

Economics of intermittent renewable energy sources: four essays on large-scale integration into European power systems

Synthèse

Arthur HENRIOT

Introduction

Afin d'éviter toute défaillance du système électrique, la production doit en permanence être égale à la consommation. Des ressources flexibles sont donc nécessaires pour pallier aux variations prévues et imprévues de la génération ou de la consommation.

En Europe, une part croissante du mix énergétique est constituée de sources d'énergie renouvelable (SER) dites intermittentes, comme les éoliennes ou les panneaux photovoltaïques. Ces unités de production sont isolées des signaux de marché par des mécanismes de soutien et de priorité. En outre, ces ressources présentent par définition des propriétés qui rendent plus difficile l'équilibrage du réseau. Tout d'abord, la quantité d'énergie qu'elles génèrent est tributaire des conditions météorologiques, et donc fortement variable. Ensuite, leur production n'est qu'imparfaitement prévisible. Ces variations doivent être compensées à l'aide d'un nombre réduit de centrales programmables, alors que le développement des SER intermittentes se fait plus pesant.

Tout au long de cette thèse, on considère que ces problèmes ne sont pas de nature technique, mais de nature économique. Les technologies flexibles requises pour gérer les particularités des SER intermittentes sont déjà connues, mais les incitations à les développer et à les opérer efficacement doivent encore être implémentées. En Europe, les signaux correspondants doivent être délivrés via la séquence de marchés qui coordonne les participants depuis le marché day-ahead

(du jour précédent) jusqu'au marché en temps réel. Les programmes de production sont généralement établis dans le marché day-ahead, tandis que les écarts entre prévisions et production réalisée sont gérés dans les marchés d'ajustement proches du temps-réel. Afin de satisfaire les nouveaux besoins opérationnels, de nouveaux signaux de marché doivent refléter ces besoins, ainsi que la valeur de la flexibilité. En particulier, lorsque les prévisions relatives à la production des SER intermittentes s'améliorent nettement quelques heures avant l'horizon de production, le rôle prépondérant joué par le marché day-ahead tend à s'atténuer.

De plus, une troisième spécificité des SER intermittentes comme l'éolien est que les meilleurs sites de génération se situent souvent loin des centres de consommation. Des investissements importants doivent donc être réalisés dans le réseau de transport afin de connecter ces nouvelles unités. Des moyens de financement importants sont donc nécessaires, et ce dans un contexte de croissance limitée de la demande. Bien que les gestionnaires du réseau de transport (GRT) européens reçoivent ex-post un revenu régulé, ils ont une capacité limitée à financer les investissements requis, dans un contexte de difficultés financières en Europe. La faisabilité de la vague d'investissements programmée n'est donc pas garantie.

Les SER intermittentes sont donc devenues un des moteurs des investissements et des opérations des réseaux électriques en Europe.

Une première question qui se pose est de savoir dans quelle mesure les SER intermittentes peuvent rester en dehors des marchés de l'électricité, alors qu'elles jouent un rôle-clé dans leur fonctionnement. Pérez-Arriaga (2012) explique que les volumes d'énergie générée par les SER ont atteint un niveau ne leur permettant pas de rester passifs dans l'opération du réseau électrique et les marchés correspondants. En revanche, il est parfois argumenté qu'exposer les SER intermittentes à des signaux auxquels elles sont incapable de réagir risque de freiner inutilement leur développement (Batlle et al., 2012; Klessmann et al., 2008).

Une seconde question est de déterminer dans quelle mesure le design de marché actuel est adapté à un système électrique contenant une part très importante de SER intermittentes (Green, 2008; Hogan, 2010). Les unités de temps employées pour définir les produits échangés ne sont pas appropriées dans un contexte de variabilité très importante de la génération des SER intermittentes. La faible-prévisibilité de leur production pourrait en outre remettre en question le rôle joué en Europe par le marché day-ahead précédent la production. Enfin, des signaux de localisation plus précis pourraient s'avérer nécessaires pour éviter des investissements trop importants dans le réseau de transport.

Après une discussion générale de ces problématiques et une revue de littérature dans le chapitre 1, cette thèse traite une série de questions découlant de chacune des spécificités des SER intermittentes. Le potentiel des marchés infra-journaliers pour gérer la faible-prévisibilité des SER intermittentes est évalué à l'aide d'un modèle analytique dans le chapitre 2. Le problème de la variabilité est abordé dans le chapitre 3 via un second modèle analytique traitant de la restriction de la production des SER intermittentes. Enfin on réalise dans le chapitre 4 une simulation numérique de l'évolution des bilans des GRTs européens, afin de souligner les difficultés posées par la connexion des SER intermittentes au réseau de transport.

