



HAL
open science

Evolution du gisement de flexibilité : une approche options réelles

Oussama Accouche, Thibaut Voslion, Damien Picault, Oana Ionescu,
Nouredine Hadjsaid

► **To cite this version:**

Oussama Accouche, Thibaut Voslion, Damien Picault, Oana Ionescu, Nouredine Hadjsaid. Evolution du gisement de flexibilité : une approche options réelles. Symposium de Genie Electrique - SGE 2016, Jun 2016, Grenoble, France. hal-01361565

HAL Id: hal-01361565

<https://hal.science/hal-01361565>

Submitted on 7 Sep 2016

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Évolution du gisement de flexibilité : une approche options réelles

Oussama ACCOUCHE, Thibaut VOGLION, Damien PICAULT, Oana IONESCU, Nouredine HADJ-SAID
 Univ. Grenoble Alpes, G2Elab, F-38000 Grenoble, France
 CNRS, G2Elab, F-38000 Grenoble, France

RÉSUMÉ - La théorie d'options réelles (OR) est un outil d'aide à la décision en matière d'investissement [1][2]. Elle offre une gestion active d'un projet, et permet d'identifier la valeur de la flexibilité pour faire face aux incertitudes dans laquelle évolue un projet. Le modèle d'incertitude sur l'évolution du gisement de flexibilité proposé dans cet article s'inscrit dans le cadre du projet GreenLys. L'objectif de ce modèle est de favoriser le déploiement du pilotage de charge. L'aide à la prise de décision concernant les investissements est réalisée grâce à la théorie d'options réelles qui repose sur un ensemble de paramètres d'incertitudes et une flexibilité managériale.

Mots-clés—*smart grids, demand response, effacement, options réelles, incertitude, investissement.*

1. INTRODUCTION

Les réseaux électriques sont au cœur de nouveaux défis, liés à l'évolution du paysage énergétique. Parmi ces nombreux changements, nous pouvons citer :

- L'augmentation de la pointe de consommation.
- La sécurité d'approvisionnement et les impératifs de la qualité de la fourniture.
- Le développement d'énergies renouvelables, la réduction des émissions des gaz à effet de serre afin de respecter les engagements pris par la France : 2,2 gigatonnes de CO₂ en moins par an à l'échelle mondiale d'ici 2050 [3].
- L'objectif européen des « 3x20 » tend également en ce sens [4].
- Le vieillissement des infrastructures dans les réseaux de production, de transport et de distribution.
- La complexité croissante de ces réseaux, à la fois spatialement (interconnexions, déplacement des lieux de raccordement des installations de production) et temporellement (suivi en temps réel) [5].

C'est dans le but de prendre en compte ces modifications que les smart grids ont été développés et que le projet GreenLys a été initié. GreenLys est un démonstrateur smart grid expérimenté dans les villes de Grenoble et Lyon projet qui rassemble les acteurs du système électrique français et démonstration des technologies pour faire évoluer le réseau de

distribution. Ce projet est soutenu financièrement par l'ADEME dans le cadre du premier programme d'Investissement d'Avenir. Son ambition : mettre en œuvre, sur les deux villes tests, le premier démonstrateur grandeur nature de smart grid intégrant le plus large éventail de fonctions avancées de pilotage de réseau et de services au consommateur. C'est un démonstrateur complet apte à valider une analyse coûts/bénéfices d'un smart grid en fonctionnement réel, à maîtriser les besoins d'investissement futur, ou encore à réaliser des études sur le comportement des utilisateurs responsabilisés, les consommateurs.

Dans le cadre du projet GreenLys, des dispositifs intelligents, appelés Energy Box (EB), ont été installés aux points de livraison et permettant de modifier la consommation électrique via des effacements de charge. L'activation des EB permet de constituer un gisement de flexibilité, autrement dit un ensemble de charges caractérisé par leur puissance effaçable pouvant être piloté pour réduire leur consommation électrique pour des besoins réseau. Le gisement de flexibilité du projet est représenté par la puissance effaçable sur Lyon et Grenoble. Le lien entre puissance effaçable et taux de déploiement d'EB est donc primordial pour évaluer l'évolution du gisement de flexibilité.

Le modèle d'incertitude par les options réelles (OR) développé a pour objectif d'optimiser le déploiement des EB en considérant plusieurs choix d'investissement possibles. Les investissements concernent une seule grappe de fonctionnalités Smart Grid appelée *OptimCAPEXFlex*. Cette grappe est un enchaînement de fonctions avancées smart grid visant à optimiser les investissements CAPEX ('*capital expenditure*') du réseau public de distribution par l'utilisation de moyens de flexibilité de consommation (l'effacement) appliquée à la zone lyonnaise du démonstrateur et développée dans le lot 10 de GreenLys. Toutefois le modèle développé nécessite un certain nombre d'hypothèses pour permettre l'évaluation économique en utilisant les options réelles.

