurs sites de production et la sécurité en alimentation électrique de l'ensemble des consommateurs. En Europe, un plan d'investissement estimé à 150 milliards d'euros est prévu pour mener cette adaptation des réseaux d'ici 2030, comprenant la création et le renforcement de 48 000 km de lignes à très haute tension (ENTSO-e, 2014).

Le transport de l'électricité à très haute tension repose sur des infrastructures (lignes, pylônes et postes) dont les empreintes physiques et environnementales servent d'argumentaire aux oppositions locales que les GRT peuvent rencontrer lors de l'implantation de ces ouvrages (Cain et Nelson, 2013). Pour désamorcer les éventuels conflits avec la population locale, des compensations des externalités causées par les infrastructures de transport d'électricité (ITE) sont généralement proposées aux communes hôtes (Tobiasson et Jamasb, 2016). Actuellement, le mécanisme de compensation le plus répandu consiste à financer des projets locaux au sein des communes traversées par les ITE, pour un budget conditionné au préalable par les caractéristiques du projet (c'est le cas en France, en Irlande ou en Italie). Des indemnités financières peuvent aussi être versées indépendamment des conditions dans lesquelles s'insèrent les projets (e.g. 40 000 euros par km en Allemagne, 4500 euros annuel par pylone 400 kV en France)¹.

Le recours aux mécanismes compensatoires renvoie à la solution aux coûts externes telle qu'imaginée par Coase (1960), où l'agent à l'origine du dommage doit verser une compensation monétaire envers le ou les agents subissant une perte. Coase met au centre de cette solution la négociation comme procédure permettant d'aboutir à un accord qui emporte l'adhésion des parties dès lors que le principe du pollueur-payeur est activé. Cet accord est efficace dans le sens où il améliore la situation économique de l'ensemble des agents. La mise en oeuvre de mécanismes

¹Il faut ici distinguer les mécanismes compensatoires des autres mesures d'accompagnement également implémentées dans le cadre des projets d'ITE (e.g. les indemnités versées aux propriétaires fonciers dont les terrains supportent les ouvrages, ou encore les mesures exigées par la réglementation environnementale pour limiter les impacts écologiques).

compensatoires vise en définitive à rétablir un équilibre entre les coûts locaux et les bénéfices non-locaux générés par ce type d'infrastructures (Himmelberger et al., 1991; Mors et al., 2012).

La littérature économique récente a ainsi souligné la pertinence des mécanismes compensatoires en vue de neutraliser les externalités négatives dans les projets d'infrastructures énergétiques (Cass et al., 2014; Ferreira et Gallagher, 2010; Mors et Groeneweg, 2016). Les formes prises par les compensations constituent une préoccupation de recherche, le type d'instrument utilisé (monétaire ou bien public) pouvant en effet contribuer à améliorer l'acceptabilité des infrastructures (Mansfield et al., 2002; Mors et Groeneweg, 2016; Zaal et al., 2015). De nouvelles modalités de compensation collective sont ainsi étudiées par les GRT européens (RGI, 2016), parmi lesquelles la possibilité pour la population locale de participer directement au financement du projet d'ITE en devenant créancier du GRT. L'innovation consiste ici à relier la compensation aux bénéfices financiers tirés de l'exploitation de l'infrastructure, avec un retour sur investissement par le biais d'un taux d'intérêt attractif (Mueller, 2016).

S'il est important d'identifier les outils permettant de satisfaire la demande des populations impactées, la mise en oeuvre des mécanismes compensatoires doit cependant se faire en accord avec les contraintes financières imposées au GRT. En effet, un GRT reste en situation de monopole naturel (Jamashb et Pollitt, 2005) et son activité est donc soumise au contrôle d'une autorité nationale de régulation qui s'assure que les coûts engagés reflètent une gestion efficace du réseau (Pollitt, 2008). Avec le retrait progressif des Etats dans le financement des grands projets d'infrastructures publiques, le recours à l'endettement et à la vente d'actions sont devenus les principaux moyens de financement des nouveaux investissements (Henriot, 2013; Roland Berger, 2011). Pour couvrir les coûts engagés pour l'exploitation, le développement et l'entretien des réseaux, un GRT est en contrepartie rémunéré par le tarif d'utilisation du réseau. Ce tarif est fixé par l'autorité de régulation et est supporté dans sa quasi-intégralité par les consommateurs d'électricité.

Le GRT doit en conséquence exploiter le réseau de manière rentable, tout dépassement des coûts venant pénaliser la rentabilité des projets d'ITE et peser sur les décisions d'investissements futurs. Or pour un nombre croissant de projets, les négociations autour des mécanismes compensatoires conduisent à allonger les délais d'implantation et à augmenter les coûts d'investissement (ENTSO-e, 2014, Tobiasson et al., 2016). Cela est du notamment à la modification des projets initiaux afin d'intégrer les demandes locales de compensation. Les surcoûts qui ressortent des négociations avec les communes sont au final répercutés sur les tarifs du réseau et donc sur les factures d'électricité des consommateurs. Le GRT doit ainsi composer

avec la contrainte d'obtenir l'accord de l'ensemble des communes devant être traversées par les ITE, tout en minimisant les coûts de l'infrastructure pour respecter les objectifs fixés par le régulateur (Mueller, 2016).

C'est pourquoi nous proposons dans cet article de revisiter les modalités que revêtent les négociations autour des mécanismes compensatoires entre les communes accueillant les ITE et le GRT. Nous empruntons à la théorie des jeux pour analyser la structuration de la négociation au sein d'une relation verticale (Clark et Péreau, 2012). Ici le GRT doit impliquer les communes hôtes des infrastructures afin de permettre le transport puis la distribution de l'électricité aux consommateurs finals. Notre objectif est ainsi de montrer comment un "accord coasien" peut émerger de différentes procédures de négociation (bilatérales, multilatérales, séquentielles). Ces procédures recouvrent des logiques contrastées de partage des coûts (incluant les compensations des dommages) entre les différentes catégories d'acteurs considérées (le GRT, le GRD², les communes traversées). Cette approche doit aussi permettre d'identifier la procédure de négociation satisfaisant la contrainte financière du GRT, par la limitation de l'évolution du tarif du réseau.