Chapitre 1 : Design des marchés d'électricité pour l'intégration des SER intermittentes

L'intégration des SER intermittentes est avant tout un problème de nature économique. Les solutions techniques existent, mais les incitations nécessaires pour en assurer un développement efficace doivent encore être mises en place. Dans ce chapitre, on présente la dimension économique du problème de l'intégration des SER intermittentes, et on confronte les principaux arguments développés jusqu'alors dans la littérature. Notre réflexion porte sur le fonctionnement d'un ensemble d'arrangements de marché confrontés à une évolution radicale du mix énergétique. De nombreux compromis en découlent : des définitions plus fines permettent une rémunération plus précise de la flexibilité mais elles constituent une source de complexité et de faible liquidité des marchés,

tandis qu'un rôle actif des SER intermittentes risque de freiner leur développement et de le rendre plus coûteux. S'il est particulièrement difficile de développer un modèle qui prenne en compte tous ces aspects, une revue critique de littérature permet en revanche de donner une vue d'ensemble du problème.

Dans un premier temps, on s'interroge dans ce chapitre sur le modèle d'intégration des SER intermittentes. Dans de nombreux pays européens, ces ressources sont (au moins partiellement) isolées des signaux de prix dictant les opérations et les investissements des centrales thermiques conventionnelles. Les SER intermittentes bénéficient notamment de priorités et de primes à la production, ce qui en fait des unités peu réactives, dont la production est, de fait, traitée comme une demande négative. Bien que ces mécanismes de soutien soient justifiés afin d'assurer une dé-carbonisation rapide du mix énergétique, l'exposition des SER intermittentes aux signaux de marché doit être repensée quand elles constituent une part non-négligeable des moyens de génération.

On peut identifier dans les travaux existants sur le sujet deux paradigmes, qui sont souvent implicites. Le premier paradigme est celui d'une intégration de type « melting-pot » : après une phase de transition, les SER intermittentes pourraient être exposées aux mêmes règles que les générateurs contrôlables, et recevoir des rémunérations de nature similaire. Le second paradigme est celui d'une intégration de type « salad-bowl » : les SER intermittentes seraient de nature fondamentalement différente des autres générateurs, ce qui rendrait impossible toute intégration via les mêmes règles. Une discussion des arguments en faveur de chaque solution révèle que seule l'absence de signaux de prix dynamiques pour les consommateurs peut constituer un obstacle à une intégration de type « melting-pot ». Cette solution s'avère en outre incontournable alors qu'une part très importante du parc de production est constituée de SER intermittentes.

Quel que soit le paradigme choisi, une révision des définitions des produits échangés dans les marchés de gros s'impose. Ces produits n'ont en effet pas été conçus pour assurer l'optimisation d'un système contenant de nombreux générateurs à la production très variable et peu prévisible. Des choix de simplification, et donc de définitions plus larges, ont été faits afin de favoriser

l'émergence d'un marché liquide européen. Les conséquences de ce manque de précision dans les unités temporelles et spatiales se font plus lourdes avec le développement à grande échelle des SER intermittentes. Des définitions temporelles plus fines permettent ainsi aux ressources flexibles de recevoir une rémunération adaptée, et de réduire la socialisation des coûts de la flexibilité par le GRT. Toutefois, ces définitions plus fines rendent plus complexe l'internalisation des coûts non-convexes des générateurs (tels que les coûts de démarrage). De même, il existe un fort rationnel pour des définitions spatiales plus fines (jusqu'à des prix nodaux). D'une part, des signaux de prix plus fins permettraient d'éviter que les SER intermittentes optent pour les sites les plus coûteux à connecter, et donc des investissements importants dans le réseau de transport. D'autre part il est peu probable que des définitions spatiales relativement larges correspondent à la réalité physique du réseau et aux zones de congestion à chaque instant, dans un contexte de génération fortement variable.

Les limites de prix dans le marché de gros pourraient également être amenées à évoluer. Si les prix plafonds existant en Europe ne semblent pas pour l'instant constituer une contrainte effective, l'absence de prix négatifs, ou leurs planchers, semblent en revanche limiter fortement l'expression par les générateurs de leur flexibilité. De plus, les différences existant entre les prix-planchers dans des systèmes interconnectés sont une source de distorsion des flux d'énergie échangée.

