



Approche multi-agents pour la gestion des fermes éoliennes offshore

Credo Paniah

► **To cite this version:**

Credo Paniah. Approche multi-agents pour la gestion des fermes éoliennes offshore. Gestion des risques [q-fin.RM]. Université Paris Sud - Paris XI, 2015. Français. <NNT : 2015PA112067>. <tel-01202508>

HAL Id: tel-01202508

<https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01202508>

Submitted on 21 Sep 2015

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.

UNIVERSITÉ PARIS-SUD

ÉCOLE DOCTORALE 422 : Sciences et Technologie de l'Information, des
Télécommunications et des Systèmes

CEA-LIST, Laboratoire Analyse de Données et Intelligence des Systèmes

DISCIPLINE : Génie Informatique, Automatique et Traitement du Signal

THÈSE DE DOCTORAT

soutenue le 21/05/2015

par

M. K. Crédo PANIAH

<p>Approche multi-agents pour la gestion des fermes éoliennes offshore</p>

Directeur de thèse :

Françoise LAMNABHI-LAGARRIGUE Directeur de Recherche (CNRS)

Encadrant :

Javier GIL-QUIJANO Dr-Ingénieur chercheur (CEA)

Composition du jury :

Rapporteurs :

Zahia GUESSOUM Directeur de Recherche (Université Pierre et Marie Curie)

Abdelkrim BENCHAIIB Directeur de Recherche (Alstom Grid - SuperGrid Institute)

Examineurs :

Salima HASSAS Professeur (Université Claude Bernard Lyon 1)

François DUFOUR Professeur (Université de Bordeaux)

Membres invités :

Cédric HERPSON Maître de Conférences (Université Pierre et Marie Curie)

Gilney DAMM Directeur de Recherche (Université d'Évry-Val d'Éssonne - Supélec)

David MERCIER Dr-Ingénieur chercheur (CEA)

Remerciements

Comme on peut voir sur la première de couv' de ce manuscrit, cette thèse doit beaucoup à ses directrice et encadrants, Françoise, David, Javier et Cédric et n'aurait pas été soutenue sans ses rapporteurs et examinateurs ! Comme on ne peut pas voir sur la première de couv' de ce manuscrit, finir une thèse nécessite le concours de quelques autres personnes (et une certaine habileté à en tirer profit).

Pour rendre le crédit dû à toutes ces personnes dont les efforts ont été essentiels dans la confection de cette thèse (et un peu pour la postérité aussi), voici ma recette pour faire une bonne thèse.

Une bonne bibliographie, vous ferez Vous venez de choisir un sujet de thèse à la frontière de plusieurs disciplines scientifiques que vous ne connaissez que peu (voire pas du tout). La bibliographie s'annonce fastidieuse ! Heureusement, votre thèse s'inscrit dans un projet collaboratif avec plusieurs partenaires dont de solides mentors scientifiques, Gilney, Abdelkrim, et des jeunes chercheurs, Benjamin, Jing, Yijing, Miguel, aussi doués que sympathiques. Et vous en profitez : ils deviendront de nouveaux amis qui s'avèreront de précieuses ressources bibliographiques !

De vos mentors, vous apprendrez Vous rédigez vos premières productions scientifiques, pas vraiment du niveau d'excellence que vous étiez convaincu d'avoir. Vous faites encore et encore corriger vos rédactions par JP, Laurence, Sylvain, Cédric A. et Fred un peu, par vos encadrants Javier et Cédric beaucoup et tentez tant bien que mal de profiter de leurs (toujours) nombreuses corrections ; vous finissez par perdre foi en vous et en l'humanité. Rassurez-vous, ces labeurs sont utiles ! D'ailleurs, après la rédaction de ce manuscrit, vos encadrants et vous-même pouvez ajouter abnégation et persévérance sur vos CV !

Dans une atmosphère rafraîchissante et stimulante, vous travaillerez Une thèse est psychologiquement éprouvante, c'est bien connu. En effet, vous en avez vite marre. Heureusement, vos collègues du LADIS sont doués pour compatir et vous faire penser à tout sauf à vos « malheurs ». D'ailleurs, ils proposent spontanément de meilleures idées que celles mûrement réfléchies que vous leur soumettez. Votre self-estime en prend un coup et votre moral est plus bas que terre mais votre thèse s'en trouve stimulée ! Que demande le peuple ?

Parce que vos compagnons de galère sont nombreux, ici une liste non exhaustive (j'en oublie forcément) et non ordonnée des voisins de bureaux successifs, de trajet de cars CEA, de partenaires de déjeuner, pauses café et autres soirées alcoolisées : Flo, Jérèm', Nico, Maxime M., Antoine, Khrystyna, Antho, Lucile, Zoul', Jul', Aurèl', Néhémy, Flore, Paul, Phil, Etienne, Cédric, Fred, Jana, Sawsan, Guillaume, Maxime S., Q-A, Meritxell, J-H, Costas, Florian.

Déléguer, vous saurez Entre l'école doctorale, l'université et le labo d'accueil, les tâches administratives constituent une part non négligeable du travail de thèse : or vous êtes peu doué avec ça et peut-être atteint de phobie administrative, pathologie récemment auto-diagnostiquée par quelques hauts fonctionnaires français. Vous avez de la chance, vous pouvez compter sur des pros de l'organisation, Florence, Nathalie, Laurence de l'ED STITS, Fayza - mention spéciale pour l'impression et la reliure des exemplaires du manuscrit 2h avant la soutenance. Globalement, vous vous félicitez d'évoluer dans un laboratoire structuré et prévenant où vous pouvez profiter des conseils de Anthony L., Fred, Lorène, Stéphane, Cédric G-P, Marine...

Thèse \neq vie, jamais vous ne l'oublierez Sans que vous le réalisiez, votre vie s'est réduite à votre thèse : vous n'avez plus de vie sociale et vos amis les plus proches - Nico, Hadrien, Alba, Ol, Thomas, Patrick, Guyzo, Bruno, Sido, Will, Damien, Al', Andro et Thierry - se demandent si vous avez voyagé (en charter par exemple). Ils prennent de vos nouvelles, vous invitent à prendre l'air mais vous ne voulez pas vous changer les idées, vous avez du travail. Ils vous rappellent le sens des priorités (une bière, c'est bien plus important qu'un article). Vous abdiquez enfin. Vous êtes convaincu de perdre deux heures décisives. FAUX : votre thèse y survivra. Et vous aussi !

Un équilibre familial et affectif, vous chérez De bonnes ancres familiales sont importantes pendant une thèse. Papa poule et Maman Poule sont pour beaucoup dans votre choix de faire une thèse et même s'ils ne vivent pas avec vous, vous soutiennent au quotidien. Ils vous offrent la possibilité avec les frangins Magloire et Émile, de vous plaindre encore et encore, ce qui est inestimable pendant une thèse. Mais rien ne vaut les pleurnicheries quotidiennes, et vous avez la chance de vivre avec quelqu'un qui les supporte lorsqu'elles viennent de vous. De plus vous lui abandonnez le loisir de s'occuper de vous et de tout. Merci à ma petite Audrey chérie, qui croyait en cette thèse bien plus que moi-même : j'ai essayé tant bien que mal de lui expliquer pourquoi ma thèse ne serait pas, (je sais mieux qu'elle, m'enfin!); force est de constater aujourd'hui que c'est elle qui avait raison !

Enfin, cette thèse était un voyage unique qui appartient autant à toutes les personnes citées ici qu'à moi alors elles peuvent en être aussi fières.

Table des matières

1	Introduction : Le contexte énergétique actuel	1
1.1	Le réseau électrique : historique et description	2
1.2	Les énergies conventionnelles et leurs limites	3
1.2.1	Les énergies fossiles	3
1.2.2	L'énergie nucléaire	3
1.3	Le paquet énergie-climat : définition et objectifs	4
1.4	L'énergie renouvelable dans le contexte énergétique actuel	5
1.5	Impact de l'intégration des EnR	7
1.6	Les centrales de stockage	9
1.7	Le marché électrique	12
1.7.1	Description du marché EPEX SPOT	12
1.7.1.1	Le marché Day-Ahead	13
1.7.1.2	Le marché intrajournalier	14
1.7.2	Dispositions particulières pour les EnR	15
1.8	<i>Winpower</i> : le cas de l'éolien offshore	15
1.9	Problématique et plan	17
1.9.1	L'inefficacité des mesures de soutien aux EnR	17
1.9.2	Les EnR dans un contexte conventionnel	18
1.9.3	La décision dans un contexte multi-acteurs	18
1.9.4	La gestion des aspects local et global dans la décision	19
1.9.5	La participation de la coalition d'EnR et de CSM au marché de l'électricité : un problème de planification optimale des ressources, sous l'incertitude du renouvelable	19
1.9.6	Hypothèses de travail et objectifs	20
1.9.7	Plan de la thèse	20
2	L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique : un défi scientifique	23
2.1	Le système électrique intelligent	23
2.1.1	Pourquoi rendre intelligente la gestion du système électrique ?	23
2.1.2	Les leviers de gestion du système électrique moderne	24
2.1.3	Qu'est-ce que le <i>smart grid</i> ?	24
2.2	La gestion de la demande	25
2.2.1	Qu'est-ce que la gestion de la demande ?	25
2.2.2	L'incitation à la gestion de la demande	26
2.2.3	Les consommateurs et la gestion de la demande	28
2.3	La gestion de l'offre : MicroGrids et centrales électriques virtuelles	28
2.3.1	La production distribuée et les MicroGrids	29
2.3.2	Les centrales électriques virtuelles et la participation des EnR au marché de l'électricité	30
2.4	La décision multi-acteurs dans les centrales électriques virtuelles	32
2.5	Les techniques d'intégration des EnR dans le système électrique	34
2.5.1	La prédiction de la production renouvelable	34
2.5.2	L'optimisation sous incertitude	36
2.5.3	La coordination entre agents autonomes	38

2.6	Synthèse et positionnement	40
3	Gestion multi-acteurs	43
3.1	La gestion du réseau <i>Winpower</i> : un problème de contrôle tertiaire	44
3.2	Proposition d'une architecture de pilotage	45
3.2.1	Les couches de gestion de l'architecture de pilotage	45
3.2.1.1	Production	45
3.2.1.2	Agrégation	45
3.2.1.3	Interface marché	46
3.2.2	Description des agents	46
3.2.2.1	Production	47
3.2.2.2	Agrégation	48
3.2.2.3	Interface marché	48
3.2.3	Interactions entre agents	48
3.2.3.1	Agrégation des ressources	48
3.2.3.2	Négociation et contrats marché	50
3.2.3.3	Désagrégation des plannings agrégés	50
3.2.3.4	Re-planification	51
3.3	Un modèle de décision markovien pour les CVPP	52
3.3.1	Problématique du contrôle haut-niveau et contraintes particulières	52
3.3.2	Une solution MDP pour la participation au marché Day-Ahead	54
3.3.2.1	Généralités sur le modèle MDP	54
3.3.2.2	État d'un acteur EnR	56
3.3.2.3	État d'un acteur CSM	56
3.3.2.4	État du marché	57
3.3.3	Formalisation du modèle	57
3.3.3.1	Proposition d'un modèle MDP	57
3.3.3.2	Proposition d'un modèle IS-MDP	60
3.3.4	Adaptation du MDP à des participations alternatives au marché	62
3.3.4.1	Prise en compte de l'impact du producteur <i>Winpower</i> sur la détermination du MCP	63
3.3.4.2	Participation additionnelle au marché intrajournalier	64
3.4	Synthèse	64
4	Expérimentations	67
4.1	Descriptions des simulations : stratégies comparées et objectifs	68
4.1.1	Le scénario sans risque de pénalités : aucune contractualisation préalable nécessaire pour les producteurs renouvelables	68
4.1.2	Le scénario sans gestion du risque de pénalités : les erreurs de prévision de production renouvelable sont pénalisées et ne sont pas gérées par la coalition	68
4.1.3	Le scénario de l'optimisation réactive : les erreurs de prévision de production renouvelable sont pénalisées mais sont gérées de manière réactive par les ressources contrôlables	69
4.1.4	Le scénario de l'optimisation au jour J : les erreurs de prévision de production renouvelable sont pénalisées mais sont gérées au jour J et de manière optimisée par les ressources contrôlables	70
4.1.5	Le scénario de l'optimisation au jour $J - 1$: les ressources contrôlables sont optimisées pour la participation au marché et la gestion des erreurs renouvelables	70

4.1.6	Objectif des simulations	71
4.2	Environnement d'évaluation	72
4.2.1	Les données de marché	73
4.2.2	Les ressources renouvelables	74
4.2.3	Les ressources contrôlables	75
4.2.4	Autres hypothèses	76
4.3	Algorithme et implémentation	77
4.3.1	Algorithme de résolution du MDP	77
4.3.2	Application à un exemple simplifié	80
4.4	Résultats	84
4.4.1	Revenus de la coalition sur le marché de l'électricité	84
4.4.2	Impact de la gestion du risque de pénalités sur les revenus locaux des acteurs de la coalition	86
4.4.3	Impact de l'horizon temporel sur les résultats de l'optimisation au jour $J - 1$	89
4.5	Conclusion	91
5	Conclusion et perspectives	93
5.1	Synthèse	93
5.1.1	Description et problématique	93
5.1.2	Propositions et expérimentations	95
5.1.3	Récapitulatif	96
5.2	Discussion et perspectives	97
5.2.1	La sensibilité de la gestion du risque à l'horizon de planification et à l'incertitude des informations	97
5.2.2	Optimisation des interactions avec le marché de l'électricité	97
5.2.3	Coordination du pilotage avec les niveaux de contrôle inférieurs	98
5.2.4	Distribution de la décision	99
5.3	Comparaison de la planification centralisée et des mécanismes de distribution	99
5.3.1	Confidentialité des informations locales	100
5.3.2	Complexité de la prise de décision	101
5.3.3	Optimalité de la décision	101
5.4	Récapitulatif et conclusion	102
A	Interactions avec le marché de l'électricité	105
A.1	Définition de l'offre faite au marché de l'électricité	105
A.2	Désagrégation des contrats de la coalition	107
A.3	Distribution des revenus acquis sur le marché	108
B	Distribution du processus de décision entre les acteurs de la coalition	111
B.1	Rappels sur les fonctions d'utilité locales	111
B.2	Solutions de distribution du calcul de l'utilité globale	113
B.2.1	Les processus décisionnels de Markov multi-agents	113
B.2.2	Les mécanismes de marché à équilibre général	114
B.2.3	Les mécanismes de négociations entre acteurs : le <i>Contract Net Protocol</i>	115
B.3	Discussion	116

Liste des figures

1.1	Répartition de la consommation énergétique par source primaire en France métropolitaine, en 2013 [51].	4
1.2	Le nucléaire, avantages ou inconvénients ? Répartition des réponses en France [51].	4
1.3	Panorama des énergies renouvelables [71].	6
1.4	Répartition de la production renouvelable par source primaire en France métropolitaine, en 2013 [51].	7
1.5	Évolution de la production éolienne en France [12].	7
1.6	Exemple de variabilité de la demande et de la charge nette sur une semaine dans l'ouest des États-Unis [49]. Traduit de l'anglais par <i>Crédo Paniah</i>	8
1.7	Fonctionnement d'une STEP [20].	10
1.8	Détermination du prix de l'électricité (MCP) sur EPEX SPOT.	14
1.9	Architecture physique du réseau <i>Winpower</i>	16
1.10	Résultats des appels d'offres du ministère de l'écologie du développement durable et de l'énergie, pour la construction de fermes éoliennes sur les côtes françaises [34].	17
2.1	Illustration du principe de CAES, un système de gestion de la demande proposé par <i>O'Neill</i> [73]. Traduit de l'anglais par <i>Crédo Paniah</i>	27
2.2	VPP constitué d'une ferme éolienne et d'un STEP [16].	31
2.3	3 cas de participation des composantes du VPP au marché de l'électricité [50]. Traduit de l'anglais par <i>Crédo Paniah</i>	32
2.4	Fonction de précision en cloche utilisée pour la rémunération des agents dans un CVPP [22]. Traduit de l'anglais par <i>Crédo Paniah</i>	33
2.5	Illustration du principe de PowerMatcher [10]. Traduit de l'anglais par <i>Crédo Paniah</i>	34
2.6	Fonctions Bêta de paramètres α et β différents, pour la représentation de l'erreur de prévision de la production éolienne [47].	35
2.7	Courbe de prédiction de puissance en fonction de la vitesse du vent et ensembles flous associés [59]. Traduit de l'anglais par <i>Crédo Paniah</i>	36
2.8	Illustration des composantes d'un MDP.	37
2.9	PowerMatcher : mécanisme de formation de l'équilibre général [62]. Traduit de l'anglais par <i>Crédo Paniah</i> . A) Fonctions de demande de 4 agents participant au marché. B) Agrégation de la demande et détermination du prix p^* correspondant à l'équilibre général.	39
3.1	Les couches de contrôle du réseau <i>Winpower</i> et leurs relations.	45
3.2	Architecture de pilotage du réseau <i>Winpower</i>	46
3.3	Protocole d'agrégation au jour $J - 1$	49
3.4	Protocole de négociation de la production avec le marché au jour $J - 1$	50
3.5	Protocole de désagrégation au jour $J - 1$	50
3.6	Protocole de re-planification au jour J	51
3.7	Impact d'un nouvel entrant sur le prix de l'équilibre en fonction de l'offre (respectivement de la demande) d'un nouveau participant au marché. [3]	63
4.1	Architecture physique du réseau <i>Winpower</i>	72

4.2	Exemple d'évolution des prix sur la journée du 28 Février 2014. Extrait des données EPEX SPOT disponibles en ligne [2].	73
4.3	Exemple des prédictions de production et productions effectives du 28 février 2008.	75
4.4	Probabilité d'erreurs de prévisions associée aux prédictions, sur la journée du 28 Février 2008.	76
4.5	Valeurs des différents états du système en fonction du temps.	84
4.6	Comparaison des revenus cumulés des différentes stratégies sur une journée (28 Février 2008).	85
4.7	Comparaison des gains par rapport au risque maximal de pénalités, cumulés pour chaque journée sur la période de Février à Mars 2008.	86
4.8	Comparaison des différentes politiques d'utilisation des ressources contrôlables suivant les stratégies simulées sur une journée (28 Février 2008).	87
4.9	Comparaison des gains obtenus par les acteurs EnR dans un contexte coopératif par rapport à une participation individuelle au marché de l'électricité, cumulés pour chaque journée sur la période de Février à Mars 2008.	88
4.10	Comparaison des gains obtenus par l'acteur CSM dans un contexte coopératif par rapport à une participation individuelle au marché de l'électricité, cumulés pour chaque journée sur la période de Février à Mars 2008.	90
4.11	Comparaison des revenus obtenus avec les stratégies sans risque de pénalités, d'optimisation au jour $J - 1$ sur un horizon d'une journée et sur un horizon de deux journées, cumulés pour chaque journée sur la période de Février à Mars 2008.	91

Liste des tableaux

3.1	Les couches de contrôle d'un système électrique : exemple de <i>Wincpower</i>	44
3.2	Agents du réseau <i>Wincpower</i>	47
4.1	Infographie : scénario sans risque de pénalités.	68
4.2	Infographie : scénario sans gestion du risque de pénalités.	69
4.3	Infographie : scénario de l'optimisation réactive.	69
4.4	Infographie : scénario de l'optimisation au jour J [15].	70
4.5	Infographie : Le scénario de l'optimisation au jour $J - 1$	71
4.6	Valeurs du facteur de pénalisation k , depuis 2004 [6].	74
4.7	Différents critères de résolution des MDP.	78
4.8	Matrice de valeurs des différents états de la centrale de stockage, en fonction du temps.	83
5.1	Comparaison des caractéristiques de la planification centralisée (Plan. Central.), de la coordination par mécanisme de marché à équilibre général (Marché à E.G.) et du <i>Contract Net Protocol</i> (CNP).	102

Résumé

La raréfaction des sources de production conventionnelles et leurs émissions nocives ont favorisé l'essor notable de la production renouvelable, plus durable et mieux répartie géographiquement. Toutefois, son intégration au système électrique est problématique. En effet, la production renouvelable est peu prédictible et issue de sources majoritairement incontrôlables, ce qui compromet la stabilité du réseau, la viabilité économique des producteurs et rend nécessaire la définition de solutions adaptées pour leur participation au marché de l'électricité.

Dans ce contexte, le projet scientifique *Winpower* propose de relier par un réseau à courant continu les ressources de plusieurs acteurs possédant respectivement des fermes éoliennes offshore (acteurs EnR) et des centrales de stockage de masse (acteurs CSM). Cette configuration impose aux acteurs d'assurer conjointement la gestion du réseau électrique.

Nous supposons que les acteurs participent au marché comme une entité unique : cette hypothèse permet aux acteurs EnR de tirer profit de la flexibilité des ressources contrôlables pour minimiser le risque de pénalités sur le marché de l'électricité, aux acteurs CSM de valoriser leurs ressources auprès des acteurs EnR et/ou auprès du marché et à la coalition de faciliter la gestion des déséquilibres sur le réseau électrique, en agrégeant les ressources disponibles.

Dans ce cadre, notre travail s'attaque à la problématique de la participation au marché EPEX SPOT *Day-Ahead* de la coalition comme une centrale électrique virtuelle ou CVPP (*Co-operative Virtual Power Plant*). Nous proposons une architecture de pilotage multi-acteurs basée sur les systèmes multi-agents (SMA) : elle permet d'allier les objectifs et contraintes locaux des acteurs et les objectifs globaux de la coalition.

Nous formalisons alors l'agrégation et la planification de l'utilisation des ressources comme un processus décisionnel de Markov (MDP), un modèle formel adapté à la décision séquentielle en environnement incertain, pour déterminer la séquence d'actions sur les ressources contrôlables qui maximise l'espérance des revenus effectifs de la coalition.

Toutefois, au moment de la planification des ressources de la coalition, l'état de la production renouvelable n'est pas connue et le MDP n'est pas résoluble en l'état : on parle de MDP partiellement observable (POMDP). Nous décomposons le POMDP en un MDP classique et un état d'information (la distribution de probabilités des erreurs de prévision de la production renouvelable) ; en extrayant cet état d'information de l'expression du POMDP, nous obtenons un MDP à état d'information (IS-MDP), pour la résolution duquel nous proposons une adaptation d'un algorithme de résolution classique des MDP, le *Backwards Induction*.

Nous décrivons alors un cadre de simulation commun pour comparer dans les mêmes conditions nos propositions et quelques autres stratégies de participation au marché dont l'état de l'art dans la gestion des ressources renouvelables et contrôlables. Les résultats obtenus confortent l'hypothèse de la minimisation du risque associé à la production renouvelable, grâce à l'agrégation des ressources et confirment l'intérêt de la coopération des acteurs EnR et CSM dans leur participation au marché de l'électricité. Enfin, l'architecture proposée offre la possibilité de distribuer le processus de décision optimale entre les différents acteurs de la coalition : nous proposons quelques pistes de solution dans cette direction.

Mots clés : Sources d'Énergie Renouvelables (EnR), Centrales de Stockage, Agrégation, Marché de l'Électricité, EPEX SPOT, Centrale Électrique Virtuelle Coopérative, Système Multi-Agents (SMA), Processus Décisionnel de Markov, État d'Information.

Abstract

Renewable Energy Sources (RES) has grown remarkably in last few decades. Compared to conventional energy sources, renewable generation is more available, sustainable and environment-friendly - for example, there is no greenhouse gases emission during the energy generation. However, while electrical network stability requires production and consumption equality and the electricity market constrains producers to contract future production *a priori* and respect their furniture commitments or pay substantial penalties, RES are mainly uncontrollable and their behavior is difficult to forecast accurately. *De facto*, they jeopardize the stability of the physical network and renewable producers competitiveness in the market.

The *Winpower* project aims to design realistic, robust and stable control strategies for off-shore networks connecting to the main electricity system renewable sources and controllable storage devices owned by different autonomous actors. Each actor must embed its own local physical device control strategy but a global network management mechanism, jointly decided between connected actors, should be designed as well.

We assume a market participation of the actors as an unique entity (the coalition of actors connected by the *Winpower* network) allowing the coalition to facilitate the network management through resources aggregation, renewable producers to take advantage of controllable sources flexibility to handle market penalties risks, as well as storage devices owners to leverage their resources on the market and/or with the management of renewable imbalances. This work tackles the market participation of the coalition as a Cooperative Virtual Power Plant. For this purpose, we describe a multi-agent architecture through the definition of intelligent agents managing and operating actors resources and the description of these agents interactions ; it allows the alliance of local constraints and objectives and the global network management objective.

We formalize the aggregation and planning of resources utilization as a Markov Decision Process (MDP), a formal model suited for sequential decision making in uncertain environments. Its aim is to define the sequence of actions which maximize expected actual incomes of the market participation, while decisions over controllable resources have uncertain outcomes.

However, market participation decision is prior to the actual operation when renewable generation still is uncertain. Thus, the Markov Decision Process is intractable as its state in each decision time-slot is not fully observable. To solve such a Partially Observable MDP (POMDP), we decompose it into a classical MDP and an information state (a probability distribution over renewable generation errors). The Information State MDP (IS-MDP) obtained is solved with an adaptation of the *Backwards Induction*, a classical MDP resolution algorithm.

Then, we describe a common simulation framework to compare our proposed methodology to some other strategies, including the *state of the art* in renewable generation market participation. Simulations results validate the resources aggregation strategy and confirm that cooperation is beneficial to renewable producers and storage devices owners when they participate in electricity market. The proposed architecture is designed to allow the distribution of the decision making between the coalition's actors, through the implementation of a suitable coordination mechanism. We propose some distribution methodologies, to this end.

Keywords : Renewable Energy Sources, Storage, Aggregation, Electricity Market, Cooperative Virtual Power Plant, Multi-Agent System, Markov Decision Process, Information State.

Glossaire

- AIE** Agence Internationale de l'Énergie. 8, 9
- ANR** Agence Nationale de la Recherche, en France. 15
- CAES** Compressed Air Energy Storage - Centrales de stockage par air comprimé. 10
- CEI** Commission Électronique Internationale. 46
- CHP** Combined Heat and Power - Source de cogénération. 29
- CNP** Contract Net Protocol - Protocole multi-agents d'échange de tâches. xiii, 102, 115
- CSM** Centrale de Stockage de Masse. vii, viii, xii, xv, 1, 18–20, 24, 40, 43, 47, 52, 56, 58–62, 64, 68–72, 75–77, 80, 84, 86–91, 94–96, 100–102, 105, 111–116
- CSPE** Contribution au Service Public de l'Électricité. 17
- CVPP** Cooperative Virtual Power Plant - Centrale de production électrique virtuelle coopérative. viii, xi, xv, 33, 38, 40, 43, 52, 53, 94, 95
- DSO** Distribution System Operator - Opérateur du Système de Distribution. 2
- EnR** (Source d') Énergie Renouvelable. vii, viii, xii, xv, 1, 5, 7, 9, 12, 15–20, 23, 25, 30, 34, 36, 38, 40, 43, 47, 52, 56, 58–60, 62, 64, 68–72, 74, 76, 77, 79, 85, 88, 89, 91, 94–96, 98, 100–102, 105, 111–116
- EPEX SPOT** European Power Exchange - Bourse d'échange d'électricité qui regroupe les marchés de l'électricité français, allemand, autrichien et suisse. vii, xi, xii, xv, 1, 12–14, 50, 53, 63, 72, 73, 96
- ERDF** Électricité Réseau Distribution France. 3
- GAP** Gestionnaire d'agrégation de Production. 47, 48, 50, 51
- GCP** Gestionnaire de Centrales de Production. 47–49, 52
- GCS** Gestionnaire de Centrales de Stockage de masse. 47–50, 52
- GRH** Gestionnaire du Réseau HVDC. 47–49, 51
- GWh** Gigawattheure - Unité de mesure de l'énergie électrique. 10
- HVDC** High Voltage Direct Current - Courant continu haut voltage. 16, 18–20, 44, 47–49, 51, 52
- IS-MDP** Information State MDP - Processus décisionnel de Markov à état d'information. viii, xv, xvii, 43, 60, 80
- kV** Kilovolt - Unité de mesure de la tension électrique. 2
- MCP** Market Clearing Price - Prix de l'électricité fixé par le marché. viii, xi, 14, 43, 57, 59, 62–64, 72, 74, 80–82
- MDP** Markov Decision Process - Processus décisionnel de Markov. viii, ix, xi, xiii, xv, xvii, 19, 29, 30, 37, 38, 43, 44, 54–62, 64, 65, 67, 77–79, 89, 90, 95, 96
- MMDP** Multi-agent Markov Decision Process - Processus Décisionnel de Markov Multi-agents. 113

MW Mégawatt - Unité de mesure de la puissance électrique. 9, 11, 13, 14, 16, 72, 74, 75

MWh Mégawattheure - Unité de mesure de l'énergie électrique. 9, 13, 14, 57, 72, 76

NAP Négociateur d'Agrégation de Production. 47–50

NTIC Nouvelles Technologies de l'Information et de la Communication. 16

OCP Opérateur de Centrales de Production. 47, 51

OCS Opérateur de Centrales de Stockage. 47, 51

POMDP Partially Observable Markov Decision Process - Processus décisionnel de Markov Partiellement Observable. xv, xvii, 60

RTE Réseau de Transport d'Électricité. 3, 48, 57, 72, 74

SISE Système Inertiel de Stockage d'Énergie. 11

SMA Système Multi-Agents. xv, 19, 20

SMES Supraconducting Magnetic Energy Storage - Stockage d'énergie magnétique supraconductrice. 11

SoC State of Charge - État de charge. 54, 56–59, 61, 62, 79–83

SPV-2 Superviseur secondaire. 47, 48, 51

STEP Solutions de Transfert d'Énergie par Pompage. xi, 9, 10, 31, 72, 75

TSO Transmission System Operator - Opérateur du Système de Transmission. 2, 47, 51

TWh TéraWattheure - Unité de mesure de l'énergie électrique. 7

UE Union Européenne. 3–5, 12, 16

VPP Virtual Power Plant - Centrale de production électrique virtuelle. xi, 28, 30–33, 38, 39, 94

Introduction : Le contexte énergétique actuel

Sommaire

1.1	Le réseau électrique : historique et description	2
1.2	Les énergies conventionnelles et leurs limites	3
1.2.1	Les énergies fossiles	3
1.2.2	L'énergie nucléaire	3
1.3	Le paquet énergie-climat : définition et objectifs	4
1.4	L'énergie renouvelable dans le contexte énergétique actuel	5
1.5	Impact de l'intégration des EnR	7
1.6	Les centrales de stockage	9
1.7	Le marché électrique	12
1.7.1	Description du marché EPEX SPOT	12
1.7.1.1	Le marché Day-Ahead	13
1.7.1.2	Le marché intrajournalier	14
1.7.2	Dispositions particulières pour les EnR	15
1.8	<i>Winpower</i> : le cas de l'éolien offshore	15
1.9	Problématique et plan	17
1.9.1	L'inefficacité des mesures de soutien aux EnR	17
1.9.2	Les EnR dans un contexte conventionnel	18
1.9.3	La décision dans un contexte multi-acteurs	18
1.9.4	La gestion des aspects local et global dans la décision	19
1.9.5	La participation de la coalition d'EnR et de CSM au marché de l'électricité : un problème de planification optimale des ressources, sous l'incertitude du renouvelable	19
1.9.6	Hypothèses de travail et objectifs	20
1.9.7	Plan de la thèse	20

L'énergie occupe une place essentielle dans nos sociétés ; son industrie est aujourd'hui l'une des plus importantes en termes d'engagements financiers (investissements et coûts de production, sommes échangées dans les transactions énergétiques), d'emplois et d'impact sur la vie quotidienne (la demande énergétique n'a cessé d'augmenter depuis plusieurs décennies, suivant la croissance économique et démographique mondiale) [51]. Les sources (pétrole et charbon, notamment) initialement utilisées pour la production électrique sont devenues moins adaptées, à cause de leur rareté et de la hausse de leur prix. D'autres sources de production ont depuis émergé et remplacé les premières, afin de maintenir un certain équilibre entre production et demande mondiale.

Nous présentons dans les sections suivantes, les différents types d'énergie et leurs caractéristiques ; nous porterons une attention particulière à l'électricité, le réseau électrique et le marché de l'électricité.

1.1 Le réseau électrique : historique et description

La demande énergétique mondiale connaît une croissance permanente, notamment sous sa forme la plus usitée, *l'énergie électrique*. L'énergie électrique représente un tiers de la consommation mondiale et doit son succès à sa commodité de transport et d'utilisation. Elle est obtenue soit par la rotation d'une turbine associée à un générateur électrique à partir d'une énergie mécanique (cinétique ou potentielle) ou thermique (en générant de la vapeur d'eau) soit par une réaction d'oxydoréduction à partir d'une énergie chimique. Ces énergies sont produites par la transformation de sources d'énergie primaires - disponibles à l'état brut dans la nature - par des centrales de production. L'énergie électrique est alors acheminée sous forme d'électricité (l'électricité est le vecteur de l'énergie électrique) jusqu'aux consommateurs en passant par un réseau électrique. Nous appelons *système électrique*, l'ensemble formé par la production (les sources de production), la consommation (les nœuds de consommation ou charges) et le réseau électrique qui les relie.

L'évolution des systèmes électriques a été progressive, suivant à son début une logique d'électrification locale : au début du vingtième siècle, de petits réseaux locaux connectent les producteurs aux consommateurs. Le développement des appareils électriques et l'augmentation des besoins ont incité à optimiser le réseau en interconnectant les systèmes électriques existants [31]. Les initiatives d'interconnexion entre ces réseaux ont permis de valoriser les sources de production en les reliant à des zones de consommation éloignées géographiquement et de profiter des économies d'échelle en construisant de grandes centrales de production. Des réseaux nationaux ou régionaux se sont alors créés pendant la deuxième moitié du vingtième siècle.

Le réseau électrique actuel est décomposable hiérarchiquement, en un *réseau de transport* et des *réseaux de distribution*¹ [84] :

- Le réseau de transmission (ou de transport) a pour fonction d'acheminer des quantités importantes d'énergie électrique - la production des grandes centrales de production - vers les réseaux de distribution et les grands consommateurs (les usines, par exemple). Sa structure est maillée (synonyme d'une grande interconnexion entre les différents nœuds connectés) afin de garantir une bonne sécurité d'alimentation. Il est constitué de lignes à haute tension qui acheminent l'électricité à des voltages très élevés, allant jusqu'à 400kV (kilovolts).
- Les réseaux de distribution alimentent l'ensemble des consommateurs à des voltages moindres (entre 0,11 et 1kV pour les réseaux de distribution à basse tension et entre 1 et 50 kV pour les réseaux de distribution à moyenne tension). Un réseau de distribution a une structure arborescente et connecte au système électrique principal les consommateurs, et éventuellement des petits producteurs localisés au niveau de la consommation.

Une des caractéristiques principales du système électrique est la contrainte d'équilibre entre la production et la consommation sur le réseau, sous peine de provoquer un *blackout* : c'est une panne de courant qui entraîne un arrêt de fourniture d'électricité pour une grande partie des consommateurs. Il faut, pour respecter cette contrainte, assurer la sécurité d'approvisionnement (ou la capacité de la production à couvrir la demande, à tout moment) et la sûreté de fonctionnement du réseau électrique. Le gestionnaire du réseau de transmission ou TSO (*Transmission System Operator*) et le gestionnaire du réseau de distribution ou DSO (*Distribution System Operator*) ont pour fonction de réguler le réseau électrique. En France, ce sont respectivement

1. On parle aussi parfois de réseaux de répartition, intermédiaires aux réseaux de transport et de distribution [83]

RTE (Réseau de Transport d'Électricité) et ERDF (Électricité Réseau Distribution France)² [82].

La gestion du réseau électrique est originellement un monopole naturel à cause de l'économie d'échelle (la baisse du coût moyen associé à l'augmentation du service produit) qui y est importante. Sous l'impulsion de l'Union Européenne (UE), les réseaux de transport et les réseaux de distribution nationaux sont gérés par des entreprises distinctes et monopolistiques; néanmoins, des autorités de régulation nationales indépendantes veillent au bon déroulement des échanges d'énergie électrique, en réglementant la concurrence entre les producteurs d'électricité (respectivement entre les consommateurs). On parle alors de *monopole régulé*.

1.2 Les énergies conventionnelles et leurs limites

Les énergies conventionnelles (par opposition aux énergies renouvelables qui sont, elles, alternatives) constituent la part principale de la production énergétique mondiale. Cependant, soit leurs sources sont limitées parce que non renouvelables (les ressources disponibles et leur vitesse de régénération ne permettent pas d'éviter une pénurie dans un futur proche), soit leur impact sur l'environnement ne permet pas d'en envisager une exploitation durable, sans conséquence écologique notable. Ce sont notamment les *énergies fossiles* et l'*énergie nucléaire*.

1.2.1 Les énergies fossiles

Les énergies fossiles sont produites par combustion de matériaux riches en carbone (essentiellement des hydrocarbures), qui se constituent dans les couches terrestres pendant plusieurs centaines de millions d'années.

La première source de production énergétique a été le charbon : il est alors utilisé pour produire de la chaleur utile par combustion, jusqu'à l'avènement du pétrole en 1973. Malgré des réserves plus abondantes et mieux réparties que les autres sources fossiles (qui permettraient environ deux siècles supplémentaires d'exploitation) et des prix relativement stables, le charbon est rapidement devenu indésirable. En effet, les émissions de cendres et de gaz à effet de serre qui accompagnent sa combustion pendant le processus de production énergétique, ainsi que les risques élevés liés à son extraction rendent son utilisation rédhitoire.

Le pétrole a remplacé puis largement surpassé le charbon dans la production énergétique, grâce à sa densité énergétique plus importante. Toutefois, sa faible disponibilité (réserves limitées et très localisées en de rares endroits de la planète) soumet son prix à des fluctuations importantes et peu prévisibles. Les chocs pétroliers (de 1973 et 1979 notamment) ont provoqué une hausse importante des prix et des crises politiques qui ont remis en cause les choix énergétiques de certains pays, dont la France qui s'est alors appuyée sur la production nucléaire.

Le gaz naturel, dont l'exploitation a récemment augmenté grâce aux évolutions technologiques, est la troisième source fossile la plus importante. Malgré son meilleur rendement énergétique, ses émissions nocives moindres (mais non-négligeables), son coût de production élevé et les difficultés de transport de la production gazière font que son utilisation reste inférieure à celle du pétrole, notamment en France comme on voit sur la figure 1.1 [51].

1.2.2 L'énergie nucléaire

L'énergie nucléaire est produite à partir de la fission (division) d'un atome lourd (uranium ou plutonium), induisant une émission importante d'énergie sous forme d'énergie thermique servant à produire de l'électricité.

2. En France, des entreprises locales de distribution gèrent quelques réseaux de distribution

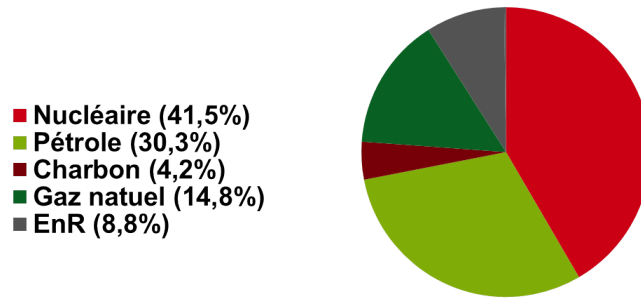


FIGURE 1.1 – Répartition de la consommation énergétique par source primaire en France métropolitaine, en 2013 [51].

Elle présente l’avantage par rapport aux énergies fossiles de ne pas reposer sur une production émettrice de gaz à effet de serre mais est basée sur une technologie coûteuse, peu accessible et ayant un coût social très important en termes de santé (rejets radioactifs nocifs) et de confiance (peur des catastrophes ou des utilisations militaires, etc.). Elle constitue la source principale de la production électrique en France, mais comme le montre la figure 1.2 montrant les résultats d’une enquête d’opinion sur ses avantages et inconvénients, l’opinion française est mitigée à son propos [51].

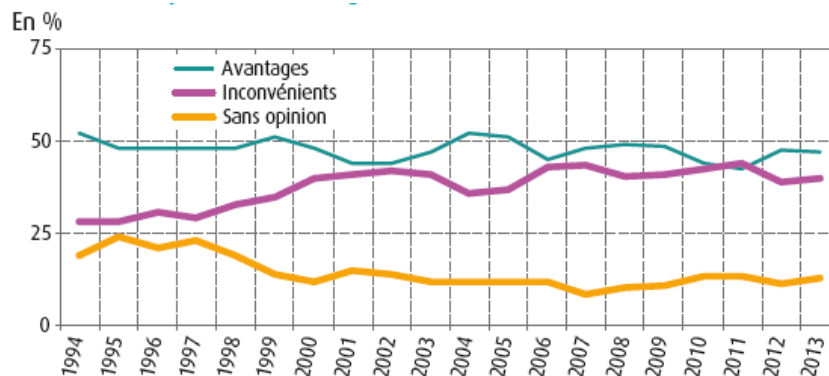


FIGURE 1.2 – Le nucléaire, avantages ou inconvénients? Répartition des réponses en France [51].

1.3 Le paquet énergie-climat : définition et objectifs

La hausse quasi-permanente des prix des énergies fossiles et leurs effets néfastes sur l’environnement, le besoin d’indépendance énergétique et la dangerosité de la production nucléaire ont favorisé les efforts d’augmentation de la part de la production renouvelable dans le mix énergétique³.

Depuis les années 1960, l’Union Européenne (UE) a développé pour ses pays membres une *politique énergétique communautaire* : c’est une vision commune des usages et transitions entre les différentes sources d’énergie, du charbon vers les hydrocarbures (pétrole et gaz) d’une part et vers le nucléaire d’autre part, puis des sources conventionnelles vers les énergies renouvelables

3. Le mix énergétique est la répartition des différentes sources d’énergies dans la consommation d’une population donnée.

[33]. Dans les années 1990, elle est à l'initiative des marchés communs de l'électricité et du gaz ; ces derniers instaurent un contexte de compétition dans la production et la consommation énergétique qui favorise la recherche et le développement technologique de la production. Les principales préoccupations concernaient déjà l'environnement et les émissions nocives de la production énergétique, l'efficacité énergétique⁴, la co-génération⁵ et le développement des énergies renouvelables. Le protocole de Kyoto en 1997 et ses recommandations en matière de réduction de gaz à effet de serre est un des résultats des initiatives énergétiques de l'UE [36].

Le *paquet énergie-climat* [46] est toutefois le premier plan européen définissant une politique énergétique européenne commune, concernant la sécurité de la fourniture, l'environnement et le marché. Les principales propositions du paquet énergie-climat poursuivent l'objectif de *réduire de 20% les émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2020* en s'appuyant sur les trois résolutions suivantes :

1. assurer à travers un marché commun, sécurité et compétitivité dans la fourniture d'une énergie durable, dont la régulation des réseaux de transmission est assurée par des instances indépendantes. Pour cela, augmenter l'interconnexion entre les réseaux nationaux ;
2. parvenir à une part de 20% d'énergie renouvelable (EnR) et/ou nucléaire dans le mix énergétique, en développant massivement les différentes sources renouvelables et en réduisant les coûts de production des énergies non-carbonées ;
3. augmenter l'efficacité énergétique en réduisant de 20% la consommation d'énergie primaire.

Ces résolutions du paquet énergie-climat, réalisables à l'échéance 2020 en ont popularisé l'appellation *Objectif 20-20-20*. Elles ont évolué en 2014 vers de nouveaux objectifs plus ambitieux : au moins 40% de réduction des gaz à effet de serre, 27% d'énergie renouvelable dans le mix énergétique, 27% d'augmentation de l'efficacité énergétique [25] et une augmentation de l'interconnexion des réseaux de transmission à l'horizon 2030.

Si la production renouvelable occupe une place importante dans la réalisation de ces objectifs, elle est loin d'être au point technologiquement et plusieurs problématiques particulières caractérisent les sources primaires renouvelables. Nous décrivons dans la section suivante les différentes sources d'énergie renouvelables et leurs caractéristiques.

1.4 L'énergie renouvelable dans le contexte énergétique actuel

Les sources d'EnR sont issues de phénomènes naturels (soleil, vent, chaleur de la terre, chutes d'eau, marées, croissance des végétaux, etc.) qui leur permettent un renouvellement assez rapide pour qu'on puisse considérer qu'elles sont inépuisables par rapport à une échelle de consommation humaine. Contrairement aux énergies conventionnelles dont les ressources sont en voie de raréfaction, ce sont des ressources illimitées dans le temps et réparties assez largement dans le monde [72]. On parle de ressource *flux* dans le sens où, contrairement aux énergies conventionnelles qui sont des ressources *stock*, il n'est pas besoin de constituer des stocks de ressources primaires mais plutôt profiter de processus naturels pour produire de l'énergie.

4. L'efficacité énergétique est une mesure de la quantité d'énergie nécessaire à la réalisation d'un certain service (les besoins en éclairage d'un pays par exemple). Moins cette quantité est importante, plus l'efficacité énergétique est élevée. Elle est définie par l'UE comme "le rapport entre les résultats, le service, la marchandise ou l'énergie que l'on obtient et l'énergie consacrée à cet effet" [44].

5. La co-génération est la production simultanée de deux formes d'énergie distinctes, à partir d'une unique source de production. C'est le cas notamment des centrales de production qui tirent profit des dégagements importants de chaleur pendant la production électrique, pour fournir de la chaleur utile pour le chauffage [65].

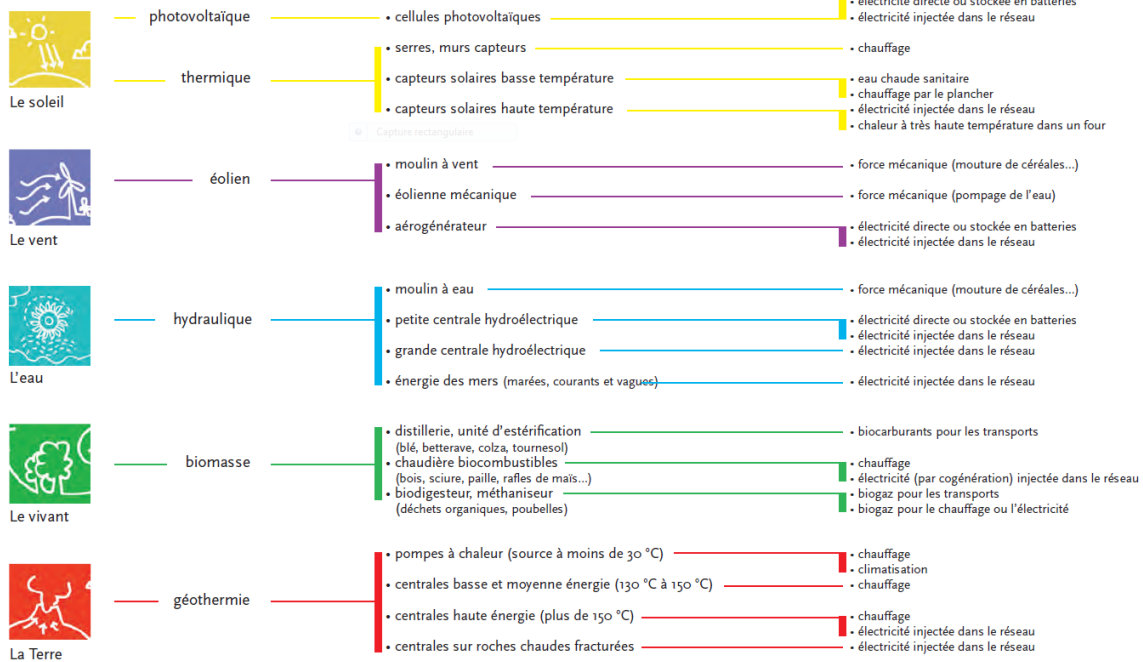


FIGURE 1.3 – Panorama des énergies renouvelables [71].

