

La valeur économique du stockage de l'électricité

Manuel Villavicencio

@ 97899

Le progrès rapide des techniques de stockage devrait permettre le développement à grande échelle des renouvelables à apport variable (ENRv). La valeur que les opérateurs de stockage devraient pouvoir dégager sur les marchés électriques successifs (services système, ajustement, énergie, capacité) serait suffisante pour investir. Or aucun de ces revenus n'est garanti pour eux. Ici le problème est pris dans un tout autre sens, celui de la valeur économique qu'une capacité optimale de stockage apporterait à un système électrique à forte part d'ENRv. Pour un planificateur obligé d'intégrer les ENRv dans son système, le stockage permettrait de baisser les coûts payés in fine par les consommateurs, de réduire les investissements en ENR et de minimiser les coûts de fermeture anticipée d'autres équipements.

Introduction

Des politiques ambitieuses de transition bas carbone reposant sur le développement à grande échelle des renouvelables à production variable (ENRv) ont été adoptées dans beaucoup de pays développés. Le plus souvent ce fut sans avoir pris la pleine mesure des effets de telles politiques sur la gestion de la stabilité du système électrique et sur la distorsion du fonctionnement des marchés. Dans ces contextes de politique ambitieuse, un déploiement de capacités de stockage sur des bases économiques ajouterait aux « ressources » de flexibilité du système à côté des turbines de rampe rapide et du pilotage intelligent de la demande. Elles serviraient à fournir une partie

des services système nécessaires à l'équilibre technique dans ses deux dimensions : l'ajustement de l'équilibre offre-demande en quasi-temps réel, et la stabilité du réseau pour garantir la qualité du produit électricité en tension et en fréquence.

Évaluer la valeur de nouvelles « ressources » de flexibilité pour un système à forte part d'ENRv est une question étroitement liée à la méthodologie et à la représentation utilisée. La valeur d'une technologie de flexibilité doit être appréhendée par rapport à son offre multiproduits – multi-services, en tenant compte des interactions avec les technologies de production et les autres technologies de flexibilité (i.e. rampe rapide, effacements). Analyser la place du stockage (ou plutôt d'une technique précise de stockage) dans les systèmes électriques du futur n'est pas seulement une question de concurrence entre technologies sur la base de leurs coûts, mais également une question de valeur économique des services offerts par le stockage pour les besoins du système, besoins qui sont renforcés par l'intégration croissante de capacités d'ENRv.

Ce papier émane d'une recherche qui a bénéficié du soutien de la Chaire European Electricity Markets (CEEM) de la Fondation Paris-Dauphine, soutenue par RTE, EDF, EPEX Spot et Celest. Les développements de ce papier n'engagent que son auteur et ne sauraient engager en quoi que ce soit ces différents organismes.

Le papier a bénéficié des multiples conseils de Dominique Finon, directeur de recherche CNRS émérite et chercheur associé à la Chaire European Electricity Markets (CEEM). Qu'il en soit remercié sincèrement.

Pour procéder à cette analyse, on utilise un modèle d'optimisation du secteur électrique, qui sous la contrainte d'atteindre une part donnée de production par les ENR, détermine conjointement l'expansion des équipements de production et de stockage, les déclassements ainsi que le « *dispatch* » économique. Le modèle DIFLEXO [Villavicencio, 2017] représente l'équilibre offre-demande à pas horaire de manière déterministe, avec une représentation fine des contraintes opérationnelles des différents moyens de production et des ressources de flexibilité, que sont les différentes techniques de stockage, le pilotage de la demande (DSM) et les rampes rapides. Les investissements en production et en stockage sont donc cooptimisés de manière endogène avec la satisfaction des besoins de très court terme du système en services d'ajustement et en services système sous de multiples contraintes opérationnelles propres à chaque technologie.

La valeur économique du stockage est calculée en comparant un scénario avec un déploiement optimal du stockage avec un scénario contrefactuel où, par hypothèse, les techniques de stockage n'existeraient pas, et où les besoins de flexibilité du système sont fournis par d'autres techniques. La valeur économique du stockage pour l'ensemble du système sera décomposée entre les économies de capital (e.g. moindre investissement en ENR pour atteindre le même objectif de part de production), la réduction des coûts échoués (e.g. moins de fermeture prématurée d'équipements existants sous l'effet de la politique ENR), la réduction des coûts variables de production (e.g. par la fonction d'arbitrage du stockage permettant d'utiliser plus longtemps les équipements « *baseload* » à coûts de combustibles faibles), ou encore la réduction des dépenses d'entretien du fait du moindre fonctionnement cyclique des équipements.

Dans une première section, les fonctions économiques des différentes techniques de stockage sont précisées, sachant qu'elles sont déterminées par leurs paramètres techniques (e.g. rapport énergie/puissance, vitesse de décharge et recharge, rendement, taille, entre

autres). Elles permettent de détailler les composants de la valeur économique du stockage pour le système. Dans une seconde section, on précise rapidement les éléments d'un modèle d'optimisation qui permettrait d'analyser les composantes de la valeur que crée une capacité de stockage optimale pour un système électrique. Puis dans la troisième section, on analyse les bénéfices d'un stockage optimisé dans un système à la française en 2030 avec part imposée d'ENR de 40 % (hydroélectricité comprise) et réduction imposée de la part du nucléaire à 50 %, et on présente la répartition de ces bénéfices entre les différents agents : producteurs, stockeurs, agrégateurs et consommateurs.

1. Les composants de la valeur économique du stockage

On distinguera la valeur économique que peut extraire un investisseur d'une unité de stockage générique et la valeur économique pour le système d'une capacité de stockage développée de façon optimale.

1.1. La valeur économique du stockage pour son propriétaire

Le stockage présente la possibilité d'offrir plusieurs services, à savoir : stocker l'énergie des installations solaires dans le résidentiel et le tertiaire, gérer les moments d'injections d'énergie provenant des installations éoliennes ou PV dans le système en attendant des prix plus élevés (i.e. fonction d'arbitrage), fournir des services système de régulation de fréquence et de tension, et contribuer à la sécurité de fourniture en pointe et pendant les périodes critiques. Les services que peuvent offrir chaque technologie de stockage interviennent sur des échelles temporaires différentes (Tableau A3). Les paramètres à prendre en compte pour identifier les services économiques de chaque technologie de stockage, et qui peuvent trouver une valorisation sur les marchés électriques successifs (e.g. services système, ajustement, énergie, capacité), sont la taille, le rapport

énergie-puissance et le cycle de charge-décharge qu'elle peut supporter.