Au delà des définitions employées à chaque pas de la séquence de marchés, le rôle de chacun de ces pas est également amené à évoluer. En effet, le rôle prépondérant du marché day-ahead ne correspond pas à la nature des SER intermittentes à la production peu prévisible. La part des échanges réalisés dans les marchés intraday (infra-journaliers) ainsi que dans les marchés d'ajustement en temps-réel est amenée à augmenter avec le développement des SER intermittentes. Il est donc capital que la cohérence entre les différents marchés soit assurée, depuis le marché day-ahead jusqu'au temps réel. Les définitions des produits échangés doivent être identiques dans chaque marché, ainsi que les limites de prix. Les pénalités dans le marché de temps réel doivent être

supprimées. Enfin, l'optimisation simultanée des marchés de l'énergie et des produits de réserves pourrait être favorisée par des arrangements de type pool.

Enfin, pour certains auteurs, le développement de SER intermittentes (ayant un coût marginal de génération nul) impose la mise en place de mécanismes de rémunération de la capacité. Toutefois, il n'est pas facile aujourd'hui de distinguer les effets transitoires (dus à un développement soudain de ressources isolées des signaux de marché) et les effets plus structurels (résultants de la coexistence de ressources fondamentalement différentes). De plus, la pertinence de ces mécanismes de rémunération de capacité dans un contexte de développement en masse des SER intermittentes dépend de leur capacité à rémunérer la flexibilité des ressources y participant. Cela impose des définitions temporelles et spatiales aussi fines que celles des produits d'énergie, ce qui constitue une source supplémentaire de complexité.

Quatre recommandations sont donc formulées pour conclure cette discussion. Tout d'abord, une intégration de type « melting-pot » doit être privilégiée. Ensuite, la définition des produits échangés devra évoluer, avec notamment des unités temporelles et spatiales plus fines, et des prix négatifs très bas. L'optimisation conjointe des différents marchés (y compris les marchés de réserve) devient clé et requiert davantage de cohérence entre ces différents produits. Enfin, les mécanismes de rémunération de capacité ne sont à priori pas nécessaires, et risquent d'ajouter une couche superflue de complexité aux marchés existants.

Ce chapitre est issu d'un travail conjoint avec le professeur Jean-Michel Glachant, publié dans *Utilities Policy*, Volume 27, Décembre 2013, pages 57-64.

Chapitre 2 : Gestion centralisée de la faible-prévisibilité de la production des éoliennes par les marchés infra-journaliers

La faible-prévisibilité de la génération des éoliennes constitue un des principaux obstacles à leur intégration dans les marchés de l'électricité. Dans ce chapitre, on s'intéresse au potentiel des marchés intraday comme facilitateur de l'intégration de SER intermittentes. En effet, les prévisions de génération s'améliorent de façon significative quelques heures avant l'horizon de production. En permettant aux

producteurs éoliens d'ajuster à ce moment-là les engagements pris dans le marché day-ahead, il est en théorie possible de réduire le coût des écarts auxquels ils ont exposés dans les marchés de temps-réel. Cet exemple illustre comment la séquence de marchés peut-être réarrangée pour permettre un rôle plus actif des SER intermittentes.

Les marchés infra-journaliers ont déjà été mis en place dans la plupart des pays européens, mais les designs existants sont assez éclectiques. Certains présentent une série discrète d'enchères (Espagne, Italie) tandis que d'autres sont des marchés continus (Allemagne, Danemark, France). Toutefois, même dans les pays où le développement des SER intermittentes est déjà important, la liquidité (définie comme le volume des échanges) dans ces marchés reste faible. Des règles supplémentaires ont parfois été introduites pour obliger les acteurs à participer dans ces marchés infra-journaliers. En Allemagne, depuis 2010, les GRTs (qui gèrent une partie de la production des éoliennes) doivent ainsi systématiquement corriger dans le marché intraday les écarts entre les engagements pris dans le marché day-ahead et les nouvelles prévisions disponibles. Dans ce chapitre on s'intéresse au coût de telles mesures, c'est-à-dire aux conditions sous lesquelles une gestion active de la production des SER intermittentes dans les marchés intraday peut être source de gains d'efficacité.