La section 2 revient sur le cadre institutionnel qui entoure l'investissement dans les ITE pour justifier les fondements d'une approche "verticale" de la négociation. La section 3 présente le modèle "benchmark", et la section 4 explore différentes procédures de négociation coopératives entre le GRT et les communes hôtes. La section 5 conclut.

2 L'investissement dans les ITE: cadre d'analyse

L'industrie électrique se structure autour de trois grandes activités (Grand et Veyrenc, 2011): *i*) la production qui consiste à transformer l'énergie primaire en énergie électrique; *ii*) le transit et la gestion des flux via le réseau de transport en premier lieu (lignes de 63kV à 400kV) puis le réseau de distribution (lignes à basse tension de 20kV); *iii*) la commercialisation de l'énergie qui correspond à la fourniture de l'électricité au client final. Ces différentes activités sont très dépendantes les unes des autres et les décisions d'investissement entreprises à chaque niveau doivent être coordonnées entre elles pour assurer un niveau d'investissement optimal (Rious et al., 2009; Brunekreeft, 2015).

C'est pourquoi l'industrie de l'électricité s'est initialement développée autour d'un monopole, souvent public et verticalement intégré, permettant à une seule firme de

²GRD: Gestionnaire du Réseau de Distribution

gérer les différentes activités de production, de transport et de commercialisation (Weigt, 2009). La réforme du marché de l'électricité initiée au cours des années 1990 dans l'Union Européenne s'est traduite par la séparation effective de ces activités au sein des monopoles historiques. La réforme a ainsi permis d'introduire de nouveaux acteurs au niveau de la production et de la commercialisation, et a conservé le transport et la distribution de l'électricité en situation de monopoles naturels, du fait de l'importance des économies d'échelle (Jamash et Pollitt, 2005; Rioux, 2007).

Au sein de l'industrie électrique libéralisée, la tarification de l'utilisation du réseau de transport à ses utilisateurs (producteurs, distributeur et consommateurs) joue désormais un rôle essentiel. Tout d'abord la tarification du réseau permet d'assurer l'équité entre les acteurs du marché dans l'accès et l'utilisation du réseau (e.g. en France les principes de péréquation et de timbre-poste rendent le tarif identique sur tout le territoire et indépendant de la distance parcourue par l'électricité). Elle doit ensuite couvrir les coûts d'exploitation et d'investissement du GRT et enfin envoyer des signaux économiques aux utilisateurs pour une utilisation efficace du réseau (Léautier, 2015). Le tarif d'utilisation du réseau de transport, fixé par l'autorité de régulation, est quasiment entièrement répercuté sur la facture d'électricité du consommateur final (98% du tarif de transport est supporté par les consommateurs en France)³.

C'est dans ce cadre institutionnel que le GRT doit planifier et investir dans la maintenance et le développement des infrastructures, pour répondre aux dynamiques d'évolution de la demande et aux nouvelles localisations de l'offre. Dès lors, on se rend compte que l'investissement dans les ITE est dépendant de la relation entre le GRT et les consommateurs finals de l'électricité, ces derniers supportant les coûts des infrastructures à travers le tarif d'utilisation du réseau. Entre ces deux acteurs, le gestionnaire du réseau de distribution joue le rôle d'intermédiaire, aussi bien d'un point de vue physique que financier. En effet les consommateurs résidentiels et industriels sont en grande majorité raccordés au réseau basse tension (environ 75% des soutirages en France; CRE, 2015) et paient donc le tarif d'utilisation du réseau au GRD. Celui-ci reverse ensuite au GRT une charge d'accès au réseau de transport, c'est-à-dire la part qui lui revient dans l'acheminement de l'électricité.

Lors d'un projet d'implantation d'ITE, la négociation entre le GRT et les communes hôtes autour des mécanismes compensatoires a une incidence sur le tarif d'utilisation du réseau, comme nous l'avons expliqué en introduction. Cela nécessite donc d'intégrer dans le raisonnement le GRD et les consommateurs d'électricité

³Dans l'Union Européenne, la tarification de l'injection d'électricité sur le réseau (i.e. la production) ne doit pas couvrir autre chose que le coût des pertes d'énergie liées au transit (ACER, 2014).

qui vont bénéficier de la nouvelle infrastructure. Nous pouvons toutefois faire abstraction des producteurs d'électricité (du fait de leur part minimale dans la tarification du réseau) ainsi que de la partie "commercialisation" de l'énergie, c'est-à-dire que nous ne prenons pas en compte le prix de marché de l'électricité (issu du négoce sur les marchés de gros), ni les taxes. Cela nous permet ainsi de nous focaliser uniquement sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport et de distribution. Par souci de simplification, nous considérons donc le GRD comme fournisseur de l'électricité au consommateur.

Pour résumer, nous pouvons représenter les relations (économiques) entre l'ensemble de ces acteurs le long d'une structure verticale (figure 1). Cette structure souligne bien la place déterminante prise par la négociation entre le GRT et les communes. Située en amont de la chaîne, son résultat impacte le reste des acteurs à travers la tarification du réseau.