Le stockage de courte durée correspond à des petites périodes d'arbitrage à cycles courts, allant de quelques secondes à quelques heures, alors que le stockage de longue durée s'étend de quelques heures à plusieurs semaines. En outre, les vitesses de charge et de décharge déterminent leurs capacités à suivre un signal de commande pour la régulation de fréquence. Par ailleurs la taille de l'installation détermine aussi son placement dans le système, ce qui différencie davantage les types de technologies et leur services réseau [Fitzgerald et al., 2015].

Étudier le stockage du point de vue d'un investisseur-exploitant doit amener à considérer les revenus provenant à la fois de l'arbitrage pour la vente des productions selon les prix horaires (possibilité de report de la vente de MWh venant d'ENRv) et de la vente de services de réserves pour le réglage de fréquence. Le cumul des revenus des unités de stockage venant de la rémunération des divers services mentionnés doit leur permettre de couvrir les coûts d'investissement et de dégager une rentabilité telle que les différents indicateurs de choix d'investissement soient satisfaisants (e.g. une valeur actualisée nette (VAN) positive) et justifient l'investissement [Berrada et al., 2016]. Mais l'analyse de la rentabilité d'une unité de stockage à la marge du système peut s'avérer difficile. En effet elle est particulièrement sensible, d'un côté, au montant de la capacité totale de stockage qui sera mise en place dans le système électrique, et de l'autre, au montant de la capacité d'ENRv qui se développe « hors marché », et qui nourrit les besoins de flexibilité du gestionnaire du système.

Concernant le premier effet, chaque stockage (et a fortiori chaque accroissement de leur capacité cumulée) a un effet de stabilisation des prix horaires qui affecte la valeur que peut dégager une unité de stockage en raison de l'arbitrage sur les prix horaires qu'elle permettrait. Lors de leur recharge, les différentes unités de stockage agissent comme une demande supplémentaire qui entraîne une augmentation du

prix du marché pendant les périodes creuses ; et lors de leur décharge, pendant les périodes où les prix sont les plus élevés, les stockages agissent comme une unité de production, qui peut injecter de l'énergie dans le système, ce qui diminue le prix. Cet effet réduit leurs profits, mais il permet aux consommateurs de réduire leurs dépenses d'achat pendant les heures de pointe journalières et hebdomadaires du fait de la baisse des prix pendant ces périodes.

1.2. La valeur d'une capacité de stockage optimale pour un système

L'installation d'une capacité importante de stockage dans le système ne bénéficie pas seulement au détenteur d'un actif de stockage qui peut valoriser ses services sur les marchés électriques successifs. Cette installation a des effets sur les producteurs ENRv, les producteurs conventionnels, les agrégateurs d'effacement, entre autres. Ces effets concernent des producteurs ENRv car le stockage va bénéficier aux producteurs éoliens ou PV avec un moindre besoin d'investissement en ENR pour atteindre le même objectif de pénétration d'ENR dans le mix énergétique ; ils concernent les producteurs conventionnels avec moins de fermetures précoces d'équipements existants du fait de la pénétration hors marché des producteurs ENR (e.g. réduisant le « *scissor effect* »). Tandis que la valeur privée d'une unité de stockage est relativement facile à quantifier en utilisant des indicateurs de rentabilité des projets, la valeur des reports d'investissements en production (comme ceux en réseau de transmission et distribution qu'on n'intégrera pas dans la modélisation ci-dessous), les économies de combustibles ou la stabilisation des prix horaires grâce aux effets des arbitrages intertemporels, sont plus subtiles à quantifier. Il existe aussi d'autres bénéfices plus difficilement quantifiables concernant la contribution à la stabilité du réseau par l'offre de services système (e.g. réglage de fréquence) et au soutien à la résilience du système dans des épisodes d'effacement total de production des ENRv, le fameux « trou noir ». Mais toute tentative de quantification de la « valeur du stockage pour

un système » doit expliciter les caractères de celui-ci, car elle va dépendre de la flexibilité déjà existante (ressources hydrauliques, STEP en place, etc.), du régime de variabilité, entre autres facteurs.

Le calcul de la valeur d'une unité de stockage électrique pour le système nécessite une simulation d'ensemble dans la durée en représentant les différents types d'équipements, et, dans l'idéal, la structure maillée du réseau avec le point de localisation de la nouvelle unité par rapport aux points de congestion existants ou nouveaux qui peuvent en résulter [Pudjianto et al., 2013]. Un modèle d'optimisation du parc peut permettre de révéler la valeur des nouveaux équipements en donnant des valeurs aux services rendus par les différentes unités à travers les contraintes d'équilibre offre-demande de multiples services.

La comparaison des avantages (e.g. gains, économies) et des inconvénients (e.g. pertes, coûts) pour les différents acteurs du marché (producteurs ENR, producteurs conventionnels, opérateurs du système, consommateurs) permettra d'évaluer également la redistribution du bénéfice total produite par le stockage pour chacun d'entre eux.

2. Modéliser les choix d'investissement en production et en ressources flexibles

Dans cette analyse basée sur le modèle d'optimisation DIFLEXO, la valeur du stockage est étudiée pour un système ayant une forte part de production par des ENRv. Elle est définie comme la somme des avantages nets générés directement ou indirectement par le stockage, après optimisation du système en termes de minimisation du coût global. Il y a cooptimisation du *dispatch*, de la réserve et des investissements dans les différentes techniques de production et de flexibilité dont plusieurs technologies de stockage et les effacements. Un tel optimum fait référence à une situation d'équilibre physique et économique du système à long terme par le déploiement

conjoint de capacités de production, de stockage et d'effacement après parachutage d'une part donnée d'ENRv dans le système. Cela dit, l'équilibre du système se fait ici sans considération des contraintes de réseau par souci de simplification.