Le potentiel des marchés intraday a fait l'objet d'analyses empiriques, et a également été étudié à l'aide de simulations de réseaux électriques. Toutefois, il est difficile dans les études empiriques d'isoler l'effet d'un élément particulier, tel que le design des marchés intraday. Il est également délicat d'extrapoler les résultats à un mix de génération très différent, comprenant par exemple une part très importante de SER intermittentes. Les simulations de réseaux électriques sont quant à elles dépendantes de données d'entrée souvent fixées, telles que l'évolution des erreurs de prévision, ou la flexibilité du parc de génération. Dans ce chapitre, on emploie un modèle analytique spécifique au problème étudié. Cela nous permet de comprendre comment un certain design de marché intraday peut se montrer pertinent ou non, en fonction de la nature du mix de production et de l'évolution des erreurs de prévision des SER intermittentes.

On se concentre dans ce chapitre sur les effets de la faible-prévisibilité pour une période de production donnée, et on ne paie donc pas attention aux problèmes liés à la variabilité de la production entre deux périodes consécutives de production. On suppose de plus que les générateurs éoliens sont sous la responsabilité d'un acteur unique qui prend un engagement de production dans le marché day-ahead. Du fait des erreurs de prévision, cet acteur est exposé au coût des écarts lorsque la production réelle est différente de la position financière correspondante. Cet acteur a également la possibilité, à chaque étape du marché intraday, d'ajuster sa position auprès de générateurs programmables. Il utilise alors les prévisions les plus récentes qui soient disponibles. Un paramètre reflétant la flexibilité du système est également introduit. Du fait de cette flexibilité limitée, il est plus coûteux pour les générateurs programmables de fournir l'énergie dans un délai très court.

On utilise ce modèle afin d'étudier les gains d'un gestionnaire très actif, employant les meilleures prévisions disponibles afin d'ajuster sa position à chaque étape du marché intraday, et on compare ces gains à ceux d'un gestionnaire ayant une attitude plus passive. L'intuition derrière nos résultats est la suivante : il est moins coûteux de gérer les écarts plus tôt par rapport à l'horizon de production, mais il existe un risque de corriger plusieurs fois des déviations qui se compenseraient de façon naturelle en l'absence d'intervention. Cela nous permet d'établir des seuils critiques pour les propriétés de l'évolution des erreurs de prévision. Les paramètres clés sont notamment l'écart-type des erreurs de prévision à un instant donné, la corrélation entre les erreurs à différents instants, et l'évolution des coûts lorsque le délai de production diminue.

Un premier résultat de notre analyse est qu'un comportement rationnel des participants peut conduire à un faible volume d'échanges dans les marchés intraday, pour certaines valeurs des paramètres techniques identifiés comme jouant un rôle clé. En particulier, la nature des prévisions accessibles aux producteurs peut les dissuader de participer aux marchés intraday. Des prédictions oscillantes (c'est-à-dire dont le signe de l'erreur évolue au cours du temps) rendent coûteux un usage actif des marchés intraday, lorsque le système est suffisamment flexible pour éviter des prix très élevés dans les marchés de temps-

réel. Cette intuition a déjà été exposée dans quelques travaux référencés dans ce chapitre, mais on démontre ici le rôle essentiel de l'évolution des prévisions, et notamment de la corrélation entre les erreurs à chaque étape des marchés intraday. Lorsque la valeur de ce paramètre est faible (prédictions oscillantes), le gain d'information (réduction de l'écart type des erreurs de prévision) doit être suffisamment élevé pour justifier un ajustement de la position dans le marché intraday. Dans le cas contraire, les gestionnaires de la production des éoliennes n'ont pas intérêt à participer dans les marchés intraday. Le volume des échanges restera faible dans les marchés intraday car ces marchés ne répondent pas aux besoins des participants.

Un deuxième résultat, qui découle naturellement du premier, est qu'une obligation faite aux acteurs de participer dans les marchés intraday peut se révéler contre-productive. Tant que les conditions techniques demeurent insatisfaisantes, il n'est pas possible d'accroître à la fois la liquidité et l'efficacité par un changement de règles. Il va de soi qu'une telle obligation résulte mécaniquement en une hausse des échanges dans les marchés intraday, mais elle conduit tout aussi mécaniquement à une hausse du coût des ajustements. La hausse des volumes ne doit pas être un objectif en soi des régulateurs : le volume des échanges augmentera (ou décroîtra) spontanément suite au développement des SER intermittentes ou des évolutions technologiques. Un prérequis reste bien entendu l'existence d'un marché intraday permettant aux producteurs d'y participer. Lorsque les outils de prévision seront devenus satisfaisants, les producteurs adopteront alors volontairement une stratégie active afin de minimiser leurs coûts.

