



# LE STOCKAGE D'ENERGIE : PERSPECTIVES ET OPPORTUNITES POUR LA BRETAGNE

AVRIL 2012

Deuxième phase de l'étude :  
Perspectives de développement du stockage d'énergie sur le territoire Breton

**ADEME**





# Table des matières

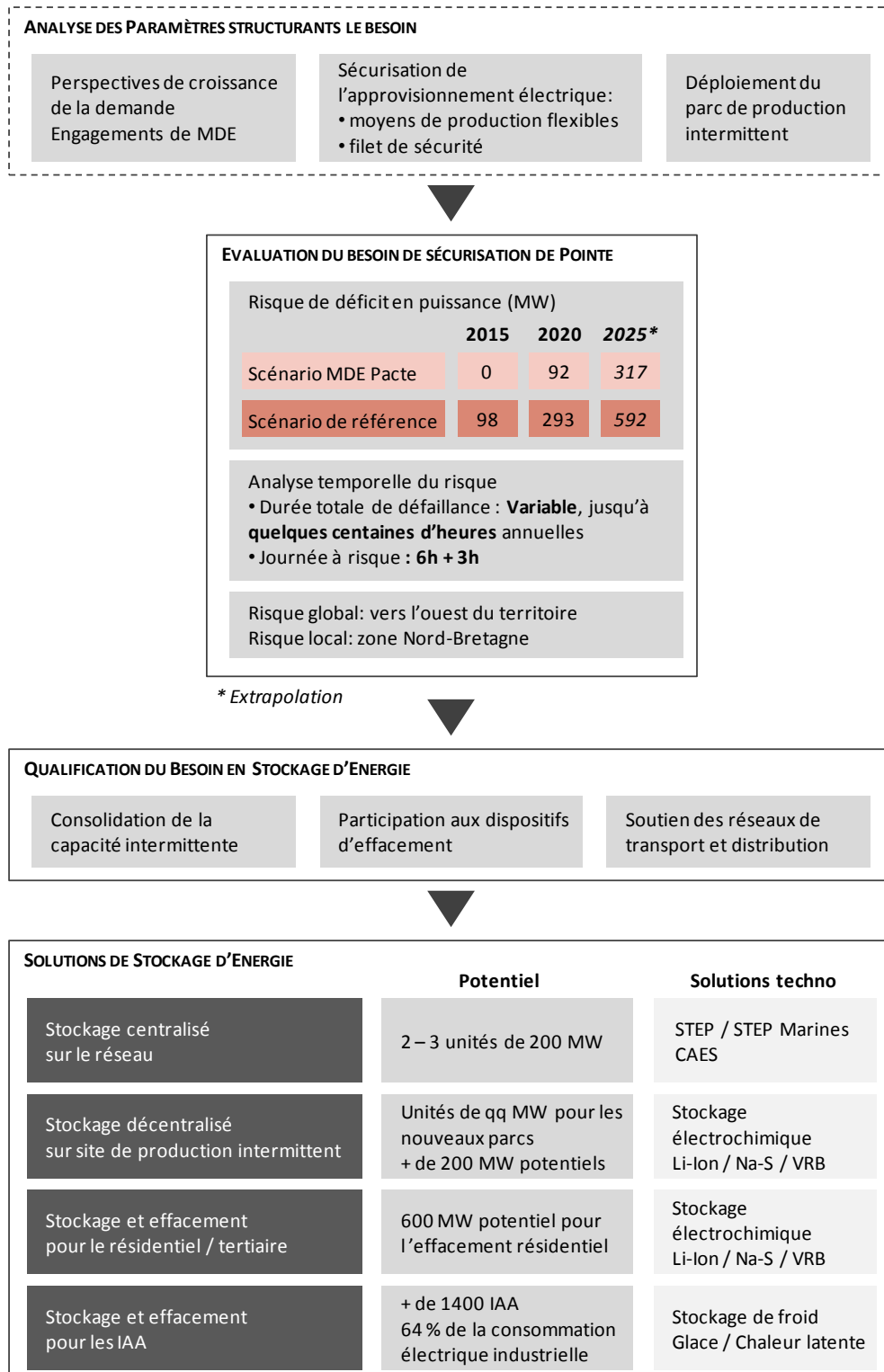
<b>Table des matières .....</b>	<b>3</b>
<b>Structure de l'étude et principaux résultats .....</b>	<b>4</b>
<b>1 Evaluation du besoin en stockage d'énergie en Bretagne .....</b>	<b>5</b>
<b>1.1 Analyse des paramètres structurants : demande, réseau, production .....</b>	<b>5</b>
1.1.1 Une forte croissance de la demande à maîtriser .....	5
1.1.2 Sécurisation de l'alimentation : développement du réseau et nouveaux moyens de production .....	7
1.1.3 Le développement du parc de production intermittent.....	8
<b>1.2 Un problème de vulnérabilité de la pointe électrique.....</b>	<b>11</b>
1.2.1 Evaluation générale du risque de déficit de puissance.....	11
1.2.2 Analyse temporelle du risque .....	13
1.2.3 Zones à risque.....	15
<b>1.3 Qualification du besoin en stockage d'énergie .....</b>	<b>16</b>
1.3.1 Le stockage d'énergie pour consolider la capacité intermittente .....	16
1.3.2 Le stockage d'énergie pour participer à l'effacement .....	18
1.3.3 Le stockage d'énergie pour soutenir le réseau .....	19
<b>2 Solutions de stockage d'énergie adaptées au contexte breton .....</b>	<b>21</b>
<b>2.1 Stockage centralisé sur le réseau .....</b>	<b>21</b>
2.1.1 Conditions de déploiement .....	21
2.1.2 Solutions technologiques pressenties .....	23
<b>2.2 Stockage décentralisé sur site de production intermittent.....</b>	<b>28</b>
2.2.1 Conditions de déploiement .....	28
2.2.2 Solutions technologiques pressenties .....	29
<b>2.3 Stockage et effacement pour les secteurs résidentiel et tertiaire.....</b>	<b>31</b>
2.3.1 Conditions de déploiement .....	31
2.3.2 Solutions technologiques pressenties .....	32
<b>2.4 Stockage et effacement pour les industries agroalimentaires .....</b>	<b>33</b>
2.4.1 Conditions de déploiement .....	33
2.4.2 Solutions technologiques pressenties .....	34
<b>2.5 Autres solutions de stockage non traitées.....</b>	<b>35</b>
2.5.1 Stockage de biomasse / biogaz.....	35
2.5.2 Stockage d'hydrogène .....	35
<b>Conclusions et points d'attention .....</b>	<b>36</b>
<b>Bibliographie.....</b>	<b>37</b>
<b>Table des illustrations .....</b>	<b>38</b>
<b>Annexe 1 : Entretiens réalisés.....</b>	<b>39</b>
<b>Annexe 2 : Choix des solutions technologiques adaptées au contexte breton.....</b>	<b>40</b>
<b>Annexe 3 : Implication des acteurs pouvant opérer des solutions de stockage d'énergie .....</b>	<b>42</b>
<b>Annexe 4 : Sites éligibles pour le développement de STEP Marines .....</b>	<b>43</b>

## Structure de l'étude et principaux résultats

Cette étude prospective vise à déterminer comment le stockage d'énergie peut participer à la sécurisation de l'alimentation électrique de la Bretagne.

Dans un premier temps, une synthèse des paramètres structurant le besoin de sécurisation est présentée afin de resituer la problématique dans le contexte énergétique régional et de la relier aux engagements du Pacte électrique breton. L'analyse de ces éléments permet de qualifier le besoin en stockage d'énergie, en identifiant les services apportés par le stockage jugés les plus pertinents dans le contexte breton. Plusieurs leviers d'action sont finalement proposés et assortis d'une sélection de technologies adaptées.

La structure de l'étude et les principaux résultats sont synthétisés dans la figure ci-dessous.



# 1 Evaluation du besoin en stockage d'énergie en Bretagne

## 1.1 Analyse des paramètres structurants : demande, réseau, production

Les solutions disponibles pour lutter contre la vulnérabilité électrique d'un territoire sont multiples : développement du réseau, nouveaux moyens de production flexibles, maîtrise de la demande d'électricité. Pour faire l'étude du besoin en stockage, il est tout d'abord nécessaire de faire l'état des lieux des dispositifs déjà mis en œuvre et d'analyser les perspectives d'évolution dans ces différents domaines. Le stockage d'énergie est un outil complémentaire pour parvenir aux objectifs de sécurisation et une intégration intelligente des solutions de stockage dans une gamme diversifiée de dispositifs est la clé pour déclencher l'essor de la filière.