Le modèle DIFLEXO est un modèle d'optimisation sectorielle qui représente les différents marchés de l'électricité, le marché horaire de l'énergie, celui des services système, et le mécanisme de marché de capacité. Les trois marchés considérés sont supposés chacun s'équilibrer au coût de la ressource marginale. (Des détails sur la formalisation du modèle sont donnés dans Villavicencio, 2017a). On compare un scénario avec stockage et un scénario contrefactuel où par hypothèse, les différentes technologies de stockage sont ignorées. Cette méthode permet d'estimer les effets de « *welfare* » induits par le développement du stockage, et on le fait pour un système où l'on force le développement des ENRv à grande échelle en comparant les résultats.

Une des qualités de DIFLEXO est de pouvoir différencier les exigences d'équilibre du système à très court terme (réserves de réglage de fréquence, ajustement), court terme (marchés de gros à pas horaire) et long terme (adéquation de capacité). L'offre et la demande horaires d'énergie et de services système, comme l'offre et la demande annuelles de crédit de capacité sont représentées par des contraintes. Le modèle prend en compte les différentes ressources de flexibilité (technologies de stockage et la gestion active de la demande, appelé ci DSM ou « *demand-side management* ») et les turbines de rampe rapide, à savoir les turbines à combustion (TAC, notées OCOT plus loin dans les figures), et les turbines à gaz (TAG, notées OCGT plus loin) pour assurer le réglage de fréquence sous contraintes d'exploitation de chaque type de technologie. Il permet de trouver le mix de technologies de production, de stockage, et d'effacement le plus adapté pour assurer les équilibres économiques et techniques au moindre coût.

2.1. Caractéristiques du modèle

Il repose sur une formulation en programmation linéaire où le coût d'investissement, le coût fixe d'exploitation, dont les coûts d'usure dus aux nombreux cycles de montée et baisse de production sont une partie importante, et les coûts variables sont minimisés. Des contraintes supplémentaires liées aux politiques énergétiques et climatiques sont aussi ajoutées : le coût des droits d'émission du système EU ETS, une obligation de part de production verte à 40 % (hydroélectricité comprise) et une réduction de la part de la production nucléaire à 50 %.

Le modèle est linéaire, déterministe et défini en pas horaire sur une optimisation d'une seule année sur la base de coûts annualisés. Il peut procéder en « *greenfield* » sur une année à long terme (création de rien de l'ensemble du parc d'équipement de production et de stockage dans le très long terme), ou bien en « *brownfield* » pour étudier le moyen terme (e.g. expansion du parc à partir des capacités existantes et d'autres politiques énergétiques). Ici on utilise l'optimisation en « *brownfield* » en 2030 avec les capacités initiales de 2015. Celles-ci évoluent soit par fermeture, soit par addition de nouvelles capacités dans l'optimisation du système pour satisfaire la demande résiduelle, la norme de sécurité de fourniture en toute situation et celle de la qualité du produit électricité en procurant des réserves de réglage de la fréquence.

- Le modèle optimise sur le moyen terme les capacités conventionnelles supplémentaires à installer entre 2015 et 2030, les capacités à fermer, les effacements et les unités de stockage à créer d'une part ; et d'autre part il optimise sur le plus court terme le « *dispatch* » économique en jouant sur les décisions d'arbitrage permises par les unités de stockage et les effacements (e.g. report de demande des heures pleines à des heures moins chargées).

- Les fermetures d'équipements existants avant la fin de leur durée de vie technique sont considérées comme ayant un coût, dénommé « coûts échoués » (« *stranded costs* » en anglais). Ce coût correspond à la perte de

valeur des actifs soumis aux effets d'un changement de réglementation ou de politique qui ne permette plus le recouvrement complet de leur coût fixe. On définit ici ce coût de fermeture prématurée à 5 % (valeur arbitraire qui donne seulement un ordre de grandeur des coûts fixes de mise sous cocon) du coût d'investissement pour chacune des technologies concernées.

- Les demandes sur chacun de ces marchés sont calculées en considérant les « demandes résiduelles » horaires (les demandes de puissance horaire diminuées des productions d'ENRv au cours de chaque pas horaire) comme des fonctions inélastiques au prix. Cette représentation des demandes horaires intègre les actions de charge des stockages, ainsi que les effacements de demande de charge pilotés par les agrégateurs.

- Des contraintes opérationnelles des unités de production : niveaux de production minimale et maximale d'un MW de chaque technologie ; les vitesses de « *ramping* » à la hausse et à la baisse ; les capacités de réglage de fréquence disponibles.

- Les technologies de stockage sont représentées avec deux contraintes sur les niveaux de stock minimum et maximum et deux autres sur leurs disponibilités pour participer à la fourniture de service de réserves pendant leur charge ou leur décharge. De leur côté les capacités d'effacement par report de charge ont une contrainte associée qui limite la période de décalage ; une contrainte de récupération temporelle de la demande effacée (« *load shifting* ») limite les périodes consécutives maximales d'effacement.

2.2. Les hypothèses de coût

Les données sur les coûts des technologies de stockage en 2030 sont présentées dans le Tableau 1, tandis que les coûts et les paramètres techniques des différents équipements de production sont présentés dans les Tableaux A1 et A2 en annexe.