De même, l'imposition dans les marchés en temps-réel de pénalités, ayant pour but d'inciter les acteurs à équilibrer leur position plus tôt, augmente artificiellement le coût des échanges en temps-réel, et pousse les producteurs à participer au marché intraday. La participation accrue dans les marchés intraday vise alors à couvrir les risques de coûts excessifs des écarts. Toutefois, les coûts de génération ne sont pas transformés par de telles pénalités financières, et les ajustements supplémentaires qui en résultent ne sont pas efficaces.

Enfin, cette analyse nous permet d'obtenir une troisième série de conclusions en comparant deux types de design principaux : marchés continus ou succession discrète d'enchères. Dans un marché continu, les acteurs sont libres d'émettre des offres à tout instant, et deux offres compatibles sont immédiatement traitées. L'alternative consiste en une série d'enchères discrètes avec un prix d'équilibre établi à intervalles réguliers. Par opposition aux marchés continus, les enchères discrètes ne permettent donc aux différents acteurs d'échanger que lors de ces enchères, dont l'heure est fixée au préalable. Il ressort de notre analyse qu'un acteur n'aura intérêt à exploiter la possibilité d'ajuster sa position à un instant donné du marché intraday que sous certaines conditions, qui lui sont en partie spécifiques. Alors que cet acteur aura dans un marché continu la liberté d'échanger aux moments qui lui sont favorables, cette possibilité sera plus restreinte dans un marché organisé autour d'une série d'enchères ayant lieu à heure fixe. Si les échéances imposées ne lui conviennent pas, cet acteur ne participera alors pas au marché intraday. C'est pourquoi on conclue dans cette analyse que restreindre les échanges à certaines échéances fixes (comme c'est le cas lors d'enchères discrètes) est une source d'inefficacité, de coûts supplémentaires, et d'opportunités d'échange gâchées.

Ce chapitre a été publié dans *The Energy Journal*, Volume 35, Numéro 1, 2014, pages 99-117.

Chapitre 3 : Restriction économique de la production des SER intermittentes

Même en faisant abstraction de leur faible-prévisibilité, les variations de la production des SER intermittentes rendent plus complexe l'opération du réseau électrique. La consommation, qui est relativement inflexible, doit être en permanence égale à la génération. Les variations de la génération des SER intermittentes, qui bénéficient de coûts marginaux nuls et sont appelées à produire en priorité, doivent donc être compensées par des variations inverses de la génération par les centrales programmables. Il est toutefois parfois coûteux, ou techniquement impossible, pour une centrale thermique de démarrer, ou de la rehausser, sa production suffisamment rapidement pour suivre les variations des

SER intermittentes. Quand les surcoûts entraînés se révèlent trop importants, il est alors possible de réduire les coûts de génération totaux par des restrictions de la production des SER intermittentes (au coût marginal pourtant très faible).

On s'intéresse donc dans le chapitre 3 aux bénéfices qui peuvent résulter d'une restriction de la production des SER intermittentes. Ce chapitre illustre la façon dont un rôle plus actif des SER intermittentes peut réduire les coûts de génération. Ce résultat intuitif a déjà fait l'objet de quelques études se basant sur des simulations de réseaux électriques. Toutefois, de telles approches ne permettent pas de prendre en considération une large gamme de paramètres techniques, tels que la flexibilité des centrales programmables ou la variabilité de la production des SER intermittentes. On emploie ici un modèle analytique qui présente deux avantages. Premièrement, il permet de décrire le lien entre les paramètres pivots et le niveau optimal de restriction de la production. Deuxièmement, il est possible de différencier les gains (et les pertes) en résultant pour chaque catégorie d'acteurs : consommateurs, producteurs conventionnels, et SER intermittentes.

Afin de nous concentrer sur l'efficacité des opérations pour un parc de production déjà établi, on emploie un modèle de court-terme, dans lequel la capacité de SER intermittentes ainsi que celle des centrales thermiques installées sont des paramètres d'entrée déterminés de façon exogène. On considère également que les consommateurs ne réagissent pas au prix de l'énergie, et que la demande reste constante. Cette demande est couverte par la génération des SER intermittentes et des centrales contrôlables, qui offrent l'énergie qu'elles génèrent au coût marginal.