Les différentes sources d'énergie renouvelables sont les suivantes :

- *l'énergie solaire* est produite soit à partir de panneaux photovoltaïques, qui produisent de l'électricité par conversion de la lumière du soleil (on parle de solaire photovoltaïque) soit à partir de capteurs solaires qui permettent de chauffer de l'eau à partir du rayonnement solaire (on parle de solaire thermique). De rares capteurs solaires thermiques *haute température* transforment l'eau en vapeur d'eau, produisant de l'énergie mécanique transformée en électricité ;
- *l'énergie éolienne* est produite par une éolienne (ou aérogénérateur), un équipement composé d'un mât, d'une nacelle et d'un rotor (lui-même composé de plusieurs pales) qui permet de transformer l'énergie cinétique du vent (c'est-à-dire son mouvement) en électricité au travers d'une turbine. Plusieurs éoliennes peuvent être regroupées en fermes éoliennes installées à terre ou en mer (ferme éolienne *onshore* ou *offshore*). Il existe des éoliennes de pompage qui permettent de pomper directement de l'eau (pour de la production hydroélectrique par exemple) ;
- *l'énergie hydraulique* profite du mouvement de l'eau (chute d'eau, cours d'eau, courant marin, marée ou vague) pour produire de l'électricité. Le processus de production transforme de l'énergie cinétique (dans le cas d'une marée motrice ou d'une hydrolienne) ou potentielle (dans le cas d'une centrale hydroélectrique) en électricité ;
- *la biomasse* désigne les matières organiques qui par combustion (bois énergie, dont la combustion est très émettrice de gaz polluants), par méthanisation (ou dégradation de la matière émettant du méthane combustible ou du biogaz)⁶ ou autres (production d'huiles, d'alcools ou de biocarburants), permettent de produire de l'électricité ;

6. La méthanation (différent de la méthanisation) est un processus de production de méthane qui convertit du dihydrogène et du monoxyde de carbone (ou du dioxyde de carbone) en méthane

- *la géothermie* utilise la chaleur du sous-sol terrestre pour fournir de la chaleur utile ou de l'électricité par vapeur interposée.

La figure 1.3 résume les caractéristiques des différentes sources renouvelables.

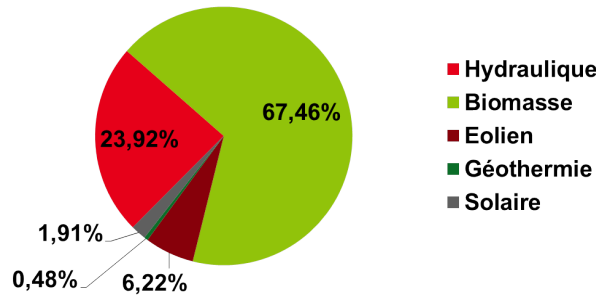


FIGURE 1.4 – Répartition de la production renouvelable par source primaire en France métropolitaine, en 2013 [51].

Ces ressources sont réparties en France comme le montre la figure 1.4 et croissent d'année en année. La production électrique d'origine éolienne est passée de 12,29TWh (térawattheures) en 2011 à 15TWh en 2012. La production électrique solaire photovoltaïque est, elle, passée de 2,36TWh à 5,76TWh sur la même période [72]. Pour l'éolien offshore par exemple, les capacités installées en Europe n'ont cessé de croître depuis les années 1990, comme on peut voir sur la figure 1.5.

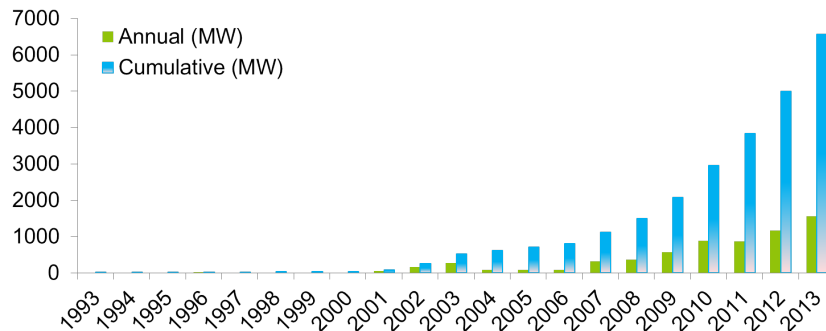


FIGURE 1.5 – Évolution de la production éolienne en France [12].

1.5 Impact de l'intégration des EnR

Les EnR ont une disponibilité quasi-permanente (et un coût moindre) de la source primaire de production et sont peu nocives grâce aux faibles émissions polluantes lors de la production énergétique. Ces avantages en font des énergies populaires et diverses politiques tendent à en favoriser le développement.

La part des EnR dans le mix énergétique est néanmoins faible, parce que leur intégration est complexe à cause de leurs caractéristiques négatives : elles remettent notamment en cause la sûreté du système électrique (dont nous rappelons que la stabilité dépend de l'équilibre entre production et consommation) [49]. Même si certaines sources sont contrôlables (hydraulique et biomasse notamment), une des principales caractéristiques des EnR (énergie éolienne, photovoltaïque et marine) est leur variabilité, leur faible prédictibilité et l'incapacité actuelle à maîtriser

leurs dynamiques de production (elles ne sont pas *dispatchables*, c'est-à-dire que leurs période et niveau d'opération ne peuvent pas être contrôlés).

L'augmentation prévue de la production de ces sources non-contrôlables tend à poser un sérieux problème de sécurité du réseau qui s'applique à trois niveaux : la stabilité, l'équilibre et l'adéquation.

1. la *stabilité* du réseau se juge sur une échelle temporelle de l'ordre de la seconde ou moins. La gestion de la stabilité est très localisée, au niveau d'une éolienne par exemple ;
2. l'*équilibre* entre la demande (la consommation) et l'offre (la production fournie) se juge sur une échelle temporelle plus grande, allant de la minute à la journée. Sa gestion se fait au niveau de centrales de production ou d'ensembles de centrales de production (producteur agrégé) ;
3. l'*adéquation* des sources sur le réseau se juge sur un terme plus long, mensuel jusqu'à annuel, et évalue la capacité du système électrique à satisfaire la demande à tout moment, notamment lors des pics de demande.

Ainsi, à la variabilité et l'incertitude de la demande s'ajoutent celles de la production renouvelable. En effet, la production renouvelable dépend de la "quantité" de source primaire disponible (la vitesse du vent, le rayonnement solaire, la puissance des vagues, etc.). Lorsque les sources de production sur le réseau étaient contrôlables, le souci d'optimiser leurs sorties et de les ajuster à la demande énergétique existait déjà. Avec la production renouvelable, cette tâche devient d'autant plus essentielle qu'une partie de la production devient un facteur de variabilité dans l'équation de l'équilibre du réseau. L'AIE (Agence Internationale de l'Énergie) définit la *charge nette* d'un système électrique comme l'addition de la demande et de la production renouvelable ; c'est l'incertitude de cette nouvelle variable qui doit être gérée par le système électrique. La figure 1.6 illustre la variabilité de la charge nette sur une semaine.

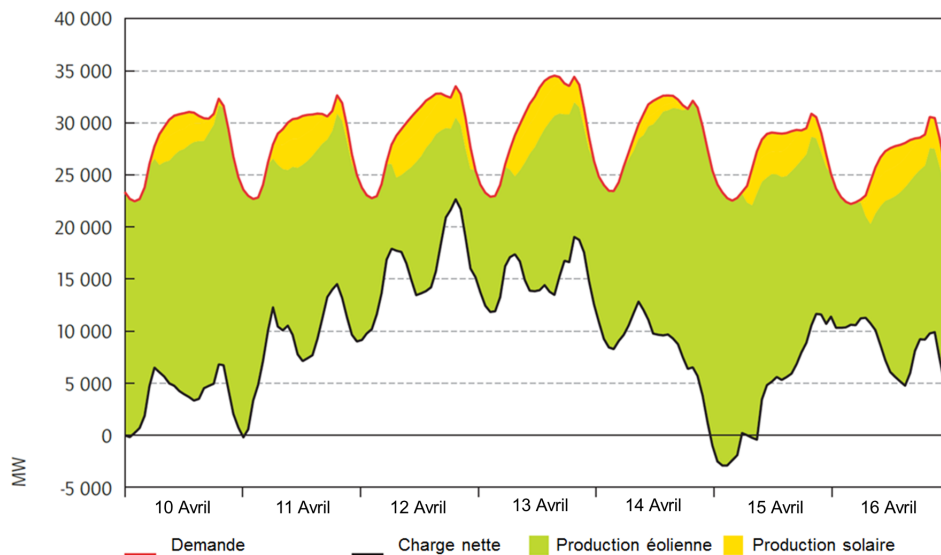


FIGURE 1.6 – Exemple de variabilité de la demande et de la charge nette sur une semaine dans l'ouest des États-Unis [49]. Traduit de l'anglais par *Crédo Paniah*.

La gestion de ces caractéristiques est d'autant plus problématique que la prédiction de la production renouvelable est une tâche complexe dont les résultats sont imprécis. Si l'incertitude de la demande future suit des motifs plutôt réguliers et prévisibles, ce n'est pas le cas de

la production renouvelable et cette imprécision de prédiction est d'autant plus forte lorsque l'horizon de prédiction est lointain.

Ces difficultés de prévision sont dues à deux facteurs : la prédiction météorologique et la conversion des données météorologiques en prédiction de production. Prenons le cas de l'énergie éolienne : la production éolienne dépend de la direction et de la puissance du vent qui en un lieu peuvent beaucoup varier, en des temps plus ou moins courts et sur des périodes plus ou moins longues, de manière très aléatoire. La faible qualité de la prédiction du comportement du vent influe fortement sur celle de la prédiction de la puissance produite, puisque la prédiction du vent est utilisée en entrée des outils de prédiction de la production éolienne. Ces derniers convertissent la prévision météorologique par des fonctions non-linéaires qui exacerbent l'incertitude de la prédiction [64].

Pour gérer cette variabilité et cette incertitude, les systèmes électriques se doivent d'être suffisamment flexibles. L'AIE définit la *flexibilité* d'un système électrique comme sa capacité à modifier sa production et/ou sa consommation, afin de maintenir son équilibre. Elle se mesure comme une fonction de la puissance par rapport au temps (MW/h ou mégawatt par heure).

Cette flexibilité peut être atteinte de diverses manières, par une gestion adéquate de la demande (diminuer ou augmenter la demande, de manière directe ou par incitation des consommateurs) ou un contrôle des sources de production. Certains dispositifs offrent une flexibilité importante et permettent de consommer ou de fournir de l'énergie, suivant les besoins du système électrique : ce sont les *centrales de stockage*, qui constituent un outil important dans la gestion des EnR et leur synchronisation avec la demande énergétique.

1.6 Les centrales de stockage

Les centrales de stockage sont des dispositifs qui permettent de consommer à partir du système électrique de l'énergie qui pourra ensuite être restituée au réseau électrique en temps opportun.

De nombreuses technologies existent et ont des caractéristiques diverses, mais présentent un point commun : elles contribuent à apporter de la flexibilité aux systèmes électriques dont elles font partie, de répondre aux limites des EnR en permettant des actions nécessaires comme le contrôle de la tension et de la fréquence sur les réseaux de transmission et de distribution (lorsque le stockage a des temps de réponse courts et/ou des débits élevés) et la gestion de l'équilibre (lorsque le stockage a une capacité énergétique importante) [26]. Elles sont caractérisées par leur capacité énergétique, c'est-à-dire la quantité maximale effective d'énergie qu'elles peuvent fournir⁷, le débit de charge (respectivement de décharge), c'est-à-dire la puissance maximale qu'elle peut stocker (respectivement déstocker) pendant une période de temps donnée, le rendement c'est-à-dire le rapport entre la quantité utilisée pour la charge et la quantité d'énergie fournie effectivement [69].

Des revues des différentes technologies de stockage, avec leurs avantages et inconvénients respectifs, leurs coûts et leurs applications sont disponibles dans la littérature [27, 56], ainsi que des illustrations et descriptions détaillées [20]. Nous présentons ci-après les principales technologies de stockage existantes :

- *les solutions de transfert d'énergie par pompage (STEP)* sont un dispositif de stockage d'énergie par pompage et turbinage dont le principe est simple : l'électricité à stocker est utilisée pour pomper de l'eau de réservoirs (ou de bassins d'accumulation) et la stocker

7. L'unité de l'énergie est le mégawattheure (MWh) : 1MWh est la quantité d'électricité fournie en une heure par une puissance d'un mégawatt (MW).

dans d'autres réservoirs surélevés. Cette eau sert ensuite à faire tourner des turbines placées entre les deux réservoirs et à transformer l'énergie cinétique de la chute ainsi créée en énergie électrique (voir Figure 1.7).

C'est une technologie mature et largement répandue aujourd'hui, puisque basée sur le même mécanisme que l'énergie hydroélectrique. Son rendement se situe entre 70 et 85% et des solutions *onshore* et *offshore* existent. La puissance maximale d'une STEP dépend de la capacité des réservoirs et peut donc avoir des valeurs très élevées, jusqu'à plusieurs centaines de GWh (gigawattheure) pour les plus grandes installations mondiales [39]. Ils ont aussi des temps de réponse très courts, allant d'une dizaine de secondes à une dizaine de minutes pour atteindre les débits de charge ou de décharge maximaux, ce qui en fait une technologie idéale pour assurer la stabilité des systèmes électriques à court terme ou garantir l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

Grâce à la maturité technologique de ce type de stockage, les coûts marginaux de production sont relativement faibles mais les investissements de départ peuvent être élevés, d'autant plus que la construction d'une STEP est conditionnée à la disponibilité d'un site géographique permettant la proximité physique de deux réservoirs éloignés en hauteur. Cette dernière contrainte est résolue par les STEP souterraines, technologie récente, où le réservoir inférieur est placé sous terre et le supérieur, à la surface. Néanmoins, à cause de la faible maturité de cette technologie, le coût de ces implantations reste élevé ;

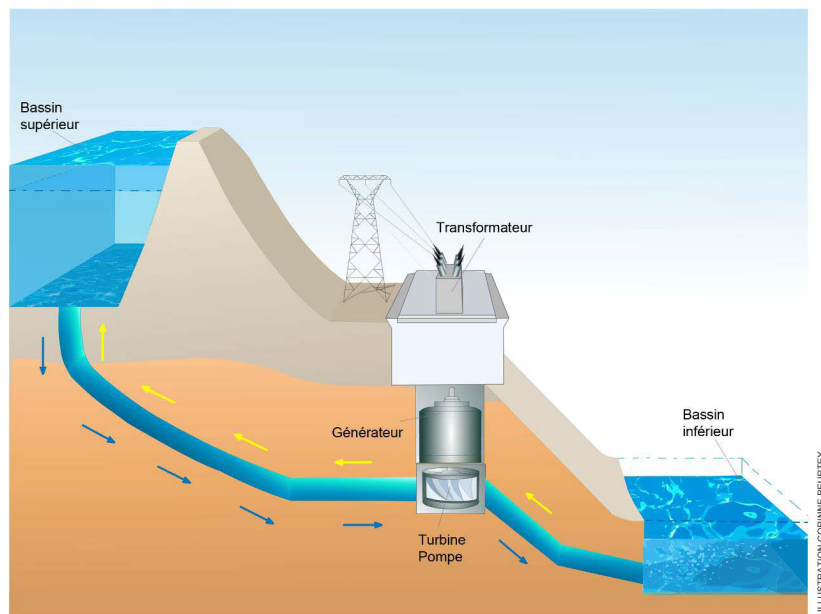


FIGURE 1.7 – Fonctionnement d'une STEP [20].

- les centrales de stockage par air comprimé (CAES ou *Compressed Air Energy Storage*) utilisent l'électricité pour compresser de l'air, qui est alors stocké dans une cavité souterraine. La décompression de cet air, combinée à la combustion de gaz naturel permet d'actionner une turbine génératrice d'électricité. Malgré des qualités certaines (capacité et débits importants), son rendement est moins élevé que celui d'une STEP (environ 50%) mais c'est une technologie en pleine évolution ; le CAES adiabatique, par exemple, permet de stocker la chaleur émise lors de la compression pour éviter d'avoir à brûler du gaz naturel, opération émettrice de polluants. Les CAES dépendent aussi de conditions géographiques contraignantes et ont des coûts d'installation élevés ;

- les systèmes inertiels de stockage d'énergie (*SISE*) ou volants d'inertie sont un dispositif composé d'un axe fixe et d'une masse mobile tournant autour de l'axe. L'énergie à stocker est utilisée par un moteur pour accélérer la rotation de la masse. Grâce à l'inertie de la masse, elle garde son mouvement de rotation après l'arrêt du moteur et conserve l'énergie électrique sous forme d'énergie cinétique. Pour restituer l'énergie stockée, la rotation est transférée au moteur qui fonctionne alors comme un générateur électrique. Malgré les temps de réponse très rapides des volants d'inertie (de l'ordre de la milliseconde) et un rendement élevé (entre 85 et 95%), les durées de stockage et les capacités énergétiques possibles sont très réduites (quelques MW). Elles sont utilisées pour réguler la fréquence et le voltage des systèmes électriques auxquels ils appartiennent ;
- le stockage d'hydrogène permet le stockage d'énergie électrique sous forme d'hydrogène, en passant par les trois étapes suivantes :
 1. l'énergie électrique à stocker permet à un électrolyseur de décomposer de l'eau en hydrogène et oxygène ($H_2O \rightarrow H_2 + \frac{1}{2}O_2$) ;
 2. l'hydrogène est stockée dans un réservoir ;
 3. l'énergie est restituée par utilisation de l'hydrogène dans une pile à combustible⁸ ou dans un moteur à combustion interne.

Le rendement de ce stockage varie entre 25 et 60% (suivant la technologie de restitution et l'utilisation ou non de la chaleur émise lors de la restitution d'énergie). C'est une technologie peu mature néanmoins et potentiellement dangereuse (l'hydrogène est un gaz fortement inflammable en présence d'oxygène) ;

- les batteries fonctionnent sur le même principe que les piles conventionnelles : deux électrodes sont plongées dans un électrolyte et pendant la charge, une réaction d'oxydation dans l'électrode positive libère des ions dans l'électrolyte, qui se combinent avec des électrons créés par l'énergie à stocker. Pendant la décharge, la réaction inverse libère des électrons et crée de l'électricité. Cette réaction est réversible et reproductible un nombre limité de fois (400 à 2000 cycles suivant les types de batterie). Les batteries ont un rendement d'environ 75% et diverses combinaisons d'électrodes (lithium/ion, nickel/cadmium, etc.) existent et sont plus ou moins matures. Néanmoins, à cause de la faible densité énergétique des batteries, leurs capacités énergétiques sont plutôt limitées ;
- le stockage thermique permet de stocker de la chaleur en réchauffant des sels fondus (stockage thermique par chaleur sensible), en asséchant un réactif (stockage thermochimique) ou en faisant passer un matériau d'un état solide à liquide (stockage thermique par changement de phase). La restitution de l'énergie stockée se fait par réaction inverse productrice de chaleur, qui peut éventuellement être utilisée pour actionner une turbine productrice d'électricité. Le rendement des centrales de stockage thermiques varient entre 40 et 60% ;
- le stockage à inductance supraconductrice (*SMES* ou *Supraconducting Magnetic Energy Storage*) utilise une bobine de fil supraconducteur, dans laquelle l'énergie stockée crée un courant électrique qui circule sans perte et un champ magnétique, lorsque le circuit est fermé. L'énergie peut alors être récupérée avec un rendement très élevé (de 75 à 99%) mais c'est une technologie très coûteuse encore ;
- les super-condensateurs stockent l'énergie sous forme électrostatique dans un dispositif composé de deux électrodes plongées dans un électrolyte organique ou aqueux et séparées par un isolant polarisable. L'énergie à stocker sert à distribuer des ions à la surface des deux électrodes, par un processus électrostatique beaucoup plus rapide que le processus de stockage des batteries. De plus, il peut être renouvelé plus d'un million de fois pour les

8. Les piles à combustible utilisent la réaction inverse de l'électrolyse pour produire de l'électricité, de l'eau et de la chaleur.

super-condensateurs contre 400 à 2000 fois pour les batteries [54]. Le détachement ultérieur de ces ions des électrodes permet de restituer l'énergie, avec un rendement entre 90 et 95%. Néanmoins, la surface et le poids du dispositif de stockage limitent considérablement la capacité énergétique du stockage et en font une technologie onéreuse et peu abordable.

1.7 Le marché électrique

En plus d'offrir de la flexibilité pour la gestion de la stabilité et de l'équilibre du réseau électrique, les technologies de stockage sont utiles aux producteurs renouvelables lorsqu'ils participent au marché de l'électricité pour valoriser leur production. En effet, alors que le marché, pour assurer l'équilibre du réseau, impose de contracter au préalable la production future et pénalise les écarts entre les contrats et la production effective, les centrales de stockage offrent aux producteurs renouvelables la possibilité d'éviter les pénalités financières associées à la faible prédictibilité des EnR et leur caractère incontrôlable.

Dès que l'interconnexion (et l'interopérabilité) des réseaux électriques a permis d'associer différents producteurs et consommateurs, le secteur de la fourniture électrique a été progressivement libéralisé, avec pour objectif de créer un marché concurrentiel et compétitif et une liberté pour les consommateurs de choisir leurs fournisseurs, pour tendre vers une minimisation des prix de l'électricité. Initialement verticalement intégré (une seule autorité gère la production, le transport et la distribution et planifie l'utilisation des ressources de manière centralisée), le secteur électrique s'est libéralisé et internationalisé [57]. La Directive 96/92/CE - du parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996, concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité - [43] définit pour les pays de l'UE un marché intérieur (ouvert entre les différents pays) et concurrentiel pour "*rationaliser les activités de production, de transport et de distribution et assurer la transparence des prix aux consommateurs finaux*". Son objectif est d'intégrer une part maximale des flux d'électricité pour faire émerger un signal de prix fiable (qui reflète l'état de l'offre et de la demande) et atteindre un mix énergétique optimal en offrant la possibilité qu'une priorité soit donnée aux EnR, "*pour des raisons de protection de l'environnement*". Le but de cette directive est de promouvoir innovation, meilleure qualité et sécurisation de la fourniture et une émulation de la recherche énergétique.

1.7.1 Description du marché EPEX SPOT

Les échanges d'électricité sont *bilatéraux* (acheteurs et vendeurs négocient directement) ou négociés sur un marché *centralisé* (*pool market*, en anglais) : acheteurs et vendeurs s'alignent alors sur un signal de prix défini par le marché, à partir des offres des producteurs et des demandes des consommateurs.

EPEX SPOT est une implémentation du marché européen de l'électricité : c'est une bourse d'échange d'électricité qui regroupe les marchés de l'électricité français (Powernext), allemand (EEX), autrichien et suisse [40]. Elle représente plus de 30% de la consommation de l'UE et permet un prix commun sur ces marchés 55% du temps [1]⁹.

Si les échanges bilatéraux représentent la plus grande partie des échanges des participants à EPEX SPOT (ces engagements contractés de gré à gré entre producteurs et consommateurs concernent principalement des échanges à long-terme - horizon mensuel ou annuel), EPEX SPOT offre aux *producteurs*¹⁰ et aux *consommateurs* ou *clients*¹¹ la possibilité de négocier

9. Son équivalent pour les pays nordiques est Nord Pool Spot.

10. Un *producteur* est défini par l'UE comme toute personne physique ou morale produisant de l'électricité [45].

11. Le terme *client grossiste* désigne toute personne physique ou morale, si son existence est reconnue par les

l'électricité sur deux marchés : le marché *Day-Ahead* et le marché *intra-journalier*¹² [67]. EPEX SPOT définit pour chacun de ces marchés, organisés sur des modèles d'enchères, une correspondance optimale entre offres et demandes, en fonction du *bien-être social*¹³, sachant les contraintes physiques et techniques du réseau [37]. Ce calcul définit pour chaque participant au marché le prix de l'électricité et la quantité injectée au (respectivement soutirée du) réseau. Le non-respect des quantités contractées avec le marché par les producteurs a pour résultat un déséquilibre entre les quantités injectées et soutirées sur le réseau, nécessitant un *effort d'ajustement* pour rétablir l'équilibre sur le réseau électrique. Le coût de cet ajustement est reporté aux participants au marché qui ne respectent pas leurs contrats, sous la forme de pénalités en fonction de l'écart entre les engagements contractés et l'opération effective de leurs ressources.

1.7.1.1 Le marché Day-Ahead

Les négociations pour une fourniture de l'électricité au jour J se font au jour $J - 1$. La journée J est subdivisée en créneaux temporels égaux : on parle d'enchère verticale, c'est-à-dire que la demande journalière est divisée en plusieurs sous-marchés, un par créneau temporel.

Au jour $J - 1$, chaque participant au marché envoie une commande (ou ordre) - d'offre ou de demande - spécifiant une quantité d'électricité et un prix souhaité, pour la journée suivante (jour J) ; le marché est finalisé au jour $J - 1$, par la définition des modalités d'échange (prix et quantités échangées) entre les participants. Le prix établi sur chaque sous-marché est le même pour tous les participants (marché à prix uniforme, à l'inverse des marchés *pay-your-bid* où le prix pour chaque participant est conforme au prix annoncé dans sa commande).

Algorithme de résolution de l'appariement des offres sur le marché Day-Ahead

Le marché *Day-Ahead* est subdivisé en 24 intervalles horaires. Les commandes peuvent être simples (une commande pour chaque heure) ou par bloc (sur plusieurs créneaux horaires) [41]. Les commandes se font jusqu'à 12h00 du jour $J - 1$ et jusqu'à 200 versions de la même commande peuvent être envoyées ; seule la dernière version est prise en compte.

Chaque commande peut contenir entre 2 et 256 couples prix/quantité. Le volume minimum d'incrément sur la quantité négociée est de 0,1 MW. Les prix doivent être compris entre -500 €/MWh et 3000 €/MWh avec un incrément possible de 0,1 €/MWh. Une commande est dite inélastique par rapport au prix (ou *price-taking*) lorsque la même quantité est proposée quelque soit le prix du marché : la même quantité est alors offerte aux deux prix limites du marché. Les commandes en bloc lient plusieurs créneaux horaires de manière à ce que la commande soit acceptée sur toutes les heures concernées ou refusée de même. La quantité spécifiée peut ne pas être la même pour toutes les heures de la commande mais la commande n'est acceptée que pour la quantité totale. Plusieurs types de commande blocs sont prédéfinis (*Baseload* = 1 - 24, *Night* = 1 - 6, *Rush Hour* = 17 - 20, etc.) mais des offres personnalisées peuvent être définies par les participants, sous la condition qu'elles doivent lier au moins deux heures consécutives de la journée.

États membres, qui achète ou vend de l'électricité et qui n'assure pas de fonctions de transport, de production ou de distribution à l'intérieur ou à l'extérieur du réseau où elle est installée. Un client final est un client achetant de l'électricité pour sa consommation propre [45].

12. Il peut exister aussi un marché de services auxiliaires d'équilibrage (contrôle de la tension, fourniture de puissance réactive, etc.).

13. Le bien-être social (ou *social welfare*) se calcule comme la somme des surplus de revenus par rapport aux exigences minimales des consommateurs et des producteurs et des revenus de congestion (bénéfices acquis en fournissant de l'énergie aux autres marchés).

Chaque jour de l'année, les enchères se déroulent à 12h et les résultats en sont publiés dès que possible à partir de 12h42. Le prix fixé pour un créneau temporel ou *MCP* (*Market Clearing Price*) est défini par l'intersection entre les courbes agrégées de demande et d'offre (voir figure 1.8). Toutes les offres dont les prix sont inférieurs et toutes les demandes dont les prix sont supérieurs sont acceptées.

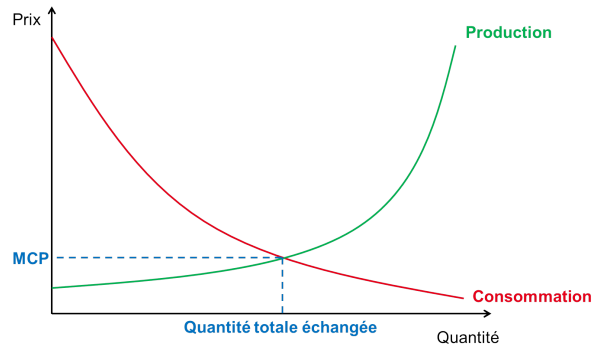


FIGURE 1.8 – Détermination du prix de l'électricité (MCP) sur EPEX SPOT.

Sur EPEX SPOT [37], les offres (respectivement les demandes) sont lissées grâce à une interpolation linéaire, pour obtenir une courbe continue¹⁴. Lors de la définition du MCP et des échanges entre les participants, les règles suivantes sont appliquées :

- une offre est rejetée si le MCP est inférieur au plus bas prix de l'offre. Elle est exécutée si le MCP est supérieur au prix le plus élevé de l'offre ;
- une demande est rejetée si le MCP est supérieur au plus haut prix de l'offre. Elle est exécutée si le MCP est inférieur au plus bas prix de l'offre ;
- lorsque les courbes de commandes sont obtenues par interpolation, comme dans EPEX SPOT, le prix auquel une offre (respectivement une demande) commence à être acceptée est toujours inférieur ou égal (respectivement supérieur ou égal) au prix auquel elle est complètement acceptée ;
- un ordre (offre ou demande) peut être partiellement exécuté si et seulement si le MCP est égal à la limite de prix de l'ordre ou s'il se situe entre deux limites de prix de l'ordre. Un ordre ne peut être exécuté pour une quantité supérieure à celle spécifiée dans l'ordre.

1.7.1.2 Le marché intrajournalier

Le marché intrajournalier (ou marché d'ajustement) sert à équilibrer les contrats des participants sur un terme plus court. La méthode d'appariement est différente de celle du marché *Day-Ahead*¹⁵.

La négociation se déroule à partir de 15h00 le jour $J - 1$ et de façon continue (24h/24) jusqu'à la fin du jour J . Les contrats sont négociables pour chaque heure du jour J jusqu'à 45 minutes avant l'heure de livraison. Les prix minimum et maximum sont $-9999,99$ €/MWh et $9999,99$ €/MWh avec un incrément de $0,01$ €/MWh et un pas minimal de volume de $0,1$ MW. Des ordres simples et blocs sont acceptés. Une fois transmis, les ordres sont classés dans un carnet d'ordres suivant leur sens (acheteur ou vendeur), leur limite de prix, et pour chaque limite l'heure de réception. Chaque ordre est exécuté dès que possible (c'est-à-dire dès qu'une

14. Sur la bourse belge *BELPEX* ou la bourse anglo-danoise *APX-ENDEX*, les courbes sont en escalier.

15. Il existe pour le marché allemand un marché intrajournalier supplémentaire qui suit le même principe que le marché *Day-Ahead* mais avec des horizons temporels plus courts (chaque quart d'heure) [88].

offre et une demande sont compatibles) au meilleur prix disponible dans le système, puis retiré du carnet d'ordres.

1.7.2 Dispositions particulières pour les EnR

La faible prédictibilité de la production renouvelable et son caractère incontrôlable (synonymes de risque de pénalités) et ses coûts (investissements et coûts d'installation élevés, notamment à cause de la faible maturité des technologies de production) rendent les EnR peu compétitifs sur un marché concurrentiel, comparés aux producteurs conventionnels. Néanmoins un faible coût de l'électricité synonyme de coût social élevé (environnemental notamment) n'étant pas souhaitable, diverses mesures de soutien ont été appliquées à la production renouvelable par les états européens pour favoriser leur développement [13].

Les taxes environnementales Leur principe est d'inclure les externalités (les coûts externes, comme celui de la pollution environnementale) dans le coût de production énergétique en faisant payer une taxe de pollution. Les producteurs renouvelables sont donc exempts de ces taxes et ont une situation plus favorable au développement des technologies et à une maturation synonyme de coût de production minimal.

Mothorst et al. affirment par exemple que la production éolienne serait aussi compétitive que le gaz et bien plus que le charbon si le coût des externalités était fidèlement reporté dans le coût des différentes productions énergétiques [13].

Les mécanismes de paiement incitatifs Ils sont utiles lorsque les taxes environnementales ne reflètent pas totalement les coûts externes de la production conventionnelle.

Ce sont :

- les *subventions* à l'investissement, à l'installation ou à la production d'énergie renouvelable ;
- les *tarifs de rachat* (ou *feed-in tariffs*) qui fixent une obligation d'achat à un prix différent (idéalement supérieur) au prix du marché, pour chaque unité de production renouvelable (le coût supplémentaire étant répercuté sur l'ensemble des consommateurs) ;
- les *primes au renouvelable* (bonus environnementaux ou *feed-in premium*) sont une variante des tarifs de rachat, dans le sens où une prime est rajoutée au prix du marché. Si elles reflètent les coûts externes, elles sont théoriquement la meilleure solution de soutien au renouvelable, dans le sens où elles permettent une concurrence équitable ;
- les *obligations d'achat* imposent au marché l'achat d'une certaine quantité d'énergie renouvelable tout en restant dans un cadre concurrentiel ;
- les *certificats verts* sont une variante des obligations d'achat qui imposent à chaque producteur, soit de produire une certaine quantité renouvelable soit de l'acheter à un producteur renouvelable.

1.8 *Winpower* : le cas de l'éolien offshore

C'est dans ce contexte de développement des EnR dans le paysage énergétique que s'inscrit le projet de recherche *Winpower*¹⁶, soutenu par l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) française. *Winpower* a pour but de développer une stratégie de contrôle pour un réseau à *courant continu* connectant des sources de production renouvelables au système électrique principal existant. La pertinence du projet repose sur deux grandes tendances :

16. WINPOWER-ANR-10-SEGI-016

1. la production éolienne présente de nombreux avantages qui en font une source populaire et prometteuse et est la technologie la plus mature parmi les EnR [89]. Les centrales de production éoliennes *offshore* (ou éoliennes en mer), grâce à leur impact sociétal moindre, se développent largement par rapport aux éoliennes terrestres qui sont, elles, handicapées par le phénomène "*Not in my backyard*" ou la répulsion des populations à voir se développer des fermes éoliennes dans leur voisinage [42]. D'ailleurs des centrales éoliennes offshore de plusieurs centaines de MW existent déjà dans le monde ;
2. les lignes à courant continu haut voltage (*High Voltage Direct Current* ou HVDC) sont économiquement viables et plus rentables que les lignes à courant alternatif, lorsqu'il s'agit de transmettre de grandes quantités d'énergie sur des distances relativement grandes (à partir de 50 km, comme c'est notamment le cas pour la production éolienne offshore [91]). De plus, les lignes HVDC optimisées ont moins de pertes que les lignes à courant alternatif et offrent une indépendance entre les systèmes électriques qu'elles connectent : les instabilités de l'une n'affectent pas nécessairement l'autre ; par exemple, le *blackout* du 4 Novembre 2006, privant 15 millions de clients européens d'électricité n'a pas affecté le Royaume-Uni, du fait de la connexion à courant continu qui le relie à l'Europe.
Ceci en fait une technologie souhaitable pour connecter les centrales éoliennes offshore au système électrique alternatif actuel.¹⁷

Le but du projet *Winpower* est d'intégrer les Nouvelles Technologies d'Information et de Communication (NTIC) dans le contrôle de ces larges réseaux, connectant des sources d'énergie renouvelables (fermes éoliennes ou solaires, possiblement offshore), des centrales de stockage et le système électrique principal (voir figure 1.9).

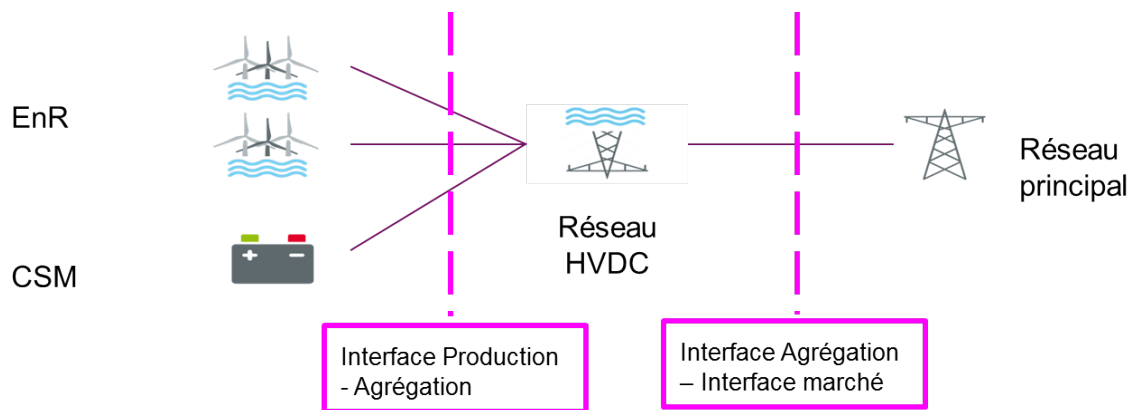


FIGURE 1.9 – Architecture physique du réseau *Winpower*.

L'idée est d'abord de définir *a priori* des topologies de réseau optimales et un dimensionnement optimal des centrales (stockages et EnR) qui tient compte des prédictions de production et des prix du marché pour maximiser la valeur du système électrique installé. Ensuite, il faut définir et implémenter des solutions de contrôle dynamique des sources connectées pour gérer la stabilité du réseau à courant continu. C'est un problème complexe lorsque le réseau connecte

17. Le projet *SuperGrid* [4] étudie l'idée d'un SuperGrid, un futur réseau haut voltage offshore permettant le transport de la production renouvelable dans les mers du Nord de l'Europe (mer du Nord, mer Baltique, Manche, mer Celtique, mer d'Irlande) et reliant plusieurs pays européens (Allemagne, Royaume-Uni, France, Danemark, Suède, Pays-Bas, Belgique, Irlande et Luxembourg et Norvège). Les centrales hydroélectriques de Norvège peuvent alors servir de centrale de stockage à grande échelle et les sources de flexibilité diversifiées (différents marchés connectés, notamment). Le SuperGrid reliera aussi les pays du nord de l'UE à ceux du sud et permettra une interconnexion entre les différents réseaux nationaux.

des centrales appartenant à différentes entités, comme c'est déjà le cas pour les fermes éoliennes offshore en France (voir figure 1.10) et le réseau alternatif principal.

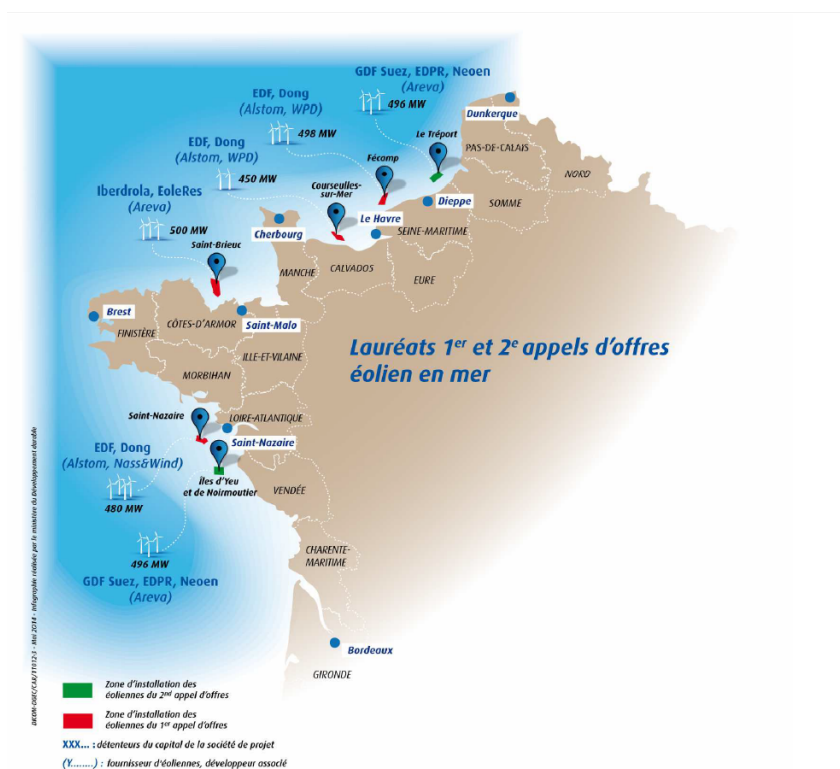


FIGURE 1.10 – Résultats des appels d'offres du ministère de l'écologie du développement durable et de l'énergie, pour la construction de fermes éoliennes sur les côtes françaises [34].

Une stratégie de contrôle efficace passe par une coordination des interactions entre les différentes ressources autonomes¹⁸ du système et une prise en compte des dynamiques du marché.

1.9 Problématique et plan

Pour définir la problématique de notre travail, nous présentons le contexte de marché compétitif dans lequel se situent les producteurs renouvelables connectés par le réseau *Wipower*, les hypothèses et les contraintes associées à la participation au marché de l'électricité de l'ensemble des acteurs et les décisions qui doivent être prises dans ce contexte.

1.9.1 L'inefficacité des mesures de soutien aux EnR

En France, une politique de soutien à la production d'électricité renouvelable est implémentée sous la forme d'une obligation d'achat. Pour permettre le développement des EnR, les gestionnaires du réseau de distribution d'électricité "*sont tenus d'acheter aux producteurs l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables*", à un tarif contractuel prédéfini, la charge résultante étant remboursée par "*l'ensemble des consommateurs d'électricité*" sous la forme d'une contribution au service public de l'électricité (CSPE) [36].

Ces mesures sont décriées pour diverses raisons [36] :

18. Par autonome, nous entendons un capacité de décision et d'action propre, sans l'intervention d'un tiers.

- les tarifs de l’obligation d’achat sont mal définis à cause de l’appréciation erronée qui est faite de la rentabilité théorique des EnR ;
- ils conduisent à une sur-représentation de certaines sources, parfois sans se soucier de leur efficacité (ressources insuffisantes, rendement moyen, etc.).

L’obligation d’achat est sous-optimale sur le long-terme à cause de ces caractéristiques et n’est donc pas destinée à durer. Ce dispositif de soutien, en plus de constituer un coût non négligeable pour la collectivité sans certitude de résultats, est limité dans le temps : l’obligation d’achat est contractée pour une durée limitée (entre 15 et 20 ans selon les technologies et leur degré de maturité).

Les producteurs d’énergie renouvelable, s’ils ne disposent pas d’outils pour optimiser l’utilité de leurs ressources de production, dans un cadre où ces dispositifs de soutien ne s’appliquent plus, voient leur rentabilité nettement diminuée, ce qui compromet leur viabilité.

1.9.2 Les EnR dans un contexte conventionnel

Nous nous plaçons dans un contexte où des producteurs renouvelables sont placés au même plan que les producteurs conventionnels et sont traités de la même façon : en l’absence d’obligation d’achat de la production renouvelable et outre les échanges bilatéraux éventuels, les EnR peuvent proposer leur production renouvelable sur les marchés de l’électricité, contracter des quantités à fournir et être pénalisés pour les écarts entre les quantités contractées et les quantités fournies effectivement, s’ils compromettent la stabilité du réseau électrique.

Ces pénalités sont non-négligeables pour chaque producteur renouvelable, dont les ressources et la production sont essentiellement incontrôlables, variables et difficilement prévisibles. Des solutions d’optimisation de la participation au marché des EnR sont nécessaires, pour maximiser les revenus de ces producteurs renouvelables ; les sources de flexibilité sont une donnée primordiale dans ce contexte.

1.9.3 La décision dans un contexte multi-acteurs

L’association de ressources renouvelables et de ressources contrôlables, gérées par plusieurs acteurs autonomes, comme c’est le cas pour la configuration cible du projet *Winpower* crée un cadre qui nécessite la définition d’une stratégie d’optimisation des différentes ressources disponibles, dans un contexte multi-acteurs.

Les acteurs connectés par le réseau HVDC sont des EnR (producteurs renouvelables) ou des CSM (centrales de stockage de masse). Ils prennent leurs décisions suivant des politiques rationnelles, c’est-à-dire que lorsqu’ils ont le choix entre plusieurs actions (ou séquences d’actions), ils choisissent celle qui maximise l’utilité de leurs ressources. Cette optimisation peut passer par une coopération avec les autres acteurs du réseau.

En effet, d’un côté, les EnR peuvent profiter de la flexibilité des CSM pour maximiser leurs chances de tenir les engagements pris avec le marché de l’électricité et de fait, minimiser les risques de pénalités. De l’autre, les CSM peuvent maximiser l’utilité de leurs ressources en vendant leur production sur le marché mais aussi en profitant de leur flexibilité pour offrir une capacité de gestion de risque financier aux EnR.

Notre hypothèse est la suivante : *dans un cadre multi-acteur coopératif, chaque acteur peut maximiser l’utilité de ses ressources, par rapport à une opération individuelle ou un cadre concurrentiel.*

1.9.4 La gestion des aspects local et global dans la décision

Si dans ce cadre, les coûts de gestion du réseau HVDC commun sont partagés entre les différents acteurs connectés, contrôler le réseau n'est pas une opération triviale puisqu'elle doit prendre en compte les stratégies locales de maintien de stabilité et les actions locales de chaque acteur connecté au réseau. L'autonomie des acteurs de la coalition implique que certaines informations restent locales et confidentielles et que des actions décidées au niveau local ne facilitent pas forcément la décision au niveau global.

Suivant l'hypothèse présentée dans la section 1.9.3 précédente et selon la configuration du système électrique cible du projet *Winpower*, les acteurs connectés par le réseau HVDC se présentent au marché comme un producteur unique (que nous nommerons la coalition *Winpower*) ce qui impose une décision globale vis-à-vis du marché.

La recherche de mécanismes de décision multi-acteurs est le fondement des *systèmes multi-agents* (SMA) : ils permettent de modéliser un système composé d'un ensemble d'entités autonomes et rationnelles appelées *agents*. Les agents sont situés dans un environnement qui leur impose certaines contraintes et dans lequel ils peuvent effectuer des actions, dont des interactions avec les autres agents. Une intelligence collective peut émerger des actions rationnelles locales et des interactions entre les agents. Les SMA offrent une structure permettant d'allier les concepts d'utilité locale de chacun des acteurs concernés et de contraintes locales de décision (comme la confidentialité des informations, les contraintes locales du réseau) et d'utilité globale de la coalition (gestion globale du réseau, les revenus de la coalition sur le marché de l'électricité), tout en prenant en compte les interactions entre les acteurs et celles entre les acteurs et leur environnement (dont fait partie le marché de l'électricité).

1.9.5 La participation de la coalition d'EnR et de CSM au marché de l'électricité : un problème de planification optimale des ressources, sous l'incertitude du renouvelable

La décision commune qui doit être prise par la coalition concerne les quantités à offrir au marché (respectivement fournir au système électrique) qui maximisent les revenus de la coalition. Ces quantités sont définies comme la somme des quantités offertes (respectivement fournies) par chaque acteur de la coalition. Pour planifier la quantité offerte au marché, les acteurs EnR disposent de prévisions de production et peuvent calculer une distribution de probabilité d'erreurs de prévision¹⁹. Elles constituent une information qui peut être utilisée pour optimiser l'utilisation des ressources contrôlables.