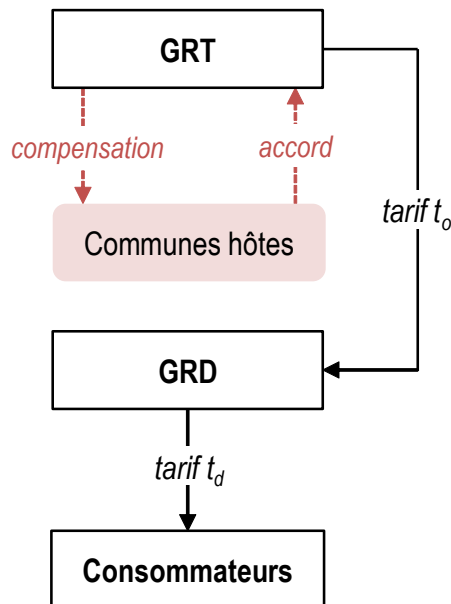


Figure 1: Représentation de la relation verticale

3 Le modèle "*benchmark*"

Afin de représenter la relation qui s'opère autour du transit de l'électricité entre les gestionnaires des différents réseaux (transport et distribution), nous faisons ap-

pel aux travaux de modélisation des relations verticales entre un fabricant et son détaillant (voir par exemple Horn et Wolinsky, 1988 ou Clark et Péreau, 2012). Dans un modèle de relation verticale, l'agent situé en amont de la chaîne de valeur vend son produit brut à l'agent situé en aval. Celui-ci revend ensuite le produit fini au consommateur. Chaque agent est en situation de monopole sur son segment et une marge est successivement réalisée à chaque niveau de la relation verticale.

Le transport et la distribution d'électricité peuvent ainsi être représentés comme deux activités économiques verticalement reliées, où chaque gestionnaire de réseau est en situation de monopole sur son domaine de transit. L'analogie nous pousse ici à considérer le GRT dans le rôle du fabricant, et le GRD dans celui du détaillant qui commercialise ensuite l'électricité auprès des consommateurs. Le GRT vend donc une unité d'électricité au GRD à un prix t_o , que ce dernier revend au consommateur à un prix t_d (figure 1). Chaque gestionnaire de réseau réalise une marge en tenant compte du coût de ses infrastructures de réseau.

3.1 Hypothèses retenues

Prenons le cas d'un GRT devant implanter une nouvelle ligne à très haute tension pour renforcer la sécurité d'alimentation électrique d'un territoire. Afin de réaliser son projet d'ITE, le GRT doit en obtenir l'acceptation par les communes qui vont être traversées par les infrastructures. Pour ce faire, le GRT propose des compensations des impacts négatifs des ITE sur le bien-être de la population locale.

Nous pouvons alors supposer que chaque commune i du territoire concerné par le projet ($N = \{1, \dots, i, \dots, n\} (n > 1)$) subit un dommage marginal d_i pour chaque unité d'électricité transportée sur le réseau afin de servir la demande q . Le GRT peut donc envisager de verser une compensation de ce dommage d'un montant w_i . Nous pouvons par conséquent exprimer le bien-être d'une commune hôte comme fonction du bénéfice net issu du transport de l'électricité:

$$V_i = (w_i - d_i)q \quad (1)$$

La compensation est ici fonction de la demande d'électricité qu'émettent les consommateurs desservis par les nouvelles ITE. Cela rejoint la récente proposition de relier la compensation aux bénéfices financiers tirés de l'exploitation de l'infrastructure (comme mentionnée en introduction).

Le profit que le GRT peut attendre de l'exploitation de cette nouvelle ligne une fois opérationnelle est quant à lui fonction de la sollicitation du réseau par le GRD

en aval (au tarif t_0) du fait de la demande des consommateurs. Il reste à soustraire les montants des compensations versées aux communes ainsi que le coût d'amortissement c_o des nouvelles ITE. La fonction de profit du GRT peut s'écrire:

$$\Pi_o = \left(t_o - \sum_{i=1}^n w_i - c_o \right) q \quad (2)$$

Le GRD qui dans notre modèle joue aussi le rôle de fournisseur de l'électricité vend ensuite aux consommateurs finals une unité d'électricité au prix t_d . Le GRD peut livrer l'électricité après s'être acquitté auprès du GRT du tarif d'utilisation du réseau de transport (noté t_0) situé en amont. Le GRD supporte par ailleurs un coût marginal de distribution c_d qui est constitué ici du coût d'entretien du réseau de distribution. Nous pouvons alors écrire la fonction de profit du GRD de la manière suivante:

$$\Pi_d = (t_d - t_o - c_d) q \quad (3)$$

Nous supposons enfin que la fonction de demande des consommateurs d'électricité bénéficiant des nouvelles ITE est linéaire et décroissante en fonction du tarif t_d facturé par le GRD. Le bénéfice marginal d'une unité d'électricité supplémentaire vendue est négative et décroissante. La mise en adéquation de l'offre avec la demande d'électricité pour la nouvelle infrastructure nécessite de poser:

$$q = a - bt_d \quad (4)$$

avec a représentant le dimensionnement des nouvelles ITE (la capacité maximale de transit, ou la demande maximale que les ITE peuvent supporter) et b l'élasticité de la demande au tarif du réseau.

3.2 La résolution du modèle dans un cadre non coopératif

Pour faciliter la compréhension de l'intérêt d'une procédure de négociation, nous commençons par résoudre le modèle dans le cas où la négociation entre le GRT et les communes hôtes se fait de manière non-coopérative. Dans un cadre non-coopératif (NC), chaque agent maximise son gain net. Le GRT maximise son profit en fonction de t_o , les communes selon w_i , et le GRD selon t_d .

A partir des conditions de premier ordre $\frac{\partial \Pi_d}{\partial t_d}$ et $\frac{\partial \Pi_o}{\partial t_o}$, nous pouvons réécrire les fonctions de profit des gestionnaires de réseau de la manière suivante (en notant