Puisqu'on s'intéresse aux conséquences de la variabilité de la production des SER intermittentes, on emploie un modèle portant sur deux périodes consécutives. La disponibilité des SER intermittentes reste stable à l'intérieur de chaque période, mais est susceptible d'évoluer entre les deux périodes. La disponibilité des centrales contrôlables évolue également entre les deux périodes car les centrales qui n'ont pas généré d'électricité en première période sont bridées par des délais de démarrage et un rythme limité de hausse de la production. Il est possible de restreindre la production des SER intermittentes en première période, afin de ne

pas avoir à redémarrer les centrales thermiques en deuxième période. Un compromis doit alors être trouvé entre les coûts supplémentaires engendrés en première période lorsque des ressources « gratuites » et renouvelables sont volontairement sous-exploitées, et les gains qui en résultent en deuxième période.

Le niveau optimal de restriction est défini comme celui minimisant les coûts de génération totaux sur les deux périodes. Ce niveau de production affecte les volumes générés et les prix atteints dans chaque période. Les gains par rapport à une situation sans restriction de la production en première période sont distribués entre les différents acteurs (consommateurs, SER intermittentes, et générateurs contrôlables). Grâce à notre approche analytique, basée sur un modèle relativement simple, nous sommes à même d'évaluer l'impact sur chaque catégorie d'acteurs. Cet impact est évalué pour différents modes de rémunération de la production des SER intermittentes (basé sur les prix du marché et avec ou sans premium), avec compensation ou non des restrictions de production imposées en première période.

Un premier résultat qui ressort de notre analyse est qu'il est bien rationnel de restreindre la production des SER intermittentes, lorsque leur disponibilité est grande et que le système est peu flexible. Plus précisément, il existe un seuil pour la capacité installée de SER intermittentes, au-delà duquel ces restrictions permettent de réduire les coûts de génération. Il est donc naturel de remettre en cause les mécanismes accordant la priorité de production aux SER intermittentes lorsque leur développement se fait trop important. Ce seuil ne dépend pas du mode de rémunération ou de compensation, mais il augmente avec la flexibilité des centrales contrôlables et diminue avec la variabilité des ressources intermittentes.

Il est ensuite possible de décortiquer ce résultat intuitif en évaluant l'impact sur les différents acteurs. L'effet sur les intéressés varie en effet en fonction de la capacité installée des SER intermittentes et de la flexibilité du système. Cette redistribution résulte d'abord d'un effet sur les prix, qui augmentent (réciroquement diminuent) lorsque des ressources au coût marginal nul sont retirées (insérées) dans la courbe d'offre. Elle résulte ensuite d'un effet sur les

volumes générés par chaque catégorie de technologies. Ces deux effets conduisent à des incitations parfois contraires. Les générateurs contrôlables bénéficient de restrictions lorsque la flexibilité du système est basse et lorsque la volatilité de la production des SER intermittentes est élevée, tandis que les consommateurs bénéficient de restrictions lorsque la flexibilité du système est élevée et lorsque la volatilité de la production des SER intermittentes est basse. Enfin, il est intéressant de constater que les SER intermittentes peuvent bénéficier de restrictions, même lorsque ces dernières ne sont pas compensées. C'est en particulier le cas lorsque la capacité installée de SER intermittentes est assez importante pour que les baisses de volumes dues aux restrictions soient compensées par la hausse des prix.

Bien que le niveau optimal de restriction ne dépende pas des modes de rémunération ou de compensation, ces derniers déterminent en partie la distribution des bénéfices en résultant. Lorsque les SER intermittentes reçoivent pleine compensation en cas de restriction, elles sont alors toujours bénéficiaires (grâce à l'effet prix) en cas de restriction. Lorsque les SER intermittentes ne reçoivent pas de compensation, elles ne sont bénéficiaires qu'à partir d'un certain niveau de production. Cela implique que tout mécanisme de compensation est amené à évoluer lorsque le mix énergétique évolue. Il est à noter que même en cas de compensation payée aux SER intermittentes, les consommateurs qui versent cette compensation peuvent bénéficier de restrictions lorsque les gains d'efficacité sur les coûts de génération sont suffisamment importants.

On constate donc que les niveaux de restriction maximisant les profits des générateurs et ceux minimisant les coûts de génération totaux sont rarement alignés. Ainsi, les générateurs ont tendance à trop restreindre la production lorsque la flexibilité du système est élevée et que la variabilité des SER intermittentes est faible. De manière symétrique, les générateurs tendent à ne pas restreindre suffisamment la production lorsque la flexibilité du système est basse et que la variabilité des SER intermittentes est élevée. Il existe une plage de paramètres techniques pour lesquels seuls les consommateurs bénéficient de restrictions au niveau optimal. Il est alors peu probable que ce niveau de restriction soit atteint via des mécanismes de marché dont les consommateurs sont

relativement absents. L'intervention d'un agent comme le gestionnaire du réseau de transport pourrait alors s'avérer nécessaire. Il ressort également de notre analyse que cette intervention pourrait s'avérer d'autant plus nécessaire lorsque les générateurs intermittents et les générateurs contrôlables sont intégrés au sein d'une même compagnie.