Nous nous intéressons particulièrement à la participation de la coalition *Winpower* au marché Day-Ahead : elle implique de prendre la décision au jour $J - 1$ et pour tous les créneaux horaires de la journée suivante ; les dynamiques des ressources contrôlables font que chaque décision influe sur l'état des ressources contrôlables et éventuellement sur le risque de pénalités infligées à la coalition *Winpower*. Le modèle des processus décisionnels de Markov (MDP ou *Markov Decision Process*) offre un cadre général pour la résolution de problèmes de décision séquentielle dans l'incertain [90]. Il permet de représenter le problème de décision de la coalition comme un ensemble d'états et d'actions possibles où le choix d'une action influe sur le passage d'un état à un autre de la coalition (nous proposons une description du modèle MDP dans la section 2.5.2). Chacune de ces transitions (qui dépendent aussi d'un processus aléatoire) génère une

19. On suppose dans notre travail, que les distributions de probabilité d'erreur de prévision sont indépendantes entre elles.

récompense. La connaissance de ces informations permet de calculer la séquence d'actions qui maximise les revenus cumulés de la participation au marché de l'électricité, sachant les erreurs de prévision de production.

1.9.6 Hypothèses de travail et objectifs

Notre travail se place donc dans le contexte d'un marché de l'électricité où les EnR sont traitées au même titre que des producteurs conventionnels, c'est-à-dire que les producteurs renouvelables doivent contracter au préalable les quantités qu'ils vont fournir et sont pénalisés pour les écarts de fourniture. Pour gérer les caractéristiques des ressources renouvelables qui limitent les revenus des producteurs et compromettent leur viabilité, nous faisons l'hypothèse de leur agrégation avec des ressources contrôlables, sur un réseau commun.

En effet, les acteurs EnR font des prévisions de production de faible qualité mais leur association avec des acteurs CSM leur apporte une flexibilité qui permet de respecter les engagements contractés et planifier l'utilisation des ressources contrôlables afin d'en maximiser l'utilité. Les acteurs autonomes se regroupent alors en une coalition qui participe au marché en tant qu'entité unique et ont pour objectif de maximiser leurs revenus effectifs sur le marché²⁰. Pour définir les quantités contractées sur le marché, la coalition planifie l'utilisation des ressources contrôlables en tenant compte des informations disponibles sur l'incertitude des prévisions de production des ressources renouvelables. L'utilité de la coalition se définit comme la somme des utilités de chacun de ses membres. Parce que le marché se compose de plusieurs sous-marchés et que les offres de production et les contrats sont définis avant la fourniture effective, le problème de planification consiste à définir pour chaque ressource contrôlable, la séquence d'actions qui permet de maximiser la somme des utilités des acteurs de la coalition sur l'ensemble des micro-marchés de la période de participation au marché considérée.

L'objectif de ce travail est de fournir un cadre multi-acteurs de planification qui permette de maximiser l'utilité des ressources contrôlables, en tenant compte des incertitudes des EnR, des contraintes locales et globales et de l'autonomie des acteurs de la coalition. Pour y répondre, nous définissons une coalition Winpower formée par les acteurs autonomes connectés par le réseau HVDC.

1.9.7 Plan de la thèse

Dans le chapitre 2, nous décrivons les différentes approches proposées par la littérature pour faciliter l'intégration de la production renouvelable au système actuel et aborder les questions que posent ces nouvelles sources et leur intégration au système électrique. Nous présentons les solutions de l'état de l'art pour gérer l'incertitude, la prise de décision séquentielle ou encore le contexte multi-acteurs dans les nouveaux systèmes électriques. Nous positionnons alors notre travail en soulignant les spécificités de la coalition *Winpower*.

Dans le chapitre 3, nous proposons une architecture de gestion de la coalition *Winpower*, basée sur les SMA : la description des rôles des agents ainsi que des interactions entre eux permet d'envisager la coopération entre les acteurs de la coalition. Puis nous formalisons la problématique de décision de la coalition et son instanciation à la participation au marché *Day-Ahead*. Nous proposons alors un processus décisionnel de Markov qui permet de gérer l'incertitude des différents acteurs EnR et les dynamiques d'opération des différents acteurs CSM et de concilier les utilités locales et globales dans la planification séquentielle des actions

20. Les revenus de la coalition sont définis comme la rémunération acquise des contrats de production moins les pénalités associées aux écarts avec les quantités fournies au système électrique, par la coalition

optimales à effectuer. L'architecture et la formalisation de la décision sont aussi conçues pour permettre une éventuelle prise de décision entre les acteurs autonomes.

Le chapitre 4 présente les expériences menées pour tester le formalisme proposé. Elles montrent son intérêt en le comparant aux proches travaux de la littérature. Nous implémentons plusieurs scénarios de gestion des ressources que nous simulons dans un environnement dont les caractéristiques sont également détaillées. Après la description de l'algorithme de résolution du problème formalisé, nous montrons les résultats des simulations et les commentons.

Nous concluons ce travail dans le chapitre 5. Dans un court récapitulatif, nous revenons sur les apports des différents chapitres et discutons les conclusions de notre travail. Les perspectives que nous proposons permettent d'entrevoir les possibilités d'évolution à court et à long terme de nos travaux : nous parlons notamment de la distribution de la décision entre les acteurs de la coalition et les développements indispensables à l'applicabilité de notre travail.

L'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique : un défi scientifique

Sommaire

2.1	Le système électrique intelligent	23
2.1.1	Pourquoi rendre intelligente la gestion du système électrique?	23
2.1.2	Les leviers de gestion du système électrique moderne	24
2.1.3	Qu'est-ce que le <i>smart grid</i> ?	24
2.2	La gestion de la demande	25
2.2.1	Qu'est-ce que la gestion de la demande?	25
2.2.2	L'incitation à la gestion de la demande	26
2.2.3	Les consommateurs et la gestion de la demande	28
2.3	La gestion de l'offre : MicroGrids et centrales électriques virtuelles	28
2.3.1	La production distribuée et les MicroGrids	29
2.3.2	Les centrales électriques virtuelles et la participation des EnR au marché de l'électricité	30
2.4	La décision multi-acteurs dans les centrales électriques virtuelles	32
2.5	Les techniques d'intégration des EnR dans le système électrique	34
2.5.1	La prédiction de la production renouvelable	34
2.5.2	L'optimisation sous incertitude	36
2.5.3	La coordination entre agents autonomes	38
2.6	Synthèse et positionnement	40

2.1 Le système électrique intelligent

2.1.1 Pourquoi rendre intelligente la gestion du système électrique ?

L'apparition des sources d'énergie renouvelables (EnR) a rendu la gestion traditionnelle du système électrique inadéquate, en y rajoutant une source d'incertitude supplémentaire : la production électrique qui jusque-là était contrôlable est devenue partiellement incontrôlable et incertaine, notamment parce que les quantités produites par les EnR sont difficiles à prédire avec précision. Puisqu'une des contraintes principales du réseau est d'y assurer l'égalité entre les quantités injectées et les quantités soutirées, les EnR ont complexifié une tâche qui n'était déjà pas triviale : à la variabilité de la demande énergétique des consommateurs s'est ajoutée celle de la production renouvelable.

Pour en gérer l'incertitude combinée, la littérature s'est attelée à proposer des solutions qui tirent parti des caractéristiques du système électrique moderne, comme les capacités de flexibilité de certaines de ses composantes, les nouvelles possibilités d'acquisition, de communication et de traitement d'informations qui peuvent s'avérer utiles dans la gestion du système électrique.

2.1.2 Les leviers de gestion du système électrique moderne

La gestion optimale des ressources du système électrique repose sur le maintien de la stabilité du réseau et la maximisation des intérêts respectifs des producteurs et consommateurs qui y sont connectés : cette dernière passe par l'optimisation de l'utilité des ressources qu'ils possèdent. Pour assurer ces objectifs, le marché de l'électricité coordonne l'adéquation entre la production et la consommation électrique en fixant le prix de l'électricité pour chaque période temporelle à partir des offres et demandes faites par les acteurs du système électrique. Le marché de l'électricité promeut les actions qui favorisent la stabilité du réseau, en accordant plus de revenus aux acteurs qui les effectuent [79]. Il permet :

- de valoriser la production électrique à hauteur de la demande (donc de l'utilité que l'électricité revêt pour les consommateurs finaux) en fixant un prix de marché correspondant à l'égalité entre l'offre et la demande ;
- de pénaliser les acteurs qui font survenir des écarts entre l'équilibre déterminé par le marché et le déroulement effectif de la production et de la consommation d'électricité.

Les producteurs d'énergie renouvelable sont particulièrement exposés à ce risque de pénalité à cause de leur difficulté à prévoir précisément les quantités qu'ils vont effectivement injecter sur le réseau électrique. Certains acteurs du système électrique peuvent profiter de la flexibilité de leurs ressources pour en augmenter l'utilité (cette flexibilité peut servir à pallier l'incertitude et la variabilité accrues de la charge nette du système électrique¹). C'est le cas notamment des *Centrales de Stockage de Masse* (CSM) (elles peuvent être associées à des ressources renouvelables afin d'optimiser leur opération conjointe et leur participation au marché de l'électricité), mais aussi de la consommation qui s'est révélée être une importante source de flexibilité dans le système électrique.

La consommation électrique est composée d'un nombre réduit de gros consommateurs (des industries notamment) connectés au réseau de transmission et un grand nombre de foyers connectés aux réseaux de distribution. La consommation de ces foyers, c'est-à-dire l'addition des quantités consommées par les appareils électriques qui y sont installés, est liée aux besoins des clients finaux, à leurs habitudes, choix de consommation et confort ; donc, en plus d'être variable et incertaine, la consommation est habituellement peu flexible.

Néanmoins, certains consommateurs ont acquis la possibilité de modifier leurs profils de consommation habituels en réduisant leur consommation ou en la déplaçant dans le temps. D'autres ont installé à proximité de leurs appareils de consommation des sources de production ou des centrales de stockage de faible capacité, connectés au réseau de distribution. Cette *production distribuée* permet aux clients de produire localement tout ou partie de leur consommation électrique et éventuellement de vendre sur le marché l'électricité produite². La dérégulation du marché de l'électricité a permis à ces nouveaux acteurs de participer au marché, au même titre que les producteurs et consommateurs traditionnels.

2.1.3 Qu'est-ce que le *smart grid* ?

L'avènement des *compteurs intelligents* (*smart meters*) a permis de fournir aux acteurs du système électrique, notamment les consommateurs et les gestionnaires du réseau de distribution, des informations sur la consommation électrique locale en temps réel. Ils offrent ainsi la

1. La charge nette, addition de la consommation électrique et de la production renouvelable, reflète l'incertitude que doit gérer le système électrique et est décrite à la section 1.5.

2. On dénomme *prosumers*, les participants au marché électrique qui peuvent prendre les rôles de producteur ou de consommateurs.

possibilité aux premiers d'adapter leurs profils de consommation selon les indicateurs de l'état de la production électrique (les prix du marché par exemple) et aux seconds une meilleure vision de la demande et de la consommation [78].

Le développement d'outils d'optimisation de l'opération des nouveaux acteurs (EnR, prosumers) et de leur participation au marché, en profitant des informations disponibles pour effectuer des choix avisés de fourniture ou de soutirage d'électricité est l'objectif des réseaux intelligents.

Le *smart grid* ou réseau électrique intelligent est une amélioration du réseau électrique traditionnel où l'intégration des nouvelles technologies de l'information et de la communication permet d'optimiser l'efficacité et la sécurité du fonctionnement du réseau et de maximiser les revenus des différents acteurs du système [48]. En effet, les compteurs intelligents permettent une communication instantanée des données de consommation aux gestionnaires du réseau et offrent la possibilité de (re)définir en temps réel la fourniture en électricité des consommateurs. Des stratégies de gestion optimale peuvent alors être proposées et déclenchées automatiquement, suivant les informations sur l'état des différentes parties du réseau.

Dans la suite de ce travail, nous passons en revue quelques travaux qui proposent des solutions pour gérer l'équilibre du système électrique et permettre aux acteurs de maximiser leurs revenus.

2.2 La gestion de la demande

Pour assurer l'équilibre du réseau, varier la demande s'avère utile dans les cas suivants [79] :

- *lors des pics de demande* : ils sont rares mais pour les satisfaire, des investissements onéreux sont consentis en sources de production d'appoint, qui ne sont pas rentables à cause de leur faible fréquence d'utilisation. Éviter ces pics de demande aurait pour conséquence une diminution du coût de l'électricité pour les consommateurs ;
- *lorsque la production est indisponible* : c'est le cas notamment lorsque la production des EnR est inférieure à celle préalablement prévue ou parce que l'électricité produite ne peut pas être acheminée à cause d'une congestion sur le réseau, par exemple ;
- *lorsque la production excède le besoin* : c'est notamment le cas lorsque la production renouvelable est plus importante que prévue. Il est alors nécessaire d'augmenter la demande pour la faire correspondre à la production ;
- *pour minimiser le coût de la consommation électrique* : le coût de l'électricité reflète la disponibilité de la production électrique et les consommateurs peuvent minimiser leur facture en y adaptant leurs conditions d'opération.

2.2.1 Qu'est-ce que la gestion de la demande ?

La gestion de la demande regroupe un ensemble d'actions permettant aux consommateurs de répondre à ces conditions d'opération particulières [11] ; ce sont :

- la réduction des quantités consommées ;
- le décalage dans le temps de la consommation ;
- l'utilisation de sources de production alternatives (pour éviter un soutirage d'électricité du système électrique).

L'exécution de la gestion de la demande peut être :

- directement effectuée par le consommateur lui-même ou le gestionnaire du réseau de distribution (dans ce dernier cas, elle peut occasionner une perte de confort pour le client mais doit rester contrainte par les limites contractuelles définies *a priori* entre le consommateur et son gestionnaire de réseau) ;

- basée sur des offres des consommateurs (les offres de diminution ou d’augmentation de la consommation sont acceptées lorsque le gestionnaire de réseau les juge bénéfiques) ou des demandes du gestionnaire de réseau (demandes contractuelles ou non). Celui-ci rémunère alors le service de réduction de consommation ou pénalise les refus de réduction prédéfinis contractuellement ;
- basée sur une tarification dynamique de la fourniture électrique (les prix suivent alors les pics de consommation afin de les éliminer ou reflètent l’équilibre offre-demande obtenu sur le marché de l’électricité).

Pour optimiser la gestion de la demande, *Bakker et al.* [14] ont proposé une méthode hiérarchique et itérative, pour déterminer les modalités d’opération de chaque appareil chez un groupe de consommateurs, dans le but d’atteindre un certain objectif prédéfini. L’optimisation est composée des étapes suivantes :

1. chaque consommateur fournit la veille une prédiction de ses besoins au jour considéré : pour chaque appareil connecté au système électrique, un profil de consommation pour le lendemain est estimé à partir des consommations historiques et éventuellement de facteurs externes comme la météo et les contraintes des usagers. L’agrégation de ces profils de consommation définit la demande du consommateur mais aussi son potentiel d’optimisation (c’est-à-dire sa flexibilité) ;
2. un décideur central, à partir des potentiels d’optimisation des consommateurs et de l’objectif d’optimisation prédéfini, définit un planning de soutirage pour chaque consommateur (c’est ce planning de soutirage qui est utilisé par chaque consommateur pour décider des heures et des niveaux d’opération de ses appareils, en tenant compte des contraintes d’opération des appareils et en minimisant son coût d’opération) et fournit aux consommateurs un vecteur de prix pour les périodes de la journée suivante, afin d’influer sur sa consommation. La solution finale est évaluée selon sa distance par rapport à ce planning de soutirage. Par exemple, étant donnée une quantité totale de soutirage prédite pour la journée suivante et pour tous les consommateurs, l’objectif du décideur central peut être :
 - de la répartir équitablement sur la journée afin d’éviter les pics de demande ;
 - de faire correspondre la demande aux fluctuations prévues de la production renouvelable ;
 - de la répartir sur les heures de la journée afin d’en minimiser le coût ;
3. le décideur local contrôle en temps réel chaque appareil en arbitrant entre les plans décidés la veille et les conditions d’opération mises à jour : ceci permet de conserver le confort des résidents et de mettre à jour les plans de soutirage, notamment lorsque la demande prédite est différente du besoin effectif.

2.2.2 L’incitation à la gestion de la demande

On peut voir dans la solution précédente que l’autonomie de décision des consommateurs est déléguée au coordinateur central, au service d’un objectif global prioritaire.

Koch et al. [61] ont proposé une solution où chaque consommateur fait à un coordinateur central une offre de délégation de son autonomie en contrepartie d’une certaine rémunération. Le coordinateur central peut alors déclencher l’allumage ou l’extinction d’une sélection d’appareils d’un groupe de consommateurs pour atteindre un niveau de consommation global défini *a priori* à partir de la fonction objectif globale. Pour faire cette offre de délégation, le consommateur prédit pour chacun de ses appareils, chauffage ou réfrigérateur, ses choix d’opération

pour la période future considérée. Les auteurs modélisent la dynamique physique d’opération de chaque appareil sous forme d’équations différentielles. Ces équations permettent de calculer les moments d’allumage et d’extinction nécessaires pour atteindre les températures cibles de l’opération *normale* (c’est-à-dire sans délégation de contrôle à une entité extérieure). Ils calculent alors une fonction de prix dépendante du temps, qui reflète le coût d’un allumage ou d’une extinction de l’appareil à un moment autre que celui défini par son fonctionnement normal, en fonction de l’inconfort créé auprès des consommateurs et de la dynamique d’opération de l’appareil.

Plutôt que la délégation de décision de leurs appareils par les consommateurs, des mécanismes d’incitation ont été proposés pour coordonner la gestion de la demande d’un groupe de consommateurs, qui peuvent alors conserver leur autonomie de contrôle. Ces incitations prennent la forme de mécanisme de tarification alternative de l’électricité consommée ou de rémunération de bonnes pratiques de consommation, influence la demande et doivent être bien conçus (la figure 2.1 illustre le système de gestion de la demande sur une tarification dynamique proposé par *O’Neill* [73]). En effet, comme l’expliquent *Kishore* et *Snyder* [60], si on prend l’exemple d’un mécanisme de tarification binaire (le prix pendant les pics de demande est supérieur à celui pendant les périodes creuses), lorsque chaque consommateur optimise localement l’utilisation de ses appareils, les pics de consommation sont simplement reportés à une période ultérieure et parfois amplifiés.

Pour dénouer cette situation, ils proposent un mécanisme de coordination entre les consommateurs pour distribuer la demande uniformément sur la période d’opération totale. Celle-ci est subdivisée en un nombre fini de sous-périodes et pour chacune d’elles, une certaine quantité de consommation de base est assignée à chaque consommateur et une quantité supplémentaire pour tout le groupe. Lorsqu’un consommateur a besoin de consommer plus, il demande à ses voisins du groupe leurs utilisations actuelles, afin de rester en dessous de la quantité supplémentaire accordée. Le cas échéant, il active ses appareils prioritaires ; sinon, il renouvelle sa demande un nombre aléatoire de sous-périodes plus tard. Ce procédé permet de distribuer la demande par un processus de compétition entre les consommateurs.

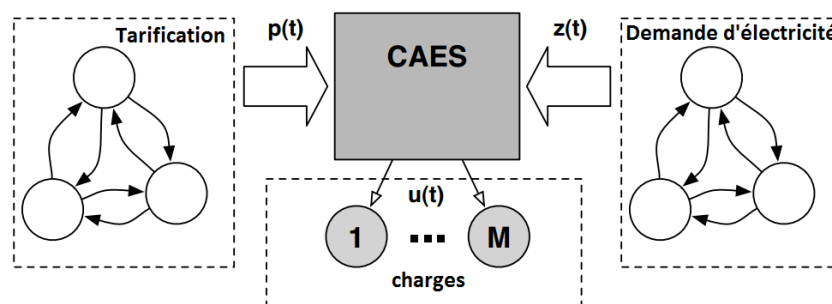


FIGURE 2.1 – Illustration du principe de CAES, un système de gestion de la demande proposé par *O’Neill* [73]. Traduit de l’anglais par *Crédo Paniah*.

Pour concevoir des mécanismes d’incitation, *Ghosh et al.* ont proposé de calculer la rémunération des consommateurs suivant [52] :

- une estimation de la demande de chaque consommateur obtenue sous la forme d’une distribution normale de probabilités dont la moyenne et la variance sont obtenues à partir de l’historique des demandes du consommateur ;
- une estimation de l’élasticité de chaque consommateur supposée disponible ;

– le prix de l’électricité sur le marché.

La recherche de la rémunération optimale (sachant le prix de l’électricité sur le marché) qui permet de réduire la demande (sachant l’élasticité de chaque consommateur) est exprimée comme une équation d’optimisation stochastique résolue par une descente de gradient. L’expression de l’élasticité des consommateurs comme une fonction du temps, permet d’accorder une rémunération supérieure aux consommateurs qui réduisent durablement leur consommation, notamment lors des pics de demande, où les prix de l’électricité sont élevés.

2.2.3 Les consommateurs et la gestion de la demande

La réponse des utilisateurs à ces mécanismes d’incitation a aussi été étudiée dans la littérature. *Mohsenian-Rad et Leon-Garcia* [68] ont proposé de modéliser la satisfaction du consommateur comme une somme du coût total de sa consommation d’électricité et du coût en confort des reports de consommation de ses appareils ; ce dernier coût est modélisé comme une fonction linéaire du temps et de la demande prévue *a priori*. La fonction objectif obtenue est linéaire et différentiable, ce qui permet aux auteurs de la résoudre avec la méthode des points intérieurs. C’est une méthode d’optimisation de la demande en fonction de la tarification dynamique de l’électricité.

O’Neill et al. [73] ont proposé d’apprendre le comportement statistique des consommateurs et de l’adapter automatiquement aux prix du marché. Pour cela, ils modélisent les choix de demande du consommateur comme des chaînes de Markov, dont les probabilités de transition (les préférences de consommation des consommateurs et le vecteur de prix de l’électricité) et la fonction de récompense (le confort du consommateur et le coût pour lui de l’électricité) sont inconnues³. Ils proposent d’utiliser l’apprentissage par renforcement pour *apprendre* à partir d’expériences passées et des récompenses positives ou négatives associées, les actions optimales à effectuer. Au départ du processus de décision, les auteurs initialisent une fonction qui associe à chaque combinaison d’action et d’état donnés, un coût reflétant l’utilité de l’exécution de cette action, si le système est dans l’état considéré. À partir de l’état courant, l’action à exécuter est tirée aléatoirement, l’action de l’association état-action ayant le coût minimal ayant une forte probabilité d’être tirée, toutes les autres actions se partageant équitablement la probabilité restante. Après l’exécution de l’action, l’utilité de la combinaison état courant-action choisie est mise à jour à partir de la récompense acquise.

La demande n’est pas le seul type de ressource contrôlable dans le système électrique. Certaines sources de production sont candidates à la gestion de la variabilité de la charge nette. Dans la littérature, l’association des sources de production renouvelables aux ressources contrôlables et l’optimisation de leur opération conjointe est une solution largement étudiée pour assurer la stabilité du réseau et maximiser l’utilité des différents acteurs, producteurs et consommateurs.

2.3 La gestion de l’offre : MicroGrids et centrales électriques virtuelles

L’agrégation des ressources a pour objectif de former un groupe de producteurs pour faciliter la gestion de leurs ressources. Deux paradigmes sont particulièrement étudiés dans la littérature : les *MicroGrids* sont une agrégation de producteurs et de consommateurs dans le réseau de distribution, pour la gestion de la production distribuée et les *VPP* (*Virtual Power Plants*)

3. Nous parlons plus en détail des processus décisionnels de Markov dans la section 2.5.2.

sont des centrales virtuelles de production électrique formées par l’agrégation de sources de production renouvelables et de ressources contrôlables pour faciliter leur participation au marché de l’électricité.

2.3.1 La production distribuée et les MicroGrids

La *production distribuée* est l’ensemble des ressources de production disséminées dans le réseau de distribution. Selon la définition proposée par *Ackermann et al.* [7], ce sont des sources de production électrique connectées au réseau de distribution, notamment auprès des clients finaux (donc sur des réseaux au voltage faible). Diverses technologies de production aux caractéristiques diverses (flexibilité, capacités de production) font partie de cette définition : des sources de production renouvelables comme le photovoltaïque ou l’éolien, contrôlables comme les CHP⁴ ou encore des centrales de stockage.

Initialement conçu pour un flux unidirectionnel de l’électricité, le réseau de distribution est souvent radial et parfois constitué de boucles. L’électricité produite dans le réseau de distribution fait peser sur le système électrique un risque accru de pannes [74]. Les *MicroGrids* sont une proposition pour faciliter l’intégration de la production distribuée au système électrique : selon *Lasseter et Piagi* [66], la production distribuée et les charges des consommateurs, considérées comme un seul sous-système, lui-même connecté au reste du système électrique, permet une fourniture locale de l’électricité produite au niveau local et l’isolement de l’entité lorsque le réseau subit des perturbations. Cette entité est un *MicroGrid*.

La gestion d’un MicroGrid nécessite de planifier l’opération des ressources de production disponibles pour fournir les différentes charges en électricité à un moindre coût⁵.

Bu et al. [17] ont étudié un MicroGrid composé :

- de sources renouvelables (panneau solaires, éoliennes) dont la distribution de probabilités de production est supposée disponible et de sources contrôlables (générateurs à énergie fossile) ;
- d’appareils de consommation dont la demande est incertaine mais modélisée comme un processus markovien dont les probabilités de transition sont définies par une distribution de Poisson.

Les auteurs proposent un modèle basé sur les MDP (voir note de bas de page 3, section 2.2.3) pour planifier à partir de ces informations, l’utilisation des ressources contrôlables pour minimiser une fonction de récompense qui reflète l’insatisfaction des requêtes de consommation dans le MicroGrid, le coût d’opération des sources de production activées et de leurs émissions polluantes.

He et al. [55] proposent un mécanisme de tarification de la production renouvelable (modélisée comme un processus aléatoire gaussien) pour en maximiser la consommation par les consommateurs opportunistes du MicroGrid (dont la demande est modélisée comme un processus aléatoire de poisson et contrainte par une valeur aléatoire prédéfinie). Ils utilisent un MDP pour déterminer pour chaque période temporelle de consommation le prix qui maximise la correspondance entre la production renouvelable et la consommation opportuniste.

4. Les CHP (*Combined Heat and Power*) sont des sources de *co-génération*, c’est-à-dire la production simultanée de chaleur utile et d’électricité.

5. Cette opération est dénommée dans la littérature *Unit Commitment*.

2.3.2 Les centrales électriques virtuelles et la participation des EnR au marché de l'électricité

Une *centrale électrique virtuelle* ou VPP (*Virtual Power Plant*) est une entité constituée par l'agrégation de ressources dans le réseau de distribution pour permettre une meilleure visibilité et contrôlabilité de l'entité ainsi formée. Si cette définition rejoint celle des MicroGrids lorsque la production distribuée est associée à la consommation dans le réseau de distribution, le terme VPP désigne particulièrement l'agrégation des EnR avec une ou plusieurs ressources contrôlables afin de gérer la variabilité de la production renouvelable.

Puisque l'incertitude de la production renouvelable est synonyme d'un risque non négligeable de pénalités financières pour les producteurs renouvelables lorsqu'ils participent au marché de l'électricité, ils peuvent profiter de la flexibilité de sources contrôlables pour fiabiliser les offres faites au marché et minimiser les risques de pénalité associés. Cette agrégation des ressources facilite la participation au marché des EnR et leur intégration au système électrique. Les solutions proposées dans la littérature reposent sur le principe suivant : à partir de prédictions de la production renouvelable, de leur incertitude et des prédictions du prix de l'électricité, l'opération des ressources contrôlables est planifiée pour minimiser le coût de la pénalité risquée par le producteur en raison de l'incertitude de la production renouvelable. Le but est d'optimiser l'utilité des ressources renouvelables et contrôlables en maximisant le revenu effectif⁶ du producteur acquis auprès du marché.

Bourry, Costa et al. [29, 16] ont testé deux possibilités de participation aux marchés *Day-Ahead* et intrajournalier d'un VPP constitué d'une éolienne et d'une centrale de stockage hydroélectrique (illustré dans la figure 2.2) :

1. le VPP est un *prosumer*, un acteur du marché qui peut adopter sur le marché les rôles de consommateur ou de producteur, suivant que sa participation au marché est une offre ou une demande [29];
2. le VPP peut seulement prendre un rôle de producteur sur le marché, c'est-à-dire que seulement la production renouvelable est contractée sur le marché et le stockage est utilisé exclusivement pour consommer le surplus de la production renouvelable par rapport à la quantité contractée ou fournir de l'électricité lorsque la production renouvelable est inférieure à la quantité contractée [16].

Deux étapes d'optimisation sont effectuées : d'abord la production optimale du stockage (qui maximise les revenus du VPP) est planifiée la veille (jour $J - 1$), pour chaque période de participation au marché *Day-Ahead*. Puis, pendant l'opération en temps réel du stockage (jour J), l'écart entre la quantité totale prévue et la quantité effectivement produite est réduite au minimum.

Pour ce faire, les auteurs proposent de modéliser le revenu du VPP au jour $J - 1$ comme la somme des revenus acquis pendant chaque période temporelle du jour suivant, chacun d'eux étant obtenu à partir des exportations/importations avec le système électrique prévues par le VPP et les coûts d'opération du stockage et de l'éolienne.

L'opération du stockage est planifiée à $J - 1$ pour maximiser le revenu du VPP, c'est-à-dire que pour chaque période temporelle, l'état de charge cible du stockage est celui qui maximise la somme des revenus acquis des importations et exportations prévues du VPP. L'expression de cette somme comme un problème d'optimisation séquentielle sous contraintes donne une expression semblable aux équations d'optimalité dans les MDP (voir note de bas de page 3,

6. Le revenu effectif se définit comme la différence entre le revenu acquis au moment de contracter l'offre de production et la pénalité reversée après fourniture de l'électricité produite.

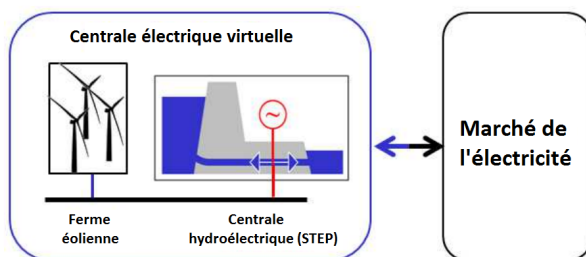


FIGURE 2.2 – VPP constitué d’une ferme éolienne et d’un STEP [16].

section 2.2.3), mais ne considère pas les risques de pénalités éventuellement infligées au VPP. Au jour J , la production éolienne effective est connue et permet d’écrire le problème d’opération du stockage, comme une minimisation de la différence entre les exportations (respectivement importations) prévues et réalisées.

Les incertitudes à propos des prix de l’électricité et de la production renouvelable sont les principales sources des pénalités infligées au VPP. Les auteurs ont testé, pour éviter ces pénalités, l’utilisation du stockage exclusivement pour la réduction des pénalités sur le marché ; ils choisissent alors de ne pas considérer le stockage lors de la participation au marché *Day-Ahead*. Le VPP prend alors exclusivement le rôle de producteur sur le marché. Les auteurs proposent une résolution du problème d’optimisation séquentielle de l’opération du stockage par une approche de *fenêtre roulante*. Le principe en est le suivant : les états optimaux du stockage sont calculés pour un nombre prédéfini d’heures suivantes, permettant une continuité dans l’opération du stockage et une minimisation du coût des pénalités sur la fenêtre temporelle considérée, à partir de prédictions plus précises de la production éolienne.

Garcia-Gonzales et al. [50] ont comparé les revenus d’un VPP composé d’une ferme éolienne et d’un stockage, qui participe au marché *Day-Ahead* dans trois situations différentes (figure 2.3) :

1. les participations au marché de la production renouvelable et contrôlable sont optimisées indépendamment ;
2. la participation au marché est optimisée conjointement pour les différentes ressources du VPP qui peut injecter et soutirer de l’électricité ;
3. la participation au marché est optimisée conjointement pour les différentes ressources du VPP qui ne peut qu’injecter de l’électricité.

Les auteurs représentent l’incertitude sur la production renouvelable et les prix du marché par un arbre de scénarios et chaque cas de participation au marché est testé sur tous les scénarios envisagés. La prise de décision est vue comme un problème d’optimisation linéaire sous contraintes où les équations proposées maximisent la somme des revenus du VPP sur tous les scénarios considérés et sur toutes les périodes temporelles du jour suivant. La résolution de ces équations montre l’utilité du stockage dans la gestion des erreurs de prévision renouvelable.

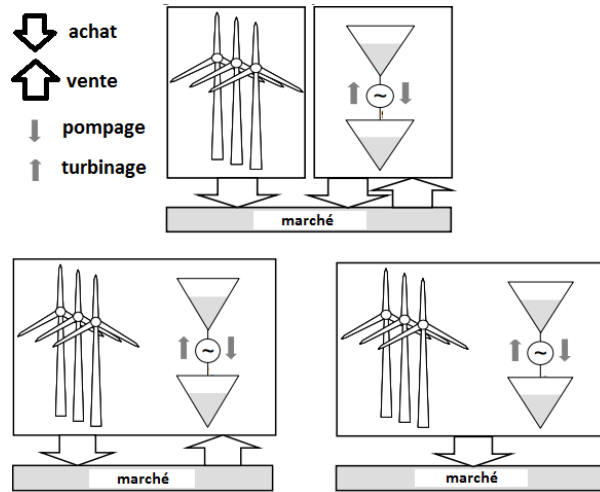


FIGURE 2.3 – 3 cas de participation des composantes du VPP au marché de l’électricité [50]. Traduit de l’anglais par *Crédo Paniah*.

2.4 La décision multi-acteurs dans les centrales électriques virtuelles

Les études présentées ci-dessus ont en commun de proposer des solutions d’optimisation pour un acteur qui possède différentes ressources dont il coordonne l’opération pour atteindre un objectif donné (assurer l’équilibre de la production et de la consommation pour un gestionnaire de MicroGrid, maximiser les revenus de sa participation au marché de l’électricité pour un gestionnaire de VPP).

Elles éludent donc les cas où ces différentes ressources appartiennent à plusieurs acteurs autonomes, dont les objectifs locaux et les choix d’opération associés peuvent être concurrents. Elles sont applicables seulement :

- lorsqu’un acteur seul possède des sources renouvelables et d’autres contrôlables ;
- lorsque les différents acteurs au sein d’une coalition qui en compte plusieurs délèguent leur autonomie de décision à un contrôleur central et que leurs objectifs locaux sont mis de côté au profit d’un objectif global au service duquel le contrôleur central optimise leurs différentes ressources.

Des travaux de la littérature se sont attelés à proposer des solutions de contrôle décentralisées qui autorisent la décision autonome des différents acteurs au sein d’un VPP. Ces solutions sont basées sur les systèmes multi-agents et la coordination des agents par des mécanismes de marché.

La théorie multi-agent apparaît comme un outil adapté pour ce type de contrôle. Elle considère en effet plusieurs agents physiques ou virtuels évoluant dans un environnement commun ; ils peuvent avoir des objectifs propres, sont capables de percevoir leur environnement et d’y agir, en prenant des décisions de manière autonome pour atteindre leurs objectifs. Ils peuvent aussi communiquer et éventuellement coopérer et négocier entre agents autonomes, ce qui rend possible la coordination de leurs actions [38].

Chalkiadakis et al. [22] ont imaginé un mécanisme de paiement pour promouvoir la formation de VPP auprès d’agents autonomes qui gèrent des ressources de production renouvelable et les inciter à faire des offres de production honnêtes et précises pour la participation au marché

Day-Ahead. Pour cela, ils proposent un facteur de rémunération logarithmique pour favoriser les quantités de production importantes, afin d’inciter les acteurs à constituer des coalitions de plus en plus grandes de producteurs, une fonction de pénalisation qui accentue la pénalisation des gros écarts de production, en utilisant un facteur de précision sous la forme d’une cloche (voir figure 2.4). À chaque agent de la coalition est associé un coefficient qui reflète la précision de ces prédictions : il est obtenu en calculant la corrélation statistique entre ses erreurs de prédiction et l’erreur moyenne de la coalition. Les coefficients permettent alors de distribuer le revenu de la coalition à chacun de ses membres. Les agents les moins utiles de la coalition sont incités à la quitter tandis que les autres coopèrent pour maximiser leurs revenus locaux : le VPP coopératif obtenu est dénommé par les auteurs *CVPP* (*Cooperative Virtual Power Plant*).

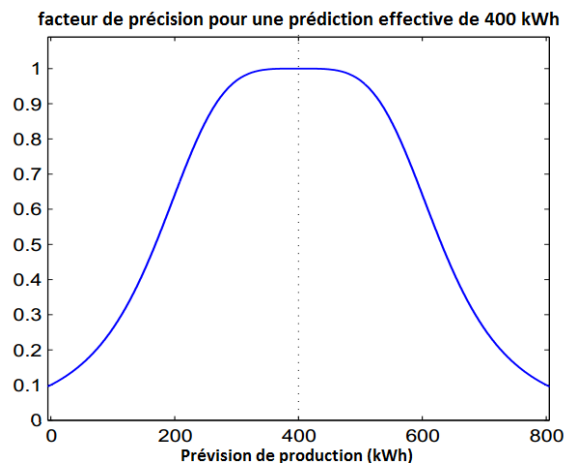


FIGURE 2.4 – Fonction de précision en cloche utilisée pour la rémunération des agents dans un CVPP [22]. Traduit de l’anglais par *Crédo Paniah*.

Robu et al. [80] proposent une amélioration de ce mécanisme pour y intégrer la rémunération de prédictions probabilistes (sous la forme de distributions normales de probabilités). À cet effet, ils proposent une règle de notation (ou *scoring rule* en anglais) des prédictions des producteurs renouvelables, par rapport à l’observation effective.

Pour offrir un cadre de décision distribuée à des agents autonomes dans un VPP, *Akkermans et al.* ont proposé d’unifier les deux théories de l’équilibre offre-demande et du contrôle optimal [10] (voir figure 2.5). Ils définissent *PowerMatcher*, un mécanisme de marché où chaque agent propose sa demande (respectivement son offre), calculée de manière locale en fonction de tous les prix de l’électricité possibles. Le prix de l’électricité est alors fixé par le marché de telle manière que la demande globale dans la coalition soit égale à l’offre globale dans la coalition (voir figure 2.9). Ce prix fixe pour chaque agent ses modalités de soutirage (respectivement d’injection) d’électricité et un contrôle optimal local de ses ressources. Cette stratégie permet de coordonner l’opération globale du VPP. Toutefois, *PowerMatcher* nécessite un contrôleur centralisé qui déduit le prix de l’électricité des offres et demandes des agents ; ce contrôleur central peut d’ailleurs effectuer la définition du prix pour répondre à un objectif global alternatif (l’intégration prioritaire de la production renouvelable par exemple).

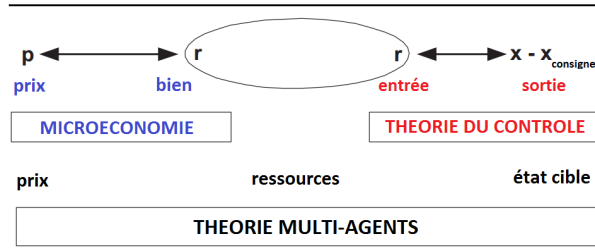


FIGURE 2.5 – Illustration du principe de PowerMatcher [10]. Traduit de l’anglais par *Crédo Paniah*.

2.5 Les techniques d’intégration des EnR dans le système électrique

Certaines problématiques se retrouvent dans les travaux sur l’intégration de la production renouvelable et la participation des EnR au marché de l’électricité ; ce sont :

- la prédiction de la production renouvelable et son incertitude ;
- l’optimisation de l’utilité de la production, dans un contexte de planification sous incertitude.

2.5.1 La prédiction de la production renouvelable

Pour planifier l’utilisation de la production renouvelable, incontrôlable de nature, il est nécessaire d’en prédire au préalable la quantité.

Les prédictions de production éolienne sont obtenues à partir des prévisions météorologiques du vent et des outils de conversion fournis par les constructeurs d’éoliennes. L’obtention des prévisions et la qualité des outils de conversion des données du vent en données de production éolienne sont hors de la portée de notre travail. Néanmoins, la prédiction de la production est rarement parfaite et la production effective est quasi-systématiquement différente de la prédiction de production. En effet, les prévisions météorologiques utilisées pour prédire la production éolienne comportent elles-mêmes des erreurs qui sont amplifiées par leur conversion en prédiction de production.

Fabrizi et al. [47] ont effectué une estimation du coût de l’erreur de prédiction dans la participation d’un producteur éolien aux marchés *Day-Ahead* et infrajournalier. Pour représenter l’erreur de la prévision, les auteurs modélisent la précision de tout le modèle de prédiction de production par une fonction de densité de probabilités Bêta de la forme

$$f_p(x) = x^{\alpha-1} \times (1-x)^{\beta-1} \times n ,$$

où x est une erreur de prédiction possible et n est un facteur de normalisation de la probabilité de prédiction.

Les paramètres α et β de la fonction Bêta sont obtenues à partir de la prédiction de production p et de la variance de l’erreur de prédiction σ à partir des équations suivantes :

$$p = \frac{\alpha}{\alpha + \beta}$$

et

$$\sigma^2 = \frac{\alpha \times \beta}{(\alpha + \beta)^2 \times (\alpha + \beta + 1)}$$

La figure 2.6 représente des exemples de fonction Bêta pour des exemples de prédiction de production et de variance.

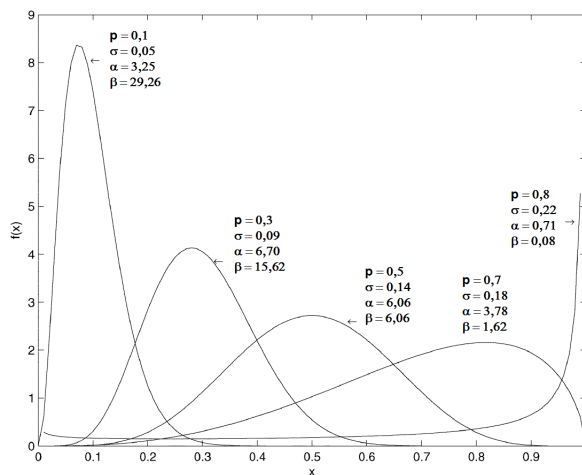


FIGURE 2.6 – Fonctions Bêta de paramètres α et β différents, pour la représentation de l'erreur de prévision de la production éolienne [47].

Les auteurs ont estimé pour une ferme éolienne, à partir d'un historique de prédiction de production et de productions effectives, la moyenne et la variance de l'erreur de prédiction ; ils simulent alors l'opération de la ferme éolienne sur une année en utilisant les données historiques de production horaire de la ferme et de prix du marché espagnol de l'électricité pour calculer le coût annuel des erreurs de prédiction qu'ils estiment à environ 10% du gain maximal espéré.

Pinson et al. [75] ont montré l'intérêt des prédictions de production probabilistes par rapport aux prédictions nominales. Ces dernières fournissent la valeur de production renouvelable prédite tandis que les premières considèrent que la valeur produite est une variable aléatoire qui peut prendre un ensemble de valeurs et en fournissent les probabilités de réalisation. Pour estimer cette incertitude, les auteurs proposent de caractériser la production éolienne par des ensembles flous. Suivant la valeur prédite à partir des prédictions météorologiques (figure 2.7), elle peut appartenir à trois ensembles flous : Faible, Moyenne ou Forte. Deux ensembles flous sont proposés pour caractériser le risque de coupure de l'éolienne qui intervient à partir d'une certaine vitesse de vent prédéfinie, pour maintenir la sécurité de l'éolienne : Risquée ou Pas risquée.

L'estimation de l'incertitude de chaque ensemble flou se fait en calculant des intervalles de confiance à partir des données historiques des productions appartenant à cet ensemble flou. Si X est l'ensemble des productions possibles, les auteurs définissent l'intervalle de confiance $1 - \alpha\%$ comme l'ensemble $I(X)$ qui a une probabilité $1 - \alpha\%$ de contenir la production effective x . Elle respecte donc l'équation suivante :

$$P(x \in I(X)) = P\left(x \in]z_{\frac{\alpha}{2}}, z_{(1-\frac{\alpha}{2})}[\right) = 1 - \alpha$$

Les auteurs utilisent la méthode de ré-échantillonnage pour déterminer les bornes de l'intervalle

de confiance recherché. Elle consiste à calculer un grand nombre de fois un ensemble d'échantillonnage puis à en calculer la moyenne des $\alpha/2$ plus petites valeurs et des $1 - \alpha/2$ plus grandes valeurs. Elles sont une bonne estimation des bornes de l'intervalle de confiance recherché. L'ensemble d'échantillonnage est formé à chaque répétition de la manière suivante : la prédiction de production appartient à l'un ou l'autre des ensembles flous suivant une valeur support comprise entre 0 et 1. Elles servent à définir la proportion de tirage pour chaque ensemble flou. Puis un tirage aléatoire d'un grand nombre N de valeurs de ces ensembles flous est effectué pour former l'ensemble d'échantillonnage.

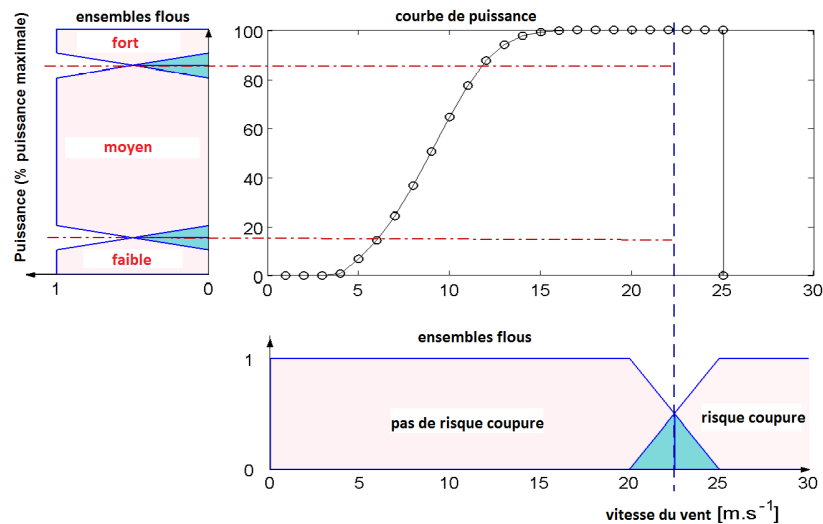


FIGURE 2.7 – Courbe de prédiction de puissance en fonction de la vitesse du vent et ensembles flous associés [59]. Traduit de l'anglais par *Crédo Paniah*.

Les simulations effectuées par les auteurs estiment que la considération de l'incertitude de la prévision fait passer le revenu d'environ 87 % du revenu annuel maximal possible d'une ferme éolienne à plus de 92 %.

2.5.2 L'optimisation sous incertitude

Les informations sur la production renouvelable future, prédiction et incertitude associée, sont utilisées par les gestionnaires d'EnR pour en optimiser l'utilisation, notamment pour la participation des EnR aux marchés de l'électricité. Plusieurs travaux de la littérature ont proposé des solutions à cet effet. Les points essentiels à considérer dans la planification des ressources sont l'incertitude de la production, parce que la décision doit être prise avant l'opération, et le caractère séquentiel de la décision, parce qu'elle doit être prise pour plusieurs périodes temporelles futures.

Les chaînes de Markov sont largement utilisées dans la gestion des systèmes électriques, parce qu'elles fournissent un cadre mathématique adapté à la résolution de problèmes de décision séquentielle (la décision doit être prise pour plusieurs périodes temporelles, chaque décision impactant les décisions des périodes futures) dans un environnement stochastique (il existe une incertitude sur un ou plusieurs paramètres parmi l'état du système ou l'effet des actions, entre autres). Une chaîne de Markov est un processus stochastique (l'évolution d'une variable aléatoire) à temps discret qui possède la propriété de Markov : à un temps donné, toutes les informations utiles à la prédiction du futur se retrouvent dans l'état présent du processus.