$W = \sum_{i=1}^n w_i$ et $c = c_d + c_o$):

$$\Pi_d = \frac{1}{4b} (a - b(c_d + t_o))^2 \quad (5)$$

$$\Pi_o = \frac{1}{8b} (a - b(W + c))^2 \quad (6)$$

et obtenir les équations des tarifs de réseau:

$$t_d = \frac{1}{2} \left(\frac{a}{b} + c_d + t_o \right) \quad (7)$$

$$t_o = \frac{1}{2} \left(\frac{a}{b} + W + c_o - c_d \right) \quad (8)$$

Ce qui nous permet de réécrire la fonction de bien-être d'une commune:

$$V_i = \frac{1}{4} (w_i - d_i) (a - b(W + c)) \quad (9)$$

En résolvant la condition de premier ordre $\frac{\partial V_i}{\partial w_i}$, les compensations qui résultent de cette procédure non-coopérative sont pour chacune des communes:

$$w_{i_{NC}}^* = \frac{\sqrt{X}}{b(1+n)} + d_i$$

avec $X = (a - b(c + \sum_{i=1}^n d_i))^2$. Le terme X comporte l'ensemble des coûts associés aux infrastructures de réseau (coûts d'exploitation et d'entretien, plus les externalités négatives) reliés à l'élasticité-prix de la demande. Nous pouvons donc voir que l'objectif de la compensation pour une commune est de venir contrebalancer ces coûts et particulièrement le dommage direct (d_i) qu'elle subit du fait de la présence des ITE sur son territoire. Nous obtenons ensuite les profits de chaque agents:

$$V_{i_{NC}}^* = \frac{X}{4b(n+1)^2}$$

$$\Pi_{o_{NC}}^* = \frac{X}{8b(n+1)^2}$$

$$\Pi_{d_{NC}}^* = \frac{X}{16b(n+1)^2}$$

La fonction de bien-être est identique pour chaque commune. Le résultat qui ressort d'une procédure non coopérative d'implantation des ITE est donc le suivant:

$$S_{NC} = \sum_{i=1}^n V_{i_{NC}}^* + \Pi_{o_{NC}}^* + \Pi_{d_{NC}}^* = \frac{4n+3}{16b(n+1)^2} X$$

Nous pouvons alors calculer la part de chaque agent dans la création de ce surplus (voir infra le tableau de la figure 4 page 16). La forme non-coopérative permet aux communes d'obtenir une part conséquente du surplus résultant de la négociation (voir figure 4.a). Dans le cas où $n = 1$, la commune obtient une part deux fois plus importante que celle du GRT (et quatre fois plus importante que celle du GRD). Le surplus des communes est croissant avec le nombre de municipalités impliquées dans la procédure, tandis que les profits du GRT et du GRD sont décroissants. Dès $n \geq 3$, les communes se partagent au moins 80% du résultat de la négociation.

Pour terminer nous pouvons estimer les tarifs de réseau, dont nous voyons bien qu'ils permettent de couvrir les différents coûts supportés par les deux gestionnaires (en notant $D = \sum_{i=1}^n d_i$):

$$t_{o_{NC}}^* = \frac{1}{2(1+n)} \left((1+2n) \left(\frac{a}{b} - c_d \right) + c_o + D \right)$$

$$t_{d_{NC}}^* = \frac{1}{4(1+n)} \left((3+4n) \frac{a}{b} + c + D \right)$$

Enfin la fonction de demande des consommateurs bénéficiant des nouvelles ITE est:

$$q_{NC}^* = \frac{1}{4(1+n)} \sqrt{X}$$

4 L'intérêt des procédures de négociation coopératives

La mise en oeuvre des mécanismes compensatoires dans les projets d'ITE fait écho à la solution proposée par Coase (1960) en présence de coûts externes. Par l'intermédiaire d'une négociation, les agents émetteurs et récepteurs du dommage peuvent trouver un accord efficace satisfaisant chacune des parties. Pour le GRT, la négociation doit permettre l'aboutissement du projet à des coûts acceptables, c'est-à-dire qui limitent la hausse du tarif de réseau pour les consommateurs. Pour les communes accueillant les ITE, la compensation obtenue doit venir contrebalancer le déséquilibre observé entre la diffusion large des bénéfices de l'infrastructure et la concentration locale de ses externalités négatives.

Dans les faits, cette phase de négociation se mêle à la procédure globale de concertation que les GRT doivent mener avec l'ensemble des parties prenantes au sein

du territoire traversé par les ITE (services de l'Etat, élus locaux, riverains, associations). Les mécanismes compensatoires à destination des communes et de leurs habitants y sont discutés en fin de calendrier, une fois le tracé de la ligne définitivement arrêté. La forme prise actuellement par les mécanismes compensatoires est principalement celle d'un budget global que se partagent les communes selon les caractéristiques du tracé (longueur, nombre de pylônes, etc.; voir RGI, 2016). Des situations particulières de blocage peuvent conduire le GRT à négocier au cas par cas des mesures additionnelles afin de pouvoir lever ou apaiser certaines oppositions. Nous proposons ici d'explorer à travers différentes procédures la pluralité des formes que peuvent prendre ces négociations entre les communes hôtes et le GRT.

4.1 Différentes façons de négocier

Les modèles de relation verticale explorent traditionnellement des procédures de négociation entre le fabricant et son (ou ses) détaillant(s). Notre cas diffère puisque la négociation que mène le GRT n'a pas lieu avec le GRD mais avec les communes hôtes qui viennent s'intercaler au sein de la structure verticale.

Dans un cadre coopératif, les agents vont prendre en compte les décisions prises par les autres acteurs de la négociation. Ici le GRT négocie avec les n communes impliquées par le projet d'ITE et l'objet de la négociation concerne le montant des compensations à verser aux communes. Les négociations se déroulent dans un cadre d'information parfaite. On cherche alors $\max_{w_i} \Omega_i = V_i \Pi_o$. Nous modélisons les résultats de la négociation en utilisant la solution identifiée par Nash (Nash, 1953; Binmore et al., 1986). La solution de Nash à un problème de négociation permet de déterminer pour chaque partie les retombées de la tractation (ici w_i et V_i pour les communes, t_o et Π_o pour le GRT).