Dans cette première section du document, une synthèse des paramètres structurant le besoin en stockage a été réalisée à partir des données du Pacte électrique breton, des scénarios prospectifs de RTE (Réseau de Transport d'Electricité) ainsi qu'à travers l'analyse de données complémentaires (Observatoire de l'énergie et des gaz à effet de serre en Bretagne ou OREGES, Conférence Bretonne de l'Energie etc.).

### 1.1.1 Une forte croissance de la demande à maîtriser

#### 1.1.1.1 Une croissance de la demande plus rapide à la pointe

La forte croissance de la consommation d'électricité sur le territoire a été actée dans le Pacte électrique breton. Avec un taux de croissance moyen annuel de 2,6% par an entre 2007 et 2010, la consommation d'électricité est passée de 18 TWh à près de 22 TWh pendant cette période [1]. Les signataires du Pacte électrique breton se sont donc engagés à mettre en œuvre des actions de maîtrise de la demande (MDE) afin de ramener ce taux à des valeurs soutenables. Ce scénario, que l'on nommera dans la suite du document **scénario MDE Pacte**, affiche les perspectives suivantes [2] :

- Période 2011-2015 : taux de croissance annuel de la consommation électrique de 1,4 %.
- Période 2015- 2025 : taux de croissance annuel de la consommation électrique de 1 %.

Le *scénario MDE Pacte* repose sur les travaux prospectifs du gestionnaire de réseau RTE, qui avait établi en 2010 trois scénarios d'évolution de la consommation (un *scénario haut*, un *scénario de référence* et un *scénario MDE renforcée*), dont la faisabilité a été validée à une maille plus fine en extrapolant au niveau régional des gisements en économies d'énergies, secteur par secteur, identifiés dans le cadre de l'opération pilote Vir'volt à Saint-Brieuc.

Afin d'étudier au mieux les perspectives d'évolution de la demande électrique, on prendra également en compte un **scénario de référence** (présenté dans les travaux du pacte), affichant les perspectives suivantes [3] :

- Période 2011-2015 : taux de croissance annuel de la consommation électrique de 1,8 %.
- Période 2015-2025 : taux de croissance annuel de la consommation électrique de 1,2 %.

Contrôler la croissance de la demande est donc l'une des priorités du Pacte électrique breton, avec des objectifs chiffrés à horizon 2025.

Néanmoins, l'évaluation plus fine du besoin en sécurisation de l'approvisionnement électrique nécessite de **raisonner en puissance et de regarder avec plus d'attention la problématique de la pointe**. En effet, le taux de croissance moyen annuel du maximum de puissance appelée a été de 3,6% sur les sept dernières années [4]. Un pic de consommation de 4445 MW a été atteint en 2010. Il s'agit d'une estimation à l'échelle de la Bretagne de la puissance électrique appelée maximale qui est enregistrée par RTE à la maille de la plaque électrique Ouest (régions Bretagne, Centre, Pays de Loire et Poitou-Charentes). Ce taux de croissance en puissance appelée, relativement plus élevé que le taux de croissance en énergie consommée, est structurellement lié à la forte sensibilité du parc de consommation aux basses températures, soit 130 MW supplémentaire pour une baisse de 1°C en hiver [1].

Les engagements du Pacte électrique breton, notamment à travers certaines mesures de MDE, démontrent que la problématique de pointe a été intégrée dans la réflexion de sécurisation. Cependant, l'impact des actions mises en œuvre sur la croissance de la pointe n'est pas directement chiffré dans le document. Les perspectives d'évolution de l'appel en puissance sont un paramètre clé pour évaluer le besoin en sécurisation. Au cours de l'atelier du groupe de travail (GT) « Sécurisation de l'approvisionnement électrique » du 8 novembre 2011[3], RTE a fait part de ses estimations quant au besoin de sécurisation en présentant les perspectives d'appel en puissance à horizon 2020, pour le scénario MDE Pacte et le scénario de référence. Les résultats, présentés dans le Tableau 1, ont été extrapolés de manière tendancielle à la période 2020 – 2025, pour les besoins de l'étude.

	2011-2015	2015-2020	2020-2025 Extrapolation
<b>Evolution de la pointe électrique - scénario MDE Pacte</b>	1,5 %	1 %	1%
<b>Evolution de la pointe électrique - scénario de référence</b>	2 %	1,2 %	1,2 %

**Tableau 1 – Perspectives d'évolution du taux de croissance annuel du maximum de puissance appelée[3]**

**Note méthodologique :**

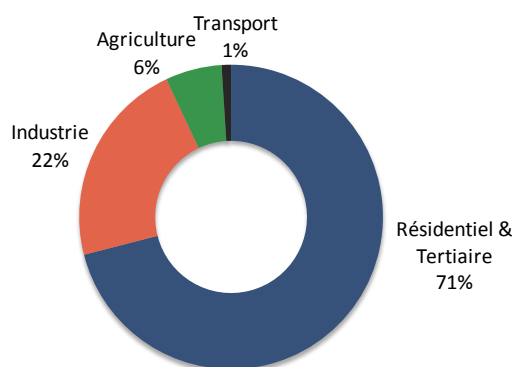
L'extrapolation réalisée pour la période 2020 – 2025 considère une progression tendancielle de la pointe électrique avec des taux d'évolution semblables à ceux de la période 2015 – 2020, pour le scénario MDE Pacte comme pour le scénario de référence. Cette hypothèse corrobore notamment les perspectives de progression de la consommation énergétique présentées dans le pacte, dont les taux d'évolution sont semblables pour les périodes 2015 – 2020 et 2020 – 2025. Les données prospectives sur l'évolution de la pointe à l'horizon 2020 – 2025 n'engagent cependant en rien RTE.

A titre informatif, on notera que les perspectives affichées par RTE prévoient une réduction notable de l'écart entre la progression de la puissance appelée et la progression de la consommation d'énergie :

- Sur la période 2004 – 2010, on observe un taux de croissance de la consommation d'énergie de 2,6%[2] pour un taux de croissance de la pointe de 3,6%[4], soit une pointe évoluant 1,4 fois plus rapidement que la consommation énergétique.
- Sur la période 2011 – 2015, les estimations du scénario MDE donnent un taux de croissance de la consommation d'énergie de 1,4% [2] pour un taux de croissance de la pointe de 1,5%[3], soit une pointe n'évoluant que 1,1 fois plus rapidement que la consommation énergétique. Ce ratio s'élève finalement à 1 pour la période 2015 – 2020.

### 1.1.1.2 Caractéristiques de la demande électrique bretonne

Le bilan proposé par l'Observatoire Régional de l'Énergie et des Gaz à Effet de Serre (OREGES) mis en place par le Groupement d'Intérêt Public (GIP) Bretagne Environnement insiste sur la part relativement importante des secteurs domestique et tertiaire dans la consommation électrique du territoire. Ce sont en effet les premiers secteurs consommateurs cumulant à eux deux 71% de la consommation globale.



**Figure 1 - Bilan de la consommation d'électricité par secteur en 2010 [4]**

Cette forte proportion explique en grande partie la sensibilité élevée des pointes électriques aux basses températures. **L'accroissement du parc de logement** et la **pénétration du chauffage électrique** en sont les principaux facteurs<sup>1</sup>. D'un point de vue géographique, ceci se traduit par une concentration du parc de consommation d'électricité dans les Pays disposant d'un centre urbain important (Rennes, Brest, Quimper et Saint-Brieuc).

Concernant le secteur industriel, la consommation électrique est structurellement limitée par l'absence d'industrie lourde. **L'industrie agroalimentaire** (1 429 établissements recensés en 2009 selon l'INSEE) représente 64% de l'énergie consommée par le secteur [4].

<sup>1</sup> Le dernier recensement comptabilisait pour 2005 : 421 424 maisons individuelles et 126 714 appartements bretons chauffés à l'électricité (résidences principales, secondaires, logements occasionnels et vacants) [8]

Pour parvenir aux objectifs du *scénario MDE Pacte*, le plan d'action vise à mettre en place un certain nombre de mesures pour limiter la croissance de la demande. Parmi ces mesures, celles qui sont particulièrement adaptées pour résoudre la problématique de pointe ont été retenues :

- Les dispositifs régionaux de sensibilisation avec le renforcement de la démarche EcoWatt.
- Le déploiement des solutions individualisées de suivi et pilotage de la demande électrique (avec l'arrivée des compteurs Linky d'ErDF).
- L'extension des démarches territoriales de type Vir'volt (Pays de Saint-Brieuc), avec notamment la mise en place des solutions d'effacement diffus (objectif : équiper de boîtiers d'effacement diffus 300 000 foyers ou équivalents en sites tertiaires, en collectivités, d'ici 2020).
- La mise en place d'un programme d'économie d'énergie dans les industries agroalimentaires.