Lorsque le processus aléatoire peut être partiellement contrôlé, on parle de *Processus décisionnel de Markov* (MDP ou *Markov Decision Process*, en anglais) pour nommer le cadre de décision optimale [77].

Un MDP se définit par un ensemble d'états, d'actions et pour chaque combinaison d'état et d'action, la dynamique d'évolution du processus à contrôler (voir figure 2.8).

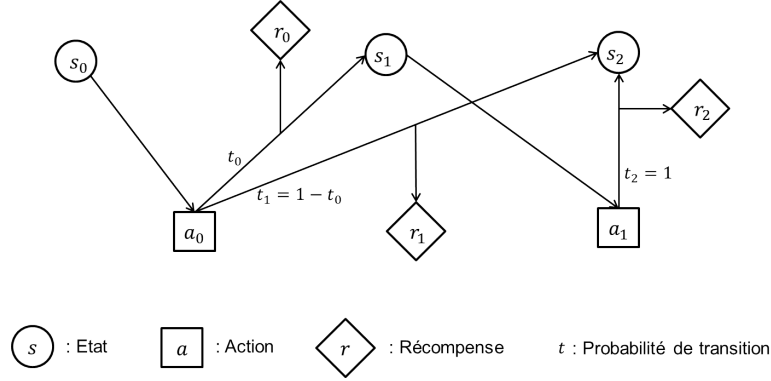


FIGURE 2.8 – Illustration des composantes d'un MDP.

Formellement, un MDP est un tuple $M = \langle S, A, T, R, \rho \rangle$, où :

- S est un ensemble fini d'états ;
- A est un ensemble fini d'actions ;
- $T : S \times S \times A \rightarrow \Pi(S)$ est la fonction de transition entre les états de S , une distribution de probabilité qui retourne pour chaque état $s \in S$ et étant donnée l'action $a \in A$, la probabilité $T(s, a, s')$ d'être dans l'état s' , $\forall s' \in S$;
- $R : S \times A \rightarrow \mathbb{R}$ est la fonction de récompense qui donne pour chaque état $s \in S$ et étant donnée l'action $a \in A$, la récompense immédiate $R(s, a)$ attendue ;
- $\rho \in]0, 1]$ est un facteur de réduction de la valeur des récompenses futures. Il est facultatif et est égal à 1 par défaut.

Ainsi, si on se trouve dans un état s , pour une politique π , la récompense future cumulée attendue $V^\pi(s)$ peut être exprimée récursivement comme la somme de la récompense immédiate attendue et de la somme pondérée (par les probabilités de transition) des récompenses futures possibles, attendues dans les états suivants :

$$V^\pi(s) = R(s, \pi(s)) + \rho \sum_{s' \in S} T(s, \pi(s), s') * V^\pi(s') \quad (2.1)$$

La politique optimale, c'est-à-dire la suite d'actions à effectuer pour obtenir la récompense cumulée maximale est celle (ou une parmi celles) qui respecte l'équation qui maximise l'équation précédente, à partir de l'état de départ s :

$$\pi^*(s) = \operatorname{argmax}_{a \in A} \left(R(s, a) + \rho \sum_{s' \in S} T(s, a, s') * V^\pi(s') \right) \quad (2.2)$$

Bu et al. [17] ont étudié les MDP pour planifier l'utilisation des ressources contrôlables dans

un MicroGrid composé :

- de sources renouvelables (panneaux solaires et éoliennes dont une distribution de probabilités de la production est supposée disponible, acquise à partir d’observations préalables) et contrôlables (générateurs à énergie fossile) ;
- d’appareils de consommation dont la demande est incertaine mais modélisée comme un processus markovien dont les probabilités de transition sont définies par une distribution de Poisson.

Chaque possibilité d’action - produire une quantité d’électricité donnée par l’un des générateurs contrôlables - a un coût modélisé comme la somme du coût d’investissement et d’opération de la ressource, un coût de l’insatisfaction résiduelle de la demande et un coût environnemental. L’objectif des auteurs est de déterminer le choix d’une source de production (renouvelable ou contrôlable) pour chaque période qui minimise le coût total sur un horizon infini. L’état de chaque source renouvelable est inconnu au moment de la planification mais est remplacé par un *état d’information*, la distribution de probabilité de la production renouvelable. L’état d’information pour chaque ressource est construit récursivement en la mettant à jour avec l’observation de production effective, lorsque la source de production renouvelable est choisie.

L’utilisation de la production éolienne au sein d’un MicroGrid est le sujet traité par *He et al.* [55] : les auteurs proposent un mécanisme de tarification qui fixe la veille le prix de l’électricité pour les consommateurs conventionnels du MicroGrid et propose aux consommateurs opportunistes une tarification en temps réel de leur consommation électrique.

En effet, les consommateurs opportunistes possèdent la particularité d’adapter leur demande à la disponibilité de la production et à son coût en temps réel ; c’est de cette flexibilité que profitent les auteurs pour adapter la consommation à la production renouvelable. Ils modélisent la production éolienne dans chaque période temporelle comme un processus aléatoire gaussien dont la variance et la moyenne sont connus la veille de la production et la demande opportuniste comme un processus aléatoire suivant une loi de poisson. Chaque consommateur définit *a priori* avec le contrôleur central un prix maximal en dessous duquel il consomme la production électrique. Les auteurs simulent ce prix maximal par un tirage aléatoire. La détermination du prix pour chaque période temporelle, qui permet de faire correspondre la quantité de production renouvelable aux demandes des consommateurs opportunistes peut alors s’exprimer comme un MDP classique.

2.5.3 La coordination entre agents autonomes

Quelques travaux de la littérature proposent, plutôt qu’un contrôle direct des ressources, un mécanisme de rémunération qui incite les EnR à optimiser leur opération, en se constituant en coalition ou à fournir des prédictions de production moins incertaines.

Chalkiadakis et al. [22] ont proposé le terme CVPP (*Cooperative Virtual Power Plant*) pour désigner une centrale électrique virtuelle constituée par plusieurs producteurs renouvelables autonomes, qui de manière rationnelle, choisissent de coopérer et participer au marché en tant que *coopérative*, parce que ce mode d’opération leur est plus rentable. Pour inciter à la formation de ces CVPP, ils ont proposé un mécanisme de rémunération alternatif à celui du marché, qui favorise les quantités importantes de production et pénalise les écarts importants de la production par rapport à la prédiction.

Le revenu de la participation au marché d’un tel VPP coopératif est le suivant :

$$(1 + \alpha|\hat{Q} - Q|^\beta)^{-1} \times \log(Q) \times P \times Q$$

où Q et \hat{Q} sont respectivement la production effective de la coalition et sa prédiction de production et P est le prix de l'électricité fixé par le marché. Le premier terme est une fonction de pénalisation des écarts entre la prédiction et la production, qui a une forme en cloche de paramètres α et β ; elle permet d'accentuer la pénalisation des écarts importants relativement aux écarts minimales (un exemple de fonction de pénalisation est illustré par la figure 2.4). Le second terme favorise les grandes quantités de production de la coalition.

Robu et al. [80] ont remplacé le terme de pénalisation par un score de prédiction probabiliste, suivant une règle de notation strictement propre⁷. Cette règle pousse chaque producteur à déclarer sa vraie vision de l'incertitude de sa prédiction mais aussi à en augmenter la précision.

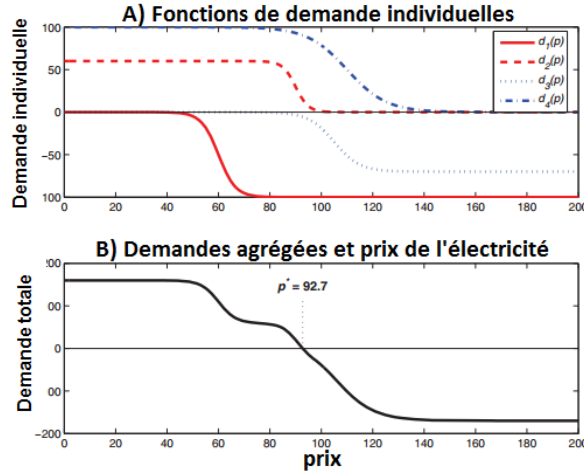


FIGURE 2.9 – PowerMatcher : mécanisme de formation de l'équilibre général [62]. Traduit de l'anglais par *Crédo Paniah*.

A) Fonctions de demande de 4 agents participant au marché.

B) Agrégation de la demande et détermination du prix p^* correspondant à l'équilibre général.

Au contraire des mécanismes d'incitation proposés pour influencer sur l'opération des producteurs renouvelables, PowerMatcher propose de coordonner l'opération de la production distribuée et la gestion de la demande au sein d'une coalition d'agents, exclusivement à partir de leurs objectifs locaux, en implémentant un mécanisme de marché à équilibre général : à partir des offres et des demandes d'électricité qui reflètent les préférences de consommation et de production des agents, un agent central représentant le marché détermine le prix qui permet d'atteindre l'objectif global de la coalition tout en respectant les préférences des agents (voir figure 2.9). L'objectif peut être d'équilibrer les injections et les soutirages dans un MicroGrid mais aussi de participer au marché de l'électricité en tant que VPP [62]. Des agents intermédiaires permettent de diminuer la complexité de la recherche de l'équilibre général lorsque la coalition est composée d'un nombre important d'agents.

7. Pour une variable aléatoire x suivant une distribution de probabilité P et la prédiction \hat{P} de cette distribution, une règle de notation S est propre si

$$S(P, x) \geq S(\hat{P}, x)$$

et strictement propre si et seulement si l'égalité tient si et seulement si $\hat{P} = P$.

2.6 Synthèse et positionnement

On remarque que la littérature propose des solutions sous la forme de méthodes d'optimisation locale de l'utilisation des ressources renouvelables et contrôlables, d'une part, et d'autre part des mécanismes de coordination des différents acteurs, comme les mécanismes d'incitation, mais qui ne constituent pas des solutions de contrôle au niveau local de chaque agent (par exemple pour optimiser sous l'incertitude de la production renouvelable, l'opération des ressources contrôlables). Si dans le premier cas, le contrôle des ressources est centralisé, dans le second, un décideur central coordonne l'opération des différents acteurs, sans considérer l'optimalité au niveau local. C'est notamment le cas de PowerMatcher qui permet d'allier l'optimalité au niveau global tout en maintenant l'autonomie des acteurs de la coalition. Toutefois, il ne permet pas d'optimiser l'opération conjointe des ressources contrôlables et renouvelables ni de prendre en compte l'incertitude dans la coalition.

C'est l'objectif recherché dans notre travail : en effet, l'autonomie des agents est une qualité nécessaire dans la proposition d'une solution adaptée à un CVPP composé d'acteurs autonomes, comme c'est le cas dans le projet *Winpower*. L'idée est d'étendre le concept des CVPP aux producteurs renouvelables et contrôlables dans le réseau de transmission et en optimiser le fonctionnement global à partir des fonctions objectif locales des acteurs de la coalition.

L'objectif dans la suite de ce document est de proposer une architecture multi-agents qui étend le concept des CVPP au cas *Winpower*, en partant de l'hypothèse que la participation à la coalition d'un acteur (EnR ou CSM) lui offre des revenus potentiellement plus élevés (ou au moins égaux) qu'une participation au marché individuelle. Une méthode d'optimisation de cette participation coordonnée au marché de l'électricité qui prenne en compte l'autonomie de décision des acteurs permet alors aux acteurs de calculer le gain par rapport à leurs participations individuelles. Le cadre ainsi créé peut alors servir à développer des mécanismes de coordination décentralisés entre les agents, qui avec les mécanismes locaux de décision optimale, constituent une solution de contrôle adéquate pour la coalition *Winpower*.

Dans le prochain chapitre, nous proposons une architecture multi-acteurs pour représenter la coalition *Winpower* et offrir un cadre de décision pour les acteurs de la coalition.

Gestion multi-acteurs

Sommaire

3.1	La gestion du réseau <i>Winpower</i> : un problème de contrôle tertiaire	44
3.2	Proposition d'une architecture de pilotage	45
3.2.1	Les couches de gestion de l'architecture de pilotage	45
3.2.1.1	Production	45
3.2.1.2	Agrégation	45
3.2.1.3	Interface marché	46
3.2.2	Description des agents	46
3.2.2.1	Production	47
3.2.2.2	Agrégation	48
3.2.2.3	Interface marché	48
3.2.3	Interactions entre agents	48
3.2.3.1	Agrégation des ressources	48
3.2.3.2	Négociation et contrats marché	50
3.2.3.3	Désagrégation des plannings agrégés	50
3.2.3.4	Re-planification	51
3.3	Un modèle de décision markovien pour les CVPP	52
3.3.1	Problématique du contrôle haut-niveau et contraintes particulières	52
3.3.2	Une solution MDP pour la participation au marché Day-Ahead	54
3.3.2.1	Généralités sur le modèle MDP	54
3.3.2.2	État d'un acteur EnR	56
3.3.2.3	État d'un acteur CSM	56
3.3.2.4	État du marché	57
3.3.3	Formalisation du modèle	57
3.3.3.1	Proposition d'un modèle MDP	57
3.3.3.2	Proposition d'un modèle IS-MDP	60
3.3.4	Adaptation du MDP à des participations alternatives au marché	62
3.3.4.1	Prise en compte de l'impact du producteur <i>Winpower</i> sur la détermination du MCP	63
3.3.4.2	Participation additionnelle au marché intrajournalier	64
3.4	Synthèse	64

Nous avons décrit dans les chapitres précédents, la configuration cible de système électrique qui est l'objet de notre étude, son positionnement par rapport à la littérature et ses objectifs.

- Dans ce chapitre, nous proposons une architecture de pilotage du réseau *Winpower* :
- d'abord en présentant les différents niveaux de contrôle nécessaires pour gérer le réseau et en positionnant notre travail dans l'ensemble ;
 - puis en décrivant l'architecture de contrôle de haut niveau basée sur une approche multi-agents, à travers les agents qui représentent les acteurs connectés par le réseau *Winpower* et les interactions entre eux.

Nous exposons la problématique de décision et planification séquentielle et multi-acteurs et les contraintes qu'elle implique, avant d'y proposer une solution d'optimisation : cette solution est basée sur les MDP ou processus décisionnels de Markov. En pratique, c'est un MDP partiellement observable et nous tirons parti de la théorie des états d'information pour en proposer une modélisation adéquate.

Cette solution de gestion des énergies renouvelables est décrite pour le cas principal de la participation au marché *Day-Ahead* en tenant compte des contraintes physiques du réseau, puis nous en proposons une adaptation pour deux modes alternatifs de participation aux marchés de l'électricité : ces dernières simuleront une participation au marché de l'électricité avec une prise en compte de l'influence du producteur *Winpower* sur les prix du marché *Day-Ahead* et une participation additionnelle au marché intrajournalier.

La première section est dédiée à la modélisation de l'architecture proposée et la seconde section décrit notre solution d'optimisation et de décision dans le cadre de l'agrégation multi-acteurs.

3.1 La gestion du réseau *Winpower* : un problème de contrôle tertiaire

La participation au marché de l'électricité s'inscrit dans le contexte de la gestion de l'équilibre du réseau *Winpower* : on parle de pilotage, de contrôle haut niveau ou contrôle tertiaire, par opposition aux contrôles primaire¹ et secondaire² (voir le tableau 3.1 et la figure 3.1).

Contrôle	Échelle temporelle	Échelle géographique	Fonction
Primaire	1ms - 1s	Éolienne	Contrôle commande Stabilité
Secondaire	1min - 15min	Ferme éolienne	Stabilité du réseau à courant continu
<i>Tertiaire</i>	<i>15min - 1h</i>	<i>Réseau Winpower</i>	<i>Participation au marché de l'électricité Équilibre offre-demande</i>

TABLE 3.1 – Les couches de contrôle d'un système électrique : exemple de *Winpower*.

Le pilotage a pour fonction de déterminer les consignes de contrôle du réseau *Winpower* pour en assurer l'équilibre sur une échelle temporelle allant du quart d'heure à l'heure et maximiser l'utilité des ressources de la coalition. Pour ce faire, il planifie l'utilisation des ressources contrôlables et renouvelables, détermine l'offre de production présentée au marché par la coalition des acteurs et veille au respect des engagements contractés avec le marché afin d'assurer l'équilibre du réseau.

1. Le contrôle primaire, dont l'objectif est d'assurer la continuité effective de l'opération des ressources, applique des méthodes issues de l'automatique pour assurer la stabilité (voir section 1.5) des ressources sur des échelles temporelle (de la milliseconde à la seconde) et géographique (la turbine d'une éolienne) réduites [23].

2. Le contrôle secondaire a pour but d'assurer la stabilité d'une sous-partie du réseau électrique (le réseau HVDC de *Winpower*, par exemple), sur une échelle temporelle allant de la minute au quart d'heure, à partir de consignes d'opérations définies par le contrôle tertiaire [18].

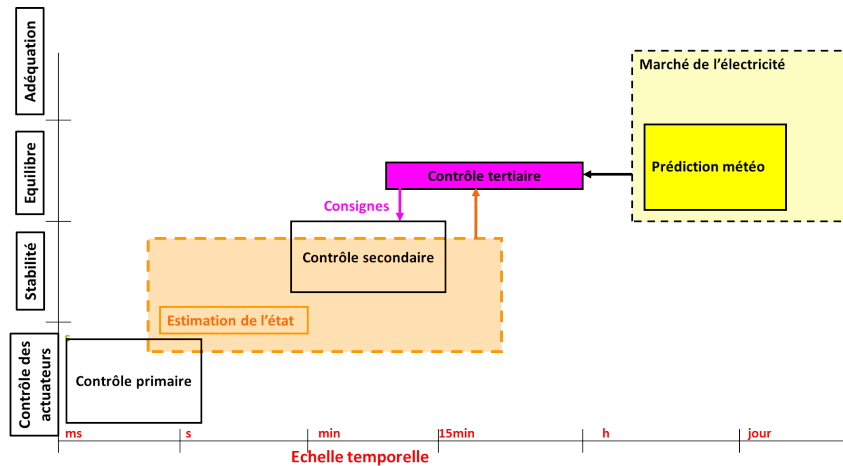


FIGURE 3.1 – Les couches de contrôle du réseau *Wipower* et leurs relations.

3.2 Proposition d'une architecture de pilotage

La spécificité du réseau *Wipower* est qu'il connecte plusieurs acteurs hétérogènes et autonomes dont les interactions doivent être coordonnées, pour optimiser leur participation au marché de l'électricité : cet objectif est atteint en pratique en fournissant un *planning* d'opération des ressources connectées au réseau, calculé pour en maximiser l'utilité. On peut subdiviser le pilotage de *Wipower* en trois couches virtuelles de gestion illustrées par la figure 3.2 (voir la section 3.2.2 pour des explications complémentaires) : *la production* ou l'acquisition des informations sur l'état des ressources et leur opération, *l'agrégation* de ces informations et de la production électrique et la transmission de la production vers le système électrique principal, notamment à travers *l'interaction avec le marché de l'électricité*. Nous détaillons ces couches dans les sections suivantes.

3.2.1 Les couches de gestion de l'architecture de pilotage

3.2.1.1 Production

Au niveau de la production, le but du pilotage est de superviser l'opération locale des ressources qui composent *Wipower* et de fournir des informations sur leur opération. Ce sont ces informations qui servent à calculer l'équilibre du réseau.

Les agents de cette couche fournissent respectivement pour les ressources renouvelables et les ressources contrôlables :

- des plannings de production qui sont incertains mais ne peuvent pas être modifiés ;
- des capacités de flexibilité qui peuvent servir à la gestion des incertitudes citées ci-dessus.

3.2.1.2 Agrégation

Les agents de cette couche ont pour but de calculer des plannings globaux sur le réseau afin d'optimiser l'opération de la coalition, en fonction des prévisions des prix de l'électricité. Cet objectif passe par :

- la fourniture maximale de la production renouvelable ;
- le respect maximal des contrats, en tenant compte des contraintes globales définies par le marché et le réseau commun et des contraintes locales d'opération des ressources indivi-

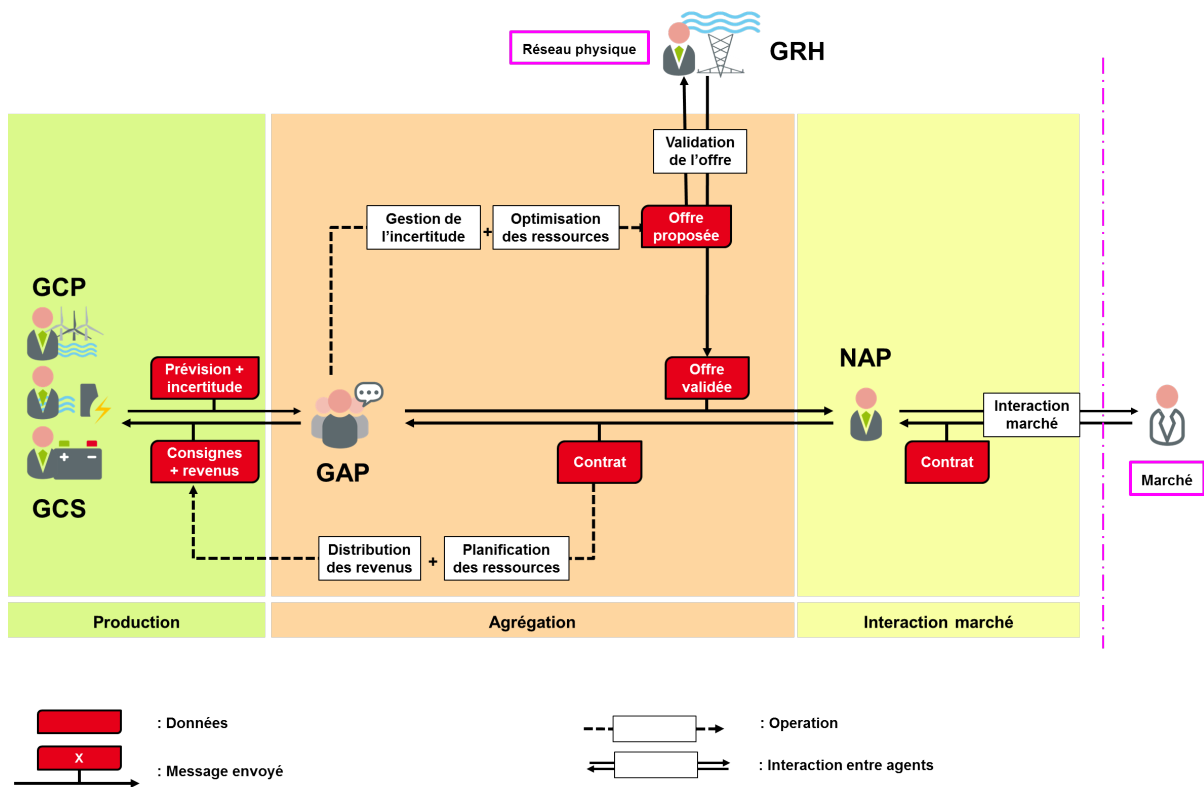


FIGURE 3.2 – Architecture de pilotage du réseau *Winpower*.

duelles.

Dans un tel système connectant des sources renouvelables et des stockages de masse, le but est de gérer l’intermittence et la variabilité de la production renouvelable, de la proposer aux marchés et de la fournir sur le réseau en fonction des capacités du système électrique - contraintes physiques du réseau (capacités de transport) et des ressources (temps de réponse, dynamiques de charge/décharge, etc.).

3.2.1.3 Interface marché

Une fois les plannings de production agrégés calculés au niveau précédent, la production renouvelable est négociée sur le marché de l’électricité. Des stratégies de participation au marché peuvent être implémentées ici afin de maximiser les revenus obtenus à partir de l’interaction du système *Winpower* avec le marché.

3.2.2 Description des agents

Nous allons décrire dans les sections suivantes les différents agents qui font partie de l’architecture que nous proposons, suivant la subdivision en couches que nous avons introduite dans la section précédente. Sur chacune de ces couches, la définition des agents se base sur les besoins en termes de décision et sur la norme *CEI 62325 - Cadre pour les communications pour le marché de l’énergie* de la Commission Électrotechnique Internationale [81]. Le tableau 3.2 récapitule les agents proposés et la figure 3.2 illustre les agents gestionnaires et leurs interactions dans l’architecture de pilotage.

Ressources	Agents gestionnaires	Agents opérateurs
EnR - source d'Énergie Renouvelable	GCP - Gestionnaire de Centrale de Production	OCP - Opérateur de Centrale de Production
CSM - Centrale de Stockage de Masse	GCS - Gestionnaire de Centrale de Stockage	OCS - Opérateur de Centrale de Stockage
Coalition <i>Winpower</i> Ressources agrégées	GAP - Gestionnaire Agrégateur de Production	
Réseau HVDC	GRH - Gestionnaire du réseau HVDC	SPV-2 - Superviseur secondaire
Marché de l'électricité	NAP - Négociateur Agrégation de Production	TSO - Opérateur du réseau de transport

TABLE 3.2 – Agents du réseau *Winpower*.

3.2.2.1 Production

Nous définissons deux types d'agents pour gérer respectivement les ressources renouvelables et les ressources contrôlables, pour souligner les différences de gestion des deux types de ressources.

Un *agent GCP (Gestionnaire de Centrale de Production)* représente un acteur EnR (source d'Énergie Renouvelable) ou un ensemble d'acteurs EnR. Le rôle de cet agent est de fournir des plannings prévisionnels de production en fonction des prévisions météorologiques et des disponibilités matérielles des installations. Ces plannings sont sous la forme de prévisions de production et d'une estimation de l'incertitude associée. Au cas où le GCP représente un ensemble d'acteurs, il collecte leurs plannings prévisionnels individuels et les combine en un planning prévisionnel agrégé.

Un *agent GCS (Gestionnaire de Centrale de Stockage)* représente un acteur CSM (Centrale de Stockage de Masse) ou un ensemble d'acteurs CSM. Sa fonction est de produire des plannings prévisionnels des capacités de flexibilité disponibles pour l'optimisation des ressources de la coalition. Elles peuvent être obtenues à partir des caractéristiques des ressources et de leurs contraintes d'opération pour chaque créneau horaire. Lorsqu'un agent GCS représente un ensemble d'acteurs CSM, il fournit un planning agrégé des ressources des acteurs qu'il représente.

Ces informations sont fournies au jour $J - 1$ puis mises à jour au jour J si besoin et lorsque cela est possible. Elles représentent les choix de participation à la coalition et les contraintes des acteurs et servent à calculer les plannings de production pour le jour J .

À chaque agent GCP (respectivement GCS) est associé un *agent opérateur OCP (Opérateur de Centrale de Production)* (respectivement *OCS (Opérateur de Centrale de Stockage)*) qui est garant de la supervision de l'opération effective et du contrôle primaire des ressources associées aux acteurs représentés. Cet agent opérateur veille à l'exécution des consignes et lève des alertes lorsque l'opération effective ne permet pas d'atteindre les objectifs prédéfinis.

3.2.2.2 Agrégation

L'*agent GAP (Gestionnaire Agrégateur de Production)* représente l'ensemble des acteurs de *Winpower* et a pour fonction de définir le planning des interactions de *Winpower* avec le marché de l'électricité et les consignes d'opération pour les acteurs de la coalition. Il calcule ce planning global en fonction des prix de l'électricité, des plannings fournis par les agents GCP et GCS et des contraintes du réseau à courant continu fournis par l'agent GRH (voir ci-dessous). Le GAP a un rôle de *gestionnaire d'équilibre*³ du point de vue du marché.

L'*agent GRH (Gestionnaire de réseau HVDC)* sert d'interface avec le niveau secondaire de contrôle du réseau HVDC. Sa fonction est de calculer les capacités de transport internes au réseau *Winpower* et les pertes associées au planning agrégé de l'agent GAP. Il base ses calculs sur un modèle physique du réseau.

Un *agent SPV-2 ou Superviseur secondaire* surveille l'opération en temps réel du réseau à courant continu et génère des alertes lorsque des contraintes ou des incidents techniques sur le réseau empêchent l'exécution effective des plannings prédéfinis.

3.2.2.3 Interface marché

Un *agent NAP (Négociateur Agrégation de Production)* représente la coalition *Winpower* et interagit avec le marché de l'électricité, en présentant une offre de production (respectivement de consommation) sous la forme d'une quantité à injecter sur le (respectivement soutirer du) réseau électrique et d'un prix minimal (respectivement maximal) d'acceptation des contrats avec le marché puis en contractant un engagement spécifiant la quantité à injecter (respectivement soutirer) et un prix de l'électricité. Il relaie cet engagement au GAP qui ajuste alors ses consignes d'opération et les transmet aux agents GCP et GCS.

3.2.3 Interactions entre agents

Planifier l'opération des ressources de la coalition *Winpower* passe par une séquence d'interactions entre les agents décrits dans l'architecture présentée ci-dessus. Elle est nécessaire, notamment à cause de l'incertitude qui existe sur les prévisions des GCP et même parfois des GCS⁴, et des dynamiques d'opération des ressources et du prix de l'électricité.

Pour une participation au marché *Day-Ahead*, la planification des ressources passe par les trois étapes suivantes : *l'agrégation des ressources, la négociation et la contractualisation avec le marché de l'électricité des ressources agrégées et la désagrégation des contrats conclus avec le marché.*

3.2.3.1 Agrégation des ressources

La première étape d'agrégation est décrite dans la figure 3.3.

Elle désigne les interactions entre les agents GCP et GCS et l'agent GAP, dans le but de construire les offres à soumettre au marché de l'électricité et suit la séquence d'actions suivante :

3. Un responsable d'équilibre est un acteur qui s'est contractuellement engagé auprès du gestionnaire de réseau de transport d'électricité, RTE, à financer le coût des écarts constatés *a posteriori* entre électricité injectée et électricité consommée au sein d'un périmètre d'équilibre contractuel [35].

4. L'état de charge d'une centrale de stockage n'est pas toujours facile à déterminer. Par exemple, lorsqu'il est calculé à partir de l'état de charge initial de la ressource, des opérations de charge et de décharge effectuées au cours de sa vie et d'une estimation des pertes dues à l'auto-décharge du stockage, il peut être incertain [56]. Toutefois, cette incertitude est relativement faible comparée à celle de la production renouvelable.

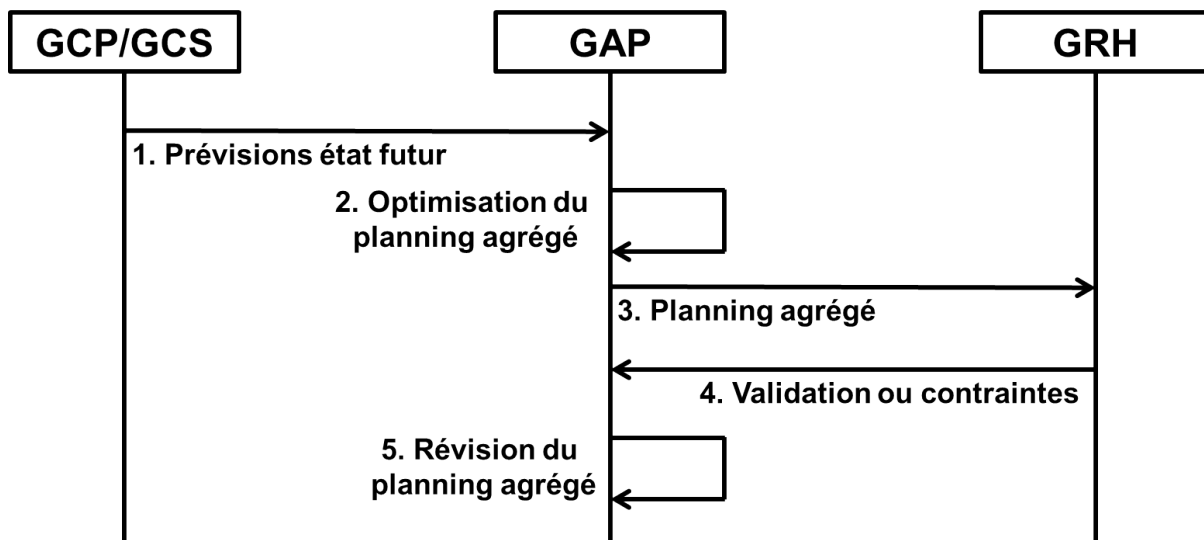


FIGURE 3.3 – Protocole d’agrégation au jour $J - 1$.

1. pour initier le processus de planification, les GCP et GCS envoient les prévisions de leur état futur, pour chaque créneau temporel correspondant à un sous-marché auquel participe la coalition.

Pour les GCP, ce sont une prévision de production, sous la forme d’une valeur nominale de la production future et une distribution de probabilités de l’erreur de prévision⁵.

Pour les GCS, ce sont les capacités de stockage et de déstockage des ressources contrôlables : elles sont fonction des contraintes opérationnelles des ressources (capacités maximale et minimale, vitesses de charge et décharge) et de la croyance sur l’état de charge du stockage. Cette croyance s’exprime comme un ensemble de valeurs possibles et la probabilité que l’état de charge soit égal à cette valeur ;

2. l’agrégateur calcule à partir de ces informations et des prix du marché (en plus des contraintes marchés éventuellement transmises par le NAP) un planning de production pour les ressources contrôlables. Nous détaillons le calcul optimal des plannings dans la section 3.3 ;
3. le planning obtenu est soumis au GRH afin qu’il en vérifie la faisabilité ;
4. lorsque le planning optimal calculé est compatible avec les contraintes physiques du réseau HVDC de *Winpower*, le GRH envoie une validation du planning de l’agrégateur et optimise les flux d’électricité sur le réseau pour en minimiser les pertes⁶. Dans le cas contraire, le GRH envoie à l’agrégateur les contraintes qui doivent être prises en compte dans la mise à jour du planning agrégé ;
5. après la réponse du GRH, la dernière étape du processus de planification implique en cas de non validation un nouveau calcul du planning optimal en tenant compte des contraintes du réseau. *A priori*, il n’est pas besoin de redemander l’aval du GRH pour ce planning révisé.

5. On suppose dans notre travail que les distributions de probabilité d’erreurs de prévision fournies par les GCP sont indépendantes entre elles.

6. Le GRH calcule les capacités de transport et les pertes au niveau du réseau *Winpower*. Ce calcul doit être forcément global, car les pertes et les contraintes de transport sont associées à l’utilisation conjointe du réseau par tous les acteurs. C’est le contrôle secondaire qui permet d’estimer les capacités de transport pour chaque partie du réseau et les pertes associées aux flux d’électricité et éventuellement de minimiser ces dernières.

3.2.3.2 Négociation et contrats marché

Le planning optimal calculé ci-dessus est envoyé au NAP pour sa négociation avec le marché (voir figure 3.4). La forme de l'offre est définie dans les règles du marché étudié : dans notre cas, nous considérons une interaction avec le marché EPEX SPOT, dont les règles de participation sont décrites à la section 1.7. Le NAP est le négociateur des quantités agrégées du réseau *Winpower*. Les engagements contractés avec le marché définissent le planning de fourniture/consommation définitif de *Winpower* et la rémunération associée, qui doivent être distribués aux acteurs de *Winpower* par le GAP.

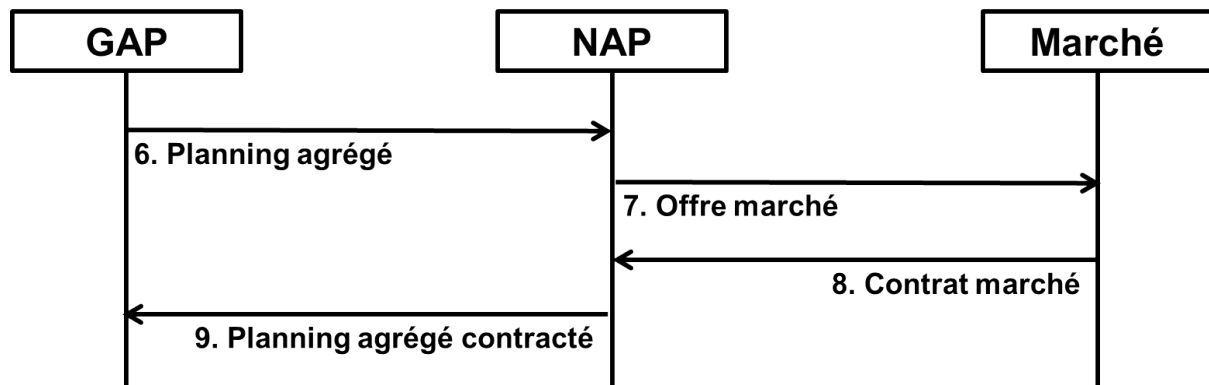


FIGURE 3.4 – Protocole de négociation de la production avec le marché au jour $J - 1$.

3.2.3.3 Désagrégation des plannings agrégés

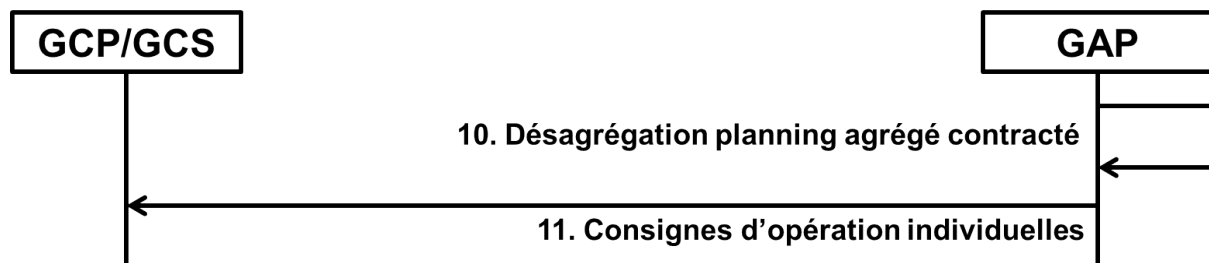


FIGURE 3.5 – Protocole de désagrégation au jour $J - 1$.

Lors de la désagrégation du contrat de production (figure 3.5), deux éventualités sont à considérer :

- la production est vendue totalement, auquel cas les plannings individuels calculés *a priori* sont confirmés et transmis aux acteurs du réseau *Winpower* ;
- seulement une partie de la production est vendue : dans ce cas, de nouvelles consignes sont calculées pour les GCS notamment pour répondre aux contrats et stocker le surplus de production renouvelable.

La redistribution des revenus du marché doit tenir compte de la participation de chaque acteur au contrat global et à sa réalisation effective.

3.2.3.4 Re-planification

Les agents opérateurs supervisent l'opération effective des ressources de la coalition et la comparent aux plannings déterminés *a priori*. Le processus de planification peut être réactivé pendant l'opération des ressources, si des événements contrarient la réalisation effective des plannings prédéfinis. Nous nommons cette ultime étape du processus de décision la *re-planification*.

Une re-planification est nécessaire lorsque :

- la production effective d'un acteur est différente de la production prévue ou des mises à jour des prévisions de production (plus précises et moins incertaines) soulignent des écarts entre la production future et la prévision de production utilisée pendant la planification initiale : dans ce cas l'agrégateur est sollicité pour agréger les écarts. Lorsque l'écart résultant n'est pas négligeable, un processus de planification est déclenché ;
- des demandes d'effacement (diminution de la production) ou d'augmentation de la production⁷ parviennent à la coalition en provenance du gestionnaire de transmission du réseau à courant alternatif principal. Dans ce cas, les nouvelles contraintes définies par le système électrique principal sont utilisées pour planifier l'utilisation optimale des ressources de la coalition ;
- des incidents techniques (comme une chute de tension sur une ligne du réseau ou un arrêt imprévu d'une source de production, etc.) empêchent l'opération prévue des acteurs de la coalition *Winpower*. Dans ce cas, soit l'alerte est urgente et le GRH déclenche des procédures prioritaires pour sauvegarder la stabilité du réseau HVDC, soit le GAP lance une nouvelle procédure de planification.

Le protocole des interactions effectuées par ce processus est décrit dans la figure 3.6.

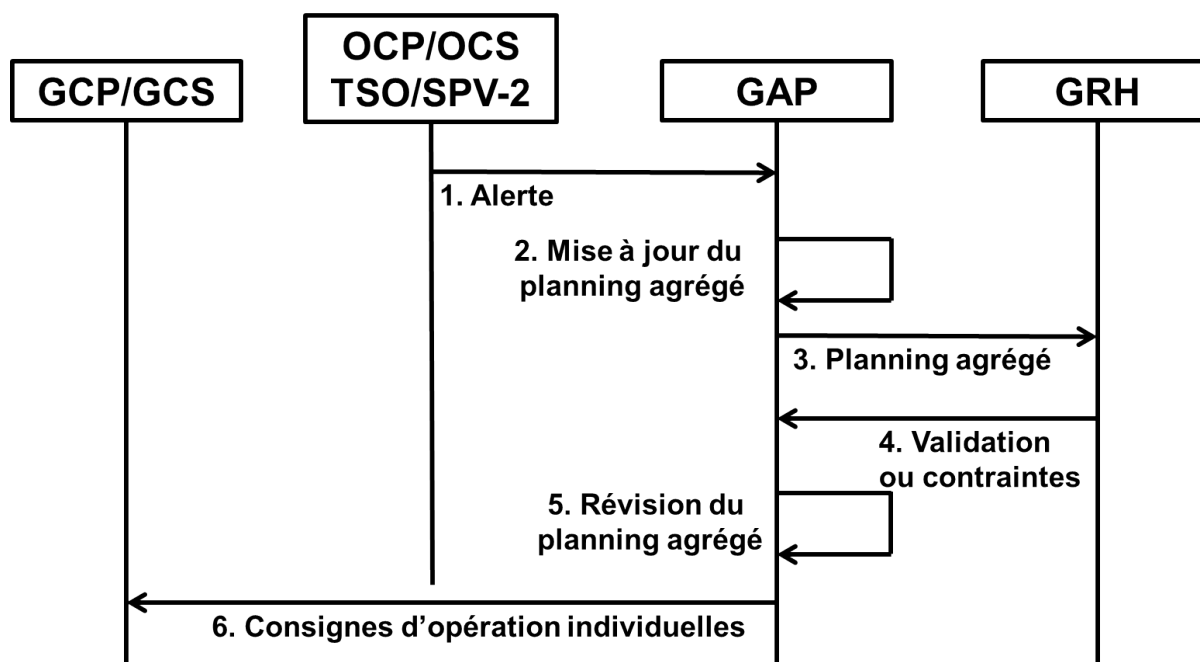


FIGURE 3.6 – Protocole de re-planification au jour J .

Il est initié par une alerte qu'un agent opérateur (OCP,OCS, SPV-2) déclenche, à destination de l'agrégateur (GAP) ou une demande spécifique d'effacement ou d'augmentation de production en provenance du TSO. L'alerte spécifie la nature de l'incident déclaré, le créneau

7. Les demandes d'effacement ou d'augmentation de la production peuvent être contractuelles ou non.

temporel affecté et les nouvelles modalités (contraintes notamment) d'opération. L'agrégateur calcule alors un nouveau planning agrégé, planifie éventuellement une nouvelle participation de la coalition à un marché de l'électricité (le marché intrajournalier par exemple) puis désagrège le planning obtenu en nouvelles consignes d'opération pour les agents GCP et GCS.

3.3 Un modèle de décision markovien pour les CVPP

Le processus de planification des ressources repose sur une agrégation des sources et une optimisation de leur utilisation dans le futur. Nous proposons dans cette section une méthode d'optimisation préalable à la participation au marché *Day-Ahead* qui planifie l'utilisation des ressources renouvelables et contrôlables sur l'ensemble des créneaux de participation au marché de l'électricité, en tenant compte de l'incertitude de leur disponibilité et les dynamiques d'opération des ressources qui interviennent dans le processus de décision séquentielle.

La spécificité de notre proposition repose dans la prise en compte des contraintes de fonctionnement définies de manière autonome par les différents acteurs de la coalition *Winpower* mais aussi en utilisant les fonctions de coût définies localement par les acteurs. Les ressources contrôlables ne sont ainsi plus seulement des variables d'ajustement mais des acteurs autonomes dont l'utilité passe éventuellement par leur propre participation au marché de l'électricité. De la même façon, les fonctions d'incertitude des différents acteurs sont définies à partir de leurs informations locales et de manière autonome. Nous proposons dans cette section une solution de gestion qui prend en compte ces différents paramètres pour maximiser l'utilité des plannings proposés.

3.3.1 Problématique du contrôle haut-niveau et contraintes particulières

Soit un CVPP, une centrale virtuelle électrique composée de manière coopérative par les acteurs connectés par le réseau HVDC *Winpower*. Les entrées nécessaires au contrôle haut-niveau de ce CVPP sont les prévisions de production des acteurs EnR, les distributions de probabilité reflétant l'incertitude sur les erreurs de prévision et les disponibilités des ressources contrôlables des acteurs CSM.

La fonction d'agrégation considère en entrée les informations sur l'état de chaque acteur du système et retourne en sortie un plan de fonctionnement pour la coalition de producteurs. Formellement, c'est une fonction

$$AggFct : (\mathbb{V}^p \times \mathbb{P}^p)^{n+m} \rightarrow \mathbb{V}^p \quad (3.1)$$

$$\left(\left(pred^i, uncert^i \right)_{1 \leq i \leq n}, \left(pred^j, uncert^j \right)_{n+1 \leq j \leq n+m} \right) \mapsto plan^{CVPP}$$

où :

- $n + m$ est le nombre de producteurs (n et m sont respectivement les nombres d'acteurs EnR et CSM) ;
- p est le nombre de créneaux temporels de participation au marché considéré ;
- \mathbb{V} est l'ensemble des valeurs de production possibles (par valeur de production, on entend la quantité produite par les ressources d'un acteur EnR, mais aussi l'état de charge des ressources d'un acteur CSM) ;
- \mathbb{P} est l'ensemble des fonctions d'incertitude possibles - ici une fonction d'incertitude peut être une distribution de probabilités sur \mathbb{V} ;
- $pred^i, pred^j \in \mathbb{V}^p$ sont les séquences des p prédictions de production (respectivement d'état de charge) de l'acteur EnR i (respectivement de l'acteur CSM j) ;

- $uncert^i, uncert^j \in \mathbb{P}^p$ sont les séquences des p fonctions d'incertitude des acteurs i et j ;
- $(plan^{CVPP}) \in \mathbb{V}^p$ est le planning de la coalition définissant la production future de la coalition.

Si on considère la participation du CVPP *Winpower* au marché *Day-Ahead* d'EPEX SPOT, le paramètre p (c'est-à-dire le nombre de créneaux temporels de participation au marché de l'électricité) est fixé par les caractéristiques du marché considéré. En effet, le marché *Day-Ahead* est subdivisé en 24 créneaux temporels pour lesquels une offre de marché doit être calculée. Le but de l'agrégation, illustré par l'équation suivante, est de profiter de la flexibilité des ressources contrôlables pour planifier leur utilisation, pour :

- maximiser la somme des revenus des acteurs du CVPP issus de la participation du CVPP au marché ;
- minimiser les risques de pénalité liés au non-respect des engagements contractés avec le marché ; c'est une fonction des écarts entre la production contractée et la production effective, estimée à partir de l'incertitude sur la production électrique au sein de la coalition.

L'équation 3.1 est donc réécrite de la façon suivante :

$$AggFct : (\mathbb{V}^{24} \times \mathbb{P}^{24})^{m+n} \rightarrow \mathbb{V}^{24} \quad (3.2)$$

$$\left((pred^i, uncert^i)_{1 \leq i \leq n}, (pred^j, uncert^j)_{1 \leq j \leq m} \right) \\ \mapsto argmax_{plan^{CVPP}} \theta \left(rev^{CVPP}, \Delta \left(plan^{CVPP}, uncert^{CVPP} \right) \right)$$

où :

- $rev^{CVPP} \in \mathbb{R}^{24}$ est la séquence des 24 valeurs des revenus perçus, une valeur pour chaque créneau temporel de participation au marché *Day-Ahead* ;
- La fonction Δ exprime l'écart estimé entre les plans de production calculés et leur future possible réalisation. Cette distance est prédite à partir des fonctions d'incertitude des producteurs ;
- La fonction θ exprime l'utilité du plan calculé $plan^{CVPP}$ comme une fonction des revenus rev^{CVPP} acquis auprès du marché, si les contrats sont réalisés parfaitement et des déviations possibles entre les plans $plan^{CVPP}$ et leur possible réalisation effective, représentées par $uncert^{CVPP}$. Ces déviations sont synonymes des pénalités infligées par le marché.