En fonction du résultat de la négociation, le GRD maximise ensuite son profit, fixant ainsi le tarif t_d qui détermine la demande des consommateurs. Au final, nous pouvons estimer le surplus global de la procédure coopérative au sein de la relation verticale en agrégeant les profits de chaque acteur:

$$S = \sum_{i=1}^n V_i + \Pi_o + \Pi_d \quad (10)$$

Nous avons choisi d'étudier les procédures de négociation suivantes:

(i). **Négociation bilatérale (BB)**: le GRT négocie avec chaque commune individuellement (une par une). Les n négociations sont conduites simultanément.

ment. En reprenant les équations 6 et 9, la solution de Nash correspondant à une négociation bilatérale s'écrit:

$$\max_{w_i} \Omega_i = V_i \Pi_o = \frac{1}{32b} (w_i - d_i) (a - b(W + c))^3 \quad (11)$$

(ii). **Négociation multilatérale (MB):** le GRT négocie collectivement avec l'ensemble des communes en même temps. La solution de Nash correspondant à une seule négociation simultanée s'écrit:

$$\max_{w_i} \Omega = \prod_{i=1}^n V_i \times \Pi_o = \frac{1}{2^{2n+3}b} \prod_{i=1}^n (w_i - d_i) (a - b(W + c))^{n+2} \quad (12)$$

(iii). **Négociation séquentielle (SB):** le GRT négocie avec chaque commune individuellement mais les n négociations sont conduites séquentiellement. Lors de son tour de négociation, une commune connaît et prend donc en compte l'ensemble des compensations obtenues par les communes précédentes. Nous résolvons cette procédure par "backward induction" en partant de la n^{e} commune. La solution de Nash correspondant à une négociation séquentielle s'écrit:

$$\max_{w_i} \Omega_{i,0} = \frac{1}{32b} \left(\left(\frac{3}{4} \right)^{n-i} \right)^3 (w_i - d_i) \left(a - b \left(\sum_{j=i+1}^n d_j + \sum_{j=1}^i w_j + c \right) \right)^3 \quad (13)$$

Ces différentes formes de négociation permettent de faire la synthèse des principales manières de procéder qui coexistent actuellement au cours des projets d'implantation d'ITE.

Pour chacune des procédures, nous commençons par résoudre la condition de premier ordre $\frac{\partial \Omega}{\partial w_i}$, ce qui nous permet d'obtenir les compensations obtenues par les communes. Nous pouvons dès lors estimer leurs fonctions de bien-être (en reprenant l'éq.9) et le profit du GRT (éq.6). Cela nous conduit à obtenir le tarif t_o (éq.8) et à pouvoir estimer ensuite le profit et le tarif du GRD (éq.5 et 7). Nous obtenons enfin la fonction de demande issue de la procédure (éq.4).

Le tableau 1 recense les résultats des trois procédures de négociation coopératives. Nous retrouvons la même structure dans les résultats d'une procédure à l'autre.

	BB	MB	SB
GRT			
Π_o^*	$\frac{9}{8b(n+3)^2} X$	$\frac{(n+2)^2}{32b(n+1)^2} X$	$\frac{1}{80} \left(\frac{3}{4}\right)^{2n} X$
t_o^*	$\frac{1}{2(n+3)} \left((2n+3) \left(\frac{a}{b} - c_d\right) + 3(c_o + D) \right)$	$\frac{1}{4(1+n)} \left((2+3n) \left(\frac{a}{b} - c_d\right) + (n+2)(c_o + D) \right)$	$\frac{1}{2} \left(\left(2 - \left(\frac{3}{4}\right)^n\right) \left(\frac{a}{b} - c_d\right) + \left(\frac{3}{4}\right)^n (c_o + D) \right)$
Communes			
V_i^*	$\frac{3}{4b(n+3)^2} X$	$\frac{n+2}{16b(n+1)^2} X$	$\frac{1}{16b} \left(\frac{3}{4}\right)^n \left(\frac{3}{4}\right)^{i-1} X$
w_i^*	$\frac{1}{b(n+3)} \sqrt{X} + d_i$	$\frac{1}{2b(n+1)} \sqrt{X} + d_i$	$\frac{1}{4b} \left(\frac{3}{4}\right)^{i-1} \sqrt{X} + d_i$
GRD			
Π_d^*	$\frac{9}{16b(n+3)^2} X$	$\frac{(n+2)^2}{64b(n+1)^2} X$	$\frac{1}{16b} \left(\frac{3}{4}\right)^{2n} X$
t_d^*	$\frac{1}{4(n+3)} \left((4n+9) \frac{a}{b} + 3(c+D) \right)$	$\frac{1}{8(1+n)} \left((6+7n) \frac{a}{b} + (n+2)(c+D) \right)$	$\frac{1}{4} \left(\left(4 - \left(\frac{3}{4}\right)^n\right) \frac{a}{b} + \left(\frac{3}{4}\right)^n (c+D) \right)$
Consommateurs			
q^*	$\frac{3}{4(n+3)} \sqrt{X}$	$\frac{n+2}{8(n+1)} \sqrt{X}$	$\frac{1}{4} \left(\frac{3}{4}\right)^n \sqrt{X}$

Table 1: Résultats des procédures de négociation coopératives

4.2 Analyse des résultats

Résultat 1. Les compensations versées aux communes

	NC	BB	MB	SB
w_i^*	$\frac{1}{b(1+n)}\sqrt{X} + d_i$	$\frac{1}{b(n+3)}\sqrt{X} + d_i$	$\frac{1}{2b(n+1)}\sqrt{X} + d_i$	$\frac{1}{4b}\left(\frac{3}{4}\right)^{i-1}\sqrt{X} + d_i$
W^*	$\frac{n}{b(1+n)}\sqrt{X} + D$	$\frac{n}{b(n+3)}\sqrt{X} + D$	$\frac{n}{2b(n+1)}\sqrt{X} + D$	$\frac{1}{b}\left(1 - \left(\frac{3}{4}\right)^n\right)\sqrt{X} + D$

Table 2: Compensations issues des différentes procédures de négociation

La compensation reçue par une commune peut être décomposée en deux parties: une part "individuelle" et une part "collective". Tout d'abord la compensation est individualisée pour chaque commune selon le dommage qu'elle subit face à la présence des ITE sur son territoire (le terme d_i , voir tableau 2).

La compensation a ensuite une composante "collective" qui correspond à l'ensemble des coûts associés aux infrastructures de réseau pour le territoire traversé (le terme \sqrt{X}). Chaque commune reçoit une fraction de ce terme. Toutes choses égales par ailleurs, la part collective de la compensation qu'obtient une commune sera plus importante dans le cas non-coopératif, devant la négociation bilatérale, puis la négociation multilatérale (car $\frac{1}{(1+n)} > \frac{1}{(n+3)} > \frac{1}{2(n+1)}$).