## 1.1.2 Sécurisation de l'alimentation : développement du réseau et nouveaux moyens de production

### 1.1.2.1 L'évolution du parc de production non intermittent

La région Bretagne est confrontée à un déficit de moyens de production d'électricité sur son territoire. La part d'électricité produite localement était limitée à 9,3% de la consommation totale en 2010 [4] :

- **L'alimentation en base** est principalement assurée par l'importation d'électricité nucléaire, notamment en provenance des centrales de Chinon et de Flamanville (2500 MW pour les deux).
- **L'alimentation en semi-base** repose en grande partie sur les deux tranches charbons de la centrale de Cordemais (2 fois 580 MW) et sur la centrale CCG (Cycle Combiné Gaz) mise en service en 2010 à Montoir-de-Bretagne (440 MW), toutes deux en Loire-Atlantique. La centrale marémotrice de La Rance (238 MW) est le principal outil de production de semi-base sur le territoire.

La sécurisation de l'alimentation électrique du territoire passe donc par le renforcement de son autonomie énergétique. Le développement du parc de production renouvelable (3600 MW d'ici 2020) et des unités de cogénération fait partie des priorités. Néanmoins, les objectifs de développement les plus ambitieux sont relatifs aux filières de production d'électricité dite fatale<sup>2</sup>, comme l'éolien (terrestre ou off-shore) ou le solaire photovoltaïque qui devraient cumuler 3200 MW d'ici 2020 (sans compter l'usine marémotrice de la Rance)[2]. Sans solutions compensatoires (dont fait partie le stockage d'énergie), ces moyens de production d'électricité ne répondent que partiellement à la problématique de sécurisation, de part leur intermittence et la difficulté de prévoir leur disponibilité. Le développement du parc de production intermittente et les problématiques qui y sont liées sont traités plus en détail dans la section 1.1.3.

Répondre au besoin de sécurisation par le levier *production* sous-entend de développer des **centrales dites dispatchables pour la pointe et l'extrême pointe**, et éventuellement pour la **semi-base**. A horizon 2015-2020, l'exploitation du parc de production de pointe breton ne devrait pourtant pas être maintenue :

- Dans le Finistère, les 5 TAC (Turbines A Combustion) localisées à Brennilis et Dirinon (480 MW en tout) alimentent le réseau pendant les périodes de pointe. Cependant, ces installations sont en fin de vie et leur exploitation ne devrait pas être prolongée après 2015-2016.
- En Loire-Atlantique, les 2 tranches fuel de Cordemais (2 fois 685 MW) alimentent également la Bretagne en pointe. A partir de 2016, leur pérennité est remise en question par la directive européenne IED (Directive sur les Emissions Industrielles).
- Quelques générateurs diesels participent à la fourniture de l'extrême pointe (environ 20 MW). Là encore, leurs contrats avec EDF arrivent à terme et leur non renouvellement rend incertain la viabilité économique des centrales.

Le 29 février 2012, un nouveau projet de centrale CCG a été retenu suite à un appel d'offre lancé en 2011. Cette centrale de 422 MW sera située à Landivisiau, dans le Finistère. Sa mise en service, prévue pour fin 2016, devrait notamment pallier l'arrêt probable des TAC de Brennilis et Dirinon. Cette centrale est dimensionnée pour fonctionner en semi-base, soit entre 2000 et 6000 h/an.

<sup>2</sup> On entend par fatale l'électricité dont la production n'est pas contrôlable car uniquement conditionnée par des aléas climatiques. Sans exploitation directe, cette électricité fatale est considérée comme perdue a priori.

### 1.1.2.2 Développement du réseau électrique : l'apport du filet de sécurité

La Bretagne importe plus de 90% de son électricité. Le réseau électrique doit donc être dimensionné pour acheminer l'énergie depuis l'extérieur vers l'ensemble du territoire, en anticipant les possibles congestions et défaillances, notamment lors des périodes de pointes.

L'éloignement des centres de production des lieux de consommation crée des **problèmes de tenue en tension** sur l'ensemble du réseau. En effet, l'acheminement de puissance réactive sur de longues distances entraîne des chutes de tensions significatives. La mise en place de moyens de compensation (Condensateurs, Compensateurs Statiques de Puissance Réactive ou CSPR, etc.) permet de maintenir le niveau de tension, et donc d'éviter une baisse de la qualité du service qui peut dans des cas extrêmes conduire à un effacement généralisé (ou *blackout*). Dans son projet de filet de sécurité, RTE établit un plan de développement rapide des moyens compensatoires (1150 MVAR d'ici 2013) en supplément de ceux déjà en service.

De manière plus localisée, la **sécurité d'alimentation du Nord Bretagne** apparaît comme critique. Cette région, recouvrant une grande partie des Côtes d'Armor et l'agglomération de Saint-Malo, est alimentée par deux lignes de 225 kV et une ligne de 400 kV. Elle est également reliée au sud de la Bretagne par une ligne de 225 kV, via le poste de La Martyre dans le Finistère. Des scénarios développés par RTE dans le cas de perte d'un élément du réseau établissent un risque de délestage (coupure d'alimentation sur une section du réseau) de l'intégralité de la zone lors de périodes de forte consommation. Pour prévenir ces risques, un nouvel axe de 225 kV doit être mis en place en 2017 entre Lorient et Saint-Brieuc. Cette ligne souterraine d'environ 80 km constitue l'élément le plus structurant du filet de sécurité Breton. Elle devrait être accompagnée d'un poste de transformation 225 kV / 63 kV à Mûr de Bretagne, sécurisant l'alimentation du Centre Bretagne.

La mise en service de la centrale CCG à Landivisiau doit également répondre en partie aux deux problématiques que sont la tenue en tension et la sécurisation de la zone Nord Bretagne.

Le détail des développements prévus dans le projet filet de sécurité est présenté dans l'édition 2011 du *Bilan Prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France* publié par RTE [1]. La Figure 2 ci-dessous illustre la structure du réseau Breton, ainsi que l'ensemble des développements à venir :

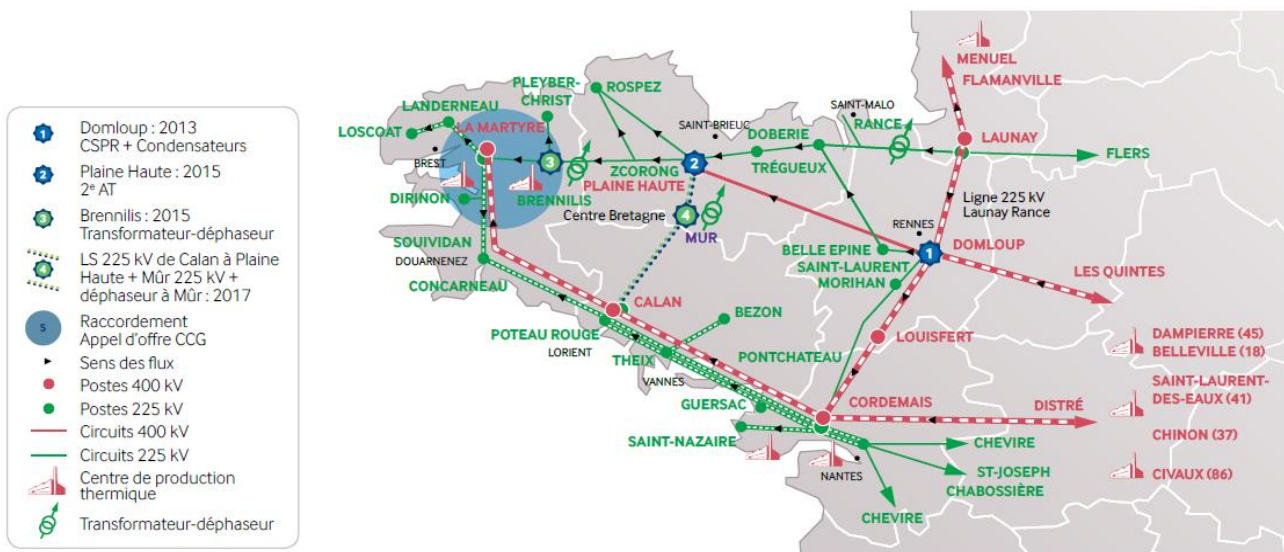


Figure 2 - Filet de sécurité Breton [1]

### 1.1.3 Le développement du parc de production intermittent

Le Pacte électrique breton affiche des objectifs ambitieux de développement du parc de production renouvelable avec 3600 MW de puissance installée en 2020. En 2010, la puissance renouvelable installée s'élevait à 995 MW [4]. Ce plan de développement fera progresser la contribution de la production d'électricité renouvelable d'un peu plus de 7% de l'énergie consommée en 2010 à plus de 34% en 2020.