Comme l'exprime cette équation, le risque que le revenu effectif de la coalition pendant un créneau temporel donné soit diminué à cause des pénalités est lié à l'incertitude de la production renouvelable mais aussi à la capacité des ressources contrôlables à minimiser les écarts entre la production effective de la coalition et les engagements contractés avec le marché de l'électricité.

Or, la participation des ressources contrôlables au marché influe sur leur état de charge - et par conséquent sur leur flexibilité dans chaque créneau temporel - et influe donc sur le revenu effectif espéré par la coalition. De plus, la décision de l'état de charge des ressources contrôlables (et de leur participation au marché) sur un créneau temporel influe sur leur état de charge aux créneaux temporels suivants et cette dépendance se traduit dans les récompenses des actions et leurs conséquences. Ainsi, si on calcule leur participation optimale au marché au sein d'un créneau temporel, la somme des optima locaux obtenus est inférieure ou (au mieux) égale à l'optimum global, c'est-à-dire le revenu cumulé de la participation optimale calculé pour

l'ensemble des créneaux temporels du marché de l'électricité.

Ainsi, la décision optimale doit prendre en compte ces liens de séquentialité dans la détermination, pour chaque créneau temporel, des quantités vendues et des quantités gardées comme levier de liberté pour *réguler* l'impact des dynamiques renouvelables.

Costa [30] définit le risque associé à une décision comme une fonction de :

1. la plausibilité que la décision soit regrettable ;
2. le préjudice causé par la décision.

Formellement, le risque associé à une décision est fonction des probabilités d'occurrence des différentes conséquences possibles et du coût de ces conséquences. Les premières se définissent à partir des fonctions d'incertitude de la production renouvelable et la seconde à partir des fonctions de pénalisation des écarts de production.

L'obtention des fonctions d'incertitude est largement étudiée dans la littérature et est hors de portée de notre travail. Nous proposons une méthode de gestion du risque pour la décision optimale des actions sur les ressources contrôlables basée sur les processus décisionnels de Markov ou MDP. Comme nous avons expliqué en les décrivant à la section 2.5.2, ils sont adaptés aux problèmes de décision séquentielle en environnement incertain et éprouvés dans la littérature.

Pour rappel, un MDP se définit comme la combinaison :

- d'un ensemble d'états S ;
- d'un ensemble d'actions A ;
- d'une fonction de transition T qui associe une probabilité d'occurrence à chaque possible transition entre états en fonction des différentes possibilités d'action ;
- d'une fonction de récompense R qui associe une récompense (ou un coût) à chacune de ces transitions.

La politique de contrôle optimale du processus ainsi décrit est la séquence d'actions qui maximise l'espérance de la récompense cumulée. Cette méthode permet de calculer la performance à long-terme des stratégies de gestion des ressources renouvelables et contrôlables en implémentant une optimisation séquentielle et récursive.

3.3.2 Une solution MDP pour la participation au marché Day-Ahead

Dans les paragraphes suivants, nous utiliserons :

- les exposants pour dénoter les acteurs participant à la coalition *Winpover* ;
- les indices pour dénoter le temps d'exécution au jour J de l'action calculée⁸.

Si s_t^i dénote l'état du sous système i au temps t , nous définissons $\prod_{1 \leq i \leq n} (s_t^i)$ comme le produit cartésien (ou le produit des cardinaux) des variables s_t^i , $i \in \{1, \dots, n\}$.

$$\prod_{1 \leq i \leq n} (s_t^i) = s_t^1 \times s_t^2 \times \dots \times s_t^n$$

3.3.2.1 Généralités sur le modèle MDP

On peut exprimer un MDP en écrivant ses matrices de transitions T et de récompenses R .

8. Nous faisons une exception à cette règle pour les caractéristiques SoC_{min} , SoC_{max} , R_{charge} et $R_{decharge}$ des ressources contrôlables et la capacité maximale Cap_{max} des ressources renouvelables.

T est la séquence $T = \langle T_1, T_2, \dots, T_p \rangle$ où

$$T_1 : S \rightarrow [0, 1], \forall s \in S \begin{cases} T_1(s) \geq 0 \\ \sum_{s \in S} T_1(s) = 1 \end{cases}$$

et

$$\forall t > 1, T_t : S \times A \times S \rightarrow [0, 1], \forall (s, a, s') \in S \times A \times S \begin{cases} T_t(s, a, s') \geq 0 \\ \sum_s T_t(s, a, s') = 1 \end{cases}$$

C'est-à-dire que la matrice de transition T spécifie pour chaque état possible s la probabilité que le processus soit dans cet état au temps $t = 1$ et pour tous les temps suivants, la probabilité que le processus soit dans l'état s' sachant l'état précédent s et l'action a exécutée au temps précédent.

R est la séquence $R = \langle R_1, R_2, \dots, R_p \rangle$ où

$$R_t : S \times A \rightarrow \mathbb{R}, \forall t \in \{1, \dots, p\}$$

C'est-à-dire que la matrice de récompenses R spécifie pour chaque état s et pour tous les temps t , la récompense obtenue si l'action a est effectuée.

Soit la participation de la coalition au marché *Day-Ahead*, nous faisons les hypothèses suivantes :

- l'utilité des ressources de la coalition est définie comme le revenu effectif cumulé (sur la journée) acquis par la coalition. Cette utilité est maximisée par un compromis entre l'intégration maximale de la production électrique de la coalition (renouvelable et contrôlable) et le risque minimal que les engagements contractés ne soient pas respectés. L'intégration maximale de la production de la coalition est synonyme d'un revenu associé aux contrats avec le marché élevé. Le risque minimal d'écart entre les contrats et la production effective équivaut à une pénalité espérée minimale. L'addition des deux équivaut au revenu effectif espéré maximal⁹.
- on suppose qu'il existe une convention de distribution des revenus de la coalition, convenue entre les acteurs de *Winpower*. Le cas échéant, l'obtention de l'utilité maximale de la coalition équivaut à celle de la somme des utilités maximales au sens de Paréto¹⁰ des ressources agrégées des agents autonomes participant à la coalition.

Nous proposons dans la suite de notre travail une représentation de la coalition *Winpower* sous la forme d'un MDP permettant l'agrégation et le contrôle optimal des ressources disponibles.

La proposition que nous développons dans ce travail est basée sur le travail théorique d'*Adlakha et al.* [8, 9]. Les auteurs considèrent le contrôle d'un ensemble de sous-systèmes, chacun évoluant comme un MDP. Chaque sous-système peut communiquer avec les sous-systèmes voisins mais la transmission se fait avec un certain retard. Ils développent un contrôleur cen-

9. Le revenu effectif se définit comme la différence entre le revenu acquis au moment de contracter l'offre de production et la pénalité reversée après fourniture de l'électricité produite.

10. Une solution de la coalition est paréto-optimale s'il n'existe aucune autre solution où lorsqu'un acteur a un revenu supérieur, aucun autre acteur n'a un revenu inférieur [86].

tralisé qui représente ce délai comme une observation de l'état des sous-systèmes et proposent une formalisation du problème comme un MDP.

La méthode que nous proposons est destinée à être implémentée de manière décentralisée, avec chaque agent qui calcule sa politique optimale et un mécanisme de coordination qui permet aux agents d'obtenir de manière coopérative la solution optimale globale. Nous présentons ici une méthode centralisée d'obtention de cette solution optimale globale, facilement décentralisable ¹¹.

3.3.2.2 État d'un acteur EnR

L'information de prévision X_t^i fournie par chaque acteur EnR $i \in \{1, \dots, n\}$ pour la prévision de production et son incertitude au temps $t \in \{1, \dots, p\}$ du jour J est décrite formellement par :

$$X_t^i = (f_t^i, E_t^i, P_t^i)$$

où :

- f_t^i est une prévision nominale de production ;
- E_t^i est un ensemble fini des erreurs possibles par rapport à la prévision f_t^i ;
- $P_t^i : E_t^i \rightarrow [0, 1]$ est une fonction telle que $\forall e_t^i \in E_t^i$ (e_t^i est une erreur possible), $P_t^i(e_t^i) \geq 0$ et $\sum_{e_t^i} P_t^i(e_t^i) = 1$. C'est une fonction qui retourne pour chaque erreur possible sa probabilité d'occurrence.

Ce triplet exprime que les possibles quantités g_t^i générées par un acteur i au temps t sont la somme de la prévision de production et des erreurs de prévision possibles :

$$g_t^i = f_t^i + e_t^i$$

Lorsque la prévision est parfaite, la quantité générée effectivement est égale à la prévision de production :

$$e_t^i = g_t^i - f_t^i = 0$$

De plus, puisque la production g_t^i est nulle au minimum (lorsque les ressources ne produisent pas) et bornée par la capacité maximale de production Cap_{max}^i des ressources renouvelable de l'acteur i , ces bornes influent de même sur celles de l'erreur de la prévision de production :

$$0 < g_t^i < Cap_{max}^i \Rightarrow 0 < f_t^i + e_t^i < Cap_{max}^i \Rightarrow -f_t^i < e_t^i < Cap_{max}^i - f_t^i$$

3.3.2.3 État d'un acteur CSM

L'état de charge des ressources d'un acteur CSM $j \in \{n + 1, \dots, n + m\}$ est calculé pour chaque créneau temporel à partir de ses données caractéristiques ; ce sont la capacité minimale SoC_{min}^j , la capacité maximale SoC_{max}^j , les taux de charge R_{charge}^j et de décharge $R_{décharge}^j$, l'état de charge initial SoC_0^j et dépend des précédentes actions effectuées et de leurs conséquences ¹².

Formellement, au temps $t \in \{1, \dots, p\}$, l'état de l'acteur j peut être calculé à partir des informations initiales suivantes et des actions décidées aux temps précédant la décision :

1. le tuple $(SoC_{min}^j, SoC_{max}^j, R_{charge}^j, R_{décharge}^j)$ est fourni avec SoC_0^j qui dénote l'état de

11. Nous discutons diverses solutions de décentralisation et de coordination pour distribuer ce calcul, dans la section B.2.

12. L'état de charge initial SoC_0^j peut être exprimé une croyance probabiliste sur l'état du stockage.

charge de la ressource de stockage avant le premier temps de décision ¹³ ;

2. au temps t , l'ensemble A_t^j où $SoC_t^j \in A_t^j$ est l'ensemble des possibles états de charge qui peuvent être atteints par les ressources de j à partir d'une action choisie par l'agrégateur. Cet ensemble est fonction de l'état précédent du stockage, de ses dynamiques et des contraintes de fonctionnement qu'il définit de manière autonome pour chaque créneau temporel de participation au marché. Elle peut s'écrire sous la forme suivante :

$$A_t^j = \phi \left(SoC_{t-1}^j, SoC_{min}^j, SoC_{max}^j, R_{charge}^j, R_{décharge}^j \right)$$

3.3.2.4 État du marché

Les récompenses des actions choisies par la coalition sont dépendantes des prix de l'électricité (ou *market clearing price*) MCP_t , $\forall 1 \leq t \leq p$ fixés par le marché de l'électricité pour chaque créneau temporel t .

MCP_t est inconnue au jour $J - 1$ au moment de la décision de la coalition ; toutefois, nous supposons qu'une estimation \widehat{MCP}_t est disponible pour calculer la matrice de récompense R . Elle peut être sous la forme d'une valeur nominale ou d'une distribution de probabilités sur plusieurs valeurs nominales ¹⁴.

La pénalité (en €/MWh) risquée par la coalition à chaque créneau temporel de marché, pour chaque unité d'énergie d'écart entre la quantité prévue et la quantité effectivement fournie (respectivement soutirée), est une fonction λ du MCP_t à ce créneau temporel, d'un facteur de pénalisation des écarts k prédéfini dans les règles de marché et est exprimée comme suit :

$$\lambda(MCP_t, k) = MCP_t + k * MCP_t$$

Sa prédiction \widehat{MCP}_t s'obtient de la même façon :

$$\lambda(\widehat{MCP}_t, k) = (1 + k) * \widehat{MCP}_t$$

Le facteur de pénalisation k est fournie par RTE, le gestionnaire du réseau de transport de l'électricité en France [6].

3.3.3 Formalisation du modèle

3.3.3.1 Proposition d'un modèle MDP

Soit le processus *Winpower*, l'évolution des ressources agrégées de la coalition : ses dynamiques temporelles sont discrètes et correspondent aux créneaux temporels de participation au marché de l'électricité. C'est-à-dire que l'état s_t du processus est une fonction de son état s_{t-1} au créneau temporel précédent, de la décision a_t prise pour le créneau temporel t et de la réalisation aléatoire w_t de la production renouvelable.

$$s_t = \Phi(s_{t-1}, a_t, w_t)$$

Dans cette équation,

13. Dans un souci de simplicité, nous considérons que les taux de charge R_{charge}^j et de décharge $R_{décharge}^j$ sont constants et indépendants de l'état de charge des ressources contrôlables.

14. Dans notre travail, nous supposons que \widehat{MCP}_t est une valeur nominale mais une distribution de probabilités peut être intégrée dans notre proposition, en calculant une prédiction moyenne ou en considérant la récompense espérée des actions.

- l'état $s_t \in S_t$ du processus est la combinaison des états locaux des acteurs de la coalition, au temps t . L'état d'un acteur EnR i au créneau t est l'erreur $e_t^i \in E_t^i$ associée à la prédiction de production et l'état d'un acteur CSM j est l'état de charge $a_t^j = SoC_t^j$ décidé pour ce créneau temporel;

$$S_t = \Pi_{1 \leq i \leq n} (E_t^i) \times \Pi_{n+1 \leq j \leq n+m} (A_t^j)$$

- la décision $a_t \in A_t$ prise sur l'état des ressources contrôlables pendant le créneau temporel t est la combinaison des décisions a_t^j sur l'état de charge de chaque acteur CSM j , $a_t^j = SoC_t^j \in A_t^j$ ¹⁵;

$$A_t = \Pi_{n+1 \leq j \leq n+m} (A_t^j)$$

- la variable aléatoire $w_t \in W_t$ influence la transition du système entre deux périodes de participation au marché. Ici, w_t est défini par la combinaison des processus aléatoires des erreurs de prévision de production des acteurs EnR.

$$W_t = \Pi_{1 \leq i \leq n} P_t^i : E_t^i \rightarrow [0, 1]$$

Soit le MDP pour le contrôle optimal du processus *Winpower* dont nous décrivons les matrices de transition T et de récompense R .

La probabilité T_t que le processus soit dans l'état s_t sachant l'état précédent s_{t-1} et l'action a_t (ou la décision de l'état de charge actuel) tels que

$$\begin{cases} s_t = \Pi_{1 \leq i \leq n} (e_t^i) \times \Pi_{n+1 \leq j \leq n+m} (SoC_t^j) \\ s_{t-1} = \Pi_{1 \leq i \leq n} (e_{t-1}^i) \times \Pi_{n+1 \leq j \leq n+m} (SoC_{t-1}^j) \\ a_t = \Pi_{n+1 \leq j \leq n+m} (SoC_{t-1}^j) \end{cases}$$

est nulle si l'état local d'un acteur CSM j ne correspond pas à l'action a_t^j ; sinon c'est la probabilité que les erreurs de production renouvelable aient les valeurs définies dans l'état s_t , soit le produit des probabilités locales d'occurrence $P_t^i (e_t^i)$ des erreurs e_t^i définies dans l'état s_t . Cette définition est exprimée formellement par l'équation 3.3.

$$T_t(s_{t-1}, a_t, s_t) = \begin{cases} 0 & \text{si } \exists j \in \{1, \dots, m\}, SoC_t^j \neq a_t^j \\ \Pi_{i \in \{1, \dots, n\}} P_t^i (e_t^i) & \text{si } \forall j \in \{1, \dots, m\}, SoC_t^j = a_t^j \end{cases} \quad (3.3)$$

Soient les quantités :

- *PA* (*Predicted Amount*), la prévision au jour $J - 1$ de la production renouvelable au jour J ;
- *EA* (*Error Amount*), l'erreur de la prévision de production renouvelable : c'est la différence entre la production renouvelable effective et la prévision de production *PA*;
- *SAT* (*Storage Amount used in Transition*), la différence d'électricité générée par la transition entre deux états consécutifs des ressources contrôlables;

15. Une action est le choix de l'état de charge suivant de la ressource à contrôler.

- *SAR* (*Storage Amount Reserved*), la part de la quantité *SAT* réservée auprès des ressources contrôlables pour la gestion du risque de pénalités associé à l'erreur de prévision de la production renouvelable ;
- *SAS* (*Storage Amount Sold*), la part de la quantité *SAT* offerte au marché par les ressources contrôlables ;
- *REA* (*Remaining Error Amount*), l'erreur restante de prévision de production renouvelable, pénalisée par le marché de l'électricité.

La récompense R_t d'une transition initiée par une action a_t est définie comme une fonction du coût d'utilisation des différentes ressources de la coalition et son impact sur les revenus des producteurs :

$$R_t(s_{t-1}, a_t) = \widehat{MCP}_t * (PA + SAS) - \lambda \left(\widehat{MCP}_t, k \right) * REA - \alpha (PA) - \beta (SAT) \quad (3.4)$$

où :

- α est le coût de la production renouvelable et est obtenu à partir des informations fournies de manière autonome par les acteurs EnR ;
- β est le coût d'utilisation des ressources des CSM ;
- $PA = \sum_{i \in \{1, \dots, n\}} f_t^i$ est la somme des prédictions de production des acteurs EnR ;
- $EA = \sum_{i \in \{1, \dots, n\}} e_t^i$ est la somme des erreurs de prédiction dans la transition considérée ;
- $SAT = \sum_{j \in \{n+1, \dots, n+m\}} \left((a_t^j = SoC_t^j) - SoC_{t-1}^j \right)$ est la quantité d'électricité stockée (respectivement déstockée) dans la transition considérée ;
- $\begin{cases} REA = \max(0, EA - SAT) & \text{if } EA \geq 0 \\ REA = \min(0, EA - SAT) & \text{if } EA < 0 \end{cases}$ est la quantité d'erreur restante qui se traduit en pénalités dont la coalition doit s'acquitter ;
- $SAR = EA - REA$ est la quantité réservée auprès des acteurs CSM en prévision du risque d'erreurs de prévision ;
- $SAS = SAT - SAR$ est la quantité d'électricité contractée avec le marché, par les acteurs CSM.

L'équation 3.4 définit la récompense de chaque action par son impact sur le coût des pénalités dues aux erreurs de prévision de la production et les revenus acquis auprès du marché.

Toutefois, cette formalisation présente deux limites majeures :

1. *sa complexité* : la complexité de cette solution est importante, à cause de la grande taille de l'ensemble d'états du processus et de l'ensemble des politiques possibles, que le MDP doit explorer pour optimiser l'utilité des ressources. Par exemple, le nombre d'états Z du MDP est le nombre de combinaisons possibles de toutes les erreurs de prédiction possibles pour tous les acteurs EnR i et de tous les états de charge possibles pour tous les acteurs CSM j :

$$Z = \prod_{i \in \{1, \dots, n\}} \left(\text{card} \left(E_t^i \right) \right) * \prod_{j \in \{1, \dots, m\}} \left(\text{card} \left(A_t^j \right) \right)$$

où *card* est la fonction cardinale.

Le nombre Q d'actions possibles est le nombre de combinaisons possibles de tous les états

de charge possibles pour tous les acteurs CSM j :

$$Q = \prod_{j \in \{n+1, \dots, n+m\}} \text{card} (A_t^j)$$

Ainsi la taille de l'ensemble de la matrice de transition (respectivement de la matrice de récompense) est

$$W = Z * Z * Q$$

Cette complexité implique un temps de calcul et une mémoire de stockage importants pour le traitement des matrices de transition et de récompense du MDP nécessaire pour calculer la solution de contrôle optimale.

Pour résoudre en partie cette complexité, il est possible d'implémenter ces matrices sous leurs représentations creuses, afin de réduire les coûts de mémoire utilisée en stockant seulement les valeurs non nulles de ces matrices. Les matrices creuses sont définies dans la référence [53] comme "toute matrice qui contient assez de valeurs nulles pour qu'on puisse en tirer un avantage", notamment dans leur stockage (espace mémoire et temps d'accès) ou les opérations arithmétiques qui y sont effectuées (temps et puissance de calcul), en évitant les opérations arithmétiques sur et le stockage des valeurs nulles. Ainsi, dans notre cas, on ne stocke que les transitions et les récompenses des états x_t aux états x_{t+1} effectivement réalisables ;

2. *sa non-résolubilité* : en effet, ce modèle MDP n'est pas résoluble en l'état, parce qu'il suppose que l'état dans lequel le système est, est connu au moment de la prise de décision. Il est adéquat pour le contrôle en temps réel des ressources de la coalition. Toutefois, l'objectif de notre travail étant de planifier les ressources la veille de leur opération, les états des ressources ne sont pas connus encore mais on dispose d'une croyance sur leur valeur sous la forme de distribution de probabilités des erreurs de prévision de la production renouvelable et des états de charge des ressources contrôlables. On parle dans ce cas de POMDP (MDP partiellement observable), parce que le processus à contrôler est partiellement observable.

Pour obtenir une expression classique à partir d'un POMDP, la croyance sur l'état du processus peut être intégrée à l'expression du MDP comme une information sur son état. On parle alors d'un MDP à *état d'information* ou IS-MDP (*Information State Markov Decision Process*).

3.3.3.2 Proposition d'un modèle IS-MDP

L'extraction de l'état d'information du POMDP (les erreurs de la production renouvelable) permet de réduire l'ensemble des états du système à l'ensemble des états des ressources contrôlables ; les dynamiques deviennent donc déterministes et ne sont plus dirigées que par les actions décidées à chaque moment. La fonction de récompense de chaque transition dépend donc de la croyance sur l'état des sources renouvelables i.e. des probabilités d'erreurs sur les prévisions de production des EnR.

L'expression de l'IS-MDP (MDP avec état d'information) obtenue est :

$$s_t = \Phi(s_{t-1}, a_t, e_t)$$

où

- $s_t \in S_t$, l'état du système au temps t tel que

$$S_t = \Pi_{n+1 \leq j \leq n+m}(A_t^j)$$

, est la combinaison des états locaux des acteurs CSM au temps t ;

- $a_t \in A_t$ est la décision prise pour le temps t tel que

$$A_t = \Pi_{n+1 \leq j \leq n+m}(A_t^j)$$

, est la combinaison des décisions locales prises sur chaque ressource contrôlable faisant partie de la coalition, au temps t ;

- la croyance sur l'état du système est la distribution de probabilité des erreurs

$$e_t = e_t^1 \times \cdots \times e_t^n \in \Pi_{1 \leq i \leq n} E_t^i$$

de la coalition, calculée comme le produit des probabilités $P_t^i(e_t^i)$ des erreurs locales composantes de e_t :

$$P_t(e_t = e_t^1 \times \cdots \times e_t^n \in \Pi_{1 \leq i \leq n} E_t^i) = \Pi_{1 \leq i \leq n} P(e_t^i)$$

Le MDP associé à cette dynamique est défini par les séquences $T = \langle T_1, T_2, \dots, T_p \rangle$ et $R = \langle R_1, R_2, \dots, R_p \rangle$ qui définissent sachant l'état actuel s_t , l'état précédent s_{t-1} et l'action a_t tels que

$$\begin{cases} s_t = SoC_t^{n+1} \times \cdots \times SoC_t^{n+m} \\ s_{t-1} = SoC_{t-1}^{n+1} \times \cdots \times SoC_{t-1}^{n+m} \\ a_t = a_t^{n+1} \times \cdots \times a_t^{n+m} \end{cases}$$

les matrices de transition et de récompense qui fournissent respectivement la probabilité que le processus soit dans l'état s_t et la récompense obtenue.

La probabilité que le processus soit dans l'état s_t est nulle si l'état local d'un acteur CSM est différent de celle définie par l'action a_t ; sinon elle est égale à 1. L'équation 3.5 exprime formellement la matrice de transition.

$$T_t(s_{t-1}, a_t, s_t) = \begin{cases} 0 & \text{si } \exists j \in \{1, \dots, m\}, SoC_t^j \neq a_t^j \\ 1 & \text{si } \forall j \in \{1, \dots, m\}, SoC_t^j = a_t^j \end{cases} \quad (3.5)$$

Pour exprimer la récompense $R_t(s_{t-1}, a_t)$ associée à une action a_t en fonction de l'état d'information

$$e_t = e_t^1 \times \cdots \times e_t^n \in \Pi_{1 \leq i \leq n} E_t^i$$

, le coût de l'erreur de prévision de la production renouvelable est calculé comme l'espérance du coût pour chaque erreur possible de l'état d'information, comme exprimé dans l'équation 3.6.

Soient les quantités :

- PA (*Predicted Amount*), la prévision au jour $J - 1$ de la production renouvelable au jour J ;
- EA (*Error Amount*), l'erreur de la prévision de production renouvelable : c'est la différence entre la production renouvelable effective et la prévision de production PA ;

- *SAT* (*Storage Amount used in Transition*), la différence d'électricité générée par la transition entre deux états consécutifs des ressources contrôlables ;
- *SAR* (*Storage Amount Reserved*), la part de la quantité *SAT* réservée auprès des ressources contrôlables pour la gestion du risque de pénalités associé à l'erreur de prévision de la production renouvelable ;
- *SAS* (*Storage Amount Sold*), la part de la quantité *SAT* offerte au marché par les ressources contrôlables ;
- *REA* (*Remaining Error Amount*), l'erreur restante de prévision de production renouvelable, pénalisée par le marché de l'électricité.

L'expression de la récompense $R_t(s_{t-1}, a_t)$ associée à une action a_t en fonction de l'état d'information

$$e_t = e_t^1 \times \dots \times e_t^n \in \Pi_{1 \leq i \leq n} E_t^i$$

est :

$$R_t(s_{t-1}, a_t) = \widehat{MCP}_t * (PA + SAS) - \beta(SAT) - \alpha(PA) - \sum_{e_t} P(e_t) \left(\lambda \left(\widehat{MCP}_t, k \right) * REA \right) \quad (3.6)$$

où

- α est le coût de la production renouvelable et est obtenu à partir des informations fournies de manière autonome par les acteurs EnR ;
- β est le coût d'utilisation des ressources des CSM ;
- $PA = \sum_{i \in \{1, \dots, n\}} f_t^i$ est la somme de la production prédite par les acteurs EnR ;
- $EA = \sum_{i \in \{1, \dots, n\}} e_t^i$ est la somme des erreurs de prédiction dans la transition considérée ;
- $SAT = \sum_{j \in \{1, \dots, m\}} \left((a_t^j = SoC_t^j) - SoC_{t-1}^j \right)$ est la quantité d'électricité stockée (respectivement déstockée) dans la transition considérée ;
- $\begin{cases} REA = \max(0, EA - SAT) & \text{if } EA \geq 0 \\ REA = \min(0, EA - SAT) & \text{if } EA < 0 \end{cases}$ est la quantité d'erreur restante qui se manifeste par des pénalités dont la coalition doit s'acquitter ;
- $SAR = EA - REA$ est la quantité réservée auprès des acteurs CSM en prévision du risque d'erreurs de prévision ;
- $SAS = SAT - SAR$ est la quantité d'électricité contractée avec le marché par les acteurs CSM.

Cette formalisation permet de planifier l'utilisation des ressources contrôlables de la coalition *Winpower* pour maximiser les revenus effectifs de la participation au marché *Day-Ahead* de l'électricité.

3.3.4 Adaptation du MDP à des participations alternatives au marché

Nous proposons dans les sections suivantes deux modifications de la fonction de récompense qui permettent de l'adapter à des cas alternatifs de participation aux marchés de l'électricité. Dans la section suivante, nous prenons en compte dans la fonction d'optimisation l'impact que l'introduction d'un producteur comme *Winpower* provoque sur la détermination des prix du

marché. Puis nous proposons une fonction qui, associée à celle que nous avons proposée dans la section précédente, permet d'optimiser une participation additionnelle au marché infrajournalier.

3.3.4.1 Prise en compte de l'impact du producteur *Winpower* sur la détermination du MCP

La détermination du prix de l'électricité est effectuée par un mécanisme de marché et donc se base sur l'offre et la demande à un instant donné. L'introduction d'un producteur - la coalition *Winpower* dont la capacité de production peut être non-négligeable par rapport aux quantités échangées sur le marché - augmente principalement l'offre et influe donc sur le prix d'échange fixé par le marché, d'une manière non-négligeable. Ce prix est d'autant plus influencé par l'introduction de *Winpower* que les producteurs renouvelables proposent leur production à un prix quasi-nul et donc qu'elle est pratiquement toujours acceptée. De fait, le MCP baisse lorsque le producteur *Winpower* participe au marché de l'électricité. *Chevalier, Rapin et Lamoureux* définissent la résilience comme l'impact d'un ordre supplémentaire sur le prix d'équilibre sur le marché [24].

Supposons que la résilience suit une fonction linéaire, donc qu'il existe une relation linéaire entre le prix MCP_t (respectivement \widehat{MCP}_t , sa prédiction) sans la participation de la coalition *Winpower* au marché et MCP'_t (respectivement \widehat{MCP}'_t , sa prédiction), lorsque la coalition participe au marché en vendant sa production à n'importe quel prix.

$$MCP'_t = MCP_t - \omega * \Delta Q_t$$

où

- ΔQ est la quantité rajoutée au marché par le producteur *Winpower* ;
- ω est le facteur pondérant la relation entre le delta de production et l'influence sur le prix du marché.

Le paramètre ω peut être obtenu par une étude statistique de l'influence du producteur *Winpower* sur le marché en utilisant un historique des prix du marché de l'électricité. La figure 3.7 montre la résilience du marché EPEX SPOT *Day-Ahead* sur la journée du 16/02/2015.

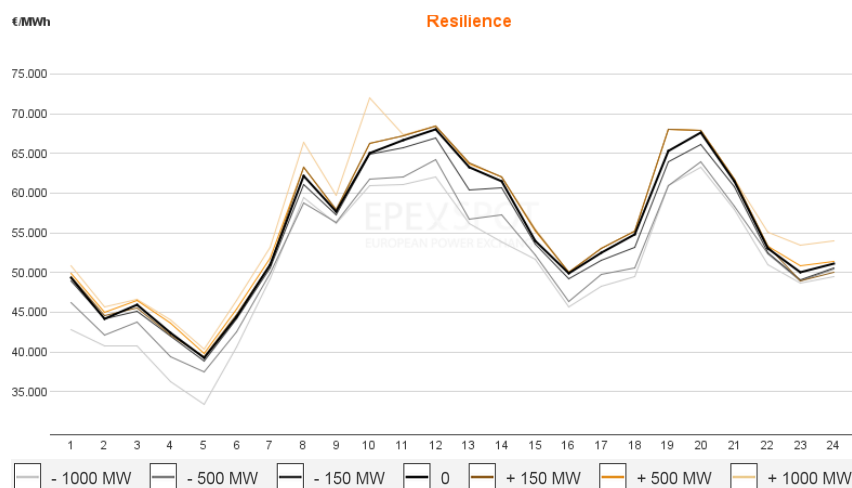


FIGURE 3.7 – Impact d'un nouvel entrant sur le prix de l'équilibre en fonction de l'offre (respectivement de la demande) d'un nouveau participant au marché. [3]

La fonction de récompense du *Winpower* que nous avons définie dans la section précédente se modifie alors comme suit, en y intégrant l'influence de la participation de la coalition au marché :

$$R_t(s_{t-1}, a_t) = \widehat{MCP}'_t * (PA + SAS) - \beta(SAT) - \alpha(PA) - \sum_{e_t} P(e_t) \left(\lambda \left(\widehat{MCP}'_t, k \right) * REA \right)$$

$$R_t(s_{t-1}, a_t) = \left(\widehat{MCP}_t - \omega * \Delta Q_t \right) * (PA + SAS) - \beta(SAT) - \alpha(PA) - \sum_{e_t} P(e_t) \left(\lambda, \left(\widehat{MCP}_t - \omega * \Delta Q_t, k \right) * REA \right) \quad (3.7)$$

3.3.4.2 Participation additionnelle au marché infrajournalier

Comme nous expliquions dans le premier chapitre de notre travail, les marchés infrajournaliers peuvent être utilisés comme levier de flexibilité au jour J pour augmenter l'utilité de la production renouvelable. De plus, au jour J , de nouvelles prévisions de production peuvent être disponibles. Construire un modèle pour participer à ce marché infrajournalier doit prendre en compte les contrats de production définis au jour $J - 1$.

En reprenant la même modélisation de MDP que celle pour participer au marché *Day-Ahead*, la nouvelle fonction de récompense est :

$$R_t(s_{t-1}, a_t) = MCP_t * \Delta Q_t + \widehat{MCP}'_{t'} * (\Delta Q - PA - SAS) - \beta(SAT) - \alpha(PA) - \sum_{e_t} P(e_t) \left(\lambda \left(\widehat{MCP}_t, k \right) * REA \right) \quad (3.8)$$

où

- ΔQ_t est la quantité contractée au jour $J - 1$ pour le temps t ;
- $\widehat{MCP}'_{t'}$ est la prévision du prix sur le créneau temporel t' du marché infrajournalier ;
- MCP_t est le prix connu de l'électricité sur le créneau temporel t du marché *Day-Ahead*.

L'équation 3.8 définit la récompense associée à une action comme sa capacité à minimiser le coût de la participation au marché infrajournalier et le risque de pénalités.

3.4 Synthèse

Le modèle proposé dans ce chapitre pour optimiser l'association d'acteurs EnR et CSM autonomes dans leur participation au marché de l'électricité permet l'agrégation des ressources renouvelables et contrôlables de ces acteurs, à partir de leurs fonctions objectifs et contraintes locales.

Pour planifier l'utilisation des ressources de la coalition constituée par les acteurs EnR et CSM, une architecture de pilotage basée sur les systèmes multi-agents est décrite à travers les agents qui représentent les acteurs et les interactions entre les agents nécessaires à la gestion de la production, son agrégation et sa vente sur le marché de l'électricité.

Le problème de l'agrégation des ressources et l'optimisation de leur utilisation est alors formalisé comme un processus décisionnel de Markov (MDP) dont nous décrivons les ensembles d'états et d'actions pour gérer le risque financier associé à la production renouvelable et son incertitude dans la participation de la coalition au marché de l'électricité.

Les matrices de transition et de récompense sont alors définies formellement pour optimiser l'utilité des ressources de la coalition, c'est-à-dire le revenu acquis auprès du marché de l'électricité par les acteurs de la coalition.

Les règles du marché qui imposent de planifier l'utilisation des ressources pour faire une offre de production au marché avant la production effective font que le MDP est partiellement observable et non-résoluble en l'état. L'extraction d'un état d'information permet d'en proposer une expression résoluble sous la forme d'un MDP à état d'information, dont nous avons proposé quelques adaptations.

Dans le chapitre 4, nous décrivons l'implémentation du modèle proposé et les simulations réalisées pour simuler la participation au marché de la coalition *Winpower*. Nous y comparons la stratégie proposée à quelques autres stratégies dont l'état de l'art dans la gestion de la participation de ressources renouvelables et contrôlables au marché de l'électricité.

Expérimentations

Sommaire

4.1	Descriptions des simulations : stratégies comparées et objectifs . . .	68
4.1.1	Le scénario sans risque de pénalités : aucune contractualisation préalable nécessaire pour les producteurs renouvelables	68
4.1.2	Le scénario sans gestion du risque de pénalités : les erreurs de prévision de production renouvelable sont pénalisées et ne sont pas gérées par la coalition	68
4.1.3	Le scénario de l'optimisation réactive : les erreurs de prévision de production renouvelable sont pénalisées mais sont gérées de manière réactive par les ressources contrôlables	69
4.1.4	Le scénario de l'optimisation au jour J : les erreurs de prévision de production renouvelable sont pénalisées mais sont gérées au jour J et de manière optimisée par les ressources contrôlables	70
4.1.5	Le scénario de l'optimisation au jour $J - 1$: les ressources contrôlables sont optimisées pour la participation au marché et la gestion des erreurs renouvelables	70
4.1.6	Objectif des simulations	71
4.2	Environnement d'évaluation	72
4.2.1	Les données de marché	73
4.2.2	Les ressources renouvelables	74
4.2.3	Les ressources contrôlables	75
4.2.4	Autres hypothèses	76
4.3	Algorithme et implémentation	77
4.3.1	Algorithme de résolution du MDP	77
4.3.2	Application à un exemple simplifié	80
4.4	Résultats	84
4.4.1	Revenus de la coalition sur le marché de l'électricité	84
4.4.2	Impact de la gestion du risque de pénalités sur les revenus locaux des acteurs de la coalition	86
4.4.3	Impact de l'horizon temporel sur les résultats de l'optimisation au jour $J - 1$	89
4.5	Conclusion	91

Pour tester la méthodologie de calcul proposée dans le chapitre 3, nous présentons ici les simulations réalisées dans le cadre de ce travail. Nous présentons dans la section 4.1 les différentes stratégies auxquelles nous comparons nos propositions et les objectifs des simulations. Nous détaillons dans la section 4.2 les données utilisées et les hypothèses faites dans le cadre de ces simulations. Dans la section 4.3, nous décrivons les algorithmes que nous avons implémentés pour réaliser les simulations précitées et présentons un exemple pour en expliciter le fonctionnement. Dans la section 4.4, les résultats des différentes simulations sont présentés et commentés afin de montrer l'adéquation de nos propositions aux problématiques traitées.

4.1 Descriptions des simulations : stratégies comparées et objectifs

L'objectif de nos simulations est de comparer l'intérêt des stratégies présentées pour gérer la participation d'une coalition d'acteurs EnR et CSM (qui possèdent respectivement des ressources renouvelables et des ressources contrôlables) au marché *Day-Ahead* et maximiser l'utilité des ressources disponibles. Nous présentons ci-dessous les différentes stratégies testées puis l'objectif des simulations réalisées dans la section suivante.



	Jour $J - 1$	Jour J
	Pas de contrat de production	Obligation d'achat
	Pas de prévision de production	Aucune pénalité appliquée
	Optimisation locale de la participation au marché	Pénalités sur les écarts de production
	Pas de gestion d'erreur de prévision	

TABLE 4.1 – Infographie : scénario sans risque de pénalités.

4.1.1 Le scénario sans risque de pénalités : aucune contractualisation préalable nécessaire pour les producteurs renouvelables

Dans ce scénario, les producteurs renouvelables - les acteurs EnR - ne sont pas tenus de déclarer au préalable les quantités qu'ils vont fournir sur le marché de l'électricité. C'est le cas référence (illustré dans le tableau 4.1), qui permet de calculer l'utilité maximale des ressources disponibles, dans un "monde parfait" - ce cas correspondrait à une prévision parfaite de la production renouvelable, si elle était nécessaire. Ainsi, les acteurs qui possèdent des ressources contrôlables - les acteurs CSM (Centrales de Stockage de Masse) - peuvent en calculer localement l'utilisation optimale, en tenant compte des prévisions de prix du marché et de leurs évolutions. Puisqu'ils n'ont pas à considérer d'erreurs de prévision renouvelable à gérer, une optimisation séquentielle des ressources contrôlables permet d'en obtenir l'utilité maximale possible. Ainsi, il est assuré que tous les acteurs de la coalition (EnR et CSM) obtiennent leur utilité maximale ; cette stratégie correspond aux politiques actuelles de soutien aux énergies renouvelables.

4.1.2 Le scénario sans gestion du risque de pénalités : les erreurs de prévision de production renouvelable sont pénalisées et ne sont pas gérées par la coalition

Dans ce scénario illustré par le tableau 4.2, les producteurs renouvelables doivent contracter les quantités qu'ils vont fournir sur le marché. Et tout écart entre les quantités contractées et les quantités fournies par la coalition sont pénalisés par le marché. Le scénario sans gestion du risque de pénalités suppose que le risque de pénalité n'est pas pris en charge par les ressources contrôlables, dont l'opération est planifiée indépendamment de celles des ressources



	Jour $J - 1$	Jour J
	Prévisions de production Contrats avec le marché	Écarts de production pénalisés
	Optimisation locale de la participation au marché Pas de gestion d'erreur de prévision	Écarts de production pénalisés

TABLE 4.2 – Infographie : scénario sans gestion du risque de pénalités.

renouvelables de la coalition : les acteurs CSM construisent de manière locale leurs plannings de production en effectuant une optimisation séquentielle de leurs ressources, afin d'en obtenir l'utilité maximale (achat d'électricité pendant les périodes où le prix de l'électricité est faible et revente lorsque le prix de l'électricité est plus élevé). Les pénalités infligées par le marché aux acteurs EnR de la coalition sont maximales, réduisant au minimum les revenus de la participation de la coalition au marché de l'électricité.



	Jour $J - 1$	Jour J
	Prévisions de production Contrats avec le marché	Écarts de production pénalisés
	Aucune	Écarts de production pénalisés Gestion réactive des écarts de production

TABLE 4.3 – Infographie : scénario de l'optimisation réactive.

4.1.3 Le scénario de l'optimisation réactive : les erreurs de prévision de production renouvelable sont pénalisées mais sont gérées de manière réactive par les ressources contrôlables

Dans ce scénario décrit dans le tableau 4.3, les erreurs de prévision sont pénalisées par le marché; toutefois, elles sont prises en charge par les acteurs CSM de la coalition dont c'est la fonction exclusive. Ils mettent en œuvre une gestion réactive des erreurs de prévision des acteurs EnR : c'est une stratégie d'optimisation basique des ressources contrôlables qui consiste à utiliser le stockage pendant l'opération des ressources renouvelables, à chaque fois que c'est

nécessaire (c'est-à-dire lorsque des écarts entre les quantités contractées auprès du marché et les quantités effectivement produites apparaissent) et tant que cette utilisation est possible (autant que les dynamiques et les contraintes d'opération des ressources contrôlables le permettent). Ici, ni les coûts d'utilisation, ni des prévisions des prix de marché ne sont considérés dans les choix d'utilisation des ressources contrôlables.



	Jour $J - 1$	Jour J
	Prévisions de production Contrats avec le marché	Écarts de production pénalisés
	Aucune	Écarts de production pénalisés Gestion optimisée des écarts de production

TABLE 4.4 – Infographie : scénario de l'optimisation au jour J [15].

4.1.4 Le scénario de l'optimisation au jour J : les erreurs de prévision de production renouvelable sont pénalisées mais sont gérées au jour J et de manière optimisée par les ressources contrôlables

Dans ce scénario illustré dans le tableau 4.4, les erreurs de prévision sont pénalisées par le marché mais elles sont gérées par le stockage suivant une méthodologie d'optimisation proposée par *F. Bourry* dans son travail de thèse [15] : les ressources contrôlables sont optimisées après participation des producteurs renouvelables au marché et sont utilisées exclusivement pour gérer les erreurs de prévision des EnR ; elles sont optimisées dans ce but, après contractualisation avec le marché des ressources renouvelables. Les prix du marché sont alors connus et sont utilisés, en même temps que les prévisions d'erreurs de prédiction et leur incertitude, pour optimiser séquentiellement l'opération des ressources contrôlables. Cela signifie aussi que les acteurs CSM possédant ces ressources contrôlables ne peuvent pas participer, s'ils le veulent, au marché de l'électricité ; leur utilité reposant exclusivement sur l'évitement des pénalités, elle est directement dépendante des erreurs de prévision des EnR.

4.1.5 Le scénario de l'optimisation au jour $J - 1$: les ressources contrôlables sont optimisées pour la participation au marché et la gestion des erreurs renouvelables

C'est notre proposition de solution. À l'inverse du scénario précédent, elle est fondée sur l'hypothèse que les acteurs CSM peuvent être des participants à part entière au marché de l'énergie et considère autant l'évitement des pénalités des EnR que la participation au marché des CSM comme des sources de revenus potentiels pour ces acteurs de la coalition. Ainsi, l'information sur l'incertitude des erreurs de prévision, avant participation au marché au jour $J - 1$, devient essentielle pour optimiser la participation des EnR au marché. Même si cette information est moins précise au jour $J - 1$, elle peut servir à déterminer l'utilisation des ressources contrôlables



	Jour $J - 1$	Jour J
	Prévisions de production Contrats avec le marché	Écarts de production pénalisés
	Prise en compte du risque de pénalités Participation au marché	Écarts de production pénalisés Gestion optimisée des écarts de production

TABLE 4.5 – Infographie : Le scénario de l’optimisation au jour $J - 1$.

et profiter de cette nouvelle dimension qui permet d’augmenter l’utilité des ressources contrôlables. Pour la même information sur l’incertitude des prédictions renouvelables et des prix du marché, le scénario de l’état de l’art constitue une borne inférieure aux performances de notre proposition : en effet, la première n’est choisie que si aucune séquence d’actions impliquant une participation des acteurs CSM au marché *Day-Ahead* ayant une utilité supérieure n’est préférée. Le tableau 4.5 illustre le scénario de l’optimisation au jour $J - 1$.

4.1.6 Objectif des simulations

Nous proposons, pour comparer les différentes stratégies présentées ci-dessus, de simuler l’utilité de chaque stratégie, évaluée à travers les revenus effectifs obtenus de l’opération des différentes ressources d’une coalition d’acteurs EnR et CSM.

Comme nous l’expliquions dans la section 1.7.2, en France, les producteurs renouvelables sont soumis à un régime particulier, comparés aux producteurs traditionnels sur le marché. En effet, les acteurs EnR profitent d’un système de soutien à la production renouvelable sous la forme d’un tarif préférentiel et d’une obligation d’achat de leur production, afin que les risques financiers liés aux difficultés de prévisions des quantités produites ne handicapent pas leur participation au marché [5].

Les pénalités du marché qui sanctionnent les écarts entre les quantités contractées et les quantités prévues peuvent être évitées de façon élémentaire par les producteurs conventionnels : en effet, leurs sources de production sont contrôlables et il leur est facile de calculer *a priori* les quantités optimales qui sont proposées au marché et de minimiser *a posteriori* les écarts entre les quantités contractées et les quantités fournies.

Ce n’est pas le cas pour les producteurs renouvelables pour qui la prévision des futures quantités produites est une tâche ardue, soumise à l’imprécision des outils de prédiction de production et aux conditions météorologiques difficilement prédictibles. Comme nous le voyons dans les résultats de nos simulations (section 4.4, figure 4.6), si les producteurs renouvelables étaient soumis aux mêmes règles de pénalisation que les producteurs conventionnels, les pertes de revenus associées seraient non-négligeables et compromettraient la viabilité des producteurs renouvelables. C’est la première hypothèse qui sous-tend les simulations que nous avons effectuées

et qui a mené à la question suivante : *soumis au même régime qu'un producteur conventionnel, à quel point une coalition d'acteurs EnR et CSM peut aider ses différents participants à minimiser leurs pénalités et maximiser leurs revenus auprès du marché ?*

L'objectif de nos expérimentations est de tester sur la configuration de la coalition et les conditions du marché que nous décrivons dans la section suivante, l'utilité de chacune des stratégies présentée ci-dessus. L'utilité d'une stratégie est définie par le revenu effectif (cumulé sur la période considérée) acquis de la participation de la coalition au marché, suivant la stratégie en question. Les données disponibles sont utilisées pour simuler l'opération conjointe des différents acteurs de la coalition et leur participation au marché : lorsqu'elles sont nécessaires, les informations d'incertitude sont supposées disponibles, calculées à partir de données historiques.