2. MODELISATION OPTION REELLE

L'analyse par les options réelles (OR) est un outil financier d'aide à la décision en matière d'investissement [2], directement inspiré des techniques d'options financières (« call » ou « put »). La théorie d'options réelles permet de prendre une décision stratégique d'investissement relative à un actif sous-jacent non financier en offrant une gestion active d'un projet. Celle-ci permet d'identifier la valeur de la flexibilité

managériale pour faire face aux incertitudes dans laquelle évolue un projet. Elle constitue un outil conceptuel et un outil d'évaluation analytique [2]. Utilisée en complément avec l'analyse coûts-bénéfices classique [6], cette théorie renforce la place de l'évaluation quantitative dans les processus de décision. Ainsi, décider d'investir « tout de suite » (en prenant une décision dite irréversible) restreint les possibilités d'actions dans le futur. En revanche, choisir d'attendre offre la possibilité de reconsidérer la décision ultérieurement : de cette manière, une option réelle est créée. Traditionnellement, sa valeur est la différence entre l'espérance de gains que permet la décision d'attendre par rapport à celle d'investir immédiatement [7]. Le principal apport de l'approche optionnelle réside dans le fait qu'elle reconnaît d'emblée qu'une firme pourra ajuster sa stratégie d'investissement aux circonstances du moment. Cette « flexibilité managériale » a de la valeur, et il est nécessaire d'en tenir compte dans l'évaluation d'un projet. La valeur totale d'un projet est constituée d'une part de la VAN, et d'autre part de la valeur d'option(s) que contient ce projet [2].

Lors de l'utilisation de la méthode classique d'évaluation économique d'un projet, l'objectif de l'exercice est d'estimer les cash-flows espérés du projet. Autrement dit il s'agit d'évaluer la possibilité d'investir immédiatement ou ne jamais investir [8].

Une amélioration sur cette approche consiste à évaluer le fait d'investir immédiatement, attendre, ralentir ou accélérer les investissements à certaines échéances selon le contexte global. L'arbre de décision dans le modèle OR complète l'analyse traditionnelle qui reste utile et valable, mais qui ne permet pas d'apprécier complètement la valeur de certains choix [9][8]. Les différents choix d'investissements sont associés à des options (croissance, attendre, décroissance ou autres). En activant ces options aux bons moments, il est possible de surmonter certains points critiques dans la durée de vie économique du projet et ainsi d'optimiser au mieux les investissements. Les choix de déploiement répondant aux optima recherchés pour chaque futur peuvent alors être identifiés en toute circonstance.

Le modèle d'options réelles repose sur les éléments spécifiques suivant : l'incertitude, la flexibilité managériale, et l'irréversibilité [7][10].

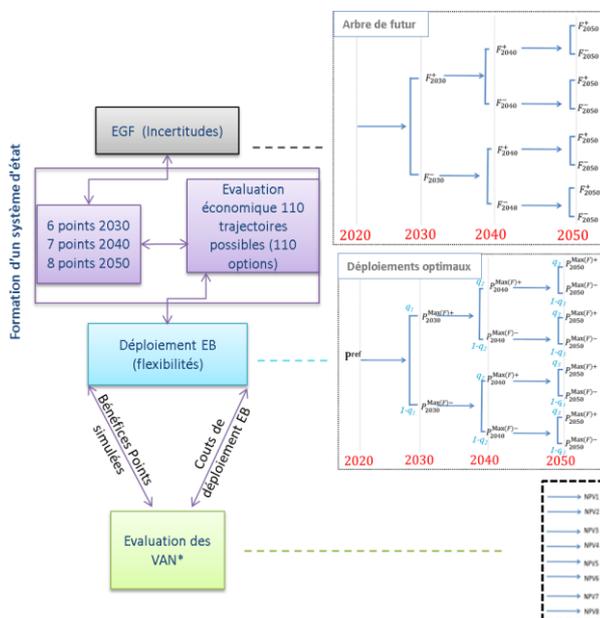


Figure 1: Schéma bloc du modèle OR d'évolution du gisement de flexibilité

Dans le cas de l'évolution du gisement de flexibilité le modèle développé suit un schéma bloc Fig.1 en 3 étapes.

- L'évaluation de l'incertitude et l'estimation des probabilités d'occurrence de tous les futurs.
- L'identification des flexibilités managériales et la construction des règles de décisions.
- La valorisation des choix effectués ou des options réelles, en comparant les VAN des choix optimisés à celles du scénario de référence et à l'espérance de VAN de l'arbre des futurs.