Ce développement massif des énergies renouvelables participera donc de manière substantielle au renforcement de l'autonomie énergétique de la Bretagne. Cependant, comme évoqué précédemment, une grande partie de l'électricité renouvelable qui sera produite est considérée comme fatale. On peut exclure de cette catégorie les centrales de pro-



duction biomasse (dont la méthanisation), les unités d'incinération des ordures ménagères (UIOM) et les centrales hydrauliques avec retenue d'eau (qui constituent l'essentiel de la puissance hydroélectrique en Bretagne, avec notamment le barrage de 16 MW de Guerlédan) que l'on considère comme dispatchables en première approche.

**Eolien terrestre et éolien offshore**

		2010	2015	2020
<b>Eolien terrestre</b>	Puissance installée (MW)	652	1300	1800
	Energie produite (GWh)	905	2925	4000
<b>Eolien offshore</b>	Puissance installée (MW)	0	500	1000
	Energie produite (GWh)	0	1450	2900

**Tableau 2 - Plan de développement du parc éolien [4] [2][5]**

Les parcs éoliens terrestres bretons sont constitués en moyenne de 4 éoliennes, pour une puissance de 6 MW. On entend ici parc éolien du point de vue du distributeur d'électricité, soit l'ensemble des éoliennes reliées à un poste source. Au total, on décomptait 107 parcs éoliens terrestres en 2010 répartis sur le territoire, avec une forte concentration en centre Bretagne et dans l'ouest des côtes d'Armor. [4]

L'appel à projet lancé en 2010 sur l'éolien offshore prévoit la mise en place d'un premier parc d'éolien offshore au large de Saint-Brieuc en 2015. L'ouverture de nouvelles zones favorables devrait permettre de doubler la puissance installée en 2020.

L'éolien est un moyen de production dont l'intermittence est définie par son facteur de charge ou son temps de fonctionnement équivalent à pleine puissance (EPP). En Bretagne, ce facteur est estimé à 20% (+/-1%) pour l'éolien terrestre en 2010, soit un peu moins de 2000 h<sub>EPP</sub>/an[4]. L'amélioration de la performance des équipements devrait porter ce facteur à plus de 28% en 2015, soit 2500 h<sub>EPP</sub>/an. Pour l'éolien offshore, le facteur de charge est estimé à 33%, soit 2900 h<sub>EPP</sub>/an. [2]

Bien que les pointes de consommations ne soient pas corrélées à un déficit de production éolien, il existe un risque important de non disponibilité de ces moyens de production durant ces périodes. Les systèmes de prévisions (comme l'outil IPES de RTE) permettent de rationaliser ces incertitudes, mais ne sont pas en mesure de rendre commandable la production éolienne. On peut ajouter à cela que le foisonnement (amortissement les fluctuations grâce aux différents régimes de vents sur un territoire) n'a que peu d'effet sur un territoire restreint comme la Bretagne. De fait, le développement de l'éolien ne peut être considéré comme un moyen efficace de sécurisation de l'alimentation électrique du territoire sans mise en place conjointe de moyens de compensation de ses fluctuations.

**Energies marines**

		2010	2015	2020
<b>Barrage de La Rance</b>	Puissance installée (MW)	240	240	240
	Energie produite (GWh)	520	520	520
<b>Hydroliennes</b>	Puissance installée (MW)	0	2	10
	Energie produite (GWh)	0	3,5	20

**Tableau 3- Plan de développement des énergies marines [2][4][5]**

L'usine marémotrice de La Rance livre au réseau plus d'un tiers de l'électricité renouvelable produite en 2010. Le développement des énergies marines ne devrait réellement démarrer qu'à partir de 2020, avec la mise en place des premières hydroliennes.

Bien que facilement prédictible, la production des énergies marines est considérée comme fatale car soumise aux aléas des marées (et des courants marins). Cette production prévisible peut participer en partie à la sécurisation de l'approvisionnement car elle peut être intégrée aux scénarios d'équilibre offre/demande. Concernant l'usine de La Rance, une capacité de pompage de 56 MW, agissant comme une STEP, permet de fournir de la flexibilité au fonctionnement de l'unité.

**Solaire photovoltaïque**

		2010	2015	2020
<b>Solaire PV</b>	Puissance installée (MW)	50	250	400
	Energie produite (GWh)	29	250	400

**Tableau 4 - Plan de développement du parc solaire photovoltaïque [2][4][5]**

Le parc solaire PV breton, qui comptait 6559 sites (en toiture) en 2010, est principalement constitué d'installations inférieures à 3 kW chez les particuliers. L'Ille-et-Vilaine comptait 34% des installations en 2010 [4].

Fin 2010, seules 5 installations supérieures à 250 kW étaient répertoriées. Les objectifs de développement de la filière conduiront à l'accroissement du nombre d'installations au travers notamment des appels d'offres nationaux pour l'implantation de centrales en toiture et au sol, de moyenne (100-250 kWc) et grande taille (>250 kWc) [2].

Le facteur de charge du solaire PV est estimé à environ 11% pour la Bretagne, soit 1000 h<sub>EPP</sub>/an. La production solaire, bien que basée sur un cycle journalier récurrent, est fortement soumise aux aléas climatiques. Cette production est doublement décorrélée des périodes de forte consommation :

- En Bretagne (comme c'est également le cas en France), les pointes de consommations apparaissent durant l'hiver, lorsque l'ensoleillement est généralement moins important.
- La production solaire est la plus importante à la mi-journée (autour de 13h l'hiver), alors que les pointes de consommations sont observées en fin de matinée et le soir autour de 19h.

Sans moyen compensatoire, les installations solaires photovoltaïques sont donc relativement peu efficaces pour sécuriser l'approvisionnement électrique du territoire.

**Evolution du parc intermittent « non-prévisible »**

Les moyens de production solaires PV et éoliens ne peuvent participer à la sécurisation de l'approvisionnement électrique de la Bretagne. Ils sont considérés comme des moyens intermittents dont la production est non-prévisible (ou difficilement prévisible).

Le Tableau 5 présente les objectifs de développement du parc intermittent « non-prévisible », en prolongeant les perspectives du Pacte Electrique Breton à la période 2020 – 2025, selon une méthode d'extrapolation tendancielle.

	2010	2015	2020	2025 <i>Extrapolation</i>
<b>Puissances installées cumulées des parcs solaire PV et éolien (MW)</b>	702	2050	3200	5132

**Tableau 5 – Plan de développement du parc de production intermittent « non-prévisible » [2][4][5]**

## 1.2 Un problème de vulnérabilité de la pointe électrique

L'étude des différents paramètres structurants permet de caractériser la vulnérabilité électrique de la Bretagne. Au-delà de la recherche d'autonomie énergétique, il faut observer avec plus d'attention les déséquilibres offre / demande lors des périodes de forte consommation. La qualification et l'évaluation du besoin en stockage d'énergie passe donc par l'analyse du besoin de sécurisation de la pointe électrique.

### 1.2.1 Evaluation générale du risque de déficit de puissance

**La maîtrise de la demande** est une priorité, et doit notamment permettre de limiter les pics de puissance appelée lors des périodes de grand froid. Bien que nécessaires, les mesures de MDE ne peuvent à elles seules répondre à la problématique. Les scénarios d'évolution de la pointe électrique, présentés dans la section 1.1.1.1 de ce document, permet d'établir les perspectives de puissance maximum nécessaire pour satisfaire la demande à horizon 2025 (les perspectives pour la période 2020 – 2025 résultant d'une extrapolation réalisée pour les besoins de cette étude) :