Enfin, de nombreux problèmes d'asymétrie d'informations apparaissent lorsque le niveau de restriction est fixé par un tiers. Ainsi, les générateurs peuvent manipuler les informations qu'ils procurent à cet agent pour influencer le niveau de restriction. Quand la variabilité de la production est faible et que la flexibilité du système est élevée, les générateurs intermittents ont par exemple intérêt à surestimer la variabilité. Ce problème peut être résolu en exposant les générateurs aux coûts résultants d'erreurs entre les prévisions et la production réalisée. Alternativement, le gestionnaire du réseau de transport peut centraliser la prédiction de la production, afin de disposer de données de qualité.

Chapitre 4 : Financement des développements du réseau de transport européen et conséquences sur la viabilité financière des gestionnaires du réseau de transport

Le développement du réseau de transport d'électricité est amené à jouer un rôle prépondérant dans la stratégie de l'Union Européenne visant à intégrer au réseau une quantité importante de SER intermittentes. Cependant, les investissements substantiels qui sont programmés pourraient se révéler difficile à financer, y compris pour des entités régulées comme les gestionnaires du réseau de transport (GRTs). Afin d'établir l'ampleur de la difficulté, on réalise dans le chapitre 4 une simulation numérique de l'évolution du bilan des GRTs européens, à partir du bilan actuel des GRTs et des plans d'investissement européens.

De précédentes études, comme celle réalisée par le cabinet Roland Berger (2011), se sont intéressées au problème des besoins de financement en évaluant le volume d'investissement lors des vingt prochaines années et en le comparant aux volumes actuels. Ces calculs grossiers sont utiles pour poser le problème, mais ils ne prennent pas en considération l'impact sur les ratios financiers employés chaque année par les investisseurs pour évaluer la santé financière de l'entreprise.

D'autres travaux visent à développer un cadre réglementaire adapté et des incitations appropriées pour que les investissements identifiés soient réalisés de manière efficace par les GRTs. Une bonne revue de ces travaux est par exemple disponible dans Guthrie (2006).

L'approche employée dans ce chapitre diffère des travaux cités, puisqu'on se concentre sur l'évaluation de différentes stratégies de financement des GRTs, et leur aptitude à couvrir les besoins de capitaux des GRTs. Par opposition aux études existantes, on considère qu'un cadre réglementaire adapté est en place, et que les volumes de dette contractée restent disponibles à un coût raisonnable. On ne s'intéresse pas non plus à l'identification des projets créateurs de valeur, mais à l'évolution du profil financier du GRT à mesure que ces projets sont exécutés. Le modèle du bilan employé est conçu pour une entité régulée, bénéficiant d'un retour sur investissement garanti. On y introduit également la possibilité de limiter l'évolution des tarifs dans le temps. On compare ensuite le coût, pour diverses stratégies financières, d'assurer le financement des projets identifiés par l'ENTSO-E (association des GRTs européens pour l'électricité), tout en conservant des ratios financiers satisfaisants. L'évaluation des ratios financiers suit la méthodologie quantitative employée par l'agence de notation Moody's.

Les programmes d'investissements employés sont définis dans des études de la commission européenne et le plan sur dix ans de l'ENTSO-E. Cette étude inclut en outre le coût du renouvellement du réseau existant, plus faible que celui des nouveaux projets mais loin d'être négligeable. On s'intéresse à l'évolution des contraintes financières pour un GRT européen unique, dans la zone de l'ENTSO-E, et sur la période 2012-2030. Cette hypothèse simplificatrice se justifie par une coopération et des relations accrues entre les GRTs membres de l'ENTSO-E. Le cas présenté dans cette étude est donc un scénario dans le meilleur des cas, et les contraintes susceptibles d'apparaître à une échelle nationale sont négligées.