Les éléments représentés sur les arbres binomiaux de la Fig.1 sont les éléments du modèle OR permettant d'évaluer jusqu'en 2050 toutes les options envisageables pour retenir l'option optimale de chaque futur.

F_{20xx}^+ : Déploiement optimisé EB à l'année 20xx.

F_{20xx}^- : Déploiement aléatoire EB avec des paramètres d'incertitudes à la baisse à l'année 20xx.

P_{20xx}^{Max} : Point de déploiement à 20xx qui donne une valeur actuelle nette maximale.

VAN_i : Valeur actuelle nette de la ligne du temps i.

q : Probabilité d'occurrence.

2.1. Hypothèses nécessaires au modèle

Les hypothèses nécessaires pour l'évaluation de l'incertitude sur l'évolution du gisement de flexibilité sont les suivantes :

- Le gisement de flexibilité est calculé grâce au nombre de points de livraison équipés en chauffage électrique et ECS (domaine résidentiel), et HVAC (domaine tertiaire).
- Le modèle proposé est un modèle d'OR basé sur l'arbre binomial [11][12][13], qui suit une modélisation en temps discret entre 2020 et 2050 avec un pas de temps de 10 ans entre les différentes échéances (2020, 2030, 2040 et 2050).
- L'échelle temporelle se prolonge à 2050. Le niveau de précision n'est pas le même qu'une étude menée à 2020 ou 2030. Les VAN (valeur actuelle nette) optimisées sont identifiées pour leur valeur en 2050.
- Chaque équipement installé le reste tout au long de sa durée de vie, et est renouvelé en fin de vie. L'évolution de la puissance effaçable est donc nécessairement croissante.
- Le périmètre géographique est limité à la zone démonstrateur de Lyon. Les résultats ne sont pas valables par extrapolation.
- En 2020, l'état du réseau est considéré connu avec certitude et présente une référence non variable.
- Une augmentation du nombre de points de livraison (PdL) est fixée à 1% par an jusqu'à 2050.

2.2. Incertitude

L'incertitude est un paramètre nécessaire à partir duquel le futur est observé, il est donc indispensable au calcul de VAN dans une modélisation en OR [11]. Dans le modèle développé, ce paramètre est l'évolution du gisement de flexibilité.

Le futur est considéré selon l'évolution de gisement de flexibilité, qui est incertain. Cette incertitude est modélisée sur l'arbre binomial de la Fig.1. Ainsi, à chaque échéance temporelle, plusieurs futurs sont possibles. Un futur possible est caractérisé par sa fonction de transfert F qui est une relation

entre le pourcentage des points de livraisons (PdL) équipés en EB et la puissance effaçable associée. Cette fonction est expliquée dans la sous-section 2.2. ci-après.

Les paramètres d'incertitude pris en compte dans le modèle d'OR ont été choisis dans le cadre du projet. Parmi l'ensemble des paramètres considérés, ceux qui ont été retenus sont présentés ci-dessous et ont tous été évalués.

2.2.1. Le type de climat

Trois types de climats sont considérés dans le projet GreenLys : climat doux, central, et rigoureux. Le niveau de la consommation de chauffage électrique est directement lié au climat considéré. L'évolution du gisement de flexibilité est donc logiquement liée au climat considéré. Le **Tableau 1** ci-dessous présente les puissances effaçables résidentielles attendues en équipant 20% des PdL résidentiels pour les trois climats cités.

climat	Doux (réf.)	central	rigoureux
Max. Puissance effaçable à 20% équipée (MW normalisé)	1	1.166	1.33
Puissance consommée au même moment (MW)	3.84	4.32	4.84
Rr (%)	26	27	27.4

Tableau 1: l'impact de climat sur la part de consommation effaçable lors du gisement de flexibilité maximal en 2030

NB : Pour des raisons de confidentialité, les données sont normalisées au climat doux de référence.

Les puissances effaçables sont donc impactées par le climat considéré, ainsi que les puissances consommées aux mêmes instants.

Les parts des consommations résidentielle et tertiaire effaçables lors du gisement maximum, respectivement noté R_r et R_t , sont définies comme suit :

$$R_r = \frac{\max(GdF_r(t))}{CdC(t)} ; R_t = \frac{\max(GdF_t(t))}{CdC(t)}$$

Avec R_r, R_t : Parts des consommations résidentielle et tertiaire effaçables lors du gisement maximum.
 t : L'instant d'occurrence du maximum de puissance effaçable.

$\max(GdF_r(t)), \max(GdF_t(t))$: Les puissances maximums résidentielle et tertiaire effaçables sur l'année.
 $CdC(t)$: La puissance consommée à l'instant t .