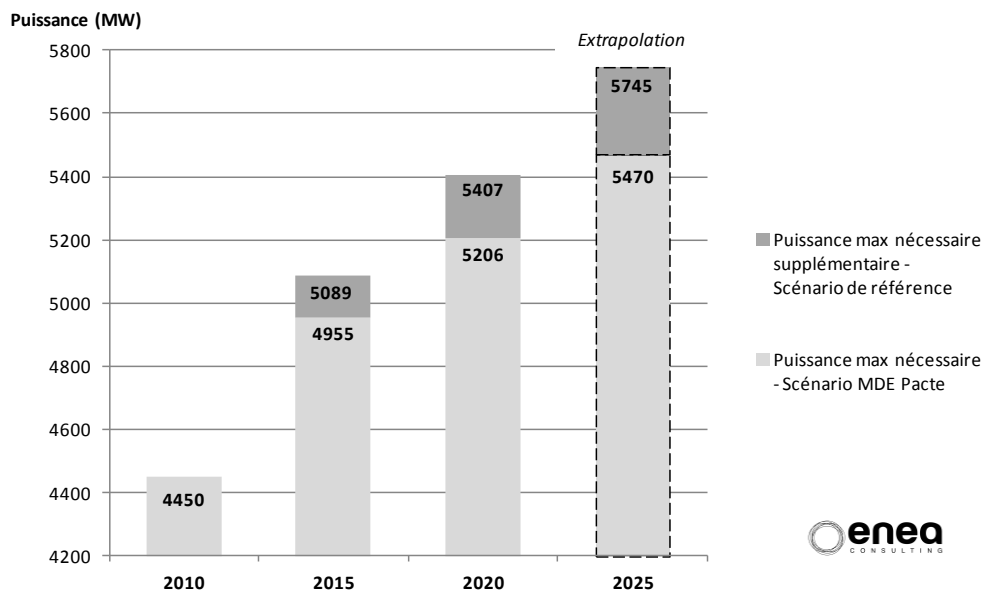


Figure 3 - Perspectives de croissance de la pointe électrique, 2010 - 2025

**La sécurisation de l'approvisionnement électrique** passe par la mise en place de nouveaux moyens de production, ainsi que par le développement du réseau électrique. Comme détaillé dans la section 1.1.2, des projets de sécurisation sont en cours, à travers la mise en service de la centrale CCG de Landivisiau en 2016 ou la mise en place du filet de sécurité par RTE. Cependant, on constate également que l'exploitation de l'ensemble du parc actuel de production de pointe breton ne devrait pas être poursuivie à horizon 2015-2020. Au final, les solutions mises en œuvre pour sécuriser l'approvisionnement électrique compensent la perte des moyens de production flexibles, mais s'avèreront encore insuffisantes pour résoudre le problème à plus long terme.

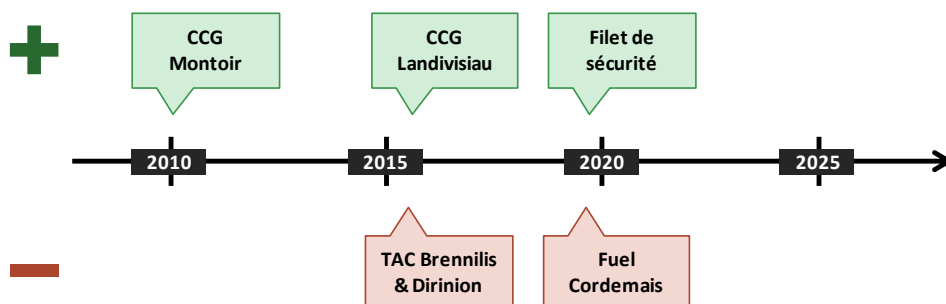


Figure 4 - Bilan des projets de sécurisation de l'approvisionnement électrique breton et de la fermeture des centrales de pointe, 2010 – 2025

Pour évaluer la contribution des moyens de production et du réseau à l'approvisionnement de pointe, RTE développe des modèles de calcul qui définissent **la consommation maximale garantie** par le réseau. Ces modèles prennent notamment en compte la structure du réseau, et prévoient la perte probable de l'un de ses éléments (moyen de production, poste source, etc.) qui ne doit pas entraîner de coupure de consommation.

Concernant l'éolien terrestre, RTE évalue la puissance disponible à 9 chances sur 10 à seulement 2% de la puissance installée. Il apparaît alors que le développement massif de ces moyens de production ne participe que très faiblement à la sécurisation de la pointe électrique, selon le gestionnaire du réseau de transport.

Voici les perspectives établies par RTE à horizon 2020 [3], et prolongées à horizon 2025 selon une méthode d'extrapolation tendancielle :

	2010	2015	2020	2025 <i>Extrapolation</i>
<b>Consommation maximale garantie (MW) Production conventionnelle et réseau<sup>3</sup></b>	4436	4950	5050	5050
<b>Consommation maximale garantie (MW) Production intermittente « non-prévisible »</b>	14	41	64	103

**Tableau 6 - Perspectives de consommations maximales garanties par le réseau**

**Note méthodologique :**

*Ici encore, les données de consommation maximale garantie ont été présentées par RTE à horizon 2020[3]. Les objectifs du Pacte électrique breton concernant le développement du parc de production d'électricité (intermittent ou non) sont également affichés pour 2020. Pour les besoins de la présente étude, des hypothèses ont été formulées jusqu'en 2025, la mise en œuvre des solutions de stockage devant s'appréhender à moyen terme.*

*Concernant les moyens de production conventionnels et le réseau, aucune évolution notable (à la hausse ou à la baisse) n'a été intégrée entre 2020 et 2025 (en l'absence d'informations complémentaires). L'évolution de la puissance intermittente installée suit quant à elle un scénario tendanciel entre 2020 et 2025, en se basant sur les objectifs de croissance entre 2015 et 2020.*

La combinaison des scénarios de croissance de la demande à la pointe avec les perspectives de consommation maximale garantie permet d'estimer le risque de déficit en puissance<sup>4</sup>. Il est important de rappeler que cette analyse comporte de nombreuses incertitudes (fermeture effective des centrales de pointe, délais de mise en service des nouveaux moyens de production, etc.), et doit donc être observée avec tout le recul nécessaire. La Figure 5 ci-dessous illustre les résultats de cette analyse, à horizon 2025.

<sup>3</sup> Barrage le Rance, centrales hydroélectriques, UIOM et unités de méthanisation inclus

<sup>4</sup> Risque de déficit de puissance = Puissance max appelée à la pointe électrique – (Consommation max garantie par production conventionnelle et réseau + Consommation max garantie par la production intermittente)

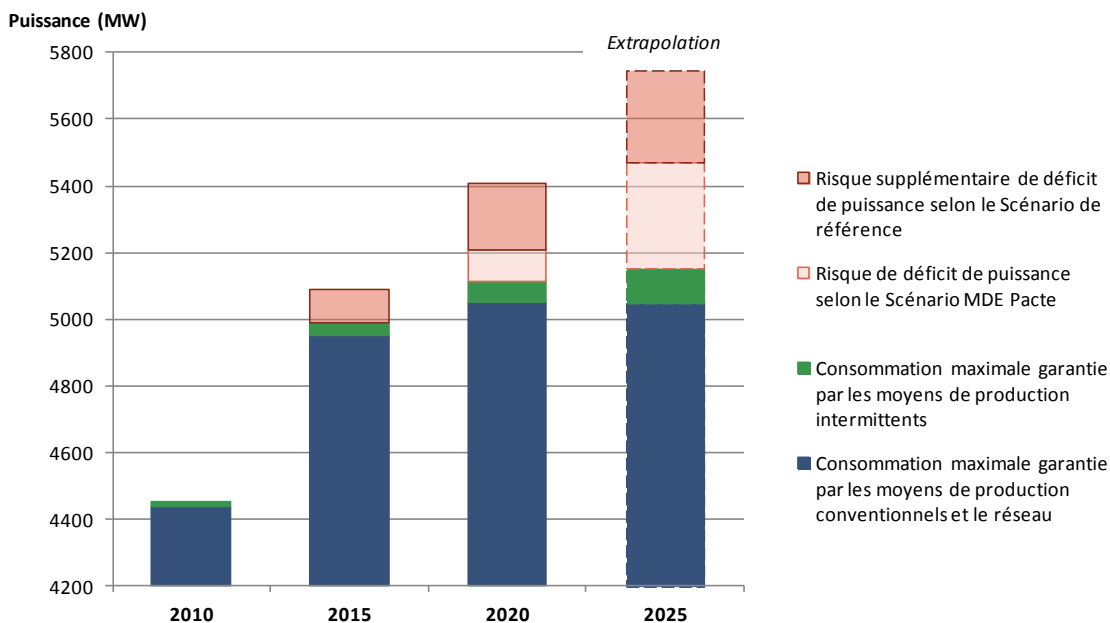


Figure 5 - Illustration du risque de déficit en puissance pour la Bretagne, 2010 – 2025

Les risques de déficit en puissance vis-à-vis du scénario MDE Pacte et du scénario de référence de croissance de la demande sont synthétisés dans le tableau suivant :

	2015	2020	2025 <i>Extrapolation</i>
<b>Risque de déficit de puissance (MW) Scénario MDE Pacte</b>	<b>0</b>	<b>92</b>	<b>317</b>
<b>Risque de déficit de puissance (MW) Scénario de référence</b>	<b>98</b>	<b>293</b>	<b>592</b>

Tableau 7 - Synthèse du risque de déficit en puissance, 2015 - 2025

### 1.2.2 Analyse temporelle du risque

Pour une meilleure compréhension du phénomène de vulnérabilité de la pointe, l'étude du risque de déficit en puissance doit être complétée par une analyse de la répartition de ce risque dans le temps. Cette analyse doit aboutir à la quantification du nombre d'occurrences des épisodes à risque et à l'évaluation de leur durée.

Les données permettant de réaliser l'analyse temporelle du risque sont traitées par le gestionnaire du réseau de transport, RTE. Néanmoins, l'estimation de la durée du risque est complexe car très dépendante des hypothèses retenues, elles-mêmes soumises à de fortes imprécisions dans l'horizon de temps étudié. De fait, RTE ne communique généralement pas ces données à l'externe.