3. L'analyse de la valeur économique du stockage électrique dans un scénario à 40 % d'ENR

On utilise le modèle DIFLEXO pour analyser le développement du parc électrique français en 2030 soumis à la contrainte politique de réduction de la part du nucléaire à 50 % et à celle du déploiement des ENRv à hauteur de 40 % (hydroélectricité comprise) de la production totale (objectifs fixés dans

la loi sur la transition énergétique de 2015). On cherche à évaluer la valeur économique du stockage pour l'ensemble du système avec :

- La réduction de la part du nucléaire à 50 % en 2030 et l'augmentation de la part de la production des énergies renouvelables de 15 % à 40 %,
- Le maintien de la sécurité de fourniture au niveau actuel et le maintien de la qualité de l'électricité (e.g. réglage fréquence et

Technologies	Acronyme	CAPEX			OPEX	
		Système de conversion de puissance [\$/KW]	Réservoir d'énergie [\$/kWh]	Durée de vie [ans]	O&M ^v [€/KW]	O&M ^f [€/KWh]
Batteries d'ion de lithium	Li-Ion	510	200	10	2,6	2,4
Batteries de Sulfure de Sodium	NaS	950	333	10	2,0	14,0
Batteries à flux REDOX	VRFB	810	110	10	2,0	16,2
Station de pompage et turbinage	STEP	1 500	–	60	–	22,5
Volant d'inertie	Flywheel	600	3 500	20	2,0	8,4
Batteries plomb-acide	Pb	390	164	8	0,8	5,5
Stockage diabatique à air comprimé	CAES	600	35	55	1,2	7,8
Stockage adiabatique à air comprimé	ACAES	843	40	50	3,1	3,9
Effacement*	DSM	10-745	–	10	–	0,001-0,1

*Les coûts des effacements correspondent à des estimations pour les usages de climatisation, thermiques (chaleur et froid), et des process industriels.

Tableau 1. Les hypothèses de coûts sur les technologies de stockage et les effacements en 2030

Source : Carlsson, 2014 ; Zakeri and Syri, 2015 ; Zerrahn and Schill, 2015

tension) malgré l'importance des productions intermittentes.

Le système a été étalonné sur le système électrique français en utilisant les données publiques sur l'année 2015 concernant les demandes horaires, les flux dans les réservoirs, ainsi que les erreurs sur les prévisions journalières des productions ENRv, pour établir les profils annuels de demande horaire et des productions horaires des ENRv qui sont aléatoires. Ces derniers sont définis en référence à cinq profils types annuels identifiés au cours des dernières années et supposés se retrouver dans le futur toujours de façon aléatoire.

Le système de 2030 se caractérise par une augmentation de la demande de pointe de 92,63 GW à 103 GW avec une augmentation de 1 % à partir de 2020. Le système est optimisé en 2030 en prenant en compte les capacités de production existant en 2015 afin de décider si elles continuent de fonctionner ou seraient fermées. À noter que dans les deux scénarios, le système inclut une capacité de stockage de 4 200 MW en STEP, mais cette capacité est supposée ne plus pouvoir croître d'ici 2030, vu la rareté des sites disponibles.

3.1. Les différences de développements technologiques entre les scénarios avec et sans stockage

En 2030, les objectifs de développement des ENR à 40 % et la réduction volontariste des parts du nucléaire à 50 % constituent deux contraintes importantes pour l'optimisation du système. Dans les faits elles ne laissent que peu de marge de manœuvre à l'optimisation pour définir l'évolution du mix technologique pour maintenir les performances de limitation d'émissions françaises.

C'est dans ce contexte contraint que les investissements optimaux en stockage et en effacement sont déclenchés pour répondre aux besoins de flexibilité résultat du développement imposé des éoliennes et du PV. D'ici à 2030, il y a un besoin fort de capacité flexible en raison des parts beaucoup plus élevées

d'ENRv. Dans les deux cas (avec ou sans stockage), 4,68 GW d'effacement sont déployés. Quand on optimise dans le scénario avec stockage, 3,23 GW de stockage sont installés en choisissant les deux techniques du stockage à air comprimé (2 GW en CAES diabatique et 1,23 GW en CAES adiabatique) pour améliorer la flexibilité de moyen terme du système.

En même temps, on investit autant dans les effacements, mais moins dans les turbines à combustion flexible (TAC) à hauteur de 8,61 GW, mais à un degré moindre par rapport au scénario sans stockage dans lequel on investit dans 11,72 GW de TAC, soit 3,1 GW de plus que dans le scénario sans stockage. Ceci s'explique par le fait que le stockage s'est substitué en partie à cette capacité de TAC.

Pour atteindre les 40 % de production par les ENR, la somme des capacités éolienne et PV en 2030 doit passer à 103,6 GW dans le scénario sans stockage autre que les STEP existantes, mais seulement à 99,76 GW dans le scénario où le stockage est considéré. Cela révèle que le stockage améliore la valeur économique de tout MW de capacité d'ENRv. Il entraîne en effet des économies de combustibles et des reports d'investissement du côté des équipements fossiles existants, qui auraient assuré le « *back-up* » de la production intermittente. À noter que l'effet de flexibilité apportée par le stockage est moins fort pour la capacité éolienne : la capacité ajoutée depuis 2015 est de 73,28 GW sans le stockage et de 72,7 GW avec le stockage tandis que la capacité PV est de 16,62 GW lorsqu'elle est cooptimisée avec le stockage au lieu de 19,9 GW sans stockage.

En ce qui concerne le secteur nucléaire dont la part dans la production doit se limiter à 50 %, 14 GW sont supprimés dans le scénario avec stockage au lieu de 15,1 GW sans stockage. La capacité de centrales à charbon qui est réduite par les fermetures résultant des effets des ENRv sur les marchés horaires diminue moins dans le scénario avec stockage : fermeture de 4 GW au lieu de 4,6 GW. Dans les deux cas, les fermetures moindres dans le nucléaire et le thermique charbon dans le scénario avec

stockage s'expliquent par le fait que le stockage facilite l'appel aux capacités de base dans les marchés horaires et par la diminution des cycles d'appel à ces centrales, ce qui limite leurs coûts de fonctionnement qui sont supposés s'élever en proportion du nombre de cycles de montée et de baisse de puissance.