Les résultats sont développés à la lueur de certaines intuitions formulées par Neuhoff et al. (2012) : les investissements dans le réseau de transport doivent être couverts par les tarifs chargés aux utilisateurs du réseau sur la durée de vie des actifs, et les GRTs ne peuvent se contenter de contracter des dettes pour financer

initialement ces investissements. Afin de lever des fonds sur les marchés financiers à un coût raisonnable, les GRTs doivent respecter des contraintes sur leurs ratios financiers : poids de la dette par rapport à la valeur de l'entreprise, montant des intérêts par rapport aux bénéfices. On établit dans ce chapitre la capacité des GRTs à financer leur programme d'investissement sans dégrader leur profil financier. On mesure ainsi le déficit de financement pour différentes stratégies, et on calcule ensuite l'évolution des tarifs requise pour combler ce déficit.

Les GRTs peuvent financer les développements du réseau à l'aide de trois outils : en levant de la dette (auprès de banques, d'institutions, ou sous forme d'obligations), en conservant une partie des profits pour les réinvestir, ou en trouvant une source externe de fonds propres. Depuis la libéralisation, les GRTs ont traditionnellement eu recours à l'émission de dette, ce qui a conduit à des niveaux d'endettement qui sont aujourd'hui relativement élevés (60%-70% de la valeur de l'entreprise). Cela limite la capacité des GRTs à emprunter davantage sans dégrader leur notation. Le financement en interne par les bénéfices non-répartis est une source de fonds importante pour certains GRTs européens, mais il ne peut suffire lorsque les besoins de financement augmentent de manière importante. De plus, les investisseurs traditionnels des GRTs préfèrent recevoir des dividendes élevés que de voir les bénéfices réinjectés dans l'entreprise. Enfin, alors que les GRTs européens sont souvent propriété des états, le recours à des sources de fonds propres externes peut s'avérer compliqué. D'une part les états sont limités actuellement par leurs propres contraintes budgétaires et sont dans ce cas enclins à réduire les investissements. D'autre part les états sont réticents à diluer leurs droits sur des biens d'utilité publique.

Ces trois sources de financement présentent donc des limites, et sont en conséquence complémentaires plutôt que substituables. On analyse dans ce chapitre le potentiel de trois stratégies de financement dont les caractéristiques sont basées sur les descriptions de Neuhoff, Boyd et al. (2012). Dans notre scénario de statuquo, les investissements sont financés à l'aide d'une petite partie des bénéfices et principalement par l'émission de dette. Dans le scénario « Injection de fonds propres », une part importante des besoins de financement provient d'injection externe de capitaux. Dans le scénario « Modèle de croissance », les

versements de dividendes sont réduits et une part plus importante des bénéfices sont réinvestis dans l'entreprise.

Le premier résultat de cette étude est l'identification d'un déficit de financement important en cas d'évolution constante des tarifs. Dans notre scénario de statu quo, seule la moitié des projets identifiés par l'ENTSO-E pourrait être financée sans que les GRTs ne deviennent des investissements spéculatifs. Les tarifs de transport devraient doubler (en termes réels) d'ici 2030 pour financer l'intégralité des projets.

Le second résultat de cette étude est la confirmation que des stratégies de financement alternatives permettent de réduire les coûts pour l'utilisateur du réseau. Toutefois, cela impose un changement de la perception des propriétaires des GRTs envers l'entrée de nouveaux investisseurs et l'évolution du modèle d'entreprise. De plus, ces stratégies alternatives ne peuvent se substituer totalement à une hausse des tarifs, sous peine de rendre peu attractif le retour sur investissement.

Ce chapitre a été publié dans Energy Policy, Volume 62, 2013, pages 821-829.

Battle, C., Pérez-Arriaga, I.J., Zambrano-Barragán, P., 2012. Regulatory design for RES-E support mechanisms: Learning curves, market structure, and burden-sharing. *Energ Policy* 41, 212-220.

Green, R., 2008. Electricity Wholesale Markets: Designs Now and in a Low-carbon Future. *Energ J*, 95-124.

Guthrie, G., 2006. Regulating infrastructure: The impact on risk and investment. *J Econ Lit* 44, 925-972.

Hogan, W.W., 2010. Electricity Wholesale Market Design in a Low-Carbon Future. *Harnessing Renewable Energy in Electric Power Systems: Theory, Practice, Policy*, 113.

Klessmann, C., Nabe, C., Burges, K., 2008. Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks—A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK. *Energ Policy* 36, 3646-3661.

Neuhoff, K., Boyd, R., Glachant, J.-M., 2012. *European Electricity Infrastructure: Planning, Regulation, and Financing*, CPI Workshop.

Pérez-Arriaga, I.J., 2012. *Managing large scale penetration of intermittent renewables*. MIT.

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.