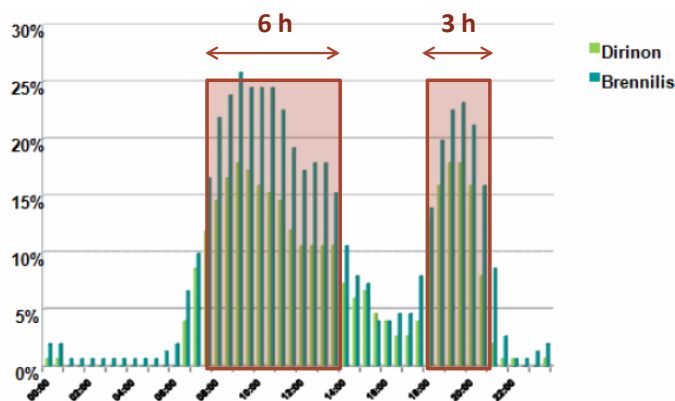
En première approche, il est possible d'appréhender la problématique de la durée du risque en observant le fonctionnement des moyens de production de pointe du territoire, à savoir les TAC du Finistère (2 TAC à Dirinon et 3 Tac à Brennilis, cf. Tableau 8). En effet, ces moyens de production sont généralement appelés par le réseau lors des périodes de pointes, et conservées à l'arrêt le reste du temps. Il faut néanmoins noter que le démarrage des TAC est avant tout conditionné par un arbitrage économique des producteurs : les épisodes de prix élevés de l'électricité et les épisodes à risque de défaillance peuvent parfois ne pas correspondre exactement, bien qu'ils soient souvent corrélés.

		2009	2010	2011
<b>TAC de Dirinon</b>	TAC 1	144 h	215 h	30 h
	TAC 2	107 h	225 h	39 h
<b>TAC de Brennilis</b>	TAC 1	183 h	180 h	32 h
	TAC 2	151 h	237 h	28 h
	TAC 3	298 h	210 h	29 h
<i>Estimation de la durée du risque (durée maximum d'appel des TAC)</i>		<i>298 h</i>	<i>237 h</i>	<i>39 h</i>

**Tableau 8 - Durées d'appel annuelles des TAC de Dirinon et Brennilis sur la période 2009 - 2011[6]**

L'observation du fonctionnement des TAC sur la période 2009-2011 montre la forte variabilité de la durée annuelle des périodes à risque, et confirme la complexité d'obtenir une estimation pertinente pour les années futures. La corrélation de nombreux paramètres (températures inférieures aux normales saisonnières, baisse de l'activité économiques, production éolienne élevée lors des épisodes de grand froid, etc.) peut par exemple réduire substantiellement les occurrences d'épisodes à risque d'une année sur l'autre, comme cela a été le cas entre 2010 (durée de risque d'environ 240 h) et 2011 (durée de risque inférieure à 40 h).

L'étude plus précise du nombre d'occurrences, c'est-à-dire du nombre de journées durant lesquelles ces moyens ont été appelés, est quant à elle difficilement évaluable sans données complémentaires. L'analyse la plus pertinente consiste plutôt à caractériser la durée du risque sur une journée standard. Lors d'une journée à risque type, les TAC sont généralement sollicités du début de la matinée jusqu'à la mi-journée, puis dans la soirée autour de 19h. L'étude du profil de production des TAC de Dirinon et Brennilis lors de journées hivernales tendues permet d'évaluer, en premier approche, l'étalement temporel journalier du risque. On observe que la pointe du matin dure environ 6h tandis que la pointe du soir dure environ 3h.



**Figure 6 - Profil de production des TAC de Dirinon et Brennilis lors d'une journée hivernale en 2010 [7]**

Au final, on retiendra de cette analyse les éléments suivants :

- La **durée totale du risque de défaillance** reste très complexe à évaluer car dépendante de nombreux paramètres. L'observation du fonctionnement des TAC sur les dernières années confirme la variabilité du nombre d'occurrences d'épisodes à risque, avec une estimation de la durée du risque de **quelques dizaines d'heures à quelques centaines d'heures** d'une année sur l'autre.
- Sur les **journées à risque**, on constate une première période tendue d'environ **6h autour de la mi-journée**, puis une seconde de **3h dans la soirée**.

### 1.2.3 Zones à risque

La question de la fragilité électrique concerne l'ensemble du territoire Breton. Néanmoins, une distinction doit être faite pour certaines zones géographiques plus vulnérables :

- D'un **point de vue global**, le risque de déficit en puissance est d'autant plus critique que l'on se dirige vers **l'ouest du territoire**.
- **Plus localement**, la **zone Nord Bretagne** (Côtes d'Armor et agglomération de Saint-Malo) est aujourd'hui la plus vulnérable.

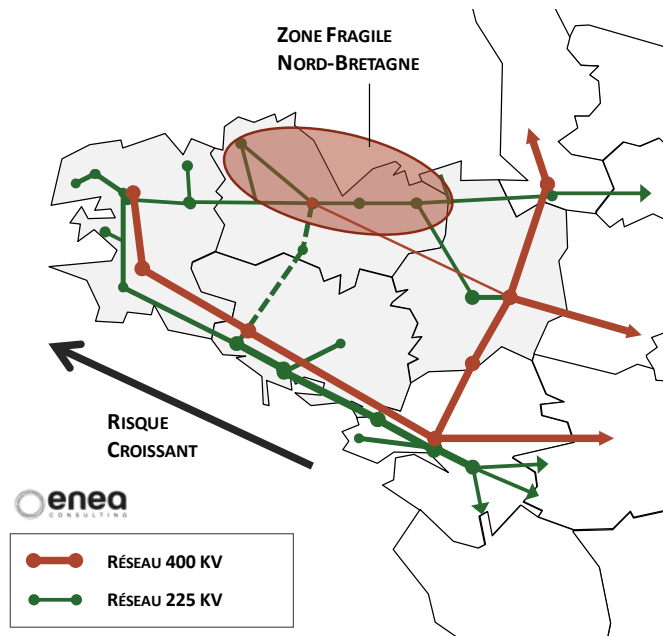


Figure 7 - Localisation des zones à risque sur le réseau de transport d'électricité breton

## 1.3 Qualification du besoin en stockage d'énergie

A travers le Pacte électrique breton, différentes mesures ont été actées pour lutter contre la vulnérabilité électrique de la Bretagne. L'étude plus précise de la problématique de pointe montre néanmoins que ces mesures seront certainement insuffisantes pour sécuriser intégralement le territoire.

Les objectifs de développement des énergies renouvelables sont ambitieux, notamment dans une perspective de hausse de l'autonomie énergétique. Pourtant, une grande partie du parc renouvelable ne peut être considérée comme un outil de sécurisation en l'état actuel, sans moyens capables de compenser les aléas de production.

L'ensemble de ces éléments justifie l'étude du besoin en stockage d'énergie, en tant que solution complémentaire de lutte contre la vulnérabilité électrique. L'analyse des paramètres spécifiques au contexte breton laisse notamment entrevoir trois leviers particulièrement pertinents pour le stockage d'énergie, détaillés dans cette section :

- Le stockage d'énergie pour consolider la capacité intermittente
- Le stockage d'énergie pour participer à l'effacement
- Le stockage d'énergie pour soutenir le réseau

### 1.3.1 Le stockage d'énergie pour consolider la capacité intermittente

Intégrer la production intermittente représente un défi pour les réseaux électriques. L'instabilité de cette production est une contrainte pour le maintien de l'équilibre offre / demande, fragilisé par des événements aléatoires. Stabiliser la production d'électricité fatale nécessite de faire appel à des moyens dits compensatoires.

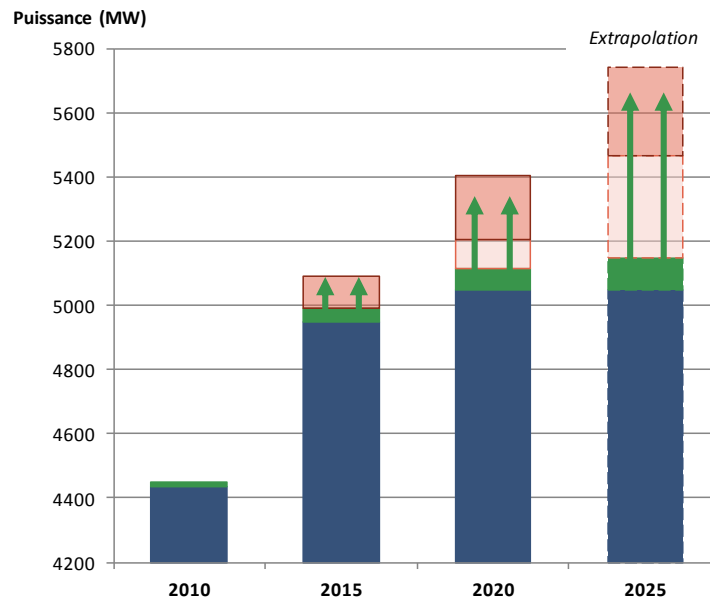
A la lumière de l'analyse du besoin de sécurisation dans le contexte breton, le stockage d'énergie doit être étudié comme l'une des solutions compensatoires pertinentes, pour les raisons suivantes :

- L'effet compensatoire lié au foisonnement est très peu efficace sur le territoire breton.
- L'exploitation des centrales flexibles de pointe (TAC et fuel) adaptées pour compenser les intermittences ne sera à priori pas poursuivie, et un nouveau projet de centrale de pointe semble peu envisageable dans le contexte actuel (objectifs européens et français de décarbonation du mix énergétique).
- Le stockage permet de saisir l'opportunité du déploiement à grande échelle du parc de production intermittent pour construire un mix énergétique décarboné.