3.2. La répartition de la valeur économique du stockage

La valeur du stockage créé dans ce scénario (les 3,23 GW installés en stockages à air comprimé) peut être évaluée en fonction des différences de coûts de système entraînés par les ENRv entre les deux scénarios. La valeur

Technologies	Acronyme	Nouvelles capacités [GW]		Capacités arrêtées [GW]		Capacité totale [GW]	
		Avec stockage	Sans stockage	Avec stockage	Sans stockage	Avec stockage	Sans stockage
Génération							
Nucléaire	Nuclear	-	-	-14,04	-15,11	49,09	48,02
Charbon	Hard coal	-	-	-4,06	-4,63	2,28	1,71
CCGT	CCGT	-	-	-	-	10,46	10,46
TAC	OCOT	8,61	11,72	-	-	8,61	11,72
TAG	OCGT	-	-	-	-	8,78	8,78
Réservoirs	Reservoir	-	-	-	-	8,21	8,21
Éolien	Wind	72,73	73,28	-	-	79,71	80,26
PV	PV	16,62	19,90	-	-	20,05	23,33
Ressources flexibles							
Pompage STEP	PHS	-	-	-	-	4,30	4,30
DCAES	DCAES	2,00	-	-	-	2,00	-
ACAES2	ACAES2	1,23	-	-	-	1,23	-
Effacement	DSM	4,68	4,68	-	-	4,68	4,68

Tableau 2. Développement des capacités de production et des ressources de flexibilité avec et sans stockage (en GW)

La valeur économique du stockage de l'électricité

économique du stockage pour le système est estimée ainsi à 352 millions €/an sur l'année considérée (2030), ce qui correspond à environ 1,3 % des coûts totaux annualisés du système, hors dépenses de transport. La Figure 1 montre les coûts et les économies générés par les stockages installés, ainsi que le surplus total net (« *net value* ») qui indique sa valeur pour le système.

Les différences de dépenses par technologies de production et de flexibilité entre scénarios

La plus grande partie de la valeur du stockage provient des économies de capital en limitant les coûts d'investissement supplémentaires et les coûts de fermetures des équipements qui sont en moins grand nombre dans le scénario avec stockage. Les différents coûts sont liés à des décisions déterminées par l'optimisation (par minimisation des coûts) et par les politiques imposant à la fois la hausse de la part de production ENR à 40 %, la baisse de celle du nucléaire à 50 %, et de respect de la contrainte de sécurité de fourniture. En ce qui concerne les coûts entre les deux scénarios avec et sans stockage :

- La décroissance des dépenses d'investissement constitue une part importante dans

l'amélioration de l'efficacité du système : les investissements dans le stockage évitent de construire des techniques conventionnelles flexibles (turbines à combustion ou TAC),

- Les coûts associés à la fermeture prématurée d'unités conventionnelles (nucléaire, charbon) sont moindres,
- Les coûts d'exploitation de CCGT diminuent car, avec le stockage, les CCGTs fonctionnent de manière plus stable,
- Les dépenses totales d'exploitation des TAC et des TAG existantes en 2015 et celles créées depuis diminuent également lorsque le stockage peut se développer, car chacune fonctionne moins en moyenne,
- Les coûts totaux d'opération et de maintenance des technologies de base (« *O&M cost* ») augmentent avec le stockage, car leurs heures de production par an augmentent.

Les capacités de stockage permettent de faire un arbitrage prix entre les épisodes de charge et décharge. En effet, dans un contexte de marché, elles induisent une utilisation plus intensive des centrales à faible coût marginal de court temps (i.e. technologies de base) existantes quelles que soient leurs émissions de CO₂. Elles peuvent donc utiliser les excédents des ENR pour sa recharge, mais pas

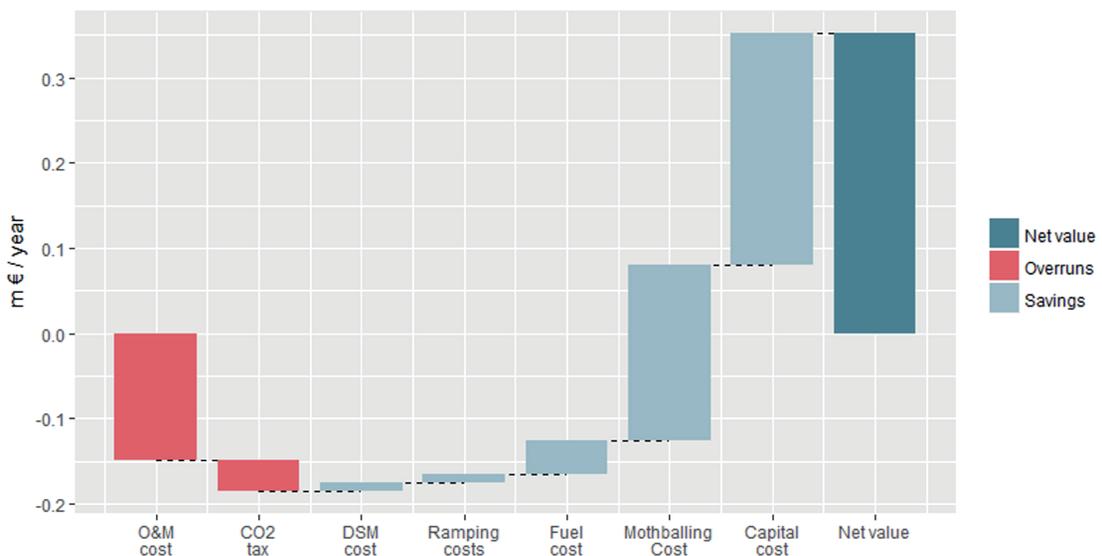


Figure 1. La valeur économique du stockage pour le système dans le scénario 2030

Source : Villavicencio, 2017b

exclusivement, car elles vont aussi renforcer l'utilisation du nucléaire et du charbon si leurs coûts marginaux sont faibles, ce qui pourrait entraîner un renforcement des externalités environnementales. C'est le cas qu'on observe en 2030 du fait que le coût marginal du thermique charbon est inférieur à celui du CCGT dans un contexte de prix de la tonne de CO₂ faible (i.e., sans une politique d'émissions contraignante) et avec des prix relatifs charbon/gaz utilisés, donc, pendant certains épisodes de pointe les arbitrages vont conduire à une substitution de la génération à partir du gaz (fait à la demande) avec une décharge des batteries provenant du charbon, plus émetteur du CO₂.