La négociation séquentielle introduit une dimension stratégique au niveau de cette part collective. Dans les autres procédures, la fraction qui partage le terme \sqrt{X} entre les communes est uniquement dépendant du nombre n de communes impliquées dans le projet. Avec la négociation séquentielle, cette partie de la compensation devient fonction de la position de la commune dans l'ordre de la négociation (le terme $\left(\frac{3}{4}\right)^{i-1}$). Dans le cadre de cette procédure, il apparaît plus intéressant pour une commune de négocier en premier avec le GRT (car $\left(\frac{3}{4}\right)^{1-1} > \left(\frac{3}{4}\right)^{2-1} > \dots > \left(\frac{3}{4}\right)^{n-1}$)⁴.

Au total nous pouvons représenter l'ensemble des compensations (W) versées par le GRT à l'issue d'une procédure par la figure 2. La négociation multilatérale conduit le GRT à versé moins de compensations par rapport aux autres procédures. A l'inverse, les communes peuvent obtenir le plus de compensation par le biais de la procédure non-coopérative jusqu'à $n \leq 7$, et par la négociation séquentielle ensuite. Cette dernière procédure crée en revanche une répartition inégalitaire des

⁴Par exemple, dans le cas où $n = 5$, la première commune à négocier obtiendrait une compensation supérieure à celle des autres procédures. Cela serait l'inverse pour la cinquième commune.

compensations entre les communes, les premières participantes à la négociation obtenant une part bien plus importante que les communes suivantes.

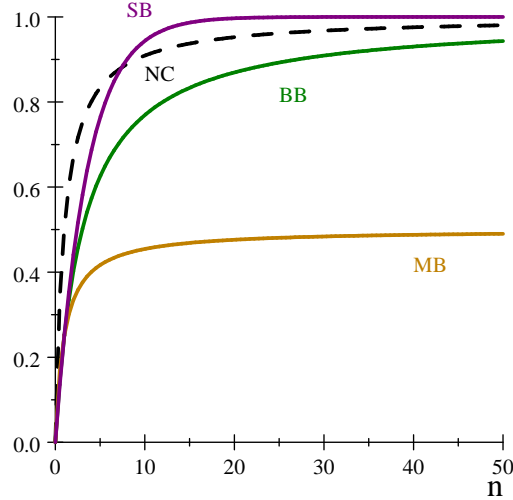


Figure 2: Compensations issues des différentes procédures de négociation

Résultat 2. Les gains au sein de la relation verticale

	NC	BB	MB	SB
S	$\frac{4n+3}{16b(n+1)^2} X$	$\frac{12n+27}{16b(n+3)^2} X$	$\frac{7n^2+20n+12}{64b(n+1)^2} X$	$\frac{\left(\frac{3}{4}\right)^n \left(4 - \left(\frac{3}{4}\right)^n\right)}{16b} X$

Table 3: Surplus global issu des différentes procédures

Nous avons calculé les gains résultant de chaque procédure à partir des fonctions de profits des gestionnaires de réseau et des fonctions de bien-être des communes (d'après l'éq.10). Les résultats sont présentés dans le tableau 3 et illustrés par la figure 3. Le gain global au sein de la relation verticale (GRT, communes, GRD) est le plus élevé à la suite d'une négociation multilatérale. Il s'agit de la procédure dont l'output est le moins sensible au nombre de communes impliquées dans le projet d'ITE. La procédure non-coopérative et la négociation séquentielle conduisent à un gain global faible (dès $n > 10$).

Plus précisément, nous pouvons regarder la distribution du surplus entre chaque acteur (voir figure 4). Dans chaque procédure, le surplus des communes est une

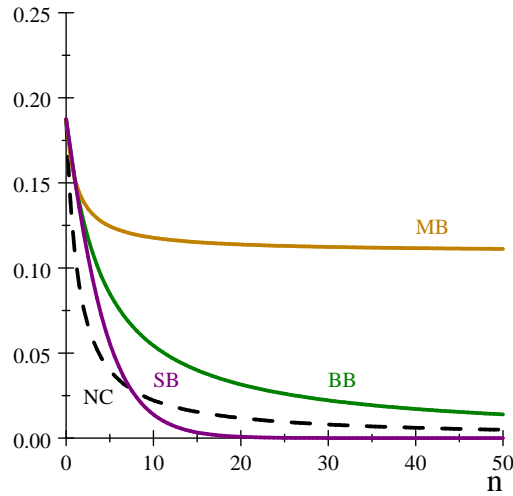


Figure 3: Surplus global issu des différentes procédures

fonction croissante du nombre de villes impliquées dans la négociation, et les profits du GRT et du GRD sont décroissants. Plus le nombre d'interlocuteurs augmente lors d'une négociation, moins le GRT a de pouvoir de négociation, et moins son profit est important. Nous observons une stabilisation dans la répartition des surplus lorsque $n \geq 10$.

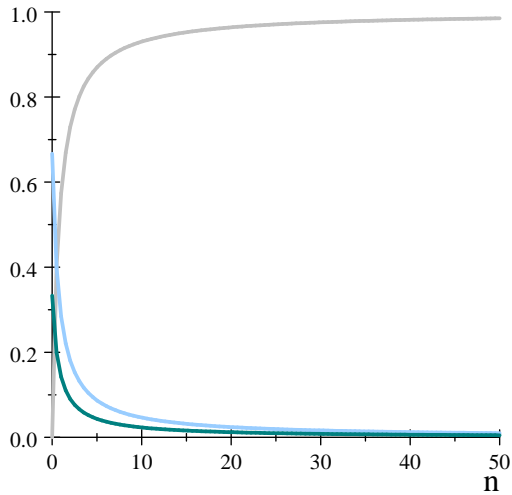
La figure 4 confirme les analyses précédentes. Les cas NC, BB et SB sont très favorables aux communes qui obtiennent une part considérable des gains issus des procédures. Nous avons vu que ce sont ces procédures qui donnent aux communes des compensations plus importantes.