Ces définitions permettent de refléter le fait que le gisement maximum de flexibilité (résidentiel ou tertiaire) est une partie de la puissance consommée sur le réseau au même instant. En effet, si le rapport des puissances effaçables sur la puissance consommée est variable dans le temps, il existe un seul instant pour lequel le maximum de puissance effaçable est constaté.

Les variations de valeur de R_r pour les trois climats, présentés dans le **Tableau 1**, sont de l'ordre de 1.4%. Ainsi, l'impact du climat sur l'EGF est de l'ordre de 1.4% en 2030. Cette analyse est nécessaire à chaque échéance jusqu'en 2050, car les paramètres d'incertitude évoluent dans le temps.

2.2.2. La contractualisation

La contractualisation concerne tout ce qui lie de manière contractuelle un agrégateur de flexibilité à ses sources de

flexibilité, donc aux consommateurs. Différents paramètres sont à prendre en compte dans la contractualisation. Les éléments les plus pertinents selon le groupe de travail sont le taux de contractualisation, la diversité du panel, le renouvellement des clients, les contraintes techniques locales et le taux de dérogation. Parmi ces paramètres évalués dans le cadre du projet, l'effet de la *segmentation du panel* sur la fonction de transfert est détaillé ci-dessous.

Dans le cas résidentiel, les puissances souscrites par les clients sont de 6kVA, 9kVA et 12 kVA. Le gisement moyen pour un client 12kVA est par exemple trois fois plus important que celui d'un client 6kVA. La procédure est exactement la même dans le cas tertiaire avec des valeurs différentes.

La segmentation du panel correspond à la façon dont sont recrutés les clients en fonction de leur puissance souscrite. Pour chaque puissance souscrite, le gisement de flexibilité moyen associé a été évalué. Ainsi, en connaissant le nombre de PdL équipé d'Energy Box et la segmentation des puissances, il est possible d'estimer directement le gisement de flexibilité.

Cette segmentation du panel contractualisé peut varier d'un déploiement optimal des Energy Box visant à maximiser les flexibilités à un déploiement aléatoire, donc non optimisé. Pour un déploiement aléatoire, la répartition d'EB déployées sur l'ensemble des PdL est similaire à la répartition des puissances souscrites.

La segmentation a été optimisée dans le cadre du projet GreenLys, ainsi, les clients qui apportent plus des gisements de flexibilités sont équipés d'EB avant les autres clients.

Le pourcentage de puissance effaçable en fonction du nombre de PdL équipé en Energy Box est représenté **Fig. 2**. Les 2 types de segmentation sont représentés : R_+ pour un déploiement optimisé et R_- pour un déploiement aléatoire. Seuls 29% des foyers sont supposés être équipés de chauffage électrique. C'est pourquoi les courbes R_+ et R_- saturent à partir 29% de PdL équipé.

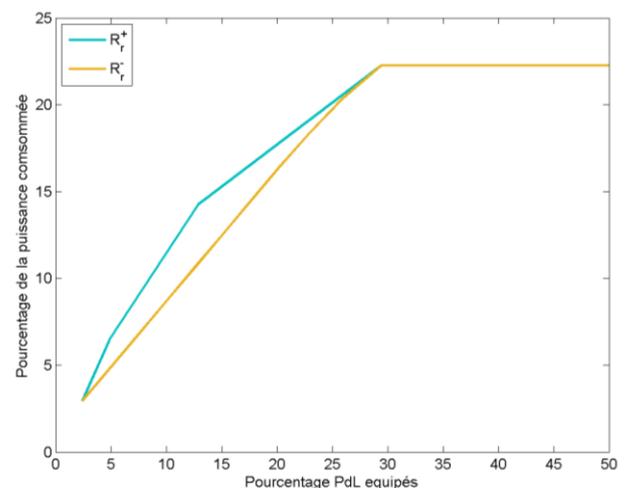


Figure 2 : Évolution du gisement de flexibilité en pourcentage selon la segmentation

La différence entre les 2 fonctions de transfert a un impact direct sur les investissements. En effet, pour une même puissance appelée, un déploiement d'Energy Box plus important est requis lorsque la segmentation n'est pas optimisée.

2.2.3. Effet cumulé

Les effets des différentes incertitudes retenues sur le gisement de flexibilité sont cumulés d'une part uniquement à la

hausse dans F^+ (fonction du futur optimiste) et d'autre part uniquement à la baisse pour F^- (fonction du futur moins optimiste), permettant l'évaluation des 2 situations incertaines extrêmes. La **Fig.3** montre les 2 fonctions de transfert F^+ et F^- ainsi obtenues dans le domaine résidentiel en 2030 sur la zone lyonnaise. Ces fonctions de transfert représentent le pourcentage de puissance effaçable en fonction du nombre de PdL équipé en Energy Box. De plus, elles permettent de créer l'arbre des futurs représenté **Fig.1**.