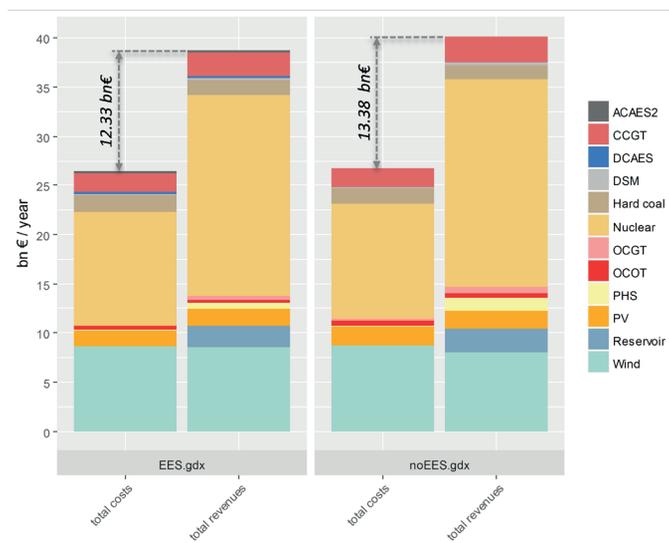
Les différences de revenus des producteurs

Comme on l'a dit, l'optimisation se fait sous les contraintes d'équilibre des marchés de l'énergie, de l'offre et de la demande horaire, des services système (i.e. réserves de régulation de fréquence) et de capacité (i.e. mécanisme de rémunération de capacité). Les valeurs duales de chacune de ces contraintes d'équilibre correspondent aux prix

de vente respectifs de l'énergie et des autres services sur chacun de ces marchés. Par conséquent, les revenus de chaque technologie sur chacun des marchés peuvent être calculés aisément en multipliant les quantités offertes à l'équilibre par les prix marginaux obtenus sur chacun. (Voir les revenus de chaque technologie dans les deux scénarios dans la Figure 2).

Les revenus cumulés pour chaque technologie sont présentés dans la Figure 3 correspondant à chaque scénario. Sur les marchés de l'énergie, les revenus respectifs de chaque technologie montrent très peu de variation avec ou sans stockage, sauf pour les centrales au charbon.

- Les revenus nets du thermique charbon augmentent un peu du fait de l'augmentation des productions des centrales au charbon restantes, malgré le coût des déclassements.
- Les revenus du nucléaire sur le marché de l'énergie diminuent légèrement du fait de la baisse de sa part de marché due à la meilleure intégration des ENRv au marché, permise par le stockage.



Note : Les deux colonnes à gauche dénommées « EES » correspondent au cas avec du stockage. À droite, les deux colonnes dénommées « noEES » correspondent au cas sans stockage.

Figure 2. Dépenses et revenus de chaque type d'équipement dans les deux scénarios

Source : Villavicencio, 2017b

La valeur économique du stockage de l'électricité

- L'éolien et le photovoltaïque augmentent leurs revenus sur le marché de l'énergie lorsque le stockage est présent.

Sur le marché des services système, les niveaux de prix de ces services diminuent significativement avec le stockage du fait de leur offre accrue, ce qui fait diminuer les revenus totaux pour ceux qui offrent ce produit sur ce marché. Dans le scénario sans stockage, la majorité des revenus du marché de services système sont captés par les centrales de pompage existantes, avec une participation des TAC existantes, du thermique charbon et du nucléaire pour leur contribution à la réserve tournante, les STEP étant leaders dans la fourniture des services de réserve rapide.

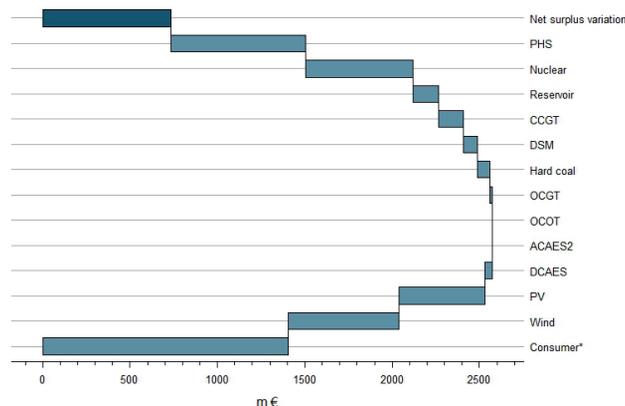
Quant au mécanisme de marché de capacité sur lequel le stockage électrique peut retirer des revenus, la présence du stockage dans le scénario « avec » se traduit par une diminution importante des revenus pour les autres technologies qui participent au mécanisme de capacité. La raison en est que sa présence fait baisser les prix de capacité par rapport au scénario sans stockage. Le stockage ne prend qu'une partie de la différence de revenus de ces autres technologies sur le mécanisme de capacité, le reste étant dû à la baisse du prix de capacité.

Au total, étant donné que la participation du stockage sur les marchés de services système et de capacité fait baisser les prix sur chacun d'eux entre le scénario sans et celui avec stockage (car les quantités requises restent les mêmes), il s'ensuit des variations négatives des revenus nets des unités conventionnelles et nucléaires dans le scénario avec stockage. Le total des revenus sur les trois marchés pour les différents producteurs et stockeurs diminue dans le scénario avec stockage, tout en les rendant plus tributaires des revenus sur le marché de l'énergie.

Lorsque l'on compare finalement les revenus avec les dépenses pour chaque technologie dans chaque scénario (voir Figure 2), on peut voir que seules des technologies qui ont des capacités existant au départ ont un revenu net positif, notamment le nucléaire et les STEP (i.e. le « PHS ») dans les deux cas. Le stockage n'arrange rien pour les autres technologies, en diminuant leur revenu net de production.

La répartition du gain de surplus total entre gagnants et perdants

Évaluer l'augmentation du « *welfare* » social (i.e. efficacité économique) dû au stockage



Commentaire : la variation du surplus des consommateurs (ligne « consumer* ») correspond à la partie de la demande qui est insensible aux prix à côté de l'autre partie qui est soumise à des effacements dirigés par des agrégateurs.

Figure 3. La redistribution des gains de surplus entre les différents agents

Source : Villavicencio, 2017b

entre les deux scénarios conduit à regarder la distribution de ce gain entre ceux qui y gagnent et ceux qui y perdent sous l'effet de l'introduction du stockage. La Figure 3 montre les différences de revenu net pour chaque type d'acteur et de technologie entre le scénario sans et le scénario avec. On voit que c'est pour la partie inélastique des consommateurs, et pour les producteurs ENRv, que les gains du déploiement du stockage sont positifs.