La négociation multilatérale engendre une répartition du surplus plus favorable aux gestionnaires de réseau (figure 4.c), notamment pour le GRT qui voit dans les autres cas son profit tendre vers celui du GRD. Avec cette procédure d'unique négociation simultanée, le GRT a un pouvoir de négociation qui lui permet de limiter l'inflation des compensations versées aux communes.

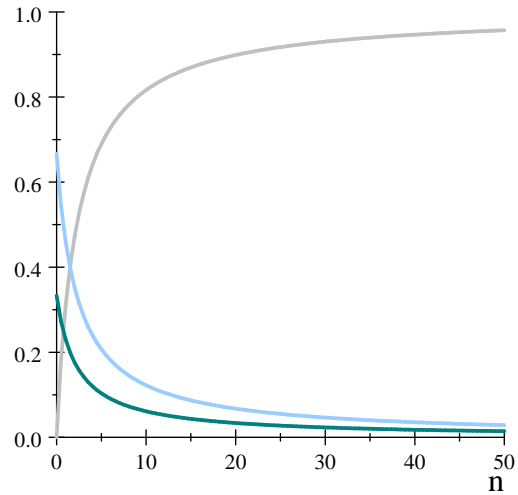
Résultat 3. Effets sur les tarifs de réseau et la demande d'électricité

Les résultats des procédures de négociation se ressentent le long de la structure verticale via les tarifs de réseau jusqu'aux fonctions de demande des consommateurs. Le cas de la négociation multilatérale, plus favorable aux gestionnaires du

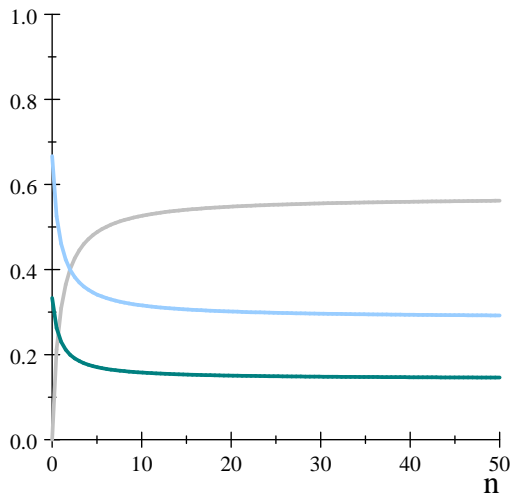
	NC	BB	MB	SB
Communes (en gris)	$\frac{4n}{4n+3}$	$\frac{12n}{12n+27}$	$\frac{4n}{7n+6}$	$\frac{4\left(\frac{3}{4}\right)^n - 4}{\left(\frac{3}{4}\right)^n - 4}$
GRT (en bleu)	$\frac{2}{4n+3}$	$\frac{18}{12n+27}$	$\frac{2n+4}{7n+6}$	$\frac{-2\left(\frac{3}{4}\right)^n}{\left(\frac{3}{4}\right)^n - 4}$
GRD (en vert)	$\frac{1}{4n+3}$	$\frac{9}{12n+27}$	$\frac{n+2}{7n+6}$	$\frac{-\left(\frac{3}{4}\right)^n}{\left(\frac{3}{4}\right)^n - 4}$



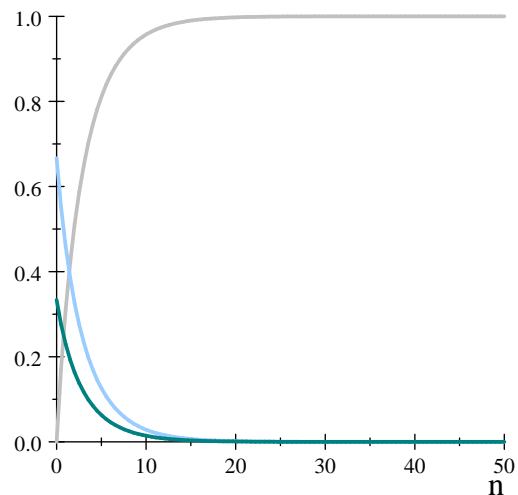
a. NC



b. BB



c. MB



d. SB

Figure 4: Répartition du surplus issu des procédures de négociation

réseau, entraîne donc des tarifs t_o et t_d relativement moins élevés (par rapport aux autres procédures), ce qui favorise mécaniquement la demande d'électricité. A l'inverse, les autres procédures conduisent à des tarifs de réseau relativement plus élevés pour couvrir les surcoûts liés à de plus importantes compensations, ce qui tend à diminuer de facto la demande.

5 Conclusion

A partir des modalités que revêtent actuellement les négociations autour des mécanismes compensatoires entre le GRT et les communes accueillant les ITE, nous avons pu mettre en évidence les différents accords ressortant de chaque procédure et voir comment leurs effets se diffusent tout au long d'une structure simplifiée de l'industrie électrique. Parmi les protocoles étudiés, nous avons pu constater que la négociation multilatérale est la procédure qui entraîne un surplus global plus important pour l'ensemble des acteurs considérés (GRT, communes, GRD). Au vu du cadre réglementaire entourant la gestion du réseau de transport d'électricité, la négociation multilatérale peut apparaître plus appropriée pour que le GRT puisse satisfaire la contrainte qui s'impose à lui (obtenir l'accord des communes tout en minimisant les coûts, pour respecter les objectifs fixés par le régulateur en matière de "gestion efficace").

L'originalité de notre travail est de proposer la résolution de protocoles classiques de négociation coopérative au sein d'une structure plus large intégrant différents acteurs reliés par une relation verticale. L'adaptation des modèles traditionnels de relation verticale au cas de l'industrie électrique est permis par l'organisation des activités de transport et de distribution de l'électricité sous forme de monopoles naturels. Cette approche nous permet alors d'analyser les impacts qu'ont les résultats d'une négociation tout au long de la chaîne de valeur de l'industrie de l'électricité, sur des acteurs n'intervenant pas directement dans la négociation. Nous pouvons ainsi traiter la problématique de la compensation des communes hôtes dans sa globalité, en la reliant au coût des infrastructures et à la facture d'électricité des consommateurs. Cette modélisation permet de faire la liaison entre les bénéficiaires directs des nouvelles ITE et les agents en subissant les coûts externes.