4.2 Environnement d'évaluation

Nous simulons une coalition d'acteurs connectés par un réseau commun comme celui décrit dans la figure 4.1, et relié à un marché de l'électricité. Les caractéristiques de la configuration simulée et les données simulées sont les suivantes :

1. nous simulons un marché *Day-Ahead*, subdivisé en 24 sous-marchés horaires. Les données de prix sont un historique des prix de l'électricité, MCP (*Market Clearing Price*) du marché EPEX SPOT *Day-Ahead*, sur une période de deux mois (Février et Mars de l'année 2008). Les MCP servent à calculer les pénalités infligées par le marché à chaque sous-marché horaire, suivant une formule fournie par le gestionnaire du réseau de transport, RTE, pour la période considérée ;
2. il y a dans la coalition deux acteurs EnR, gérant chacun une ferme éolienne de 100 MW chacune, dont les prévisions de production et les productions effectives sont fournies sur les 24 créneaux horaires de chaque journée de la période considérée ;
3. il y a dans la coalition un acteur CSM, une Station de Transfert d'Énergie par Pompage (les STEP sont décrites dans la section 1.6) de 399 MW dont nous supposons un coût moyen d'utilisation de 10 €/MWh (compte-tenu des coûts variables d'opération des STEP publiées dans la littérature [92]).

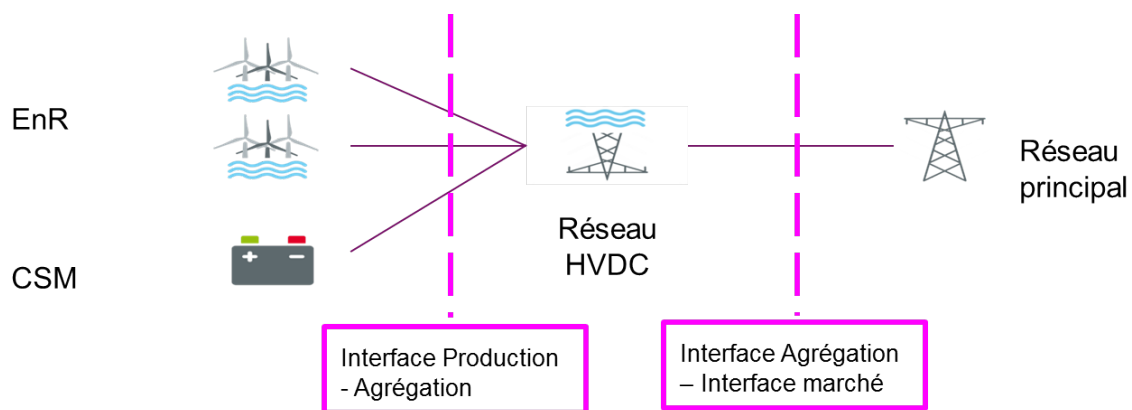


FIGURE 4.1 – Architecture physique du réseau *Winpower*.

Chacun de ces points est détaillé dans les sous-sections suivantes.

4.2.1 Les données de marché

L'intérêt des différentes sources est calculé comme la somme des revenus acquis auprès du marché et la baisse du montant des pénalités. Les données de prix utilisées dans nos simulations sont :

- un historique de prix de marché utilisés pour simuler un environnement de marché (aucun tarif préférentiel n'est appliqué à la coalition, elle apparaît comme un producteur conventionnel) ;
- les pénalités du marché sont dérivées des informations précédentes et des dispositions réglementaires du marché simulé.

En détail :

Les prix de marché que nous considérons sont un historique des prix du marché EPEX SPOT de l'électricité en France, sur la période considérée de deux mois, Février et Mars 2008. Puisque la coalition est considérée comme un producteur conventionnel, les acteurs de la coalition sont soumis aux prix du marché au même titre que les autres participants et ne sont soumis à aucun tarif préférentiel. Aussi, les règles de contractualisation préalable à la fourniture et de pénalisation des écarts entre quantités contractées et fournies leur sont appliquées de même par le marché. La prédiction des prix de marché est une discipline complexe qui a fait l'objet de nombreuses études dans la littérature [28, 19] : en effet, les prix fixés par le marché de l'électricité impactent les revenus des participants au marché et doivent être considérés dans un effort de planification optimale des ressources.

Néanmoins, la prédiction n'est pas le sujet de notre travail et nous supposons que les producteurs disposent d'outils de prédiction qui permettent d'avoir au jour $J - 1$ une prédiction parfaite des prix du marché au jour J . Les données de marché sont récupérées sur le site du marché EPEX SPOT et nous les utilisons telles quelles comme prédictions parfaites des prix sur le marché (les différentes stratégies sont testées dans les mêmes conditions d'expérimentation, définies par ces prix de marché). La figure 4.2 montre l'évolution de prix du marché, sur un jour de la période considérée (exemple du 28 février 2008).

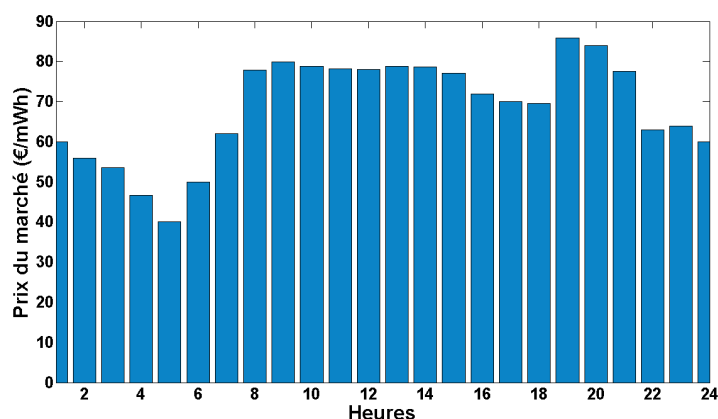


FIGURE 4.2 – Exemple d'évolution des prix sur la journée du 28 Février 2014. Extrait des données EPEX SPOT disponibles en ligne [2].

De plus, nous supposons que les quantités fournies ou retirées du marché par la coalition sont négligeables comparées à la totalité des quantités négociées sur le marché. Ainsi, nous pouvons faire l'hypothèse que la participation ou non de la coalition n'influe que de manière négligeable sur la détermination du prix du marché. Les acteurs de la coalition peuvent utiliser

ces prévisions de prix de marché pour calculer les pénalités appliquées aux écarts entre contrats et fourniture. La formule de calcul adéquate est disponible sur le site web du gestionnaire du réseau de transport d'électricité Français, RTE [6]; Le coût de la pénalité, pour une unité d'écart de production est une fonction du prix MCP_t du marché et d'un facteur de pénalisation k prédéfini par RTE :

$$\lambda(MCP_t, k) = MCP_t \times (1 + k)$$

La liste des valeurs appliquées au facteur k de pénalisation depuis 2006 peut être retrouvée dans le tableau 4.6 et dans la référence [6].

Période d'application	Valeur du facteur de pénalité k
Jusqu'au 30/06/2004	0,2
Du 01/07/2004 au 31/03/2005	0,18
Du 01/04/2005 au 01/07/2006	0,15
Du 01/07/2006 au 20/04/2010	0,05
Du 20/04/2010 au 30/06/2011	0,12
Depuis le 01/07/2011	0,08

TABLE 4.6 – Valeurs du facteur de pénalisation k , depuis 2004 [6].

Nous introduisons à la section 1.7.1 le mécanisme d'ajustement utilisé par le gestionnaire de réseau à chaque micro-marché horaire pour garantir l'égalité entre les quantités injectées sur et les quantités soutirées du réseau :

- on parle d'un effort dans le sens positif lorsque le gestionnaire de réseau injecte des quantités supplémentaires afin de combler les manques d'injection des producteurs ou les surplus de consommation électrique ;
- à l'inverse, on parle d'un effort dans le sens négatif lorsque le gestionnaire de réseau soutire de l'énergie du réseau afin de rapprocher la quantité soutirée de la quantité qui y est injectée.

Les erreurs des producteurs qui sont dans le même sens que l'effort d'ajustement du gestionnaire de réseau sont pénalisées à hauteur du MCP fixé la veille ; et les erreurs dans le sens inverse de l'effort du gestionnaire de réseau le sont suivant la formule définie ci-dessus.

Néanmoins, par souci de simplicité, nous supposons que toutes les erreurs des acteurs de la coalition sont pénalisées suivant la formule prédéfinie, quel que soit le sens d'ajustement du gestionnaire du réseau¹.

4.2.2 Les ressources renouvelables

Deux acteurs EnR font partie de la coalition : ce sont des fermes éoliennes dont chacune a une capacité de production de 100 MW et dont les données de production sont collectées sur une période de deux mois, Février et Mars de l'année 2008. Ce sont des prévisions de production au jour $J - 1$ de la production au jour J et les observations de productions effectives au jour J , fournies pour chaque créneau temporel de participation au marché. C'est-à-dire qu'on possède une valeur de prévision de production pour chaque heure de la journée suivante et à chacune de

1. Nous envisageons de prendre en compte le sens de l'effort d'ajustement du gestionnaire dans une prochaine version des simulations.

ces prévisions de production, une valeur de production effective est associée. Elles sont produites par simulation, à partir de statistiques sur des données réelles suivant un processus décrit dans la littérature [76].

Nous décrivons ci-après la structure de ces données :

- les données de prévision de production sont fournies sous la forme d'un pourcentage de la puissance nominale des fermes éoliennes, pour chacune des 24 heures de la journée suivante. Elles simulent les résultats des outils de prévision de la production éolienne - qui prédisent la production éolienne à partir des prévisions météorologiques du jour suivant ;
- les données de production associées aux prédictions sont fournies aussi comme un pourcentage de la puissance nominale de la ferme éolienne et représentent la quantité de production effectivement générée par les fermes éoliennes. Elles simulent les données que les outils d'acquisition des quantités produites fournissent comme sorties.

Ces données présentées sous la forme de coefficients permettent, avec la capacité nominale des fermes éoliennes, d'obtenir les quantités effectives de production générées pour chacune des 24 heures du prochain jour.

Sur la figure 4.3, nous montrons les évolutions de ces valeurs sur la journée exemple du 28 février 2008.

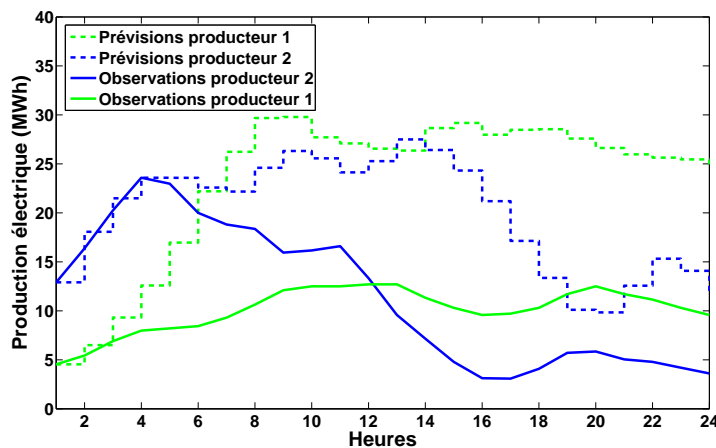


FIGURE 4.3 – Exemple des prédictions de production et productions effectives du 28 février 2008.

De même, à partir des données sur les erreurs de prévision, on peut construire pour chaque prévision, une distribution de probabilités des erreurs possibles. Elle peut être obtenue en suivant la méthode proposée par *Pinson* [75] et décrite dans la section 2.5.1. La figure 4.4 montre pour chaque heure de la journée du 28 Février 2008, la distribution de probabilités sur l'erreur de prévision. C'est une matrice de chaleur qui montre les erreurs qui sont les plus probables d'apparaître, sachant l'étape de décision et la prévision de production associée. Cette fonction d'erreur de prévision est calculée pour la coalition, en tant qu'entité unique, à partir des historiques d'erreurs de prévision disponibles.

4.2.3 Les ressources contrôlables

Un acteur CSM fait partie de la coalition : c'est une centrale de stockage qu'on peut contrôler pour en optimiser l'utilité; elle a une capacité nominale de 399 MW. Nous considérons une solution de stockage par pompage et turbinage, technologie plus connue sous le nom de STEP

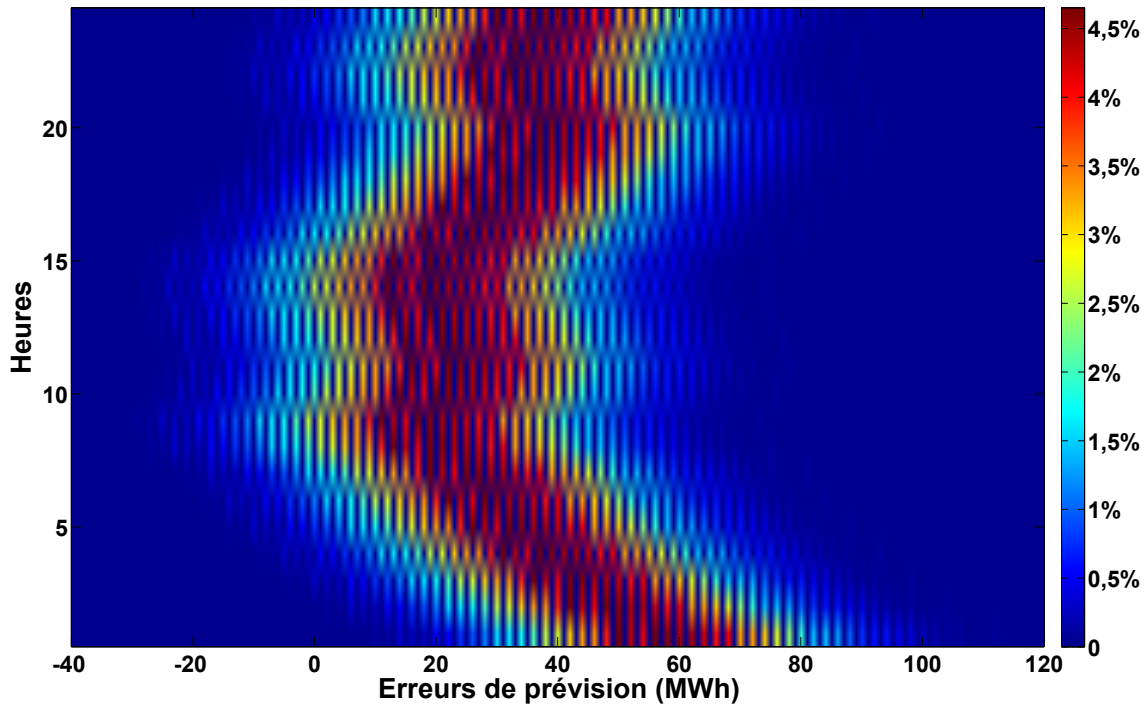


FIGURE 4.4 – Probabilité d’erreurs de prévisions associée aux prédictions, sur la journée du 28 Février 2008.

(Stations de Transfert d’Énergie par Pompage). En effet, c’est une technologie mature, bien connue aujourd’hui, pour laquelle il est possible de faire des approximations réalistes sur les conditions de fonctionnement et les coûts d’opération. La littérature fixe les coûts variables d’utilisation de ces technologies à une dizaine d’euros par MWh [92] et nous considérons dans nos simulations la valeur de 10 €/MWh.

Nous supposons que la centrale de stockage de masse considérée dans notre étude est disponibles *a priori* et nous ne considérons ni les investissements ni les coûts d’installation des ressources; le but de l’acteur CSM est de maximiser son utilité propre au sein de la coalition (soit par la participation au marché, soit par la gestion du risque de pénalités associé aux prévisions des EnR). Nous faisons cette hypothèse dans l’optique que l’acteur CSM puisse prendre des décisions autonomes sur l’optimisation de l’utilité de ses ressources contrôlables, en prenant en compte la gestion des erreurs renouvelables (respectivement la participation au marché) seulement lorsque c’est optimal.

4.2.4 Autres hypothèses

Les coûts variables de la production éolienne (nuls ou négligeables) et ceux de fonctionnement de la centrale de stockage sont pour les acteurs EnR et CSM nettement inférieurs aux prix du marché, comme nous pouvons voir sur la figure 4.2. Ceci nous permet de faire l’hypothèse que la coalition fonctionne comme un *price-taker* - c’est-à-dire qu’elle accepte n’importe quel prix de marché - ce qui implique que toute la production offerte sur le marché est toujours acceptée. Toutefois, ces prix variables de production sont considérés dans la planification des quantités offertes au marché.

En conclusion, l’utilité *espérée* d’un algorithme est estimée au moment du calcul d’optimisa-

tion (donc au jour $J - 1$) en termes de revenus financiers (issus des contrats auprès du marché, des potentielles pénalités et des réductions potentielles de pénalité). Pendant l'opération (donc en temps réel au jour J), l'utilité *obtenue* est la différence entre les revenus acquis la veille et la somme des pénalités effectivement appliquées le jour J .

4.3 Algorithme et implémentation

La participation optimale au marché de l'électricité d'un producteur représentant une coalition composée d'acteurs EnR ou CSM implique une prise de décision séquentielle dans un environnement incertain, où la fonction d'optimisation a pour but de maximiser le cumul des récompenses espérées sur les périodes futures.

Ce calcul peut être décrit comme un problème de programmation dynamique (c'est-à-dire une optimisation de sommes de récompenses sous contraintes), appliqué à un processus stochastique (représentant l'évolution d'une variable aléatoire). Ce problème peut être résolu en associant, pour chaque instant et chaque transition entre deux états du processus étudié, une fonction de récompense [87]. Lorsque le processus stochastique à contrôler satisfait la propriété de Markov (à chaque étape de calcul, la distribution de probabilité d'aller dans un état futur est déterminée complètement par l'état présent et l'action effectuée) et fournit une fonction associant à chaque transition possible une valeur de récompense, on parle de MDP (pour une description détaillée, voir la section 2.5.2). Il est ainsi possible de définir une stratégie optimale pour allouer les différentes ressources afin d'en maximiser l'utilité.

4.3.1 Algorithme de résolution du MDP

Plusieurs algorithmes existent pour résoudre les MDP à temps, états et actions discrets [21]. Ces algorithmes permettent de définir une *politique optimale*, c'est-à-dire de spécifier pour chaque état possible, l'action optimale à réaliser ; cette action peut être dépendante de l'étape temporelle considérée, auquel cas on parle de politique non-stationnaire, ou peut être une politique stationnaire indépendante du temps et ne dépendant donc que de l'état dans lequel est le système.

Puisque la valeur d'une décision de la coalition dépend autant de l'état des différentes ressources que de l'état du marché (c'est-à-dire la prévision du prix sur le marché, directement dépendante du micro-marché considéré et donc de l'étape temporelle de calcul), il nous faut calculer une politique optimale non-stationnaire. Ceci permet réduire le nombre d'états possibles du processus contrôlé, puisque ces états peuvent ne pas contenir une dimension temporelle (c'est-à-dire qu'on peut définir les états du processus indépendamment du temps puisque la politique calculée sera elle dépendante du temps).

Étant donné le nombre fini de créneaux temporels du marché *Day-Ahead*, on se trouve dans un cadre d'optimisation sur un horizon fini. Le MDP à résoudre est donc à temps discret (une décision pour chacun des micro-marchés du jour suivant), à états et actions discrètes (on dispose pour chaque ressource d'un nombre fini d'états possibles et pour les ressources contrôlables d'un ensemble fini d'états de charge cibles possibles) et à horizon fini.

Plusieurs critères peuvent être utilisés pour calculer la récompense espérée d'une politique (voir le tableau 4.7) ; ce sont pour les MDP à horizon infini *le critère infini γ -décompté*, qui utilise un facteur de réduction ρ inférieur à 1 pour obtenir une somme finie d'un nombre infini de récompenses espérées, *le critère total* qui permet de calculer sur un horizon infini la solution à un problème dont on sait qu'il se termine en un nombre fini d'étapes dont on ne connaît ni la valeur ni une borne numérique supérieure et le critère infini moyen, utilisé lorsque le problème

à résoudre est sur un horizon infini, mais dont le facteur de réduction est très proche de 1 ou qu'une valeur moyenne des récompenses espérées est préférable à une somme décomptée.

Puisqu'on se situe dans le cadre d'un problème d'optimisation sur un horizon fini, nous pouvons donc utiliser le critère fini pour calculer la récompense de la participation au marché.

Le *critère fini* que nous utilisons pour résoudre notre MDP à horizon fini se définit comme la somme des récompenses espérées sur un horizon temporel fini c'est-à-dire sur un nombre fini d'étapes de calcul, chacune d'elle correspondant à une étape logique (éventuellement temporelle) de décision. Une variante de ce critère consiste à réduire la valeur des récompenses espérées dans le futur en définissant un facteur de réduction $\rho \in [0, 1[$. Lorsque $\rho = 1$, on se ramène au critère fini classique.

On considère un horizon fini parce qu'on fait l'hypothèse de la connaissance du nombre de jours de participation au marché (ici la coalition optimise sa participation au marché pour le jour suivant) mais on peut aussi considérer un horizon infini, afin d'optimiser la participation de la coalition sur un très long terme et utiliser alors l'un des autres critères de résolution des MDP : cette hypothèse fait partie des perspectives d'évolution de la simulation que nous proposons.

Critère fini	$\mathbb{E}[r_1 + r_2 + r_3 + \dots + r_{n-1} s_1]$
Critère infini γ-décompté	$\mathbb{E}[r_1 + \gamma r_2 + \gamma^2 r_3 + \dots + \gamma^t r_{t+1} + \dots s_1]$
Critère infini	$\mathbb{E}[r_1 + r_2 + r_3 + \dots + r_t + \dots s_1]$
Critère infini moyen	$\lim_{n \rightarrow +\infty} \frac{1}{n} \mathbb{E}[r_1 + r_2 + r_3 + \dots + r_{n-1} s_1]$

TABLE 4.7 – Différents critères de résolution des MDP.

Un algorithme a été proposé dans la littérature pour résoudre les MDP à horizon fini de manière exacte et optimale en utilisant le critère fini [85]. C'est le *Backwards Induction* qui permet de calculer pour chaque état de départ, la politique optimale qui maximise l'utilité du processus à contrôler. C'est un algorithme glouton qui calcule la politique optimale avec une complexité réduite par rapport à une recherche exhaustive. À cause de l'influence d'une décision sur l'intérêt des décisions futures, la recherche exhaustive revient à tester et comparer toutes les séquences d'actions possibles pour tous les créneaux temporels de participation au marché. Si on prend l'exemple d'un MDP qui représente un processus qui peut prendre un nombre Z d'états possibles, actif sur un nombre p de créneaux temporels avec pour chaque créneau temporel un nombre Q d'actions possibles, le nombre N_1 de politiques à tester pour trouver les politiques optimales associées à chaque état est égal pour chaque état possible au produit des nombres d'actions possibles à chaque créneau temporel c'est-à-dire

$$N_1 = Z \times Q^p$$

À l'inverse, l'algorithme glouton profite de la propriété de Markov (toute l'information nécessaire pour calculer l'intérêt d'une action est contenue dans l'état du processus au temps précédent) pour tester et comparer consécutivement seulement les actions possibles à chaque étape. Le nombre N_2 de politiques à tester dans ce cas est

$$N_2 = Z \times Q \times p$$

Le *Backwards Induction* est moins complexe que la recherche exhaustive dès que le nombre d'actions possibles et le nombre de créneaux temporels excèdent 2 ($Q > 2 \wedge p > 2$).

Néanmoins, la formulation classique de cet algorithme ne permet pas de résoudre un MDP partiellement observable, même lorsqu'il est réduit en MDP classique associé à un état d'observation. Nous avons adapté l'algorithme à la prise en compte de la décision à partir d'états incertains et la mise à jour des états d'information pendant le calcul de la politique optimale. Les données fournies en entrée de l'algorithme, sont les suivantes² :

- pour chaque étape temporelle de calcul, l'ensemble d'actions réalisables (une action de la coalition se définit comme une combinaison d'actions sur chaque ressource contrôlable faisant partie de la coalition) ;
- pour chaque étape temporelle de calcul, la prévision de chaque acteur EnR et la distribution de probabilités des erreurs associée à la prévision de production ;
- pour chaque transition générée par une action et les fonctions d'erreurs de prévision des acteurs EnR, une fonction de récompense associée.

Pour implémenter cette optimisation, à partir des entrées ci-dessus, l'algorithme adapté du *Backwards Induction* proposé est le suivant :

```

for each state  $s_t$  do
  | initialize its final value  $V_{final}$ ;
end
for  $t = p : 1$  (each computing time step  $t$  from last to first) do
  | retrieve the relevant prediction error distribution  $\Pi_{1 \leq i \leq n}(e_t^i)$ ;
  for each state  $s_t$  do
    | for each action  $a_t = \Pi_{n+1 \leq j \leq n+m}(SoC_t^j)$  do
      | compute the expected reward  $R_t(s_t, a_t)$  as a function of the action and
      | possible future states;
    end
    | Define the state value  $V_t$  as the maximal expected reward;
  end
end
for  $t = 1 : p$  (each time step from the first to the last) do
  | retrieve the relevant information state  $\Pi_{1 \leq i \leq n}(e_t^i)$ ;
  for each action  $a_t = \Pi_{n+1 \leq j \leq n+m}(SoC_t^j)$  do
    | compute its expected reward  $R_t(s_t, a_t)$  as a function of the information state;
  end
  | define the optimal action  $a_t^*$  like the action with the maximal utility;
  | update the information state;
end

```

Algorithm 1: Algorithme du Backwards Induction adapté aux MDP à états d'information.

2. Ces données entrées permettent aussi de calculer les matrices de transition et de récompense : ce sont deux matrices tridimensionnelles qui associent (respectivement) une valeur de probabilité d'occurrence et une valeur de récompense absolue à chaque combinaison possible :

- d'une action ;
- d'une transition (entre un état de départ à un temps t et un autre d'arrivée au temps t').

Ces matrices étant composées principalement de valeurs nulles (à cause des transitions impossibles entre micro-marchés non-consécutifs, notamment), on peut profiter de leur représentation creuse (voir la définition des matrices creuses dans la section 3.3.3.1).

Comme le décrit l'algorithme 1, au départ de l'optimisation, on initialise l'intérêt du processus à finir son exécution dans chacun des états possibles. Pour tous les créneaux temporels, du dernier vers le premier, on calcule alors la valeur de chaque état comme la valeur maximale obtenue pour une action effectuée, à partir des valeurs des états résultants possibles et de la récompense immédiate obtenue.

Pour tous les créneaux temporels, du premier vers le dernier, on calcule alors à partir de l'état d'information l'action qui correspond à l'utilité maximale, sachant les valeurs des états résultants possibles. On calcule ainsi la politique optimale pour le pilotage de l'IS-MDP.

Pour illustrer le fonctionnement de l'algorithme, nous le testons sur l'exemple décrit dans la sous-section suivante.

4.3.2 Application à un exemple simplifié

Soit un acteur CSM qui dispose d'une centrale de stockage dont l'état de charge est SoC tel que

$$SoC \in \{0, 1\}$$

C'est-à-dire que la centrale de stockage peut être soit vide ($SoC = 0$) ou pleine ($SoC = 1$). On considère son opération sur deux créneaux temporels t_1 et t_2 .

L'acteur peut participer à deux sous-marchés consécutifs, correspondant aux deux créneaux temporels cités ci-dessus, sur lesquels les prix de l'électricité sont respectivement $MCP_1 = 10$ et $MCP_2 = 20$. Sur chacun de ces marchés, l'acteur peut acheter une unité d'électricité, vendre une unité d'électricité ou ne rien faire. Lorsque l'acteur vend (respectivement achète) une unité alors que l'état de la centrale de stockage ne le permet pas, c'est-à-dire $SoC = 0$ (respectivement $SoC = 1$), il écope d'une pénalité $\lambda(MCP_t, k)$ avec le facteur de pénalité $k = 1$:

$$\lambda(MCP_t, k) = (1 + k) \times MCP_t$$

La pénalité est donc $\lambda(MCP_t, 1) = 2 \times MCP_t$.

Sur chaque créneau temporel, la centrale de stockage peut être soumise (ou pas) à une demande locale d'électricité, d'une unité de stockage (ce qui a pour effet de vider la centrale de stockage, si elle était pleine). Lorsqu'elle existe, la satisfaction de la demande induit un gain

$$G_t^d = 2 \times MCP_t$$

pour la centrale de stockage. L'existence de cette demande est inconnue au moment de la prise de décision mais un état d'information fournit les probabilités de son occurrence, pour les deux créneaux temporels. Soit e_1 l'événement "la demande existe pendant le premier créneau temporel". La probabilité d'occurrence de cet événement est $P(e_1) = 0.6$. La probabilité que la demande soit nulle pendant le premier créneau temporel est $P(-e_1) = 0.4$. Si e_2 est l'événement "la demande existe pendant le second créneau temporel". La probabilité de cet événement est $P(e_2) = 0.2$. La probabilité que la demande soit nulle pendant le second créneau temporel est $P(-e_2) = 0.8$.

Pour planifier les actions de l'acteur sur le marché, afin de maximiser sa récompense espérée, nous y appliquons l'algorithme adapté du *Backwards Induction*.

Tout d'abord, il faut initialiser les valeurs finales $V_{final}(SoC)$ de chaque état après les deux créneaux temporels : on suppose qu'il n'y a pas d'intérêt particulier à être dans l'un ou l'autre des états après tous les temps de décision, c'est-à-dire

$$V_{final}(SoC = 0) = V_{final}(SoC = 1) = 0$$

Puis il faut calculer pour chaque créneau temporel, du dernier vers le premier, et pour chaque état possible, la récompense espérée de chaque action et définir la valeur de l'état comme la récompense maximale qui peut être obtenue. La valeur $V_t(SoC)$ d'une action sur le créneau temporel t est la somme du gain G_t^m d'achat ou de vente sur le marché, du gain G_t^d associé à la satisfaction de la demande et de la valeur moyenne G_t^n des potentiels états suivants³.

Pour le second créneau temporel, les valeurs des potentiels états suivants (les valeurs finales) sont toujours nulles donc nous éludons la composante G_t^n de la valeur des actions.

Pour $SoC = 0$:

- si l'action est d'acheter une unité, avec $MCP_2 = 20$, $G_2^m = -20$. La demande, lorsqu'elle existe, est satisfaite par l'électricité achetée donc son gain est $G_2^d = 40$. On obtient $V = -20 + 0,2 \times 40 = -12$;
- si l'action est de ne rien faire, $G_2^m = 0$ et le gain espéré associé à la demande est nul puisqu'elle ne peut pas être satisfaite lorsqu'elle existe. On obtient $V = 0$;
- si l'action est de vendre une unité, $G_2^m = -40$, puisque l'acteur ne peut pas fournir cette électricité et le gain associé à la demande est nul lorsqu'elle existe, c'est-à-dire $G_2^d = 0$. On obtient $V = -40$.

La valeur maximale est obtenue en ne faisant rien, donc $V_2(SoC = 0) = 0$.

Pour $SoC = 1$

- si l'action est d'acheter une unité, avec $MCP_2 = 20$: lorsque la demande est nulle, cette électricité ne peut pas être utilisée donc $G_2^m = -40$. Si la demande existe, elle permet d'utiliser cette électricité et le coût de l'achat est $G_2^m = -20$ et le gain associé à la demande résiduelle est $G_2^d = 40$. On obtient

$$V = 0,2 \times (-20 + 40) + 0,8 \times (-40) = -28$$

- si l'action est de ne rien faire, $G_2^m = 0$ et le gain associé à la satisfaction de la demande est $G_2^d = 0,2 \times 40$ puisqu'elle peut être satisfaite lorsqu'elle existe. On obtient

$$V = 8$$

- si l'action est de vendre une unité, $G_2^m = 20$. Lorsque la demande existe, elle ne peut pas être satisfaite. Ainsi, le gain espéré de la demande résiduelle est nul, c'est-à-dire $G_2^d = 0$. On obtient

$$V = 20$$

La valeur maximale est obtenue en vendant une unité au marché, donc $V(SoC_2 = 1) = 20$.

Faisons la même chose pour le premier créneau temporel, sachant qu'on a calculé à l'étape précédente les valeurs des états possibles au second créneau temporel.

3. Puisqu'on a un seul acteur, nous utilisons les exposants ici pour différencier les différents gains.

Pour $SoC = 0$:

- si l'action est d'acheter une unité, avec $MCP_1 = 10$, $G_1^m = -10$. Si la demande existe, elle est satisfaite donc son gain est $G_1^d = 20$. Au cas où la demande existe, l'état suivant est $SoC = 0$ dont la valeur est $V_2(SoC = 0) = 0$ et sinon, l'état suivant est $SoC = 1$ dont la valeur est $V_2(SoC = 1) = 20$. Ainsi, le gain de la transition est

$$V = -10 + 0,6 \times (20 + 0) + 0,4 \times 20 = 10$$

- si l'action est de ne rien faire, le gain sur le marché est nul, c'est-à-dire que $G_1^m = 0$, et le gain espéré de la satisfaction de la demande est nul puisqu'elle ne peut pas être satisfaite lorsqu'elle existe : $G_1^d = 0$. On obtient

$$V = 0$$

- si l'action est de vendre une unité, la centrale de stockage ne le permet pas donc $G_1^m = -20$ et le gain associé à de la demande est $G_1^d = 0$, puisque la demande ne peut pas être satisfaite si elle existe. On obtient

$$V = -20$$

La valeur maximale est obtenue en achetant une unité auprès du marché, donc $V_1(SoC = 0) = 10$.

Pour $SoC = 1$:

- si l'action est d'acheter une unité, avec $MCP_1 = 10$, $G_1^m = -10$ lorsque la demande existe (et permet donc d'utiliser cet achat). Si la demande n'existe pas, $G_1^m = -20$ puisque l'achat ne peut être ni stocké ni utilisé. Dans le cas où la demande existe, le gain associé est $G_1^d = 20$. Dans tous les cas, l'état suivant est $SoC = 1$ dont la valeur est $V_1(SoC = 1) = 20$. La valeur totale est

$$0,6 \times (-10 + 20) + 0,4 \times (-20) + 20 = 18$$

- si l'action est de ne rien faire, $G_1^m = 0$. Lorsque la demande existe, elle est satisfaite donc $G_1^d = 20$ et l'état suivant est $SoC = 0$ dont la valeur est $V_1(SoC = 0) = 0$. Si la demande n'existe pas, l'état suivant est $SoC = 1$ dont la valeur est $V_1(SoC_2 = 1) = 20$. La valeur totale est

$$V = 0,6 \times (20 + 0) + 0,4 \times (20) = 20$$

- si l'action est de vendre une unité, avec $MCP_1 = 10$, $G_1^m = 10$. Lorsque la demande existe, elle ne peut pas être satisfaite donc le gain associé à la demande est nul, c'est-à-dire $G_1^d = 0$. L'état résultant est toujours $SoC = 0$ dont la valeur est $V_2(SoC = 0) = 0$. La valeur totale est

$$V = 10$$

La valeur maximale est obtenue en ne faisant rien, donc $V_1(SoC = 1) = 20$.

Les valeurs calculées ci-dessus définissent la matrice des valeurs des états (voir le tableau 4.8), à chaque créneau temporel de décision possible. Avec cette matrice, il devient simple, à partir de l'état dans lequel la centrale de stockage est, de déterminer l'action à effectuer pour

	t_1	t_2	<i>final</i>
$SoC = 0$	10	0	0
$SoC = 1$	20	20	0

TABLE 4.8 – Matrice de valeurs des différents états de la centrale de stockage, en fonction du temps.

maximiser l'espérance du gain cumulé sur tous les créneaux temporels restants : en effet, l'action optimale a_t^* , sachant le créneau temporel et l'état du processus est celle qui permet d'obtenir la valeur de l'état.

Lorsqu'on ne sait pas dans quel état est la centrale de stockage, il faut calculer les actions optimales en fonction de l'état d'information sur l'état de charge du stockage.

Supposons qu'au moment de la prise de décision, l'état d'information est le suivant : avant le premier créneau temporel, le stockage a une probabilité égale à $\frac{1}{2}$ d'être dans l'un ou l'autre des états possibles.

Pour chaque créneau temporel, du premier vers le dernier, on calcule le gain espéré de chaque action.

Pour le premier créneau temporel :

- si l'action est d'acheter une unité, la valeur espérée sachant l'état d'information est $\frac{(18 + 10)}{2} = 14$;
- si l'action est de ne rien faire, la valeur espérée sachant l'état d'information est $\frac{(20 + 0)}{2} = 10$;
- si l'action est de vendre une unité, la valeur espérée sachant l'état d'information est $\frac{(-20 + 10)}{2} = -10$.

L'action optimale à effectuer à t_1 est donc de contracter l'achat d'électricité sur le marché. Et le revenu espéré de l'opération est 14.

L'action choisie permet de mettre à jour l'état d'information sur l'état de charge de la centrale de stockage pour le deuxième créneau temporel t_2 . En effet, si à t_1 , $SoC = 0$, il y a 0,6% (respectivement 0,4%) de chances que l'état du stockage à t_2 soit $SoC = 0$ (respectivement $SoC = 1$). Si, à t_1 , $SoC = 1$, l'état à t_2 est toujours $SoC = 1$.

On obtient alors pour le second créneau temporel 0,3% que l'état de charge soit égal à 0 et 0,7% que l'état de charge soit égal à 1.

Pour le second créneau temporel :

- si l'action est d'acheter une unité, la valeur espérée sachant l'état d'information est $(-12 * 0,3) + (-28 * 0,7) = -23,2$;
- si l'action est de ne rien faire, la valeur espérée sachant l'état d'information est $(0 * 0,3) + (8 * 0,7) = 5,6$;
- si l'action est de vendre une unité, la valeur espérée sachant l'état d'information est $(-40 * 0,3) + (20 * 0,7) = 2$.

L'action optimale est alors de ne rien faire au second créneau temporel.

Ainsi on planifie les actions optimales à effectuer, malgré l'incertitude sur l'état du processus et les conséquences des actions.

L'exécution de l'algorithme est la même pour la simulation que nous proposons dans ce travail. La figure 4.5 présente une vue tridimensionnelle des valeurs des états de la coalition, sur la journée du 28 février 2008. Elle représente la matrice qui permet à partir de l'état d'information initial de choisir à chaque étape de calcul, l'action optimale en ne tenant compte que des états futurs immédiats.

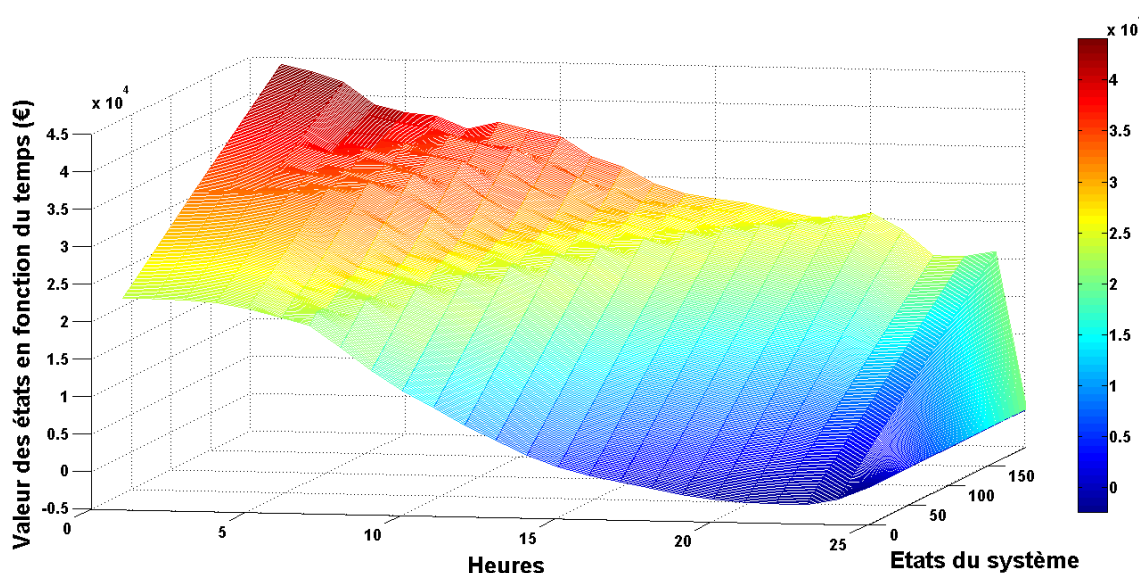


FIGURE 4.5 – Valeurs des différents états du système en fonction du temps.

Plus la valeur d'un état est élevée, plus sa couleur est chaude. A chaque état du système est associée une valeur qui dépend de son utilité maximale, utilité qui elle même dépend des valeurs des états dans lesquels mènent l'action choisie. Il faut remarquer qu'à partir de l'état d'information initial, il est primordial de calculer l'utilité de chaque action possible (ceci parce qu'on ne cherche pas seulement à accéder à l'état qui a la grande valeur mais surtout à trouver les actions qui nous y mènent avec une grande probabilité).

Dans la section suivante, nous comparons les résultats des politiques optimales calculées de cette façon avec les autres stratégies présentées précédemment.

4.4 Résultats

Nous présentons dans cette section les résultats des simulations effectuées sur les deux mois de Février et Mars 2008. Nous comparons notamment les utilités des différentes stratégies de participation au marché de l'électricité lors de la journée exemple du 28 Février 2008 puis sur l'ensemble des jours simulés.

4.4.1 Revenus de la coalition sur le marché de l'électricité

La figure 4.6 montre les revenus cumulés sur la journée du 28 Février 2008 des différentes stratégies. Nous les commentons ci-après :

- la différence entre le scénario sans risque de pénalités et le scénario sans gestion du risque de pénalités (dans les deux cas, les ressources contrôlables sont optimisées par l'acteur CSM de manière indépendante) illustre le coût des pénalités infligées à la coalition par le marché de l'électricité, lorsque le risque associé à l'erreur de prévision de la production

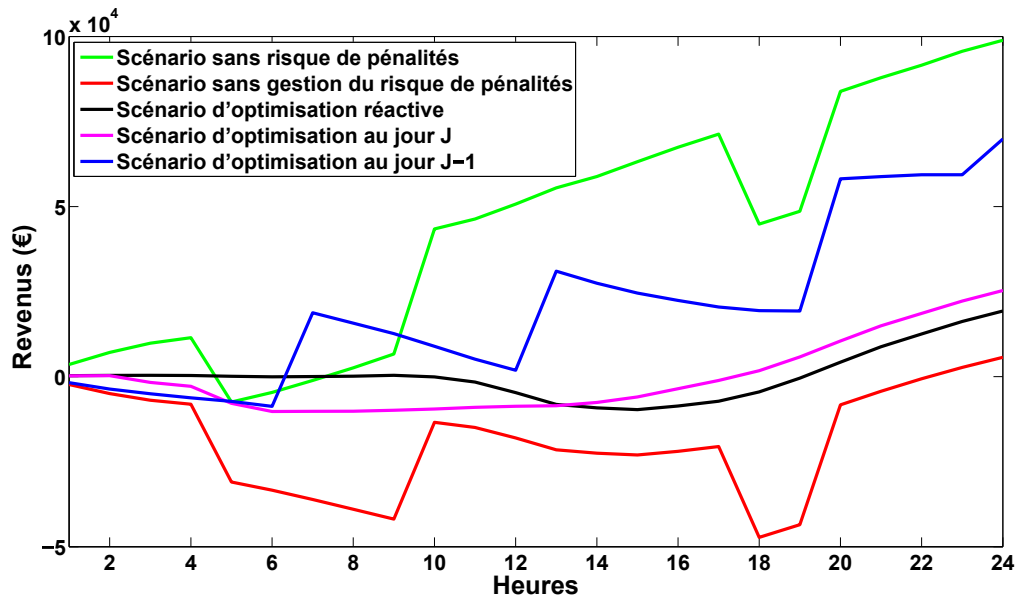


FIGURE 4.6 – Comparaison des revenus cumulés des différentes stratégies sur une journée (28 Février 2008).

renouvelable n'est pas géré par la coalition. Ces pénalités peuvent fortement handicaper la viabilité économique des acteurs EnR, mais offrent la possibilité de profiter de l'information d'incertitude associée aux prévisions de production renouvelable, pour les éviter et augmenter les revenus issus de la participation au marché de l'électricité ; cette propriété est illustrée ci-dessous ;

- les résultats de la stratégie d'optimisation réactive montrent l'importance que peuvent avoir les informations sur les futures erreurs de prévision pour optimiser l'utilisation des ressources contrôlables. Malgré la (grande) flexibilité et les coûts variables faibles des ressources contrôlables pour éviter les coûts des pénalités, ignorer ces informations revient à faire parfois moins bien que de ne rien faire pour éviter les pénalités ;
- la stratégie d'optimisation au jour J est très efficace parce qu'elle profite d'informations précises sur les futures informations de prévision, de prix de marché etc. L'optimisation qui en découle permet de maximiser l'utilité de la flexibilité du stockage dans la gestion du risque de pénalités. Néanmoins, elle réduit le champ des possibilités d'utilisation des ressources contrôlables en la restreignant à la gestion des erreurs renouvelables ;
- la stratégie d'optimisation au jour $J-1$ présente un inconvénient majeur : les informations sur les erreurs de prévision sont plus incertaines qu'au jour J , ce qui handicape l'efficacité de la décision optimale prise dans un contexte incertain. Toutefois, comme dans le cas que nous simulons, les ressources contrôlables offrent parfois une flexibilité qui permet de profiter autant du marché de l'électricité pour augmenter leur utilité que des possibilités d'évitement de pénalité. Cette optimisation peut surpasser le scénario référence puisqu'elle peut non seulement éviter les pénalités mais aussi les prévoir et profiter des prix du marché pour en profiter et maximiser les revenus auprès du marché. Cette stratégie est très dépendante de la qualité des prédictions et des informations sur les différentes incertitudes de la production renouvelable et des prix de l'électricité. Les résultats de nos simulations, s'ils ne reflètent pas le coût de cette incertitude (parce que l'information d'incertitude utilisée est la même pour les scénarios d'optimisation au jour J et au jour $J-1$), soulignent

l'importance des prédictions sur la qualité de l'optimisation des ressources de la coalition.

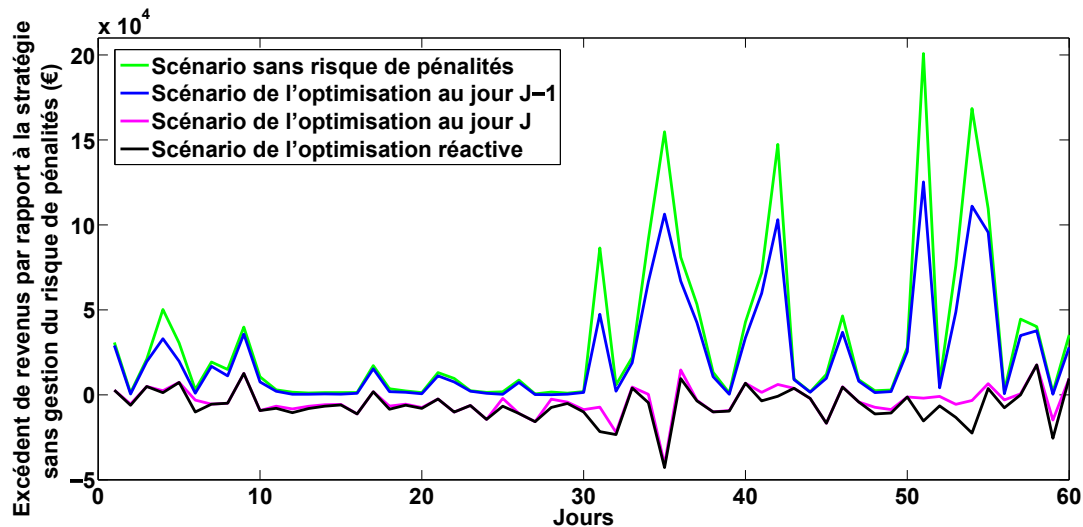


FIGURE 4.7 – Comparaison des gains par rapport au risque maximal de pénalités, cumulés pour chaque journée sur la période de Février à Mars 2008.