Les solutions de stockage d'énergie compensent les différentes irrégularités de la production intermittente. Selon le type de fluctuation, leur fréquence, leur prévisibilité ou leur amplitude, le besoin en stockage sera différent. On fera également la distinction entre des solutions à mettre en œuvre pour déplacer avant tout de l'énergie ou bien pour assurer une puissance disponible. Pour plus de détail sur les différentes applications et services du stockage d'énergie, il est possible de se référer à la partie 1 de cette étude.

Dans le cas de la sécurisation de l'alimentation électrique de la Bretagne, le besoin principal identifié vise à consolider la capacité intermittente installée. Comme présenté dans la section 1.2.1, la disponibilité des moyens de production éoliens terrestres à 9 chances sur 10 lors des périodes de forte consommation n'est garantie qu'à hauteur de 2 % de la puissance installée. Cette puissance disponible peut être revue à la hausse par la mise en place de solutions de stockage. Par l'intermédiaire du stockage, les moyens de production intermittents peuvent alors participer davantage à la sécurisation de la pointe électrique, tel qu'illustré sur la Figure 8 ci-dessous.





**Figure 8 – Schéma de principe de l'accroissement de la consommation maximale garantie grâce au stockage d'énergie**

Pour évaluer quantitativement l'impact du stockage sur la consolidation de la capacité intermittente, deux scénarios prospectifs ont été construits. Ces scénarios font le postulat d'une mise en place progressive de moyens de stockage à horizon 2025, ayant pour effet d'accroître la part de puissance intermittente garantie (pour les moyens de production « non prévisibles », éolien et solaire PV, dont les perspectives de développement sont présentées dans la section 1.1.3).

		2015	2020	2025
<b>Scénario Stockage 1</b>	Part de la puissance intermittente garantie	5 %	7,5 %	10 %
	Puissance de stockage (MW)	62	176	411
<b>Scénario Stockage 2</b>	Part de la puissance intermittente garantie	5 %	10 %	15 %
	Puissance de stockage (MW)	62	256	667

**Tableau 9 - Scénarios de consolidation de la capacité intermittente grâce au stockage d'énergie**

**Note méthodologique :**

Les hypothèses prises pour la construction de ces scénarios (notamment la part de puissance intermittente garantie par le stockage) se basent sur différents entretiens conduits dans le cadre de cette étude. Il n'existe pas à ce jour de données abouties permettant de déterminer la puissance de stockage nécessaire pour un parc de production intermittent. Des travaux relatifs à cette question sont actuellement menés par l'agence internationale de l'énergie (IEA), à travers l'annexe 26 du programme Energy Conservation through Energy Storage (IEA ECES).

Concernant les scénarios construits pour cette étude, la puissance de stockage nécessaire est calculée en appliquant le ratio de puissance garantie désirée à la puissance intermittente « non prévisible » installée totale (perspectives de développement du parc éolien et solaire PV présentées dans la section 1.1.3), auquel on soustrait la part de production intermittente déjà garantie (2%). Ce calcul est donné à titre indicatif et nécessiterait d'être approfondi afin de prendre en compte tous les paramètres dimensionnant, notamment les données de production du parc intermittent. A noter que la puissance intermittente garantie n'excède pas par principe le facteur moyen de charge des EnR intermittentes.

On observe sur la Figure 9 ci-dessous que le *scénario de stockage 1* permet de combler le risque de déficit en puissance si l'on considère une évolution de la demande suivant le *scénario MDE Pacte*. Dans le cas d'une croissance plus rapide de la demande (*scénario de référence*), la capacité de stockage installée n'est pas suffisante pour effacer intégralement le risque en 2020, quel que soit le scénario de stockage.

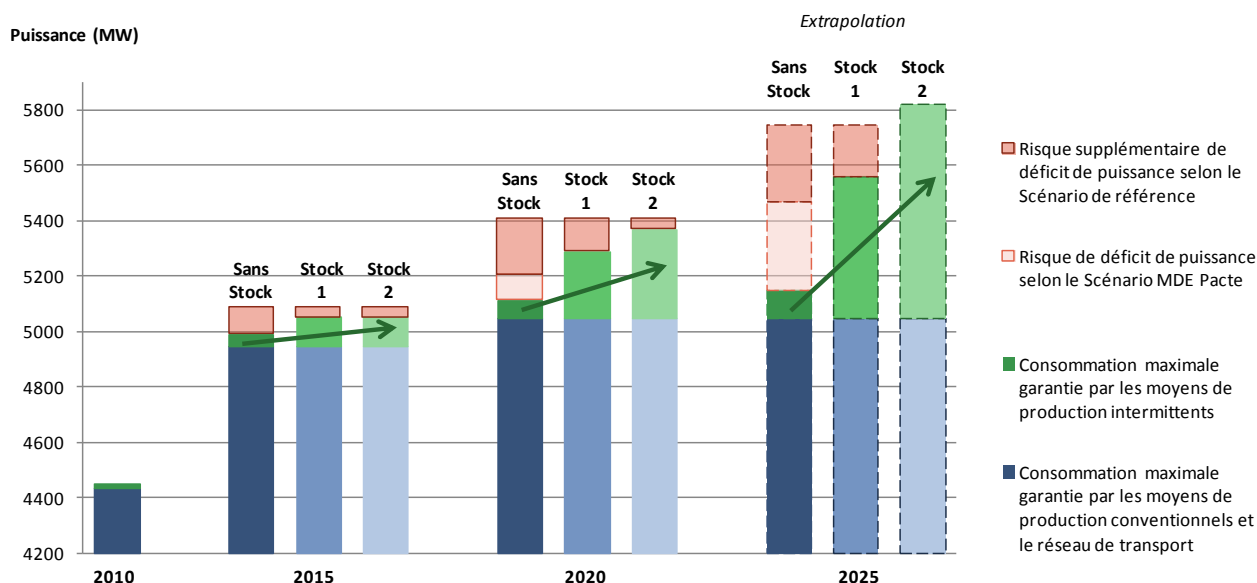


Figure 9 - Impact des scénarios de stockage pour consolider la capacité intermittente

### 1.3.2 Le stockage d'énergie pour participer à l'effacement

Pour parvenir aux objectifs de MDE du Pacte électrique breton et limiter la croissance des pics de demande, des objectifs ambitieux ont été fixés à travers un certain nombre de mesures (cf. section 1.1.1.2). La bonne tenue de ces objectifs conditionne les trajectoires de croissance de la consommation annoncées pour le *scénario MDE Pacte*. Le non respect de ces engagements fragiliserait la situation bretonne avec des perspectives qui se rapprocheraient de celle du *scénario de référence*.

L'intégration des solutions de stockage d'énergie pour participer à l'effort de maîtrise de la demande est une solution à étudier. De manière plus précise, le stockage d'énergie peut être un outil efficace dans le déploiement des dispositifs d'effacement de pointe :

- Les **dispositifs d'effacement pour le secteur résidentiel et tertiaire**, avec notamment l'association des moyens de stockage aux dispositifs de suivi et de pilotage de la demande (boîtiers intelligents, etc.).
- Les **dispositifs d'effacement pour le secteur industriel**, notamment le stockage d'utilités pour les gros consommateurs.

La Figure 10 ci-dessous rappelle l'effort nécessaire en termes de maîtrise de la pointe électrique (cf. Figure 3) pour passer du *scénario de référence* au *scénario MDE Pacte*.