Ce travail peut encore être approfondi par la prise en compte de procédures de négociations plus complexes (l'introduction d'un effet de rivalité entre communes, une négociation séquentielle selon le niveau du dommage, une procédure se rapprochant de l'enchère inversée comme le "pattern bargaining", etc.). Il pourra

être enrichi par la simulation des procédures à l'aide de données d'un réel projet d'implantation d'ITE.

La négociation autour des mécanismes compensatoires est un élément clé dans l'aboutissement des projets d'infrastructures de l'énergie. Les compensations visant les communes d'accueil peuvent au final contribuer à améliorer l'insertion territoriale de ces projets. Des programmes territoriaux financés par les opérateurs peuvent atténuer les formes de disparités qu'occasionnent pour certains acteurs la présence des ouvrages. Les pistes de recherches sont encore très nombreuses et restent peu explorées autour des mécanismes compensatoires, leur objet, et les formes (monétaires ou non) qu'ils doivent prendre.

Références bibliographiques

ACER (2014). On the appropriate range of transmission charges paid by electricity producers. Opinion of the agency for the cooperation of energy regulators. 09/2014. 20p.

Binmore, K., Rubinstein, A., & Wolinsky, A. (1986). The Nash bargaining solution in economic modelling. *The RAND Journal of Economics*, 176-188.

Brunekreeft, G. (2015). Network unbundling and flawed coordination: Experience from the electricity sector. *Utilities Policy*, 34, 11-18.

Cain, N. L., & Nelson, H. T. (2013). What drives opposition to high-voltage transmission lines?. *Land Use Policy*, 33, 204-213.

Cass, N., Walker, G., & Devine-Wright, P. (2010). Good neighbours, public relations and bribes: the politics and perceptions of community benefit provision in renewable energy development in the UK. *Journal of environmental policy & planning*, 12(3), 255-275.

Clark D.J., & Péreau J.C., (2012) "Vertical integration through Rubinstein bargaining", *Economics Bulletin*, Vol. 32 No. 3 pp. 2522-2529

Coase R. H. (1960), "The Problem of Social Cost", *Journal of Law Economics*, III, Oct., 1-44.

Commission de régulation de l'énergie (2015). Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 22 juillet 2015 relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. 55 p.

- European Commission (2015). Energy Union Package. A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy. 34p.
- European Commission (2016). EU Reference Scenario 2016. Energy, transport and GHG emissions. Trends to 2050. 27p.
- ENTSO-e (2014). Ten-year network development plan 2014. 493 p.
- Ferreira, S., & Gallagher, L. (2010). Protest responses and community attitudes toward accepting compensation to host waste disposal infrastructure. *Land Use Policy*, 27(2), 638-652.
- Grand, E., & Veyrenc, T. (2011). L'Europe de l'électricité et du gaz: acteurs, marchés, régulations. *Economica*.
- Henriot, A. (2013). Financing investment in the European electricity transmission network: Consequences on long-term sustainability of the TSOs financial structure. *Energy Policy*, 62, 821-829.
- Himmelberger, J. J., Ratick, S. J., & White, A. L. (1991). Compensation for risks: Host community benefits in siting locally unwanted facilities. *Environmental Management*, 15(5), 647-658.
- Horn, H., & Wolinsky, A. (1988). Bilateral monopolies and incentives for merger. *The RAND Journal of Economics*, 408-419.
- Jamasb, T., & Pollitt, M. (2005). Electricity market reform in the European Union: review of progress toward liberalization & integration. *The Energy Journal*, 11-41.
- Léautier, T.-O. (2015). Tarification de l'accès et de l'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité : la perspective académique. 62 p.
- Mansfield, C., Van Houtven, G. L., & Huber, J. (2002). Compensating for public harms: why public goods are preferred to money. *Land Economics*, 78(3), 368-389.
- Mors, E.T., Terwel, B. W., & Daamen, D. D. (2012). The potential of host community compensation in facility siting. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 11, 130-138.
- Mors, E. T., & Groeneweg, J. (2016, April). The Potential of Local Community Compensation for Hosting Facilities. In SPE International Conference Society of Petroleum Engineers. 6p.
- Mueller, D. (2016). Grid extension in German backyards: a game-theory rationale. *Journal of Environmental Planning and Management*, 1-25.

- Nash, J. (1953). Two-person cooperative games. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, 128-140.
- Pollitt, M. (2008). The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks. *Energy policy*, 36(2), 704-713.
- RGI (2016). Community payments. Case studies across Europe. 28p.
- Rious, V. (2007). Le développement du réseau de transport dans un système électrique libéralisé, un problème de coordination avec la production (Doctoral dissertation, Université Paris Sud-Paris XI). 336 p.
- Rious, V., Glachant, J. M., Perez, Y., & Dessante, P. (2009). L'insuffisance des signaux de localisation pour la coordination entre la production et le transport d'électricité dans les systèmes électriques libéralisés. *Revue économique*, 60(3), 819-829.
- Roland Berger (2011). The structuring and financing of energy infrastructure projects, financing gaps and recommendations regarding the new TEN-E financial instrument. Report prepared for the European Commission, DG Energy. 135 p.
- Tobiasson, W., & Jamasb, T. (2016). The Solution that Might Have Been: Resolving Social Conflict in Deliberations about Future Electricity Grid Development. *Energy Research & Social Science*, 17, 94-101.
- Weigt H., A Review of Liberalization and Modeling of Electricity Markets October 5, 2009. Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=1483228>
- Zaal, M. P., Terwel, B. W., ter Mors, E., & Daamen, D. D. (2014). Monetary compensation can increase public support for the siting of hazardous facilities. *Journal of Environmental Psychology*, 37, 21-30.