La figure 4.7 illustre le gain des différentes stratégies simulées, par rapport à la stratégie sans gestion du risque de pénalités associé à l'incertitude des prévisions de production de la production renouvelable. Elle décrit pour chacune de ces stratégies et pour chaque journée simulée, le cumul des revenus acquis sur les 24 créneaux horaires de participation au marché. La courbe verte montre le déficit de revenus lorsque le risque de pénalités n'est pas géré par la coalition : c'est en effet la différence de revenus lorsque l'erreur de prévision de la production renouvelable est pénalisée et lorsqu'elle ne l'est pas.

Les stratégies d'optimisation réactive et d'optimisation au jour J n'autorisent pas l'acteur CSM à valoriser ses ressources sur le marché *Day-Ahead*. Le déficit de revenus, par rapport à une participation au marché des ressources contrôlables, peut être supérieur au risque de pénalités maximal, ce qui explique que la différence de revenus avec la stratégie sans gestion du risque de pénalités est parfois négative.

La stratégie d'optimisation au jour $J - 1$, parce qu'elle profite de l'évitement de pénalités et de la participation au marché *Day-Ahead* pour valoriser les ressources contrôlables permet d'obtenir un surplus de revenus par rapport à la stratégie sans gestion du risque de pénalités qui approche le revenus acquis lorsque le risque de pénalités n'existe pas.

L'impact de cette stratégie de gestion du risque associé à l'incertitude de la production renouvelable sur les acteurs de la coalition et leurs revenus est décrit dans la sous-section suivante.

4.4.2 Impact de la gestion du risque de pénalités sur les revenus locaux des acteurs de la coalition

Les stratégies de gestion du risque de pénalités conditionnent la politique d'opération des ressources contrôlables appartenant à la coalition : en effet, la séquence d'états de charge de la centrale de stockage de masse est décidée en fonction de la méthode d'optimisation de la participation au marché, sachant l'incertitude de la production renouvelable.

Lorsque les ressources contrôlables sont optimisées de manière indépendante (c'est notamment le cas pour les stratégies où le risque de pénalités n'existe pas ou ce risque n'est pas géré par la coalition), l'optimisation ne considère aucune incertitude à gérer mais seulement les prix du marché pour maximiser la somme des revenus acquis sur la séquence de créneaux temporels du marché.

La prise en compte du risque de pénalités, soit dans la stratégie d'optimisation réactive ou dans les stratégies d'optimisation au jour J et au jour $J - 1$, permet de définir des politiques alternatives d'opération des ressources contrôlables qui permettent d'augmenter les revenus de la coalition, comme décrit dans la sous-section précédente.

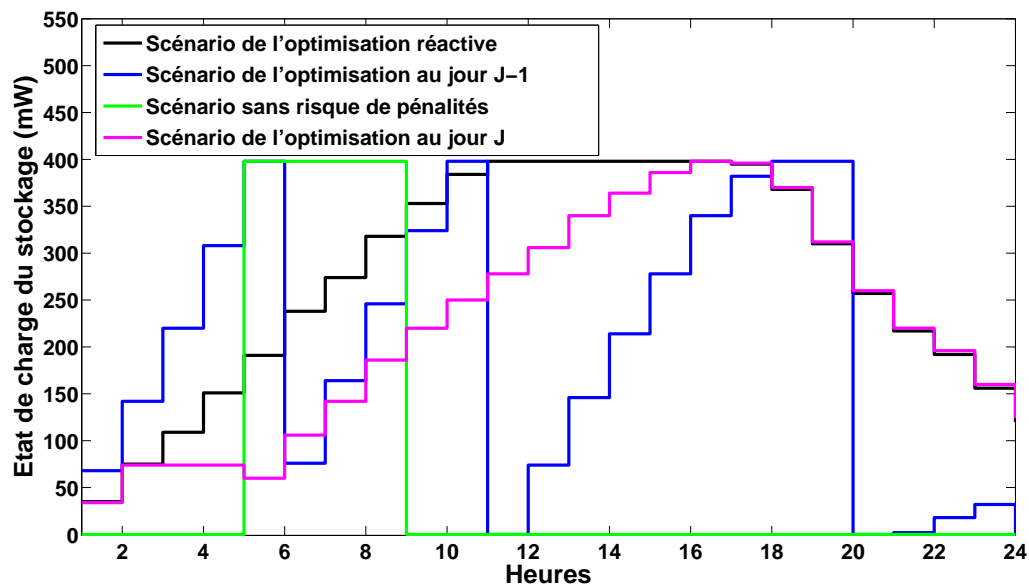


FIGURE 4.8 – Comparaison des différentes politiques d'utilisation des ressources contrôlables suivant les stratégies simulées sur une journée (28 Février 2008).

La figure 4.8 montre le comportement (la séquence d'états de charge) de la centrale de stockage de l'acteur CSM, dont le stockage est optimisé suivant les différentes stratégies simulées.

Le gain acquis grâce à l'optimisation des ressources contrôlables au jour $J - 1$, par rapport à une participation individuelle de chaque acteur de la coalition, est destiné à être distribué entre les acteurs de la coalition.

L'une des hypothèses de nos simulations est la disponibilité d'un mécanisme de distribution des revenus issus de la participation au marché entre les acteurs de la coalition. Au delà d'une convention arbitraire de distribution entre les acteurs de la coalition, on peut imaginer plusieurs mécanismes de distribution des revenus, suivant des choix de distribution différents :

- *la distribution équitable* : la distribution équitable entre les acteurs de la coalition, de l'excédent de revenus par rapport à une participation indépendante des acteurs au marché de l'électricité est le mécanisme de distribution le plus simple qui puisse être imaginé. Cette méthode a comme avantage d'inciter chacun des acteurs à maximiser l'excédent de revenus de la coalition et donc le surplus de revenus pour tous les autres acteurs de la coalition. L'inconvénient majeur de cette proposition est qu'elle ignore les caractéristiques des acteurs et leur poids relatif dans la coalition ;
- *la distribution proportionnelle au poids relatif* : une distribution proportionnelle permet de tenir compte du poids de chaque acteur de la coalition dans la définition de sa part du surplus de revenus acquis grâce à la coopération des acteurs de la coalition. On remarque

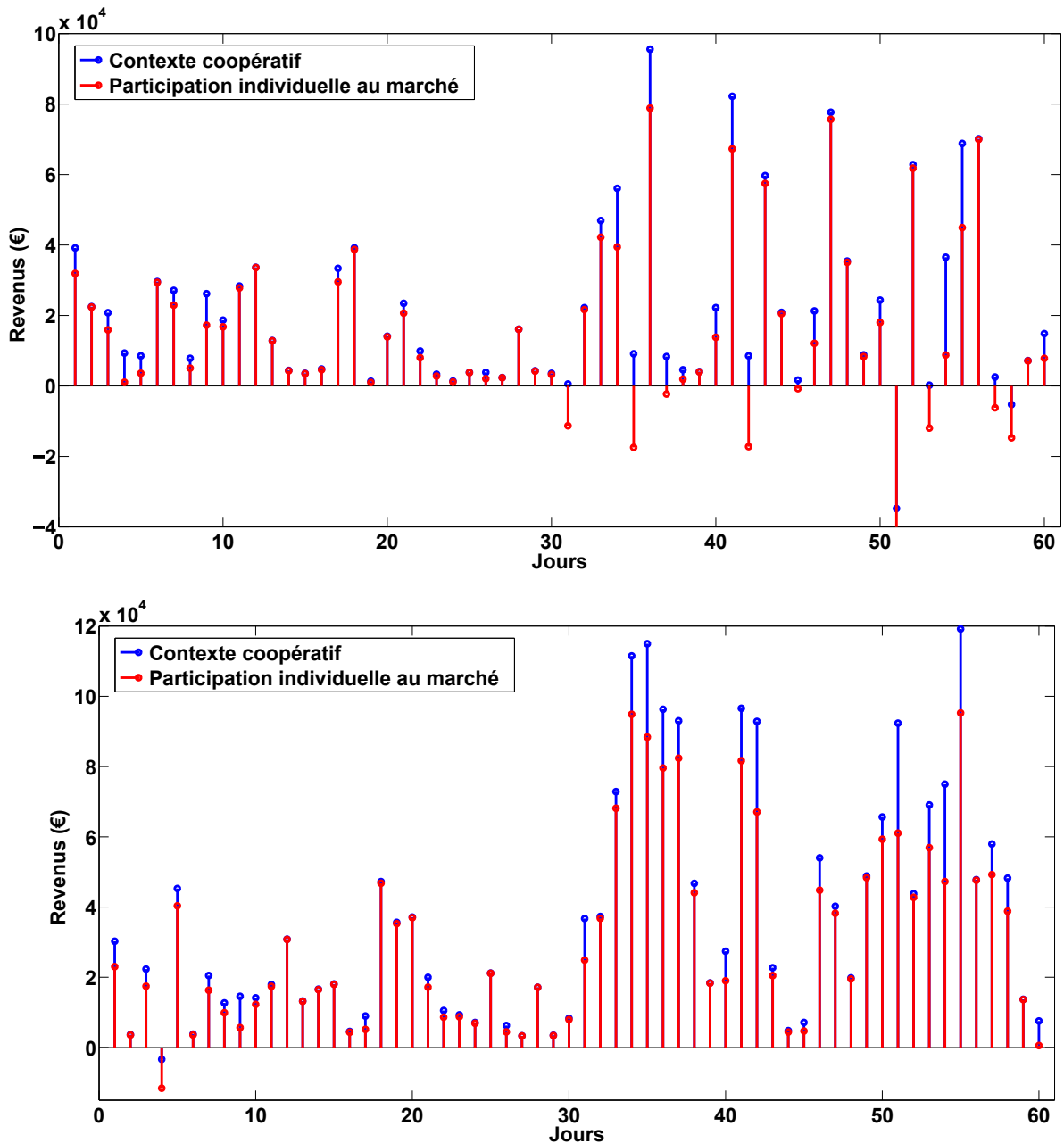


FIGURE 4.9 – Comparaison des gains obtenus par les acteurs EnR dans un contexte coopératif par rapport à une participation individuelle au marché de l'électricité, cumulés pour chaque journée sur la période de Février à Mars 2008.

pendant le côté statique de ce mécanisme de distribution, ou l'impact des ressources de chaque acteur dans l'obtention du revenu supplémentaire est réduit à la taille relative de l'acteur au sein de la coalition ;

- *la distribution proportionnelle à la réduction relative de pénalités* : la prise en compte de la précision de l'information d'incertitude de chaque acteur EnR de la coalition permet de calculer la part de pénalité associée à chaque acteur. L'impact des ressources contrôlables de l'acteur CSM peut alors être rémunéré à hauteur de la réduction du risque de pénalités pour chaque acteur EnR. On peut imaginer que le surplus de revenus pour chaque pro-

ducteur renouvelable est partagé équitablement entre l'acteur EnR auquel est associé le risque initial de pénalités et l'acteur CSM qui, grâce à ses ressources contrôlables, permet la réduction des pénalités associées à l'incertitude de la production renouvelable. Cette dernière proposition de mécanisme de distribution donne la possibilité de distribuer le processus de décision sur les ressources contrôlables entre les acteurs de la coalition : ils peuvent alors prendre des décisions de manière rationnelle (à partir de l'intérêt que leur apporte le fait de coopérer avec les autres acteurs au sein de la coalition). Le processus de négociation nécessaire à la prise de décision peut alors être bilatéral (entre un acteur EnR et un acteur CSM par exemple) ou multilatéral (entre plusieurs acteurs de la coalition).

Lorsque l'on suppose un mécanisme de distribution élémentaire de l'excédent de revenus acquis dans un contexte coopératif en utilisant la stratégie d'optimisation au jour $J - 1$, où la part de chaque acteur est proportionnelle à sa capacité nominale et le gain total correspond à la somme des capacités nominales des acteurs de la coalition, on peut évaluer l'impact de ce surplus de revenus sur chaque acteur de la coalition, par rapport à une participation individuelle au marché de l'électricité.

Ces gains individuels sont illustrés par les figures 4.9 et 4.10, respectivement pour les deux acteurs EnR et l'acteur CSM de la coalition.

On constate que le revenu effectif de chaque acteur EnR est constitué principalement du revenu effectif obtenu de la contractualisation de sa prévision de production et la vente de sa production effective sur le marché de l'électricité. C'est pour chacun des deux acteurs la partie rouge du revenu journalier cumulé ; c'est aussi le revenu obtenu par l'acteur EnR s'il participait de manière indépendante au marché. La différence entre les points bleus et rouges représente la part du surplus de revenus obtenu lorsque les acteurs EnR et CSM coopèrent pour réduire le coût des pénalités infligées par le marché. La figure 4.9 illustre le gain pour chaque acteur EnR de la gestion optimisée du risque de pénalités, dans un contexte coopératif.

De la même façon, l'acteur CSM profite de ce contexte coopératif pour valoriser ses ressources en réduisant le risque de pénalités associé à l'incertitude de la production renouvelable. Le compromis optimal entre ce levier de valorisation des ressources contrôlables et le marché de l'électricité se traduit par une augmentation de revenus illustrée par la part bleue du revenu cumulé effectif de l'acteur CSM. La partie rouge correspond en effet à une participation individuelle et indépendante de l'acteur CSM au marché de l'électricité.

4.4.3 Impact de l'horizon temporel sur les résultats de l'optimisation au jour $J - 1$

Pour la résolution du problème d'optimisation au jour $J - 1$, nous avons utilisé un critère fini de résolution des MDP, qui impose de définir l'horizon d'optimisation des ressources contrôlables. Dans notre cas, les ressources contrôlables sont optimisées pour les 24 créneaux horaires de participation au marché de la journée suivante. Afin d'évaluer l'impact de cette limitation de la portée de l'optimisation, nous avons simulé les résultats de l'optimisation au jour $J - 1$, en testant comme horizon les 48 créneaux temporels suivants de participation au marché de l'électricité.

Le gain supplémentaire acquis est illustré par la figure 4.11.

On y observe une légère hausse de revenus, relativement à l'intérêt d'effectuer une optimisation au jour $J - 1$ sur un horizon journalier. Ceci peut s'expliquer par le fait que la fixation d'un horizon d'optimisation fini pousse l'algorithme de décision à ne pas tenir compte de l'intérêt de la valeur de l'état des ressources contrôlables à la fin de la journée suivante (et donc l'état de ces ressources au début de la journée d'après). On sait toutefois que l'état des ressources contrôlables au début du processus de décision influence fortement les dynamiques des

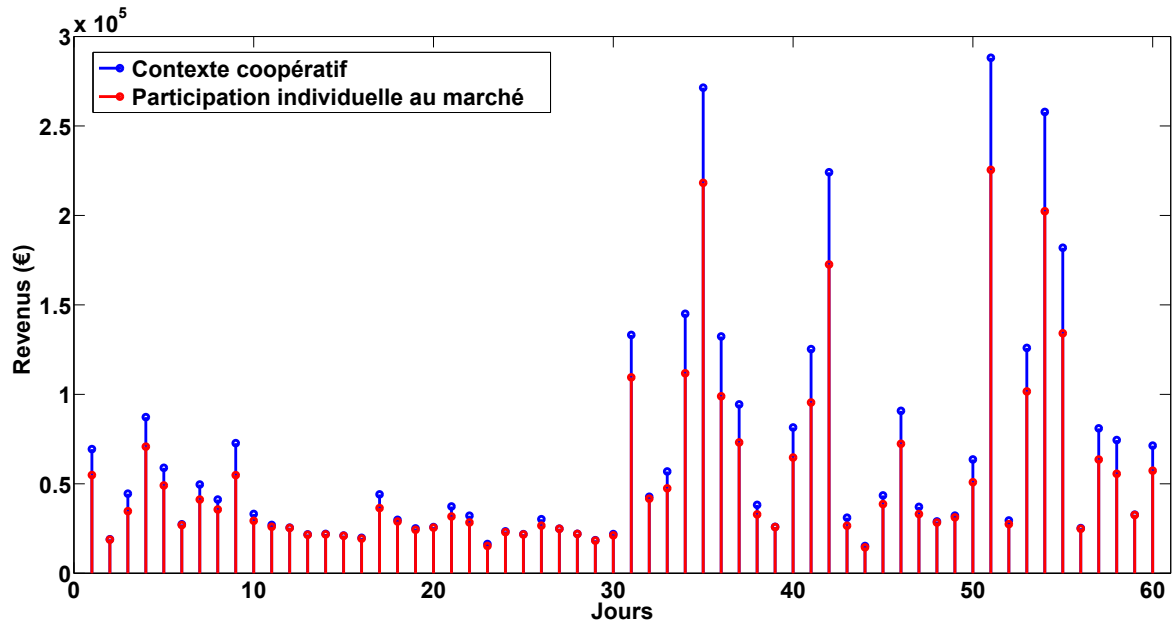


FIGURE 4.10 – Comparaison des gains obtenus par l’acteur CSM dans un contexte coopératif par rapport à une participation individuelle au marché de l’électricité, cumulés pour chaque journée sur la période de Février à Mars 2008.

ressources contrôlables, la politique d’utilisation optimale des ressources et son intérêt.

Pour éviter de définir *a priori* l’état initial au début de chaque processus d’optimisation, on peut considérer un horizon d’optimisation plus étendu et fixer l’état initial au début de chaque journée comme l’état calculé dans l’optimisation du jour précédent. Cette méthode permet de lisser et d’harmoniser le comportement des ressources contrôlables sur tous les jours simulés.

Une solution idéale serait d’optimiser l’utilisation des ressources contrôlables sur un horizon correspondant à la totalité des créneaux temporels de tous les jours considérés dans la simulation. Néanmoins cette solution est rédhitoire pour les deux raisons suivantes :

- la complexité de l’algorithme d’optimisation est une fonction du nombre d’états possible des ressources contrôlables et de l’horizon temporel d’optimisation. Une telle augmentation de l’horizon temporel équivaldrait à une augmentation du temps et de la mémoire de calcul nécessaire à la résolution du MDP ;
- plus l’horizon de prédiction est grand, moins la qualité de la prédiction de la production renouvelable est bonne. L’information sur l’incertitude de la production renouvelable s’avère alors moins utile pour optimiser l’utilisation des ressources contrôlables sur le long terme.

Malgré les réserves évoquées ci-dessus et compte tenu des avantages potentiels associés à la définition de la politique d’utilisation des ressources contrôlables sur un horizon temporel maximal, une des perspectives d’amélioration de nos propositions est l’utilisation d’un critère infini (voir table 4.7) pour la résolution du problème d’optimisation des ressources contrôlables sachant l’incertitude de la production renouvelable. La faible qualité de l’information sur l’incertitude de la production renouvelable pourrait alors être minimisée par un facteur de réduction qui minimiserait l’importance des décisions sur le long terme, relativement aux décisions à court terme et proportionnellement à l’éloignement temporel avec le créneau temporel de décision courant.

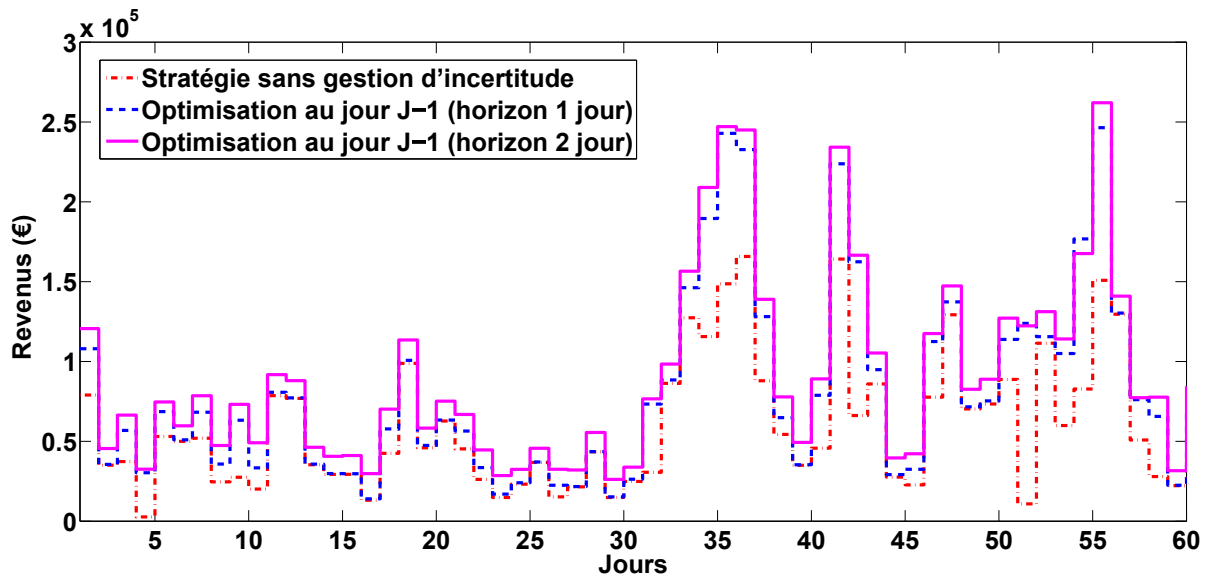


FIGURE 4.11 – Comparaison des revenus obtenus avec les stratégies sans risque de pénalités, d’optimisation au jour $J - 1$ sur un horizon d’une journée et sur un horizon de deux journées, cumulés pour chaque journée sur la période de Février à Mars 2008.

4.5 Conclusion

La proposition d’une stratégie de gestion autonome est une étape nécessaire pour tester la viabilité des ressources contrôlables en tant qu’entités autonomes et permettre leur développement et leur interaction avec les acteurs existants. La distribution des moyens de production ainsi que le caractère hétéroclite des sources impose de permettre l’interopérabilité des différents acteurs, si on veut tirer avantage les uns des autres pour un résultat global optimal autant qu’une satisfaction locale des acteurs agissant de manière rationnelle.

Plusieurs domaines de gestion du système électrique ont déjà profité des avantages de la distribution des moyens et des objectifs et de la coopération entre les acteurs, notamment dans la restauration des réseaux électriques après une panne [70, 32, 63]. Pour permettre l’évolution de la gestion haut-niveau des ressources renouvelables et contrôlables appartenant à différents acteurs autonomes, nous avons proposé un cadre pour permettre à des acteurs CSM de se positionner par rapport aux producteurs conventionnels et aux dispositifs renouvelables existants. Une extension de notre travail serait de proposer un protocole d’interaction, de négociation et de coopération pour des agents rationnels (égoïstes ou coopératifs) qui permettraient aux acteurs EnR et CSM de maximiser l’utilité de leurs ressources contrôlables ou renouvelables.

Dans le chapitre suivant, nous présentons quelques solutions de coordination qui constituent des pistes intéressantes pour l’élaboration de ces protocoles d’interaction.

Conclusion et perspectives

Sommaire

5.1 Synthèse	93
5.1.1 Description et problématique	93
5.1.2 Propositions et expérimentations	95
5.1.3 Récapitulatif	96
5.2 Discussion et perspectives	97
5.2.1 La sensibilité de la gestion du risque à l'horizon de planification et à l'incertitude des informations	97
5.2.2 Optimisation des interactions avec le marché de l'électricité	97
5.2.3 Coordination du pilotage avec les niveaux de contrôle inférieurs	98
5.2.4 Distribution de la décision	99
5.3 Comparaison de la planification centralisée et des mécanismes de distribution	99
5.3.1 Confidentialité des informations locales	100
5.3.2 Complexité de la prise de décision	101
5.3.3 Optimalité de la décision	101
5.4 Récapitulatif et conclusion	102

5.1 Synthèse

5.1.1 Description et problématique

Comme nous avons vu dans le chapitre 1, le bon fonctionnement du système électrique est conditionné au maintien de l'égalité entre la production injectée sur le réseau et la consommation qui en est soutirée.

Dans la section 1.7, nous avons décrit les mécanismes de gestion de l'offre et de la demande implémentés par le marché de l'électricité. Ils permettent d'assurer l'équilibre entre la production électrique et la consommation :

- en subdivisant les périodes d'opération futures en créneaux temporels et en associant un sous-marché à chacun de ces créneaux ;
- en contraignant producteurs et consommateurs à contracter *a priori* leurs injections et soutirages d'électricité sur chacun de ces sous-marchés ;
- en définissant un prix commun d'échange de l'électricité à partir des commandes des participants au marché et pour chaque participant, la quantité injectée ou soutirée du réseau électrique.

Le marché électrique permet donc de valoriser les ressources de production électrique en fonction de la demande des consommateurs.

Les sources d'énergie conventionnelles (énergies fossiles et nucléaire notamment) n'ont pas de difficulté à respecter ces règles, parce que leurs dynamiques de production sont contrôlables. Toutefois, le rythme de renouvellement des ressources ne suit pas celui de leur exploitation et les processus de production traditionnels ont des effets indésirables sur l'environnement (émission de gaz à effet de serre liés à la combustion des énergies fossiles, notamment) et/ou la santé (rejets radioactifs associés à la production nucléaire). Ces inconvénients ne permettent pas d'envisager une utilisation pérenne des sources d'énergie conventionnelles.

Les pays européens ont alors adopté le paquet Énergie-Climat, une initiative de transition vers une production électrique plus respectueuse de l'environnement, qui promeut les sources de production renouvelables et en a favorisé l'essor.

Comme nous décrivons dans la section 1.4, la production renouvelable est issue de phénomènes naturels (soleil, vent, etc.) qui en garantissent la durabilité et un coût moindre de la ressource de production. Mais l'intégration de la production renouvelable menace l'équilibre du réseau électrique : en effet, les sources d'énergie renouvelables (EnR) sont très variables, peu prévisibles et l'on n'est pas en mesure, aujourd'hui, de maîtriser leurs dynamiques de production.

Ces caractéristiques induisent pour les producteurs renouvelables, un risque non négligeable de pénalités lorsqu'ils participent au marché de l'électricité et les mesures de soutien actuellement en vigueur pour favoriser le développement des EnR ne sont prévues que pour des durées limitées. Ce risque met donc en péril la viabilité économique des producteurs renouvelables.

Dans la section 1.6, nous avons décrit les centrales de stockage et montré l'utilité de leur flexibilité pour gérer l'incertitude et la variabilité de la production renouvelable. C'est une qualité dont peuvent profiter le réseau électrique pour assurer sa stabilité et les producteurs renouvelables pour être viables économiquement.

Dans le chapitre 2, nous avons décrit en détail la littérature sur l'intégration de la production renouvelable dans le réseau électrique actuel. Les deux grandes approches qui ressortent de manière notable sont basées sur l'association de sources d'énergie renouvelables et de sources contrôlables ; mais elles se distinguent par leurs objectifs :

- les *MicroGrids* ont pour objectif de faciliter la gestion de la production distribuée dans le réseau de distribution, en associant les sources de production (notamment des EnR) aux charges auprès des consommateurs et en fournissant directement la production renouvelable aux consommateurs ;
- les *VPP (Virtual Power Plants)* sont des centrales électriques virtuelles formées pour faciliter la participation des ressources renouvelables au marché de l'électricité, notamment à travers leur association avec des centrales de stockage. Une adaptation de ce concept basée sur la coordination multi-agents a été récemment proposée dans la littérature pour l'étendre à un contexte de coopération entre plusieurs acteurs au sein d'un VPP : on parle alors d'une centrale électrique virtuelle coopérative ou CVPP.

Dans le cadre du projet scientifique Winpower, nous avons considéré dans notre travail plusieurs acteurs EnR et CSM autonomes possédant respectivement des sources d'énergie renouvelables et des centrales contrôlables de stockage de masse, participant au marché de l'électricité sous les hypothèses et contraintes suivantes :

- un réseau commun connecte les ressources des acteurs entre elles et les relie au système électrique principal. Sa gestion est assurée conjointement par les acteurs EnR et CSM connectés ;
- les acteurs EnR et CSM sont soumis aux mêmes règles de participation au marché de

- l'électricité que les producteurs traditionnels, c'est-à-dire à une contractualisation préalable de la production et à une pénalisation des écarts entre la production contractée et la production effectivement fournie ;
- les acteurs EnR et CSM se réunissent en une coalition pour optimiser leur participation au marché de l'électricité en mettant en commun leurs ressources respectives.

Dans ce contexte, nous avons abordé la problématique suivante : *comment pouvons-nous améliorer la viabilité économique de chacun des acteurs au sein de la coalition ?*

Nous avons fait l'hypothèse que dans le cadre de cette coopération, les acteurs EnR peuvent profiter de la flexibilité des centrales de stockage pour minimiser le risque de pénalités associé à l'incertitude de leurs ressources et les acteurs CSM peuvent valoriser leurs ressources en offrant leur flexibilité aux acteurs EnR et/ou en participant au marché de l'électricité.

Notre travail s'inscrit donc naturellement dans le cadre des centrales électriques virtuelles coopératives.

5.1.2 Propositions et expérimentations

Dans le chapitre 3, nous décrivons l'architecture multi-agents que nous proposons pour le pilotage et la planification de l'utilisation des ressources de la coalition afin de faciliter la participation des acteurs au marché *Day-Ahead*. Elle est composée d'agents gestionnaires et opérateurs qui représentent les acteurs de la coalition dans la gestion et l'opération de leurs ressources sur trois niveaux : la production, l'agrégation et l'interaction avec le marché. Nous décrivons leurs rôles respectifs puis un protocole d'interactions entre les agents pour planifier les ressources du CVPP de manière optimale.

Comme décrit dans la section 3.3, l'élément central de ce processus d'optimisation est *l'agrégation des ressources et la décision à propos de la participation de la coalition au marché de l'électricité : c'est un problème de gestion du risque financier associé à l'incertitude de la production renouvelable et de planification de l'utilisation des ressources contrôlables sur les créneaux temporels successifs de participation au marché Day-Ahead.*

Il faut trouver la séquence d'actions sur les ressources contrôlables qui maximise le revenu effectif (les revenus acquis au moment de la contractualisation de la production moins les pénalités infligées au moment de la fourniture effective de la production) de la coalition correspondant à la somme des revenus effectifs des acteurs de la coalition.

Nous avons formalisé ce problème sous la forme d'un processus décisionnel de Markov (MDP), un modèle mathématique permettant de maximiser l'utilité des ressources de la coalition en fonction de l'incertitude sur la réalisation de la production renouvelable (exprimée par une distribution de probabilités des erreurs de prévision de la production renouvelable) et de l'effet des actions sur l'état des ressources contrôlables et de la coalition en général.

Nous avons alors montré que ce modèle n'était pas résoluble tel quel. La résolution d'un MDP suppose en effet une connaissance effective de l'état du processus au moment de la prise de décision. Or l'état des ressources renouvelables de la coalition est incertain au moment de la planification : le MDP est dit partiellement observable.

Nous avons alors extrait de ce modèle partiellement observable la composante incertaine de l'état de la coalition en définissant une croyance sur l'état du processus à partir de la distribution de probabilités des erreurs de prévision de la production renouvelable. Cette croyance

constitue un *état d'information* à partir duquel nous avons obtenu une nouvelle expression du problème sous la forme d'un MDP à état d'information, résoluble, moins complexe et adapté à la planification des ressources pour la participation des acteurs au marché *Day-Ahead*.

Nous avons par ailleurs proposé deux extensions de ce modèle :

- la première permet de prendre en compte l'influence de l'intégration de la production électrique de la coalition au marché, sur la détermination du prix de l'électricité ;
- la seconde y adjoint la possibilité d'une participation additionnelle au marché intrajournalier.

Pour tester le modèle proposé, nous avons défini un cadre de simulation à partir de données synthétiques fournies par les partenaires du projet Winpower. Dans ce cadre commun, nous avons comparé nos propositions à différentes stratégies de participation de la coalition au marché EPEX SPOT *Day-Ahead*, dont un scénario proposé par *F. Bourry* [15] correspondant à l'état de l'art dans la gestion des ressources contrôlables associées à des sources de production renouvelables.

Les expérimentations décrites dans le chapitre 4 montrent que nos propositions permettent de réduire de 81,7% les pénalités risquées si aucune stratégie de gestion de l'incertitude de la production renouvelable n'est effectuée contre une réduction de 31,7% pour la stratégie de l'état de l'art.

5.1.3 Récapitulatif

En conclusion, nous avons proposé dans ce travail :

1. une modélisation de la coalition formée par les acteurs EnR et CSM comme un système multi-agents où les acteurs de la coalition sont représentés par des agents autonomes : les interactions entre les agents sont définies afin de créer un cadre coopératif pour la gestion des ressources de la coalition ;
2. la définition d'une architecture de pilotage pour optimiser la participation des ressources de la coalition au marché de l'électricité et maximiser l'utilité des ressources pour les acteurs de la coalition ;
3. l'expression du problème de la gestion du risque de pénalités associé à la production renouvelable comme un processus décisionnel de Markov partiellement observable : nous avons montré que c'est un problème de planification séquentielle sous incertitude et proposé une méthode de résolution qui permet de planifier l'utilisation des ressources de la coalition afin d'en obtenir l'utilité maximale.

Ces propositions ont permis de prendre en compte les contraintes et objectifs locaux des acteurs (notamment la maximisation de l'utilité de leurs ressources propres) dans la gestion de la participation de la coalition au marché de l'électricité tout en garantissant l'équilibre du réseau électrique à l'échelle globale.

Ces résultats confortent l'hypothèse initiale de notre travail : un cadre coopératif confère aux ressources agrégées une utilité supérieure par rapport à une opération indépendante des acteurs de la coalition.

Néanmoins, nous pouvons identifier quatre axes de discussion des résultats obtenus. Ce sont : *la sensibilité de la gestion du risque à l'horizon de planification et à l'incertitude des informations, la gestion des interactions avec le marché de l'électricité, la coordination de la stratégie de pilotage avec les niveaux de contrôle inférieurs et la distribution du processus de décision.*

5.2 Discussion et perspectives

5.2.1 La sensibilité de la gestion du risque à l’horizon de planification et à l’incertitude des informations

Nous avons montré dans le chapitre 3, l’importance de l’information sur l’incertitude de la production renouvelable dans la formalisation du problème de planification ; c’est en effet la distribution des probabilités d’occurrence des erreurs de prévision de la production renouvelable qui sert à définir l’état d’information utilisé dans le modèle de décision.

Dans notre travail, nous avons fait l’hypothèse d’un horizon de planification fini (planification au jour $J - 1$ de l’utilisation au jour J) pour optimiser la participation des ressources des acteurs de la coalition au marché *Day-Ahead*. L’avantage de ce choix est de permettre l’utilisation d’informations relativement précises sur la prévision de la production renouvelable et des prix du marché. Nous avons d’ailleurs supposé une prédiction parfaite des prix du marché. Tout ceci a permis d’obtenir une réduction substantielle du coût des pénalités infligées par le marché de l’électricité.

Or, l’hypothèse de l’horizon d’optimisation fini limite la portée de l’optimisation en ne considérant pas les informations (même incertaines) disponibles pour les périodes au-delà de l’horizon de planification. Nous avons envisagé dans le chapitre 4, l’utilisation d’un horizon de planification plus étendu, voire infini. Cette hypothèse présente toutefois une limite notable, en plus d’augmenter la complexité de l’algorithme de résolution du modèle de planification : l’incertitude des prévisions de la production renouvelable et des prix du marché augmente avec l’horizon de planification.

Un horizon de planification lointain réduirait donc de manière non-négligeable la qualité de l’allocation des ressources contrôlables à l’acquisition des revenus sur le marché de l’électricité ou à la gestion du risque de pénalités. Il est évident que dans un cas réel, sans modifier la justesse du modèle, la forte incertitude de ces informations inconnues au moment de la décision réduirait l’intérêt des résultats obtenus.

Un travail d’évaluation de la sensibilité des résultats à l’horizon de planification et aux informations d’incertitude sur la production renouvelable et les prix du marché permettrait de quantifier leur effet sur la qualité des résultats obtenus ici. Il existe certainement un compromis entre la longueur de l’horizon de planification et l’imprécision grandissante de l’incertitude sur les informations nécessaires à la prise de décision.

5.2.2 Optimisation des interactions avec le marché de l’électricité

En décrivant le protocole d’interactions entre les agents de l’architecture multi-agents à la section 3.2.3, nous ne nous sommes pas étendus sur les interactions avec le marché de l’électricité : ces interactions supposent de définir la quantité d’électricité que la coalition injecte sur le (respectivement soutire du) réseau électrique mais aussi d’y associer un prix de vente minimal auquel la coalition souhaite vendre sa production (respectivement un coût d’achat maximal de l’électricité du réseau).

Pour déterminer ces quantité et prix pour la coalition, il faut les calculer pour chacun des acteurs de la coalition.

Puis, après la définition des contrats par le marché, il faut distribuer les quantités contractées entre les acteurs de la coalition. L’hypothèse d’offrir la production à n’importe quel prix permettrait d’éviter cette question : elle implique que toute la production offerte est toujours

acceptée et que chaque acteur doit alors fournir au marché les quantités proposées *a priori*. Ce n'est pas le cas lorsque la production acceptée est inférieure à la production offerte.

Dans ce cas, la redistribution des quantités à fournir entre les acteurs de la coalition a un effet notable sur l'utilité des ressources de la coalition et donc sur les revenus locaux des acteurs de la coalition.

Nous avons aussi supposé qu'il existait entre les acteurs de la coalition une convention de distribution des revenus acquis auprès du marché. L'avantage d'une telle hypothèse est de pouvoir définir pour les ressources de la coalition, une fonction d'utilité globale commune à partir des fonctions d'utilité locales de chaque acteur.

La définition de méthodes de distribution alternatives à celle utilisée dans la section 4.4.2 (distribution proportionnelle au poids relatif des acteurs de la coalition) permettrait d'étudier l'impact des objectifs et choix locaux des acteurs sur la qualité du résultat global.

Nous proposons la formalisation d'une méthode simple d'interactions avec le marché de l'électricité dans l'annexe A.

Dans cette annexe, nous formalisons sous la forme d'une équation de minimisation, la définition du prix offert par l'agent agrégateur au marché de l'électricité à partir des offres de chaque acteur. On peut notamment souligner un risque que l'offre globale de la coalition soit refusée alors qu'elle aurait été acceptée pour un ou plusieurs des acteurs de la coalition, s'ils participaient individuellement au marché. De plus, les règles du marché de l'électricité permettent de complexifier les commandes afin de minimiser ces risques, et les adapter au mieux aux spécificités de la coalition : c'est une piste d'étude qui permettrait d'améliorer la participation des centrales électriques virtuelles au marché de l'électricité.

Lorsque la quantité d'électricité contractée avec le marché est inférieure à la quantité offerte par la coalition, un problème de distribution *juste* de la quantité contractée se pose. Nous formalisons ce problème sous la forme d'un problème d'optimisation linéaire classique. La question du devenir des quantités offertes (notamment par les acteurs EnR) et non acceptées par le marché se pose alors. Elle nécessite une nouvelle planification des ressources de la coalition par l'agent agrégateur.

La proposition de mécanisme de redistribution des revenus décrite dans l'annexe A pénalise pour chaque acteur ses erreurs de prévisions locales et dépend fortement de la distribution des responsabilités des écarts de fourniture des quantités contractées sur le marché. La question qui se pose ici est de l'ordre de la recherche d'un bien-être social au sein de la coalition : la distribution doit prendre en compte les caractéristiques et la participation des acteurs à la fourniture effective de l'électricité contractée. Il est possible d'envisager ici des mécanismes d'incitation implémentés par l'agrégateur et d'étudier leur impact sur le comportement à long terme des acteurs de la coalition.

5.2.3 Coordination du pilotage avec les niveaux de contrôle inférieurs

Nous avons éludé, lors de la formalisation du modèle de décision dans le chapitre 3, l'étape de validation par le gestionnaire du réseau à courant continu commun aux acteurs de la coalition. En effet, elle constitue une contrainte dans le sens où elle conditionne l'applicabilité effective des plannings calculés, en fonction des capacités et des propriétés des lignes qui connectent les ressources des acteurs de la coalition entre elles et au réseau à courant alternatif principal.

Une possibilité alternative à la définition d'un agent chargé de la gestion du réseau qui valide les plannings calculés par l'agrégateur serait de considérer l'état du réseau commun comme une

composante de l'état de la coalition. Ceci permettrait de prendre en compte les contraintes du réseau au moment de la prise de décision.

Par ailleurs, la stratégie de pilotage proposée ici et les contrôles primaire et secondaire des ressources de la coalition sont interdépendants¹ : en effet, ces derniers utilisent comme entrées les consignes définies par la planification des ressources et contraignent l'utilisation des ressources de la coalition.

La prise en compte des contraintes de stabilité dans l'opération en temps réel, la gestion du voltage et de la fréquence relèvent de l'automatique et sont implémentées de manière locale sur chaque ressource. Un protocole adéquat d'interactions entre les agents gestionnaires des ressources et l'agent agrégateur permettrait de coordonner les différents niveaux du contrôle des ressources de la coalition.

5.2.4 Distribution de la décision

Une autre méthode permettrait de prendre en compte le contrôle local lors de la planification de l'utilisation des ressources : ce serait de distribuer le processus de décision sur l'utilisation des ressources de la coalition, solution qui aurait l'avantage d'intégrer les évolutions évoquées ci-dessus.

En effet, le modèle décrit dans ce travail est basé sur une agrégation des ressources et une planification centralisée de leur utilisation. Nos propositions ont permis de définir un cadre de décision adapté à la configuration multi-acteurs du projet *Winpower* et d'optimiser l'utilité des ressources de la coalition. Néanmoins, malgré la prise en compte des objectifs et contraintes propres à chaque acteur lors de l'agrégation, la décision est centralisée et nécessite une délégation du pouvoir de décision des acteurs de la coalition à l'agent agrégateur.

Pour éviter cette délégation et rendre aux acteurs la capacité d'optimisation de l'utilité de leurs ressources, tout en renforçant la confidentialité de leurs informations, il faut envisager de distribuer la décision à propos de la participation de la coalition au marché, chaque acteur décidant alors de sa contribution locale en fonction de ses objectifs et contraintes locaux.

Nous décrivons quelques pistes de mécanismes de coordination dont l'association avec le modèle proposé permettrait de distribuer le processus d'optimisation des ressources de la coalition dans l'annexe B.

Nous étudions dans la prochaine section les avantages et inconvénients des solutions éventuelles de distribution du mécanisme de planification des ressources de la coalition, où chaque acteur déciderait de l'utilisation de ses ressources en fonction de ses contraintes locales et de son intérêt propre.

5.3 Comparaison de la planification centralisée et des mécanismes de distribution

Deux mécanismes de coordination sont notamment proposés pour distribuer la résolution du problème global d'allocation des ressources entre les acteurs de la coalition : ce sont *les marchés à équilibre général* et *le Contract Net Protocol*.

1. Les contrôles primaire et secondaire sont présentés dans la section 3.1.

Nous comparons ces mécanismes de distribution entre eux et à la planification centralisée des ressources sur les plans suivants : *la confidentialité des informations locales, la complexité de la prise de décision et l'optimalité de la décision.*

5.3.1 Confidentialité des informations locales

La confidentialité des informations locales des acteurs est la motivation principale de la distribution du processus de décision.

On peut distinguer trois types d'informations sensibles :

1. *l'état des ressources locales des acteurs* : les acteurs EnR peuvent avoir le souci de ne pas divulguer leurs prévisions de la production renouvelable future et de son incertitude. De même, les acteurs CSM peuvent vouloir conserver l'information sur les capacités de leurs ressources contrôlables en ne dévoilant pas leur état de charge.
2. *les décisions des acteurs sur l'utilisation de leurs ressources locales* : ce besoin de confidentialité concerne notamment les acteurs CSM et la planification de l'utilisation de leurs ressources contrôlables. On peut imaginer que les acteurs EnR ne veulent pas dévoiler les ressources contrôlables allouées à la gestion du risque de pénalités associé à leurs ressources renouvelables.
3. *la fonction d'utilité locale* : c'est une information stratégique qui détermine les préférences des acteurs. C'est en effet cette fonction qu'utilise chaque acteur pour calculer l'utilité qu'il a de l'allocation des ressources contrôlables de la coalition.

Chacune des solutions comparées implique pour les acteurs de la coalition des contraintes particulières en termes de centralisation, d'échange et de conservation des informations locales.

La planification centralisée suppose par exemple que toutes ces informations soient connues pour tous les acteurs de la coalition, par l'agent agrégateur.

Dans un marché à équilibre général, la fonction d'utilité des acteurs est approximée par les commandes (offres et demandes) des différents acteurs. Elle permet donc une forme de conservation de la confidentialité des fonctions d'utilité locales des acteurs (tout au moins leur expression exhaustive).

Ces commandes sont d'ailleurs la seule information qui est nécessaire pour la détermination d'un signal de prix commun, synonyme d'allocation optimale des ressources. Les acteurs ne divulguent pas d'information sur l'état de leurs ressources (dont ils se servent néanmoins pour calculer les commandes faites au marché interne). Toutefois, les algorithmes (centralisés ou distribués) existants pour la résolution d'un marché à équilibre général, nécessitent pour ajuster le prix des ressources afin d'équilibrer l'offre et la demande, une connaissance des allocations de ressources de tous les acteurs de la coalition.

L'intérêt du *Contract Net Protocol* est qu'un acteur CSM n'a l'obligation de communiquer l'allocation de ses ressources qu'aux acteurs EnR bénéficiaires de cette allocation.

Si cette méthode de coordination nécessite que les acteurs EnR fournissent à une sélection d'acteurs CSM une expression de leur état afin de spécifier la tâche de gestion de risque qu'ils veulent échanger, cette expression peut se réduire aux capacités de stockage/déstockage nécessaires plutôt que la distribution des probabilités des erreurs de la prévision de production renouvelable.

La fonction d'utilité locale n'est diffusée aux autres acteurs que sous la forme du coût maximal de réalisation de la tâche proposée : ce prix fait partie, avec la tâche de gestion de risque, de l'offre de délégation envoyée par un acteur EnR à un ou plusieurs acteurs CSM.

5.3.2 Complexité de la prise de décision

L'allocation des ressources de la coalition pour sa participation au marché de l'électricité est un problème de planification séquentielle des ressources contrôlables, sachant l'incertitude de la production renouvelable.

La complexité de la recherche de la solution globale, en matière de besoins de communication et de répétition de calculs, est dépendante des règles de fonctionnement de la solution adoptée.

La méthode de résolution centralisée est la moins complexe car elle requiert la connaissance de toutes les informations citées ci-dessus et permet de calculer la séquence d'allocations optimales en une fois.

La résolution d'une séquence de marchés à équilibre général a une complexité calculatoire équivalente à la méthode de résolution centralisée, notamment grâce à la réduction par les acteurs EnR de l'incertitude de la production renouvelable à une capacité de stockage/déstockage nécessaire pour sa gestion et à un coût associé. La quantité des informations échangées avant la résolution du marché est donc inférieure à la quantité d'informations échangées dans le cadre de la résolution centralisée. Si la résolution du marché est distribuée, des messages de coordination, nécessaires à l'ajustement du prix des ressources, s'ajoutent à cette charge de communication.

Dans le cadre d'une coordination par *Contract Net Protocol*, chaque acteur CSM résout au minimum un problème de complexité équivalente à la résolution centralisée du problème de planification de l'utilisation des ressources. Néanmoins, le *Contract Net Protocol* offre aux acteurs la possibilité de définir la granularité des tâches de gestion de risque échangées.