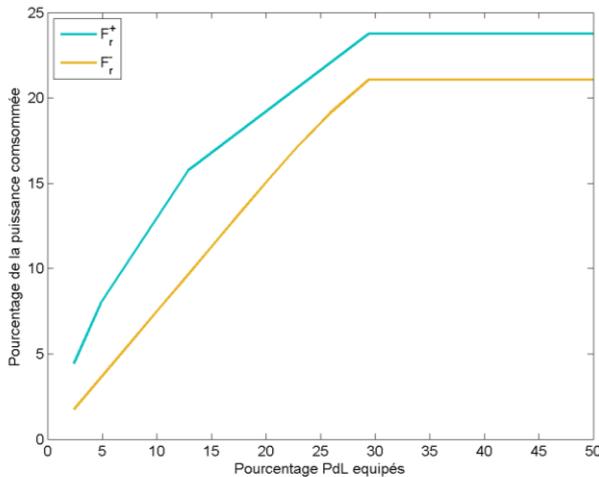


Figure 3 : Effets cumulés de l'ensemble des paramètres d'incertitude sur les fonctions de transfert.

Cette analyse des effets cumulés des paramètres d'incertitude sur l'évolution du gisement de flexibilité résidentiel a été réalisée à toutes les échéances jusqu'en 2050. Ces résultats ont été complétés avec une analyse similaire des paramètres d'incertitude de l'EGF. De plus l'analyse équivalente a été réalisée dans le secteur tertiaire et à toutes les échéances. Ainsi, l'évolution du gisement de flexibilité a été caractérisée pour l'ensemble du système et à toutes les échéances.

2.2.4. Arbre des futurs

À chaque échéance, 2 futurs sont anticipés : un futur F^+ et un futur F^- . L'enchaînement entre 2020 et 2050 de trois échéances fait qu'il existe 8 futurs possibles, soit 8 trajectoires de l'EGF. L'arbre des futurs construit à partir de ces choix possibles est représenté sur la partie gauche de la **Fig.4**. Les futurs sont représentés en pointillé sur la partie droite de la **Fig.4** et correspondent aux enchaînements de l'arbre des futurs. Le futur le plus optimiste consiste à avoir un déploiement optimisé à toutes les échéances. Nous ferons référence à ce futur sous le nom « *Doptim* ». De même, le scénario le moins optimiste consiste à avoir un déploiement aléatoire à toutes les échéances et tous les paramètres d'incertitude à la baisse. Nous ferons référence à ce futur dans cette section sous le nom « *Daléa* ».

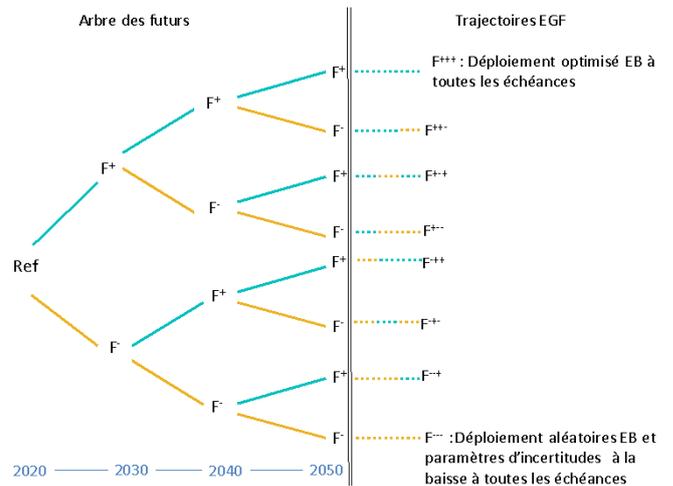


Figure 4 : Arbre des futurs et trajectoires EGF

2.3. Flexibilité managériale

La flexibilité managériale est un paramètre nécessaire au calcul de VAN dont la variabilité est utilisée comme outils d'aide à la décision. La flexibilité induite dans le management du projet permet ainsi d'optimiser les investissements.

Les Energy Box sont le seul équipement dont le déploiement impacte et est impacté par l'incertitude du gisement de flexibilité dans le cadre du projet Greenlys. Aussi, le déploiement d'EB est considéré dans le modèle OR comme la flexibilité managériale.

2.3.1. System d'état et trajectoire de déploiement

Plusieurs déploiements sont considérés et économiquement évalués à chaque échéance. Un déploiement est une combinaison de différents éléments comme les équipements smart permettant, le fonctionnement de l'effacement, ou la puissance effaçable.