En effet, la réalisation de l'objectif de pénétration des ENR à 40 % d'ici 2030 nécessite des dépenses d'investissements élevées dans ces technologies, ainsi qu'une adaptation du reste du système en ajoutant des « ressources » de flexibilité (e.g. effacement, TAC à rampe rapide). Le stockage qui va s'ajouter à ces ressources dans le scénario consacré permet une réduction des dépenses d'investissement en ENRv (moins de capacité installée pour la même part de production) et des dépenses d'adaptation du système. Dit autrement, le stockage électrique permet de mieux valoriser leurs investissements en capacité pour atteindre la même cible de pénétration des ENRv en termes de part dans la production totale (voir Figure 3).

La Figure 3 présente les changements de surplus des différents acteurs dans le scénario avec par rapport au scénario sans stockage.

L'augmentation de l'excédent net est de 670 M€/an. Le surplus des consommateurs s'accroît entre les deux scénarios. Ceux-ci bénéficient d'un gain d'environ 1,32 milliard d'euros par an si le stockage se développe de manière optimale. Les offres pluri-produits du stockage (énergie, services système, capacité) allègent les contraintes imposées par les productions ENRv sur le système, ce qui se traduit par des niveaux des prix moins élevés ; mais ceci réduit les flux de revenus des producteurs et des effacements par rapport au scénario sans stockage. On peut voir ainsi que :

- Le surplus du stockage à air comprimé diabatique (DCAES) est positif, contrairement au stockage adiabatique qui se développe aussi mais sans profit avec juste les revenus couvrant ses coûts ;
- Les variations de surplus entre les deux scénarios pour les équipements flexibles (turbines à combustion, effacement DSM) sont négatives du fait de la baisse des prix des services système et de capacité ;
- Les agrégateurs d'effacement (DSM), qui décollent à la même hauteur dans les deux scénarios, subissent une diminution de leur surplus avec le stockage, dues à la diminution de la variabilité des prix et à celle de prix de capacité ;
- Les STEP (notées PHS dans les figures) enregistrent des baisses de revenus liées à

	Coût marginal de la cible ENR à 40 % [€/ %VRE]	Coût marginal obligation de capacité [€/MW.year]	Coût marginal des différents services systèmes			
			aFFR-h [€/MW/30 min]	aFFR-b [€/MW/30 min]	mFRR-h [€/MW/30 min]	mFRR-b [€/MW/30 min]
Scénario sans stockage	12,92	44 962	21,15	1,21	1,28	1,21
Scénario avec stockage	7,46	29 649	6,38	0,52	0,82	0,52

Acronymes : aFRR-h : réserve automatique à la hausse ; aFRR-b : réserve automatique à la baisse ; mFRR-h : réserve manuelle à la hausse ; mFRR-b : réserve manuelle à la baisse.

Tableau 3. Coût marginal des différentes politiques

La valeur économique du stockage de l'électricité

la baisse des écarts des prix entre les heures creuses et les heures de pointe.

- Les technologies conventionnelles (thermique charbon, CCGT-gaz, nucléaire) subissent des pertes de surplus dues à la diminution du prix moyen sur le marché de l'énergie et du prix de capacité,
- Les technologies ENRv bénéficient d'un gain de surplus en raison de l'amélioration de la valeur marchande de leurs productions grâce au lissage de la livraison d'une partie de leurs productions au système, que permet la fonction d'arbitrage du stockage.

Au bout du compte le gain pour les consommateurs est dû au moindre coût moyenne nécessaire pour financer les ENRv, qui viendrait plus directement des capacités moins importantes nécessaires pour atteindre les objectifs définis dans la politique ENR, de celle de réduction de la part du nucléaire et de celle du maintien de la sécurité d'approvisionnement si on peut recourir au stockage électrique et le développer.

3.3. Les facteurs de gain des consommateurs

Le stockage permet de réduire le coût d'atteinte des objectifs politiques qui contraignent l'optimisation du secteur électrique d'ici 2030, à savoir l'imposition d'une part de production ENR de 40 % ainsi qu'un niveau de sécurité de fourniture et de qualité du produit électricité (fréquence et tension) à maintenir malgré l'accroissement de la part de productions à apport variable. Les coûts liés aux objectifs sont présentés dans le Tableau 3.

La présence du stockage permet de réduire le coût de réalisation des objectifs politiques de promotion des ENR à 40 % et de maintien de la sécurité de fourniture parce qu'il donne une meilleure valorisation aux capacités d'ENRv et qu'il contribue à la fiabilité de la fourniture du système et en toute situation sous deux aspects : la présence d'une capacité disponible en heures extrêmes et la contribution à l'équilibre et à la stabilité du système, en fournissant des services système du gestionnaire de réseau.

Le stockage permet une diminution du coût d'intégration des ENRv au système en faisant passer le coût du MWh marginal d'ENR de 12,92 €/MWh sans stockage à 7,46 €/MWh avec stockage. De même, les investissements en stockage permettent de réduire significativement le coût marginal de l'obligation de capacité imposée aux fournisseurs, avec une réduction de 35,5 % entre les deux scénarios. On ajoutera que la contribution du stockage aux besoins de services système du gestionnaire de réseau (nécessaires afin de garantir la fiabilité du système) permet d'avoir des niveaux des prix bien moins élevés pour la fourniture de ces services (voir les colonnes de gauche du Tableau 3), ce qui s'ajoute à la baisse des prix totaux de l'électricité payés par les consommateurs.

Conclusion

L'analyse du rôle économique du stockage dans les systèmes électriques est un problème complexe qui doit être analysé suivant une méthodologie rigoureuse et capable de comptabiliser les multiples sources de valeur que les différents types de technologies de stockage peuvent engendrer. Ce rôle dépend non seulement des coûts de ces différentes technologies, mais aussi de la valeur économique des services pour le reste du système. Il dépend aussi des caractéristiques de flexibilité du système existant dans laquelle vont s'insérer les techniques de stockage à la suite du déploiement des ENRv.