La complexité minimale en terme de répétitions de communications (une tâche envoyée par chaque acteur EnR) et de répétitions de planification séquentielle sous incertitude (une planification pour chaque acteur CSM) est garantie avec la granularité maximale échangée (toutes les distributions de probabilités de l'erreur de prévision de la production renouvelable pour chaque acteur EnR). Cette complexité augmente linéairement avec la finesse des tâches échangées et peut rapidement devenir réhibitoire pour chaque participant au protocole d'interactions. D'autant plus qu'il existe un lien direct entre la finesse des tâches échangées et la proximité de la solution obtenue avec l'optimum calculé de manière centralisée.

5.3.3 Optimalité de la décision

L'optimalité de la planification de l'utilisation des ressources de la coalition se juge de manière globale. Toutefois, pour les acteurs autonomes de la coalition, il existe une notion d'optimalité locale du fait de leur comportement rationnel dans l'optimisation de l'utilité de leurs ressources.

La planification centralisée est la seule des trois propositions qui garantit l'optimalité globale de l'utilisation des ressources de la coalition. De même, il est le seul à garantir des revenus locaux pareto-optimaux² pour les acteurs de la coalition, quelque soit le mécanisme de redistribution des revenus acquis.

Néanmoins, les revenus individuels des acteurs sont dépendants de la méthode de redistribution des revenus et influent sur leurs décisions actuelles et futures (notamment la prévision

2. Nous avons défini la notion de pareto-optimalité dans la section 3.3.2.1.

de la production renouvelable par les acteurs EnR).

Les marchés à équilibre général garantissent à chaque acteur un comportement rationnel (c'est-à-dire une utilité locale maximale en fonction du prix des ressources contrôlables). Toutefois, la réduction de l'information sur l'incertitude de la production renouvelable à une capacité nécessaire à la gestion du risque associé empêche la considération de cette information dans le processus de planification des ressources contrôlables. Ceci met en péril l'optimalité globale de l'allocation des ressources de la coalition et de sa participation au marché de l'électricité.

Le *Contract Net Protocol* garantit aussi un comportement rationnel puisque les tâches de gestion de risques ne sont échangées que lorsque deux acteurs EnR et CSM sont bénéficiaires et lorsque le bénéfice de cette allocation est supérieur à toute autre allocation réalisable. La granularité des tâches échangées conditionne l'optimalité globale de la planification des ressources.

Dans le cas où toutes les informations sur l'incertitude de leur production renouvelable sont envoyées par tous les acteurs EnR à tous les acteurs CSM, la solution optimale est le maximum des résultats de planification des acteurs CSM. Le résultat dans ce cas constitue une borne supérieure d'optimalité de la planification effectuée mais est toujours inférieur ou égal à l'optimal global calculé de manière centralisée.

La finesse de la granularité des tâches échangées maximise la proximité de l'utilité de la planification avec l'optimal global calculé de manière centralisée

5.4 Récapitulatif et conclusion

	Plan. central.	Marché à E.G.	CNP
État local	Public	Privé	Privé/Public
Actions locales	Publiques	Publiques	Semi-privée
Fonction d'utilité locale	Publique	Privée	Privée
Complexité de communication	Minimale	Moyenne	Maximale
Complexité calculatoire	Minimale	Minimale	Maximale
Optimalité globale	Garantie	Sous-optimale	Sous-optimale
Optimalité locale	Paréto-optimale	Rationnelle	Rationnelle

TABLE 5.1 – Comparaison des caractéristiques de la planification centralisée (Plan. Central.), de la coordination par mécanisme de marché à équilibre général (Marché à E.G.) et du *Contract Net Protocol* (CNP).

Pour déterminer la solution de planification adéquate dans le cadre de la gestion de la participation d'acteurs EnR et CSM réunis en coalition, au marché de l'électricité, il est nécessaire de prendre en compte les caractéristiques, avantages et inconvénients des solutions proposées. Elles sont résumées dans le tableau 5.1.

La distribution de la planification permet notamment de conserver la confidentialité des informations locales des acteurs de la coalition.

C'est aussi le moyen d'intégrer plus fortement les prérogatives locales des acteurs dans la planification rationnelle de leurs ressources locales. Ce sont notamment le contrôle primaire des

ressources, leur connexion avec le réseau électrique (à travers les contraintes que le réseau leur impose) et la participation au contrôle secondaire du réseau à courant continu *Winpower*.

Cette solution est un vecteur de la réalisation d'une solution globale de contrôle du système électrique, alliant les différents niveaux de contrôle et les perspectives d'amélioration présentées dans ce chapitre.

Pour conclure, les solutions proposées dans cette thèse, implémentées de manière centralisée ou distribuée sont conçues pour la gestion de l'incertitude de la production renouvelable dans un contexte multi-acteurs.

Elles peuvent cependant être étendues ou adaptées à d'autres applications incluant une problématique d'allocation de ressources à des tâches incertaines entre plusieurs acteurs autonomes ayant un comportement rationnel dans un environnement commun.

Interactions avec le marché de l'électricité

Sommaire

A.1	Définition de l'offre faite au marché de l'électricité	105
A.2	Désagrégation des contrats de la coalition	107
A.3	Distribution des revenus acquis sur le marché	108

Nous proposons dans cette annexe une solution pour :

1. définir l'offre que la coalition fournit au marché, à partir des décisions de participation de chaque acteur de la coalition ;
2. distribuer entre les acteurs de la coalition les contrats définis pour la coalition avec le marché de l'électricité ;
3. distribuer les revenus acquis de la participation au marché de l'électricité entre les acteurs de la coalition.

A.1 Définition de l'offre faite au marché de l'électricité

Nous pouvons supposer que pour les acteurs EnR, la quantité offerte est la prévision nominale de production des sources d'énergie renouvelables. Pour les acteurs CSM, leur interaction avec le marché de l'électricité est déterminée par la planification des ressources contrôlables au niveau de l'agent agrégateur.

Soit la commande

$$\left(Q_{CVPP}^{offre}, P_{CVPP}^{offre} \right)$$

envoyée par la coalition à au marché. Elle est composée de :

- Q_{CVPP}^{offre} , la quantité offerte par la coalition ;
- P_{CVPP}^{offre} , le prix minimal proposé pour une unité d'électricité offerte.

La commande faite au marché est une demande lorsque la quantité offerte est négative ; auquel cas, le prix associé est le prix maximal proposé pour l'achat d'une unité d'électricité.

La quantité Q_{CVPP}^{offre} peut être obtenue par l'addition des quantités offertes par chaque acteur comme décrit dans l'équation A.1 ci-dessous :

$$Q_{CVPP}^{offre} = \sum_{i=1}^n Q_i^{offre} \quad (\text{A.1})$$

où :

- n est le nombre d'acteurs au sein de la coalition ;
- Q_i^{offre} est la quantité offerte par chaque acteur de la coalition.

On peut supposer que le prix P_{CVPP}^{offre} est déterminé pour :

- minimiser le risque que l'offre de la coalition soit refusée par le marché (c'est le cas lorsque le prix de l'offre est supérieur au prix de l'électricité fixé par le marché). Cette condition est atteinte en fixant le prix le plus bas possible ;
- assurer à la coalition un revenu au moins équivalent aux exigences initiales des acteurs de la coalition.

Ces conditions sont exprimées dans l'équation suivante :

$$\begin{aligned} & \min \left(P_{CVPP}^{offre} \right) \\ \text{tel que } & \sum_{i=1}^n \left(P_i^{offre} * Q_i^{offre} \right) \leq P_{CVPP}^{offre} * Q_{CVPP}^{offre} \end{aligned} \quad (\text{A.2})$$

Le développement de la contrainte de l'équation A.2 permet de borner le prix offert par la coalition en fonction des commandes des acteurs de la coalition :

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n \left(P_i^{offre} * Q_i^{offre} \right) & \leq P_{CVPP}^{offre} * \sum_{i=1}^n Q_i^{offre} \\ \frac{\sum_{i=1}^n \left(P_i^{offre} * Q_i^{offre} \right)}{\sum_{i=1}^n Q_i^{offre}} & \leq P_{CVPP}^{offre} \end{aligned}$$

Minimiser l'inégalité obtenue permet d'obtenir l'expression exacte du prix offert au marché :

$$P_{CVPP}^{offre} = \frac{\sum_{i=1}^n \left(P_i^{offre} * Q_i^{offre} \right)}{\sum_{i=1}^n Q_i^{offre}} \quad (\text{A.3})$$

L'offre faite au marché a donc la forme suivante :

$$\left(Q_{CVPP}^{offre}, P_{CVPP}^{offre} \right) = \left(\sum_{i=1}^n Q_i^{offre}, \frac{\sum_{i=1}^n \left(P_i^{offre} * Q_i^{offre} \right)}{\sum_{i=1}^n Q_i^{offre}} \right) \quad (\text{A.4})$$

A.2 Désagrégation des contrats de la coalition

Après la participation au marché de la coalition, un contrat est établi avec le marché. La distribution de la quantité acceptée Q_{CVPP}^{acc} doit prendre en compte les offres initiales des acteurs de la coalition.

Elle peut être égale ou inférieure à la quantité proposée par la coalition.

Dans le premier cas, c'est-à-dire $Q_{CVPP}^{acc} = Q_{CVPP}^{offre}$, la quantité acceptée pour chaque acteur i est égale à la quantité offerte *a priori* :

$$Q_i^{acc} = Q_i^{offre} \quad (\text{A.5})$$

Dans le second cas, c'est-à-dire $Q_{CVPP}^{acc} \leq Q_{CVPP}^{offre}$, un nouveau planning correspondant au contrat du marché doit être calculé sous les contraintes suivantes :

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n (Q_i^{acc}) = Q_{CVPP}^{acc} \\ \sum_{i=1}^n (P_i^{acc} * Q_i^{acc}) \leq P_{CVPP}^{offre} * Q_{CVPP}^{offre} \end{cases} \quad (\text{A.6})$$

C'est-à-dire que la somme des quantités acceptées pour les acteurs doit être égale à la quantité acceptée pour la coalition et que la somme des revenus des acteurs est inférieure ou égale au revenu acquis par la coalition.

Fixons le prix accepté pour chaque acteur à hauteur du prix offert, (c'est-à-dire $P_i^{acc} = P_i^{offre}$) et maximisons le supplément de revenus B_{CVPP} à redistribuer par la coalition. On obtient l'équation :

$$\begin{aligned} & \max(B_{CVPP}) \\ \text{tel que } & \begin{cases} \sum_{i=1}^n (Q_i^{acc}) = Q_{CVPP}^{acc} \\ \sum_{i=1}^n (P_i^{acc} * Q_i^{acc}) \leq P_{CVPP}^{acc} * Q_{CVPP}^{acc} \end{cases} \end{aligned} \quad (\text{A.7})$$

avec

$$B_{CVPP} = P_{CVPP}^{acc} * Q_{CVPP}^{acc} - \sum_{i=1}^n (P_i^{acc} * Q_i^{acc}) \quad (\text{A.8})$$

Si on remplace P_i^{acc} par les prix P_i^{offre} initialement offerts par les acteurs dans les contraintes de l'équation A.7, on obtient :

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n (Q_i^{acc}) = Q_{CVPP}^{acc} \\ \sum_{i=1}^n (P_i^{offre} * Q_i^{acc}) \leq P_{CVPP}^{acc} * Q_{CVPP}^{acc} \end{cases}$$

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n (Q_i^{acc}) = Q_{CVPP}^{acc} \\ P_{CVPP}^{acc} * Q_{CVPP}^{acc} - \sum_{i=1}^n (P_i^{offre} * Q_i^{acc}) \geq 0 \end{cases}$$

Les variables recherchées sont $Q_1^{acc}, \dots, Q_n^{acc}$ et on peut exprimer l'équation d'optimisation sous la forme suivante :

$$\begin{aligned} & \max(B_{CVPP}) \\ & \text{tel que } \begin{cases} \sum_{i=1}^n (Q_i^{acc}) = Q_{CVPP}^{acc} \\ B_{CVPP} \geq 0 \end{cases} \end{aligned} \quad (\text{A.9})$$

où

$$\max(B_{CVPP}) = \max\left(\sum_{i=1}^n B_i\right) = \max\left(P_{CVPP}^{acc} * Q_{CVPP}^{acc} - \sum_{i=1}^n (P_i * Q_i^{acc})\right) \quad (\text{A.10})$$

C'est un problème d'optimisation linéaire sous contraintes résoluble par un algorithme simplexe.

$$\begin{aligned} & \max\left(P_{CVPP}^{acc} * Q_{CVPP}^{acc} - \sum_{i=1}^n (P_i * Q_i^{acc})\right) \\ & \text{tel que } \begin{cases} P_{CVPP}^{acc} * Q_{CVPP}^{acc} - \sum_{i=1}^n (P_i * Q_i^{acc}) \geq 0 \\ \sum_{i=1}^n Q_i^{acc} = Q_{CVPP}^{acc} \end{cases} \end{aligned} \quad (\text{A.11})$$

A.3 Distribution des revenus acquis sur le marché

Dans cette section, nous discutons de la redistribution du supplément de revenus de la coalition.

Soit le vecteur $B = (B_1, \dots, B_n)$ des bénéfices des acteurs de la coalition. Maximiser ces bénéfices est un problème d'optimisation dont l'expression est la suivante :

$$\begin{aligned} & \max(B) \\ & \text{tel que } \begin{cases} B_{CVPP} = \sum_{i=1}^n B_i \\ P_{CVPP}^{acc} * q_{CVPP}^{acc} = \sum_{i=1}^n (P_i^{acc} * Q_i^{acc} + B_i) \end{cases} \end{aligned} \quad (\text{A.12})$$

où le bénéfice de la coalition est la somme des bénéfices des acteurs de la coalition et la somme des bénéfices des acteurs et des revenus accordés à l'étape précédente correspond aux

revenus acquis par la coalition auprès du marché de l'électricité.

Une solution possible à ce problème d'optimisation est d'accorder à chaque acteur la part ce revenu dont il est responsable, c'est-à-dire la différence entre le revenu initial exigé et le revenu acquis auprès du marché de la fourniture effective de sa production. Elle est exprimée dans l'équation A.13

$$B_i = Q_i^{acc} * (MCP - P_i^{acc}), \forall i \in \{1, n\} \quad (\text{A.13})$$

D'autres solutions existent néanmoins et correspondent à des choix de gestion du risque associé à la production renouvelable, par les acteurs de la coalition.

Distribution du processus de décision entre les acteurs de la coalition

Sommaire

B.1 Rappels sur les fonctions d'utilité locales	111
B.2 Solutions de distribution du calcul de l'utilité globale	113
B.2.1 Les processus décisionnels de Markov multi-agents	113
B.2.2 Les mécanismes de marché à équilibre général	114
B.2.3 Les mécanismes de négociations entre acteurs : le <i>Contract Net Protocol</i>	115
B.3 Discussion	116

Dans les sections suivantes, nous allons expliciter les fonctions d'utilité locale de chaque acteur de la coalition et expliciter le problème de décision distribué. Certaines solutions de la littérature peuvent servir à distribuer la décision, afin de répondre à cette nouvelle contrainte de distribution de la décision. Nous les décrirons et diront leurs avantages et inconvénients quant à notre application.

B.1 Rappels sur les fonctions d'utilité locales

Chaque acteur de la coalition peut maximiser l'utilité de ses ressources en profitant de la composition de la coalition et de sa connexion avec le marché de l'électricité.

Le problème de décision a été vu jusque-là comme une optimisation de l'état de ressources contrôlables pour maximiser l'utilité espérée des ressources de la coalition. C'est aussi un problème d'allocation optimale de ressources : en effet, à chaque étape de décision t , chaque acteur CSM j calcule la quantité optimale que ses ressources contrôlables fournit au (ou consomme du) système électrique. Une partie de cette quantité est utilisée pour acquérir des revenus sur le marché et une autre pour gérer le risque de pénalités éventuel infligé à la coalition.

Pour déterminer *a priori* cette allocation optimale entre quantité offerte au marché et quantité réservée pour gérer le risque associé à l'erreur de prévision des ressources renouvelables, nous avons utilisé les informations sur l'état du marché et celles sur l'incertitude de la prévision pour maximiser le revenu effectif de la coalition. La détermination de l'état optimal des acteurs contrôlables, correspond à la détermination des quantités fournies au marché et réservées à la gestion de risque, pour chaque ressource contrôlable.

Ainsi, le problème de décision est un problème d'allocation optimale de ressources entre plusieurs tâches, chaque allocation possible correspondant à une utilité pour les acteurs de la coalition.

Pour un acteur EnR i et à un instant t , soient :

- E_t^i l'ensemble des erreurs possibles sur la prévision de production ;
- P_t^i la fonction de probabilités d'erreurs

$$P_t^i : E_t^i \rightarrow [0, 1]$$

telle que

$$\begin{cases} \forall e \in E_t^i P_t^i(e) \geq 0 \\ \sum_{e \in E_t^i} P_t^i(e) = 1 \end{cases}$$

où $e > 0$ (respectivement $e < 0$) est une quantité produite en plus (respectivement en moins) que la prévision de production et $P_t^i(e)$ est la probabilité que l'erreur de prévision soit effectivement égale à la valeur de e .

On sait que ces erreurs sont équivalentes à un risque de pénalités et que les acteurs EnR peuvent profiter de la flexibilité des ressources contrôlables des acteurs CSM; ces dernières peuvent mettre à leur disposition des capacités de fourniture $C_t^{i,+}$ ou de consommation $C_t^{i,-}$.

L'utilité associée à cette allocation pour l'acteur i est :

$$U_t^i = - \left(\sum_{\forall e \in E_t^i} P(e) \times \gamma(MCP_t, k) \times e \right) + \left(\sum_{\forall e \in E_t^i, e < -C_t^{i,+}} P(e) \times \gamma(MCP_t, k) \times \min(0, e + C_t^{i,+}) \right) + \left(\sum_{\forall e \in E_t^i, e > -C_t^{i,-}} P(e) \times \gamma(MCP_t, k) \times \max(0, e - C_t^{i,-}) \right) \quad (\text{B.1})$$

où

- MCP_t est le prix pour une unité d'électricité sur le marché au temps t ;
- k est un facteur de pénalisation et $\gamma(MCP_t, k)$ est la pénalité risquée pour une unité d'électricité fournie de plus (ou de moins) que prévue sur le marché au temps t .

L'équation B.1 exprime pour un acteur EnR que l'intérêt d'une décision d'allocation du stockage réside exclusivement dans la diminution éventuelle des pénalités du marché de l'électricité :

- le premier terme exprime la pénalité risquée par l'acteur lorsqu'aucune gestion de risque n'est effectuée ;
- le second exprime la réduction de pénalités espérée pour les éventuelles erreurs négatives, pour l'allocation de ressources considérée ;
- le troisième terme exprime la réduction espérée pour les éventuelles erreurs positives, pour l'allocation de ressources considérée.

Pour un acteur CSM j , sachant les quantités $C_t^{j,+}$ et $C_t^{j,-}$ allouées à la gestion du risque constitué par les erreurs de prévision gérées par l'acteur et M_t^j la quantité allouée à la participation du marché (achat lorsque $M_t^j < 0$ et vente lorsque $M_t^j > 0$), l'utilité des ressources contrôlables est :

$$\begin{aligned}
U_t^j = & \left(M_t^j \times MCP_t \right) + \left(\sum_{\forall e \in E_t^i, e < 0} P(e) \times U_{t+1} \left(SoC_t^j - M_t^j - \min \left(C_t^{j,+}, |e| \right) \right) \right) \\
& + \left(\sum_{\forall e \in E_t^i, e > 0} P(e) \times U_{t+1} \left(SoC_t^j - M_t^j - \min \left(C_t^{j,-}, |e| \right) \right) \right)
\end{aligned} \tag{B.2}$$

L'équation B.2 exprime pour un acteur CSM l'utilité d'une allocation comme la somme du revenu acquis de la vente de sa production au marché (respectivement le coût de l'achat d'électricité auprès du marché) et de la réduction éventuelle de pénalités dépendant de l'incertitude de la production renouvelable et générant une incertitude sur les transitions des ressources contrôlables, lorsqu'elles participent à la gestion du risque renouvelable :

- le premier terme exprime le revenu acquis de la vente de sa production au marché ;
- le second terme exprime le gain acquis grâce à la réduction de pénalités espérée pour les éventuelles erreurs négatives, pour l'allocation de ressources considérée ;
- le troisième terme exprime le gain acquis grâce à la réduction espérée pour les éventuelles erreurs positives, pour l'allocation de ressources considérée.

La somme des utilités des acteurs EnR i et des acteurs CSM j permet de retrouver la fonction d'utilité globale de la coalition, sous la condition suivante d'égalité entre les quantités dédiées à la gestion de risque par les CSM et pour les EnR :

$$\begin{cases} \sum_i C_t^{i,+} = \sum_j C_t^{j,+} \\ \sum_i C_t^{i,-} = \sum_j C_t^{j,-} \end{cases} \tag{B.3}$$

On remarque qu'elle est identique à la fonction d'utilité utilisée par l'agrégateur pour la planification centralisée.

B.2 Solutions de distribution du calcul de l'utilité globale

Un modèle de décision séquentielle dans un cadre incertain, distribuée entre plusieurs acteurs a été proposé dans la littérature sous le vocable des processus décisionnels de Markov multi-agents : nous les présentons dans les sections suivantes.

B.2.1 Les processus décisionnels de Markov multi-agents

Les processus décisionnels de Markov multi-agents (MMDP ou *Multi-agent Markov Decision Process*) permettent de modéliser plusieurs agents avec leurs actions et buts propres et pour chaque agent, un processus décisionnel de Markov local. Ils supposent une coopération entre les agents et une fonction d'utilité commune et agrégée.

Chaque agent conserve son autonomie de décision et calcule son action locale pour atteindre l'optimal global ; il est cependant nécessaire d'implémenter une coordination des décisions des acteurs, notamment pour choisir entre les politiques optimales, lorsqu'il en existe plusieurs.

Cette coordination est effectuée :

- soit par un coordinateur centralisé qui calcule la politique globale optimale à partir d’une fonction objectif globale commune. C’est la solution que nous avons adoptée dans notre travail ;
- soit des conventions ou des lois sociales permettent le choix de la même politique optimale : nous décrivons dans la section B.2.2, les mécanismes de marché à équilibre général qui permettent de calculer à partir des offres et demandes des acteurs un prix commun de la ressource contrôlable sur lequel les acteurs s’alignent pour définir une politique optimale. Cette recherche du signal commun correspondant à la politique optimale peut se faire de manière centralisée ou distribuée ;
- soit les acteurs se communiquent leurs décisions les uns aux autres pour choisir une même politique d’actions optimale : nous décrivons dans la section B.2.3, le Contract Net Protocol, un protocole d’interactions multi-agents qui permet à travers plusieurs échanges de tâches entre agents, une exploration itérative et distribuée de l’espace des politiques optimales.

B.2.2 Les mécanismes de marché à équilibre général

Les mécanismes de marché à équilibre général implémentent une coordination des actions des acteurs par un signal incitatif commun, lui-même déterminé pour maximiser une certaine fonction de bien-être social du marché.

L’équilibre général est une théorie microéconomique utilisée dans les systèmes multi-agents comme méthode distribuée pour allouer efficacement des biens ou des ressources entre plusieurs agents, en basant la décision sur la définition de prix de marché communs. Pour ce faire, les producteurs font des offres et les consommateurs des demandes pour les différentes ressources disponibles sur le marché. Ces commandes sont basées sur l’utilité que les agents ont des ressources : ainsi, la définition de l’allocation optimale respecte les choix de vente et d’achat des participants, en fonction du prix fixé. On obtient un équilibre général ou *Walrasien* lorsque le prix du marché pour chaque bien permet d’assurer l’égalité entre les biens achetés et vendus et la maximisation des préférences d’achat et de vente des acteurs sachant le prix du marché.

L’algorithme du *price tatonnement* permet de définir le prix de manière distribuée entre les acteurs et un agent *ajusteur de prix* central.

Appliquer la théorie de l’équilibre général à la coalition *Winpower* de manière intuitive correspondrait à ce que les acteurs CSM proposent leur flexibilité sous la forme de quantités de fourniture ou de consommation possibles sur le marché.

L’avantage de cette proposition réside dans le besoin minimal d’interactions nécessaires pour définir un optimal global commun : en effet, les acteurs EnR calculent à partir de leur estimation de l’incertitude de leurs ressources le prix qu’ils sont prêt à payer pour une capacité de stockage (ou de déstockage) allouée à la gestion du risque de pénalités. Les acteurs CSM fournissent le prix minimal auquel ils sont prêts à allouer chaque capacité possible à la gestion du risque de pénalités.

À partir de ces fonctions d’offre et de demande, les acteurs peuvent définir un prix commun de la ressource de gestion du risque de pénalités.

On peut soulever deux inconvénients notables :

- l’optimisation de plusieurs sous-marchés consécutifs, avec une influence séquentielle sur l’utilité des ressources n’est pas une tâche triviale. En effet, la prise en compte des liens de séquentialité des commandes successives des différents acteurs du marché et l’optimalité des prix successifs déterminés par le marché est une discipline qui fait l’objet de nombreuses études de la littérature ;

- l'estimation de l'utilité de leurs ressources par les acteurs CSM ne tient pas compte de l'information complète d'incertitude sur la production renouvelable mais seulement une vision synthétique fournie par les acteurs EnR.

On peut craindre que le résultat obtenu ne soit pas proche de l'optimal global obtenu par un calcul centralisé.

Pour résoudre cette limite, on peut considérer un mécanisme au sein duquel les acteurs EnR offrent leurs erreurs à gérer et les CSM peuvent alors estimer l'utilité qu'ils ont à les gérer. On peut alors penser à distribuer la détermination de l'utilité des ressources et à optimiser les échanges et contrats entre les acteurs de manière bilatérale.

B.2.3 Les mécanismes de négociations entre acteurs : le *Contract Net Protocol*

L'inconvénient majeur des marchés à équilibre général réside par ailleurs dans la nécessité de disposer d'un ajusteur central, ce qui peut constituer un goulot d'étranglement pendant le processus de décision. Définir les prix de chaque bien entre son vendeur et son acheteur est d'autant plus intéressant dans notre cas d'application que cela permet de sélectionner arbitrairement les destinataires des offres de tâches et de services des acteurs.

Le *Contract Net Protocol* (CNP) est un algorithme d'allocation et de ré-allocation de tâche qui permet de minimiser le coût d'exécution global des tâches (ici une tâche est la gestion du risque de pénalité associé aux ressources d'un producteur renouvelable). Il permet aux agents rationnels, qu'ils soient coopératifs ou compétitifs, de négocier des contrats en passant par les étapes suivantes :

1. *l'annonce* : chaque agent peut faire une annonce, composée d'une tâche et d'un prix, à une sélection d'autres agents. Le but est d'acheter le service de réalisation de la tâche à un prix minimal, inférieur au prix de l'annonce. Typiquement, le prix de l'annonce est le coût de réalisation de la tâche par l'agent annonceur lui-même ;
2. *l'offre* : chaque autre agent que l'annonceur peut faire une offre de réalisation pour chaque annonce reçue. Le but est d'offrir de réaliser la tâche contre une rémunération maximale, supérieure au prix spécifié dans l'offre. Typiquement ce prix est le coût pour l'agent de la réalisation de la tâche annoncée. Un agent ne fait donc une offre que si son coût de réalisation de la tâche est inférieur à celui de l'annonceur ;
3. *l'attribution* : l'annonceur choisit l'offre la plus avantageuse, typiquement celle dont le prix est minimal, et annonce à l'agent correspondant, sa sélection¹. Si on suppose un partage équitable du gain de la transaction (c'est-à-dire la différence entre les prix de l'annonce et de la meilleure offre), les deux agents ont un intérêt égal à être liés par un contrat de ré-allocation de la tâche.

La ré-allocation de toutes les tâches pour lesquelles deux agents sont bénéficiaires permet d'atteindre au bout d'un certain nombre d'échanges, l'allocation optimale des tâches dans la coalition, correspondante à l'allocation optimale des ressources de la coalition. Le CNP est un processus d'allocation de tâches distribué et asynchrone. Lorsqu'on synchronise ce processus, on se retrouve dans un cadre d'enchères successives, une enchère initiée pour chaque tâche proposée.

1. Des messages de refus peuvent être envoyés aux expéditeurs des offres qui ne sont pas choisies.

L'inconvénient de cette solution est alors que le nombre de biens qu'il est possible d'échanger sur le marché (toutes les combinaisons de valeurs d'erreurs de chaque acteur EnR) est très grand et il faut définir un prix pour chacun d'eux. La complexité de la tâche d'ajustement de prix n'est donc pas triviale, d'autant plus qu'il existe un lien de séquentialité entre l'utilité de gérer les risques associés aux erreurs de créneaux temporels différents.

B.3 Discussion

Le résultat de cet effort de distribution et de coordination s'approche d'un *marché de capacités* où les acteurs possédant des ressources contrôlables offrent leurs capacités pour la gestion éventuelle du risque financier associé à la participation au marché des acteurs possédant des ressources renouvelables.

Néanmoins, la charge de communication qui en résulte peut rapidement devenir rédhibitoire, notamment dans notre cas d'application où chaque erreur de prédiction possible peut être vue comme une tâche à ré-allouer à un autre acteur. Pour trouver la combinaison optimale de tâches pour chaque acteur, plusieurs annonces et offres doivent éventuellement être faites. Chacune d'elles est synonyme pour les acteurs CSM d'une estimation de la politique optimale d'opération pour chaque annonce, pour trouver le coût marginal de la réalisation de la tâche. Il faut en plus considérer les liens de séquentialité pour le calcul de l'intérêt d'une allocation ou d'une autre.

Néanmoins, en plus de la conservation de la confidentialité de certaines informations locales, la distribution du calcul permet de réaliser une architecture multi-agents où chaque agent peut effectuer localement le contrôle primaire de ses ressources et leur connexion avec le réseau électrique et participer de manière autonome au contrôle secondaire du réseau à courant continu *Winpower*.

Ainsi, il devient possible de réaliser un contrôle du système électrique alliant tous les niveaux de contrôles et leurs portées respectives, de manière optimale.

Bibliographie

- [1] Connaissance des énergies - bourse de l'électricité - marché européen. <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/bourse-de-l-electricite-marche-europeen>. [en ligne]. Consulté le 17-02-2015.
- [2] Epex-Spot - Day-Ahead Fixing. https://www.epexspot.com/fr/donnees_de_marche/dayaheadfixing. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015.
- [3] Epex-Spot - Données de marché - Résilience. http://www.epexspot.com/fr/donnees_de_marche/resilience. [en ligne]. Consulté le 17-02-2015.
- [4] Friends of the Supergrid. <http://www.friendsofthesupergrid.eu>. [en ligne]. Consulté le 17-02-2015.
- [5] Obligation d'achat des énergies renouvelables - Les tarifs d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables et la cogénération. <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Les-tarifs-d-achat-de-l,12195.html>. [en ligne]. Consulté le 02-20-2015.
- [6] RTE Prix du règlement des écarts. https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_consommateurs/vie/mecanisme/jour/prix.jsp. [en ligne]. Consulté le 02-20-2015.
- [7] Thomas Ackermann, Göran Andersson, and Lennart Söder. Distributed generation : a definition. *Electric Power Systems Research*, 57(3) :195–204, 2001.
- [8] Sachin Adlakha, Sanjay Lall, and Andrea Goldsmith. Information state for markov decision processes with network delays. In *Decision and Control, 2008. CDC 2008. 47th IEEE Conference on*, pages 3840–3847. IEEE, 2008.
- [9] Sachin Adlakha, Sanjay Lall, and Andrea Goldsmith. Networked markov decision processes with delays. *Automatic Control, IEEE Transactions on*, 57(4) :1013–1018, 2012.
- [10] Hans Akkermans, Jos Schreinemakers, and Koen Kok. Emergence of control in a large-scale society of economic physical agents. In *Proceedings of the Third International Joint Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems-Volume 3*, pages 1232–1234. IEEE Computer Society, 2004.
- [11] MH Albadi and EF El-Saadany. Demand response in electricity markets : An overview. In *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, volume 2007, pages 1–5, 2007.
- [12] European Wind Energy Association. The European offshore wind industry - key trends and statistics 2013. Janvier 2014. Rapport. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/European_offshore_statistics_2013.pdf.
- [13] European Wind Energy Association et al. Support schemes for renewable energy - A comparative analysis of payment mechanisms in the EU. *Directorate-General Energy and Transport*, 2002.
- [14] V Bakker, MGC Bosman, A Molderink, JL Hurink, and GJM Smit. Demand side load management using a three step optimization methodology. In *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*, pages 431–436. IEEE, 2010.
- [15] Franck Bourry. *Management of uncertainties related to renewable generation participating in electricity markets*. PhD thesis, MINES ParisTech - École nationale supérieure des mines de Paris, 2009.

- [16] Franck Bourry, Luis M Costa, and George Kariniotakis. Risk-based strategies for wind/pumped-hydro coordination under electricity markets. In *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, pages 1–8. IEEE, 2009.
- [17] Shengrong Bu, F Richard Yu, and Peter X Liu. Stochastic unit commitment in smart grid communications. In *Computer Communications Workshops (INFOCOM WKSHPS), 2011 IEEE Conference on*, pages 307–312. IEEE, 2011.
- [18] Miguel Jiménez Carrizosa, Fernando Dorado Navas, Gilney Damm, and Françoise Lamnabhi-Lagarrigue. Optimal power flow in multi-terminal HVDC grids with offshore wind farms and storage devices. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 65 :291–298, 2015.
- [19] JPSa Catalão, SJPS Mariano, VMF Mendes, and LAFM Ferreira. Short-term electricity prices forecasting in a competitive market : a neural network approach. *Electric Power Systems Research*, 77(10) :1297–1304, 2007.
- [20] CEA. Le stockage stationnaire de l’énergie : Technologies disponibles et recherches du CEA. *Dossier de Presse*, Octobre 2012. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. http://www.cea.fr/content/download/93549/1783736/file/DP_Stockage_Vweb.pdf.
- [21] Iadine Chadès, Guillaume Chapron, Marie-Josée Cros, Frédérick Garcia, and Régis Sabbadin. Mdptoolbox : a multi-platform toolbox to solve stochastic dynamic programming problems. *Ecography*, 37(9) :916–920, 2014.
- [22] Georgios Chalkiadakis, Valentin Robu, Ramachandra Kota, Alex Rogers, and Nicholas R Jennings. Cooperatives of distributed energy resources for efficient virtual power plants. In *The 10th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems-Volume 2*, pages 787–794. International Foundation for Autonomous Agents and Multiagent Systems, 2011.
- [23] Yijing Chen, Jing Dai, Gilney Damm, and Françoise Lamnabhi-Lagarrigue. Nonlinear control design for a multi-terminal vsc-hvdc system. In *Control Conference (ECC), 2013 European*, pages 3536–3541. IEEE, 2013.
- [24] Jean-Marie Chevalier, David Rapin, and François Lamoureux. *Les réformes des industries électrique et gazière en Europe*. Institut de l’entreprise, 2004.
- [25] European Commission. 2030 Framework for Climate & Energy : Outcome of the October 2014 European Council. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. http://ec.europa.eu/clima/policies/2030/docs/2030_euco_conclusions_en.pdf.
- [26] D Connolly, Henrik Lund, Brian Vad Mathiesen, and M Leahy. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87(4) :1059–1082, 2010.
- [27] David Connolly. A review of energy storage technologies : For the integration of fluctuating renewable energy. Technical report, 2010. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. http://www.paredox.com/foswiki/pub/Luichart/RedoxTechnicalPapers/David_Connolly_UL_Energy_Storage_Techniques_V3.pdf.
- [28] Javier Contreras, Rosario Espinola, Francisco J Nogales, and Antonio J Conejo. Arima models to predict next-day electricity prices. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 18(3) :1014–1020, 2003.
- [29] Lous M Costa, Franck Bourry, Jérémie Juban, and George Kariniotakis. Management of energy storage coordinated with wind power under electricity market conditions. In *Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2008. PMAPS’08. Proceedings of the 10th International Conference on*, pages 1–8. IEEE, 2008.

- [30] Luis Costa, Franck Bourry, Georges Kariniotakis, et al. Stochastic optimization techniques for the optimal combination of wind power generation and energy storage in a market environment. In *Proceedings European Wind Energy Conference & Exhibition EWEC 2008*, 2008.
- [31] Alain Croguennoc and Bernard Dalle. *Évolutions du réseau de transport d'électricité : Vecteurs du développement durable*. Lavoisier, 2011.
- [32] Euan M Davidson and Stephen DJ McArthur. Exploiting multi-agent system technology within an autonomous regional active network management system. In *Intelligent Systems Applications to Power Systems, 2007. ISAP 2007. International Conference on*, pages 1–6. IEEE, 2007.
- [33] Jacques De Jong. The 2007 energy package : the start of a new era? *European Energy Law Report V*, 2008. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. http://clingendael.info/publications/2008/20080000_ciep_chapter_jong.pdf.
- [34] Ministère de l'écologie du développement durable et de l'énergie. Conférence de presse de Ségolène Royal : Vers un nouveau modèle énergétique - accélérer le développement des énergies renouvelables en mer - Dossier de presse. 2014. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/2014_05_07_DP_A02_eolien_en_mer.pdf.
- [35] RTE Réseau de Transport d'Electricité. Règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre. 2014. [en ligne]. Consulté le 2015-03-20. <http://www.cre.fr/documents/deliberations/orientation/mecanisme-d-ajustement/consulter-la-deliberation>.
- [36] Cour des comptes. La politique de développement des énergies renouvelables. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. https://www.ccomptes.fr/content/download/58307/1473544/file/synthese_rapport_thematique_politique_developpement_energies_renouvelables_2.pdf.
- [37] Cosmos development group. Cosmos description : Cwe market coupling algorithm. Technical report, 2011. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. http://static.epexspot.com/document/20015/COSMOS_public_description.pdf.
- [38] Aris Dimeas and Nikos Hatziaargyriou. A multi-agent system for microgrids. *Methods and Applications of Artificial Intelligence*, pages 447–455, 2004.
- [39] EDF. Une technologie dévoilée : Les STEP. Juin 2013. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. <http://chercheurs.edf.com/fichiers/fckeditor/Commun/Innovation/Publications/technodevoilee/UTDstepWeb.pdf>.
- [40] EPEX. Epex spot exchange rules. Technical report, 2013. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. <http://www.epexspot.com/en/extras/download-center>.
- [41] EPEX. Epex spot operational rules. Technical report, 2013. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. <http://www.epexspot.com/en/extras/download-center>.
- [42] M Dolores Esteban, J Javier Diez, José S López, and Vicente Negro. Why offshore wind energy? *Renewable Energy*, 36(2) :444–450, 2011.
- [43] Parlement Européen. Directive 2010/31/UE du parlement Européen et du conseil du 19 mai 2010 sur la performance énergétique des bâtiments. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. http://www.ineris.fr/aida/consultation_document/679.
- [44] Parlement Européen. Directive 96/92/CE du parlement Européen et du conseil du 19 décembre 1996, concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. Janvier 1997. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:31996L0092:FR:HTML>.

- [45] Parlement Européen. Directive 2009/72/CE du parlement Européen et du conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 2003/54/CE. Aout 2009. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:fr:PDF>.
- [46] Commission Européenne. Memo on the renewable energy and climate change package. Janvier 2008. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-08-33_en.htm.
- [47] Alberto Fabbri, Tomas Gomez San Roman, J Rivier Abbad, and VH Méndez Quezada. Assessment of the cost associated with wind generation prediction errors in a liberalized electricity market. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 20(3) :1440–1446, 2005.
- [48] Hassan Farhangi. The path of the smart grid. *Power and Energy Magazine, IEEE*, 8(1) :18–28, 2010.
- [49] Organisation for Economic Co-operation and Development. *Harnessing variable renewables : A guide to the balancing challenge*. OECD Publishing and International Energy Agency, 2011.
- [50] Javier Garcia-Gonzalez, RM Ruiz de la Muela, L Matres Santos, and A Mateo González. Stochastic joint optimization of wind generation and pumped-storage units in an electricity market. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 23(2) :460–468, 2008.
- [51] Commissariat général au développement durable. Chiffres clés de l'énergie édition 2013. Février 2014. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Rep_-_chiffres_energie.pdf.
- [52] Soumyadip Ghosh, Jayant Kalagnanam, Dmitriy Katz, Mark Squillante, Xiaoxuan Zhang, and Eugene Feinberg. Incentive design for lowest cost aggregate energy demand reduction. In *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*, pages 519–524. IEEE, 2010.
- [53] John R Gilbert, Cleve Moler, and Robert Schreiber. Sparse matrices in matlab : design and implementation. *SIAM Journal on Matrix Analysis and Applications*, 13(1) :333–356, 1992.
- [54] H Gualous, R Gallay, and A Berthon. Utilisation des supercondensateurs pour le stockage de l'énergie embarquée : applications transport. *Revue de l'électricité et de l'électronique*, (8) :83–90, 2004.
- [55] Miao He, Sugumar Murugesan, and Junshan Zhang. Multiple timescale dispatch and scheduling for stochastic reliability in smart grids with wind generation integration. In *INFOCOM, 2011 Proceedings IEEE*, pages 461–465. IEEE, 2011.
- [56] Hussein Ibrahim, Adrian Ilinca, and Jean Perron. Energy storage systems - characteristics and comparisons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(5) :1221–1250, 2008.
- [57] International Energy Agency (IEA). *Lessons from Liberalised Electricity Markets*. 2005. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/lessonsnet.pdf>.
- [58] JabRef Development Team. *JabRef*, 2015.
- [59] George N Kariniotakis and Pierre Pinson. Uncertainty of short-term wind power forecasts a methodology for on-line assessment. In *Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2004 International Conference on*, pages 729–736. IEEE, 2004.
- [60] Shalinee Kishore and Lawrence V Snyder. Control mechanisms for residential electricity demand in smartgrids. In *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on*, pages 443–448. IEEE, 2010.

- [61] Stephan Koch, Dominik Meier, Marek Zima, Martin Wiederkehr, and Göran Andersson. An active coordination approach for thermal household appliances-local communication and calculation tasks in the household. In *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, pages 1–8. IEEE, 2009.
- [62] JK Kok, MJJ Scheepers, and IG Kamphuis. Intelligence in electricity networks for embedding renewables and distributed generation. *Intelligent Infrastructures*, pages 179–209, 2010.
- [63] J. Lagorse, D. Paire, and A. Miraoui. A multi-agent system for energy management of distributed power sources. *Renewable Energy*, 35(1) :174–182, 2010.
- [64] Matthias Lange. On the uncertainty of wind power predictions-analysis of the forecast accuracy and statistical distribution of errors. *Journal of Solar Energy Engineering*, 127 :177, 2005.
- [65] Maxence Langlois-Berthelot, Jean-Michel Biren, Thomas Revial, and Philippe Dumas. Rapport sur les installations de cogénération sous obligation d’achat, Inspection générale des Finances, Conseil général des Mines. 2007. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. <http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/rapportcogeneration-2.pdf>.
- [66] Robert H Lasseter and Paolo Paigi. Microgrid : A conceptual solution. In *Power Electronics Specialists Conference, 2004. PESC 04. 2004 IEEE 35th Annual*, volume 6, pages 4285–4290. IEEE, 2004.
- [67] Reinhard Madlener and Markus Kaufmann. Power exchange spot market trading in europe : theoretical considerations and empirical evidence. Traduite par : <http://www.oscogen.ethz.ch/>, 2002.
- [68] A-H Mohsenian-Rad and Alberto Leon-Garcia. Optimal residential load control with price prediction in real-time electricity pricing environments. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 1(2) :120–133, 2010.
- [69] B Multon, J Aubry, P Haessig, and H Ben Ahmed. Systèmes de stockage d’énergie électrique. *Techniques de l’Ingénieur*, 2013.
- [70] T. Nagata and H. Sasaki. A multi-agent approach to power system restoration. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 17(2) :457–462, 2002.
- [71] Observ’Er. Les cinq familles - énergies renouvelables. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. http://www.energies-renouvelables.org/media/photos/observ-er/5familles/5_familles_ER.pdf.
- [72] Observ’Er. État des énergies renouvelables en Europe - édition 2013. 13e bilan eurobserv’er. 2013. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/barobilan/barobilan13-fr.pdf.
- [73] Daniel O’Neill, Marco Levorato, Andrea Goldsmith, and Urbashi Mitra. Residential demand response using reinforcement learning. In *Smart Grid Communications (SmartGrid-Comm), 2010 First IEEE International Conference on*, pages 409–414. IEEE, 2010.
- [74] Guido Pepermans, Johan Driesen, Dries Haeseldonckx, Ronnie Belmans, and William Dhaeseleer. Distributed generation : definition, benefits and issues. *Energy policy*, 33(6) :787–798, 2005.
- [75] Pierre Pinson, Christophe Chevallier, and George N Kariniotakis. Trading wind generation from short-term probabilistic forecasts of wind power. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22(3) :1148–1156, 2007.
- [76] Pierre Pinson, Robin Girard, and Patrick McSharry. Stochastic power generation. Technical report, Technical University of Denmark, 2013.

- [77] Martin L Puterman. *Markov decision processes : discrete stochastic dynamic programming*. John Wiley & Sons, 2014.
- [78] Farrokh Rahimi and Ali Ipakchi. Demand response as a market resource under the smart grid paradigm. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 1(1) :82–88, 2010.
- [79] Sarvapali D Ramchurn, Perukrishnen Vytelingum, Alex Rogers, and Nicholas R Jennings. Putting the’smarts’ into the smart grid : a grand challenge for artificial intelligence. *Communications of the ACM*, 55(4) :86–97, 2012.
- [80] V. Robu, R. Kota, G. Chalkiadakis, A. Rogers, and N.R. Jennings. Cooperative virtual power plant formation using scoring rules. In *Proceedings of the 11th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems-Volume 3*, pages 1165–1166. International Foundation for Autonomous Agents and Multiagent Systems, 2012.
- [81] Sebastian Rohjans, Mathias Uslar, Robert Bleiker, José González, Michael Specht, Thomas Suding, and Tobias Weidelt. Survey of smart grid standardization studies and recommendations. In *Smart grid communications (SmartGridComm), 2010 first IEEE international conference on*, pages 583–588. IEEE, 2010.
- [82] RTE. Les réseaux de transport et distribution d’électricité. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/16_-_Les_reseaux_de_transport_et_de_distribution_electricite.pdf.
- [83] RTE. Schéma de développement du réseau public de transport d’électricité. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/environnement/schema_developpement/2005/RTE_envirnmnt_schema_developpement_complet.pdf.
- [84] RTE. La sécurité du système électrique. 2014. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/publications-annuelles/memento_surete_2004_complet__.pdf.
- [85] Régis Sabbadin. Possibilistic markov decision processes. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 14(3) :287–300, 2001.
- [86] Tuomas W Sandholm. Distributed rational decision making. *Multiagent systems : a modern approach to distributed artificial intelligence*, pages 201–258, 1999.
- [87] Olivier Sigaud and Olivier Buffet. *Markov decision processes in artificial intelligence*. John Wiley & Sons, 2013.
- [88] EPEX SPOT. 15-minute intraday call auction. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. <https://www.epexspot.com/document/29113/15-Minute%20Intraday%20Call%20Auction>.
- [89] Twenties. Twenties project - final report. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Twenties_report_short.pdf.
- [90] Paul Weng. Processus décisionnels de Markov : des récompenses ordinales au multicritère. *Revue d’Intelligence Artificielle*, 24(4) :505–524, 2010.
- [91] Winpower. Winpower - intégration d’énergie éolienne par un réseau de courant continu è haute tension - integration of wind energy via dc grid. [en ligne]. Consulté le 20-03-2015. http://www.systematic-paris-region.org/sites/default/files/exports/projets/fichiers/ProjetWINPOWER_BookSystematic2012.pdf.
- [92] K Zach, H Auer, and G Lettner. Report summarizing the current status, role and costs of energy storage technologies. *StoRE Project, Deliverable, 2*, 2011.