Une puissance effaçable importante nécessite un déploiement des équipements smart important. Aussi, un déploiement donné à une échéance est identifié par sa puissance effaçable, notée P_n et dont les gains sont quantifiables. À chaque P_n est associé un déploiement spécifique des équipements smart grid dont les coûts sont également quantifiables.

Six états de déploiement sont envisagés en 2030 et présentés sur la **Fig.5**. Le choix de construire six éventualités de déploiement est issu d'un compromis entre l'étude des cas de références, la variabilité des solutions possibles et le temps de calcul pour les simulations. 6 valeurs permettent de construire un modèle contenant des solutions diversifiées et pouvant être simulées dans un temps raisonnable. La valeur P1 correspond au déploiement de référence en 2020, valeur minimale des déploiements possibles sur l'ensemble de l'étude. L'état inchangé du système en 2030, correspondant également à un déploiement P1, constitue une *option d'attente* dans les modèles d'optimisation par les options réelles. L'état de déploiement le plus avancé correspond à un déploiement d'EB couvrant 65% des PdL équipée en chauffage électrique : il s'agit du déploiement P6 en 2030.

Considérant l'hypothèse d'une augmentation de 1% par an du nombre des PdL, un point supplémentaire P7 est ajouté en 2040. De même, un point P8 est ajouté en 2050.

Les déploiements du scénario de référence correspondent aux points P3, P4 et P5 respectivement en 2030, 2040, et 2050. Les états intermédiaires représentent une évolution du

déploiement linéaire entre les états minimum (P1,P1,P1) et maximum (P6,P7,P8).

Considérant l'hypothèse qu'il n'est pas possible de désinstaller des équipements après leur installation sur le réseau, le nombre de combinaisons des trajectoires de déploiement passe de 336 à 110 trajectoires. À titre d'exemple, la trajectoire P1,P3,P4 est considérée, mais P1,P4,P3 ne l'est pas. Pour la totalité de 110 trajectoires et pour chaque futur possible (donc chaque branche à 2050 de l'arbre de future de la Fig.4) une évaluation économique a permis de déterminer les VAN de chaque trajectoire. 880 trajectoires de déploiement ont ainsi été analysées dans le contexte de déploiement appelé « Grenelle » dans le cadre du projet Greenlys basé sur la loi Grenelle [14].

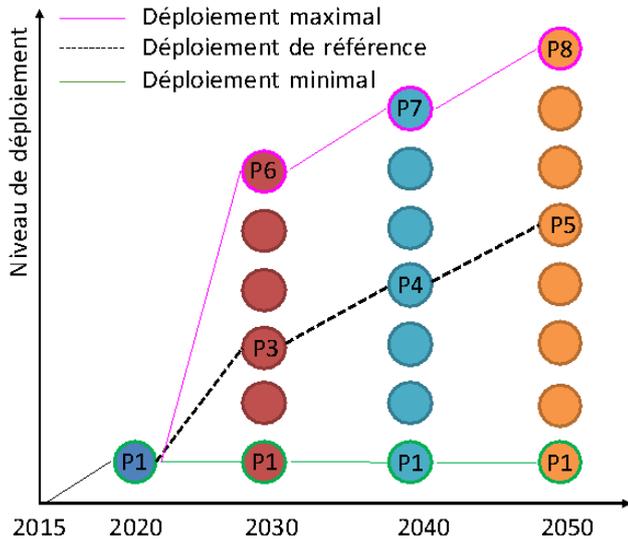


Figure 5 : Représentation des déploiements possibles à chaque échéance (sous forme de point), et exemple de trajectoire de déploiement (maximal, minimal et de référence)

2.4. Valorisation des options

Un déploiement donné est un choix qui correspond à une option réelle. La valeur de cette option est la différence des VAN entre le choix concernée et l'espérance globale du futur auquel le choix appartient.

Les VAN associées tous les futurs et toutes les flexibilités managériales ont été évaluées. Ainsi, la trajectoire de déploiement maximisant la VAN pour chaque futur a été identifiée. L'option de choisir cette trajectoire de déploiement optimal permet donc d'obtenir une VAN supérieure à l'espérance de VAN de ce futur. De plus, la VAN de cette option peut être comparée à la VAN de référence, calculée avec une ACB classique, sans options réelles.

2.4.1. Histogramme des VAN cumulées à 2050

Pour chaque branche de l'arbre binomial de la Fig.4, les VAN de 110 trajectoires de déploiement ont été évaluées. Pour chacune d'entre elles, la VAN maximum en 2050 est systématiquement obtenue dans le cas d'un futur *Doptim*, et la VAN minimum en 2050 est toujours obtenue dans le cas d'un futur *Daléa*. Cette section se focalise donc sur ces 2 futurs extrêmes nommés *Doptim* et *Daléa* respectivement, car ceux-ci encadrent tous les résultats de VAN de toutes les trajectoires de déploiement.