On est parti d'une définition de la valeur des services rendus par les unités de stockage pour le système électrique pour identifier ensuite les différents bénéfices que la présence d'une capacité de stockage peut entraîner quand elle est cooptimisée avec les restes du système. Le modèle DIFLEXO permet de représenter les complémentarités et les effets d'éviction entre les technologies de production et les ressources de flexibilité, dont le stockage, lorsque l'offre et la demande des produits et services associés doivent être constamment équilibrées, d'autant plus que les besoins de flexibilité sont

sensiblement accrus par le développement hors marché des ENRv à grande échelle.

En supposant que les marchés de l'énergie, des services système et de capacité sont équilibrés par l'alignement de leurs prix sur leurs coûts marginaux respectifs, le développement du stockage peut entraîner des changements d'équilibre sur ces divers marchés. Par rapport à un scénario où l'on méconnaît le stockage, il s'ensuit des différences de prix et de productions vendues par chaque type d'unité, ce qui crée des gagnants et des perdants à l'introduction du stockage. On a constaté ainsi que les producteurs d'ENRv réalisent d'importants gains de surplus grâce au stockage en améliorant leur intégration au marché électrique. D'un autre côté, même si les revenus sur le marché de l'énergie restent stables pour les centrales de base, elles subissent des pertes de surplus en raison de la baisse des niveaux des prix provenant des marchés de capacité et de services système. Par ailleurs, le stockage améliore l'utilisation des équipements existants en technologies « *baseload* », notamment les centrales à charbon, si on ne prend pas en considération de contrainte carbone. Des réglementations environnementales complémentaires seraient nécessaires pour que le stockage, qui améliore la position économique des ENRv, contribue aussi aux objectifs de réduction des émissions.

RÉFÉRENCES

Carlsson, Johan et al. 2014. *Energy Technology Reference Indicator Projections for 2010-2050*. Luxembourg. https://setis.ec.europa.eu/system/files/ETRI_2014.pdf.

Fitzgerald, Garrett, James Mandel, Jesse Morris, and Touati Hervé. 2015. *The Economics of Battery Energy Storage: How Multi-Use, Customer-Sited Batteries Deliver the Most Services and Value to Customers and the Grid*.

IEA/NEA. 2010. *Projected Costs of Generating Electricity*. Paris, France. http://www.oecd-ilibrary.org/oecd/content/book/9789264008274-en%5Cnhttp://www.oecd-ilibrary.org/energy/projected-costs-of-generating-electricity-2010_9789264084315-en%5Cnhttp://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Projected+Costs+of+Gene.

IEA/NEA. 2015. *Projected Cost of Generation Electricity*.

Pudjianto, Danny, Marko Aunedi, Student Member, and Predrag Djapic. 2013. "Whole-Systems Assessment of the Value of Energy Storage in Low-Carbon Electricity Systems." *IEEE, Transactions on Smart Grid*: 1–12.

Schröder, Andreas et al. 2013. *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 - Data Documentation 68*. Berlin. http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf.

Villavicencio, Manuel. 2017a. *A Capacity Expansion Model Dealing with Balancing Requirements, Short-Term Operations and Long-Run Dynamics*. Paris, France. http://www.ceem-dauphine.org/assets/wp/pdf/CEEM_Working_Paper_25_Manuel_VILLAVICENCIO.pdf.

Villavicencio, Manuel. 2017b. *The Value of Electric Energy Storage in Electricity Systems with High Shares of Wind and Solar PV: The Case of France in the Energy Transition*. Paris, France. <http://www.ceem-dauphine.org/working/en/THE-VALUE-OF-ELECTRIC-ENERGY-STORAGE-IN-ELECTRICITY-SYSTEMS-WITH-HIGH-SHARES-OF-WIND-AND-SOLAR-PV>.

Zakeri, B, and S Syri. 2015. "Electrical Energy Storage Systems: A Comparative Life Cycle Cost Analysis." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42(December): 569–96. <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114008284>.

Zerrahn, Alexander, and Wolf-Peter Schill. 2015. *A Greenfield Model to Evaluate Long-Run Power Storage Requirements for High Shares of Renewables*. Berlin.

Annexe

Les données économiques et techniques sur les différentes technologies de production

Technology	Overnight cost [€/KW]	Lifespan [yr]	O&M^v [€/MWh]	Fuel_cost [€/MWh]	CO₂ content [t CO ₂ /MWh]
Nuclear	4 249	60	10,0	7,0	0,015
Lignite	2 054	40	8,3	11,2	0,98
Hard coal	1 643	40	6,9	19,8	0,96
CCGT	1 021	30	4,7	51,7	0,359
OCOT	637	30	7,3	67,3	0,67
OCGT	708	30	6,1	51,7	0,593
Reservoirs	3 492	80	0,0	0,0	0

Tableau A1. Cost assumptions of generation technologies

Sources : IEA/NEA, 2010 and 2015, *Projected Costs of Generating Electricity*. Paris, France ; Schröder et al. 2013 *Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 – Data Documentation 68*. DIW Berlin.

Technology	Overnight cost [€/KW]	Lifespan [yr]
Wind	1 300	25
PV	890	25

Tableau A2. Cost assumptions of VRE technologies

Source : Carlsson 2014 Energy Technology Reference Indicator Projections for 2010-2050. Luxembourg.
https://setis.ec.europa.eu/system/files/ETRI_2014.pdf

STOCKAGE

Technologies	Minimum d'énergie en stock [%]	Vitesse de charge* [%/s]	Vitesse de décharge* [%/s]	Rendement [%]
Batteries Li-ion	20	25	25	80-90
Batteries NaS	10	25	25	80-90
Batteries à flux Redox	10	0,05	0,05	70
Station de transfert d'énergie par pompage STEP	10	0,01	0,01	75-80
Stockage à air comprimé adiabatique	15	0,003	0,003	50
Stockage air comprimé diabatique	15	0,003	0,003	30

*Les systèmes de stockage sont supposés optimisés en énergie et puissance pour qu'on puisse avancer un coût par kWh.

Tableau A3. Caractéristiques techniques de différents types de stockage

Sources : Schröder et al., 2013 ; Zerrahn and Schill, 2015