La **Error! Reference source not found.** représente la distribution des valeurs des 110 VAN liées aux 110 trajectoires

de déploiements à 2050 dans le cas d'un futur *Doptim* (en bleu) et d'un futur *Daléa* (en orange). En respectant ce code couleur, les traits en pointillés représentent la valeur des VAN de la trajectoire de déploiement de référence (P3,P4 ,P5 pour les 2 trajectoires de l'EGF).

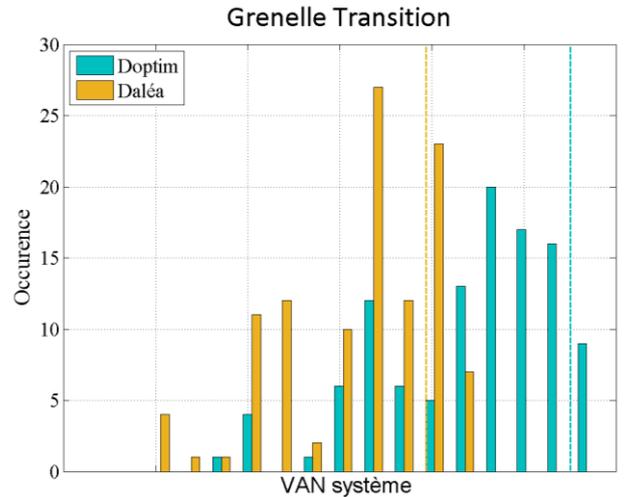


Figure 6 : Histogramme de l'ensemble des VAN à 2050 pour les 110 trajectoires de déploiement

Dans le cas de la *Daléa*, la distribution des valeurs est légèrement décalée vers des valeurs plus faibles, alors que dans le cas *Doptim*, les valeurs sont décalées vers les valeurs les plus élevées avec une dispersion plus importante dans le cas *Doptim*. Ainsi la variété des options disponibles est plus vaste et l'optimisation économique est plus intéressante.

2.4.2. Valeur d'option

Dans le cadre du modèle développé, la valeur d'option VO d'une trajectoire de déploiement donnée est simplement la différence entre sa VAN et l'espérance des VAN du futur concerné, soit l'espérance de 110 VAN de la branche de l'arbre du futur en question.

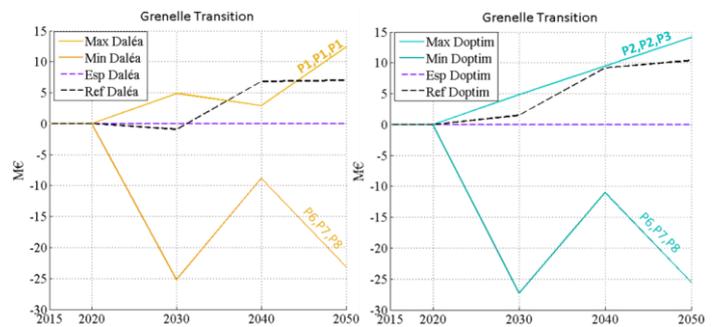


Figure 7 : Valeur d'option max, min et ref pour les 2 futurs extrêmes

La **Fig.7** montre les VO cumulées à 2050 pour les 2 futurs extrêmes de l'arbre du futur Dalea et Doptim :

- Max : la trajectoire optimale qui donne un maximum de bénéfices
- Min : la trajectoire la moins bénéfique qu'il faut donc éviter.
- Ref : La trajectoire de référence du projet issue de l'ACB classique (P3,P4,P5 en 2030, 2040 et 2050).
- Esp : L'espérance des VAN des 110 trajectoires évaluées, qui a une VO nulle

Dans le cas Doptim., la trajectoire de déploiement optimale qui maximise la VAN (P2,P2,P3) est moins optimiste que celle de la référence, car elle vise un niveau de déploiement P3 en 2050 et non P5. De plus, elle comporte une option attente entre 2030 et 2040 en restant à un niveau P2 qui correspond à un choix de ne rien déployer entre 2030 et 2040. Finalement, cette option permet de gagner 5 M€ par rapport à la référence et 15 M€ par rapport à l'espérance.

Dans le cas Dalèa., la trajectoire de déploiement optimale qui maximise la VAN (P1,P1,P1) est la moins optimiste. Ceci est lié au fait que dans ce futur, les coûts sont plus importants que les bénéfices en toute circonstance. Cette trajectoire (P1,P1,P1) représente une option d'attente entre 2020 à 2050, elle permet d'éviter certaines pertes, mais ne permet pas d'obtenir une VAN positive (**Figure 6**). Ainsi cette option permet de gagner 6 M€ par rapport à la référence et 12 M€ par rapport à l'espérance.

Dans les 2 cas, la trajectoire de déploiement de référence (P3,P4,P5) n'est pas optimale, mais fait partie des meilleures trajectoires de déploiement possible. De plus cette analyse permet de vérifier l'impact de l'évolution du gisement de flexibilité sur la valeur actuelle nette du déploiement de la grappe de fonction smart grid considérée.

L'approche option réelle a ici permis de mettre en évidence une possible optimisation du déploiement en fonction du contexte considéré. La valeur de ces options de déploiement a également été évaluée, permettant ainsi de constater l'avantage de cette méthode par rapport à l'évaluation réalisée avec une méthode d'ACB classique.

3. CONCLUSIONS

Ces premiers résultats du modèle d'optimisation par les options réelles de l'évolution du gisement de flexibilité mettent en évidence une grande variété de VAN possibles ainsi que leurs répartitions par rapport à la VAN de référence. Le premier point fort de la méthodologie OR, l'évaluation qualitative des futurs, a ainsi été réalisé dans le cadre du projet GreenLys.

De plus, il est possible pour tous les futurs, à toutes les échéances, de faire le choix d'un déploiement plutôt qu'un autre pour maximiser la VAN. Ainsi, il est possible avec les VAN évaluées de considérer l'impact des options, et de leurs valeurs associées, ce qui correspond au deuxième point fort de la méthodologie OR. Dans le cadre ici exposé, les trajectoires de déploiement associées à ces options ont été identifiées.

Si la méthode est innovante et permet de réaliser une analyse plus vaste que celle offerte par une ACB classique, les résultats ici présentés se limitent à une seule grappe de fonctionnalités Smart Grid. Il est ainsi possible de considérer l'utilisation de cette méthode pour d'autres projets et d'autres applications smart grid. **Cependant, une extrapolation de ces résultats à plus grande échelle, ou à d'autres fonctions smart grid, n'est pas convenable en l'état.**

La contribution principale de ce travail est donc l'étude du modèle d'aide à la décision en investissement sous incertitude. L'analyse des résultats du modèle d'OR que nous avons proposé permettra la mise en évidence des règles de décision pour optimiser le déploiement d'équipements smart grids afin de réaliser la gestion de la demande (demand response).

4. REMERCIEMENTS

Les auteurs remercient l'ensemble des partenaires du projet GreenLys (www.greenlys.fr) et plus particulièrement Schneider

Electric pour sa contribution à l'évaluation des fonctions de transfert. Ainsi que son partenaire financier l'ADEME (Agence de l'Environnement et de Maîtrise de l'Énergie) pour avoir rendu ce travail possible.

5. REFERENCES

- [1] Cox, Ross, Rubinstein, 1979, "Option pricing: A simplified Approach", *Journal of Financial economics*. vol. 7, 229-263.
- [2] Bellalah M., Gestion Financière : Diagnostic, Évaluation et Choix des Investissements, *Économica*, 1998.
- [3] Ministère de l'Écologie du Développement Durable et de l'Énergie, Les smart grids, quels enjeux?, 9 avril 2013.
- [4] Conseil européen, «Plan climat européen dont le but de réduire d'ici 2020 de 20 % les émissions de gaz à effet de serre et la consommation d'énergie et d'atteindre 20 % d'énergies renouvelables,» 8 mai 2012.
- [5] N. Hadjsaid et J.-C. Sabonnadière, «Vers les smart grids», Lavoisier, 2010.
- [6] European commission, « Guide to Cost-Benefit Analysis of Investment Projects », December 2014.
- [7] Tao Wang and Richard Nauville, 2005 "Real Options in Projects", 9th *Real Options Annual International Conference*.
- [8] D. Pindyck, Investment under uncertainty, New Jersey: Princeton university Press, 1994.
- [9] Dixit and Robert Pindyck, 1994, "Investment under uncertainty", Princeton university Press, New Jersey.
- [10] Tao Wang, 2005, Real Option in Projects and Systems Design, Identification of Options and Solution for Path Dependency, MIT, Cambridge, MA, USA, 141-147
- [11] Neufville, 2003, "Real options: Dealing with uncertainty in systems planning and design", *Integrated Assessment*, vol. 4, no.1, 26-34.
- [12] Neufville, «Real options: Dealing with uncertainty in systems planning and design,» *Integrated Assessment*, vol. 4, n° 11, pp. 26-34, 2003.
- [13] O.ACCOUCHE, D.Picault, Do Thai Phoung, «Evaluating the costs of load shedding services », CIRED. Lyon, France., paper 0229, June 2015.
- [14] LOI n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.