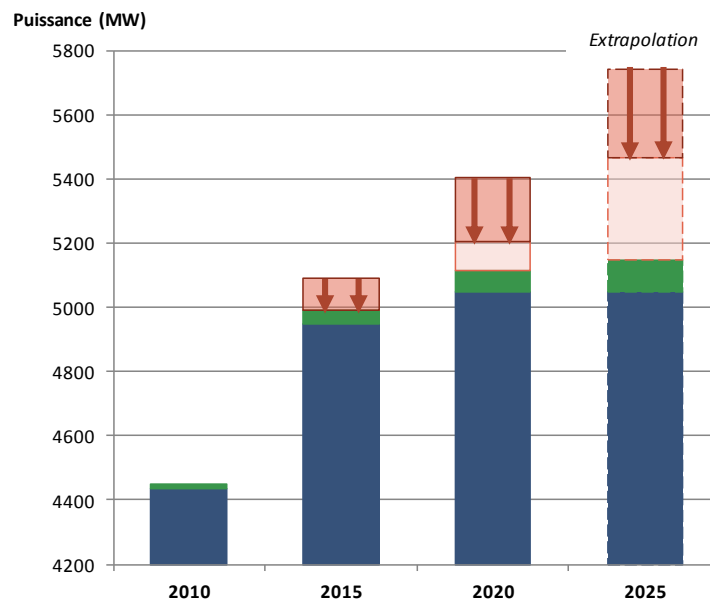


Figure 10 - Diminution de puissance maximale nécessaire grâce au stockage d'énergie

Evaluer de manière précise le besoin en stockage d'énergie pour participer aux dispositifs d'effacement nécessiterait d'étudier avec plus de précisions les conditions de déploiement de ces dispositifs. A ce stade, on se contentera simplement de rappeler l'impact de l'ensemble des mesures mises en œuvre pour suivre les tendances du *scénario MDE Pacte* par rapport au *scénario de référence*. Les objectifs d'effacement présentés dans le tableau ci-dessous ne font donc pas la distinction entre les différents secteurs (industrie, résidentiel et tertiaire), ni entre les différents moyens mis en œuvre (stockage, abaissement ou déplacement des besoins...).

	2015	2020	2025 <i>Extrapolation</i>
<b>Capacité d'effacement nécessaire (MW)</b> <i>Scénario MDE Pacte</i>	98	201	275

Tableau 10 - Capacité d'effacement nécessaire pour passer du *scénario de référence* au *scénario MDE Pacte*, 2015-2025

### 1.3.3 Le stockage d'énergie pour soutenir le réseau

#### 1.3.3.1 Soutien du réseau de transport

Comme détaillé dans la section 1.1.2.2, le réseau de transport d'électricité breton possède une fragilité structurelle liée au caractère péninsulaire du territoire et à son déficit en moyens de production. Le déploiement du filet de sécurité et la mise en service de nouvelles centrales répondent en partie à cette problématique. Le stockage d'énergie devrait également avoir son rôle à jouer pour soutenir le réseau. L'évaluation des besoins pour les applications réseau étant propre au gestionnaire RTE, on se contentera pour cette étude de qualifier les bénéfices du stockage d'énergie dans le contexte breton.

#### Maintien de la tension

L'installation d'unités de stockage est un outil supplémentaire pour assurer la tenue en tension, en particulier vers l'ouest du territoire. Le stockage est ici une alternative au développement d'unités de production conventionnelles ou à la mise en place de systèmes compensatoires de puissance réactive.

#### Traitement des congestions et reports des investissements sur le réseau

Les éléments du réseau de transport (lignes, transformateurs, etc.) sont dimensionnés pour gérer les flux d'électricité à certains niveaux de puissance. Lors des périodes de pointe, certaines portions du réseau de transport breton sont saturées, notamment en cas d'avarie sur l'un des éléments du réseau. Stocker l'électricité au niveau des zones à

risque permet de traiter localement les problèmes de congestion, en reportant également les investissements dans des infrastructures potentiellement surdimensionnées.

Concernant la zone Nord Bretagne, des surcharges très importantes peuvent subvenir en cas de perte de la ligne 400 kV entre Rennes et Saint-Brieuc. Le projet de *filet de sécurité* prévoit la construction d'une ligne entre Lorient et Saint-Brieuc pour décongestionner le réseau à partir de 2017. La mise en place d'un moyen de stockage dans la zone de Saint-Brieuc pourrait également apporter une solution au niveau local.

### 1.3.3.2 Soutien du réseau de distribution

Concernant le réseau de distribution d'électricité (entièrement opéré par ErDF en Bretagne), il n'existe à priori pas de fragilité spécifique à la Bretagne en l'état actuel. La réflexion sur les services rendus par le stockage d'énergie est donc intégrée à une stratégie plus large au niveau national. Pour le distributeur, le stockage permet notamment de reporter les investissements de renforcement du réseau, comme par exemple la mise en place de nouveaux équipements au niveau d'un poste source (transformateur, etc.).

A moyen terme, le parc de production renouvelable devrait se développer relativement rapidement en Bretagne, afin de coller aux objectifs du Pacte électrique breton. L'intégration des moyens de production intermittents est une nouvelle source de fragilité pour le distributeur, qui doit raccorder les unités de moins de 12 MW. Le besoin en stockage d'énergie pour le distributeur devrait donc aller en croissant avec le déploiement du parc.

## 2 Solutions de stockage d'énergie adaptées au contexte breton

Pour répondre au besoin en stockage d'énergie identifié dans la section 1, quatre pistes principales ont été retenues :

- Des moyens de stockage centralisés sur le réseau.
- Des moyens de stockage décentralisés sur les sites de production intermittents.
- Des moyens de stockage pour participer à l'effacement dans le secteur résidentiel et tertiaire.
- Des moyens de stockage pour participer à l'effacement pour les industries agroalimentaires.

Pour chaque piste, les conditions de déploiement d'unités de stockage sont analysées :

- Définition des critères d'éligibilité des solutions et des sites potentiels.
- Etude des ordres de grandeur pour le dimensionnement.
- Evaluation du potentiel local si possible.
- Analyse de la chaîne de valeur des futurs projets.

Le choix des solutions technologiques proposées se base sur l'analyse conjointe de la maturité des systèmes, de la disponibilité commerciale des solutions ou encore de leur adéquation avec les conditions structurelles et environnementales de la Bretagne. Le lien entre les besoins identifiés et les solutions technologiques retenues est explicité en annexe 2 de ce document, qui reprend les éléments de synthèse de la partie 1 de cette étude.

Les solutions de stockage non retenues pourraient s'avérer pertinentes pour répondre à d'autres problématiques, et/ou à d'autres horizons de temps. Ce document se concentre sur l'étude des solutions pouvant répondre au problème de vulnérabilité électrique de la Bretagne, à horizon 2020 - 2025.

Pour plus de détails sur les solutions technologiques pressenties, il est possible de se référer à la partie 1 de cette étude présentant un état de l'art exhaustif du stockage d'électricité stationnaire.

Une synthèse des différents acteurs susceptibles d'opérer les solutions de stockage retenues et de leur implication est présentée en annexe 3.

### 2.1 Stockage centralisé sur le réseau

#### 2.1.1 Conditions de déploiement

##### 2.1.1.1 Éligibilité des sites et dimensionnement

Afin d'intégrer les nouveaux moyens de production intermittents, la mise en service d'unités de stockage centralisées sur le réseau semble la solution la plus adaptée. Ces unités de stockage doivent notamment servir à consolider la capacité intermittente installée. Néanmoins, la présence d'un parc de production intermittent ne conditionne pas complètement l'implantation d'un moyen de stockage. Pour définir l'emplacement adapté pour une unité de stockage centralisée, plusieurs critères sont à prendre en compte :

- La proximité des installations avec le réseau de transport haute tension (400 kV ou 225 kV), paramètre clé pour optimiser les coûts d'investissement en évitant la construction d'une nouvelle ligne.
- La puissance de raccordement acceptable localement par le réseau, afin de pouvoir soutirer et injecter de l'électricité sans risques de congestion.
- Le potentiel géographique (topologie, hydrologie, géologie, etc.) en lien avec solution choisie.
- Une intégration de préférence dans les zones sensibles, afin de traiter localement les problématiques du réseau. Pour la Bretagne, le développement de moyen de stockage dans la zone Nord Bretagne et dans l'ouest du territoire est à privilégier.
- La proximité des unités de stockage avec un parc de production massif, comme le futur parc éolien offshore au large de Saint-Brieuc. Dans ce cas, l'unité de stockage optimise directement la gestion du parc et la proximité géographique peut être pertinente.
- La cohérence environnementale pour le site choisi et le degré d'acceptation par les parties prenantes locales.

Les moyens de stockage centralisés sur le réseau permettent de déplacer des quantités d'énergie à l'échelle du GWh, avec des puissances de stockage de l'ordre de plusieurs centaines de MW. Selon l'évaluation du besoin en stockage réalisée dans la section 1, il apparaît que la puissance nécessaire pour compenser les intermittences de production sera de l'ordre de 300 MW à plus de 600 MW à horizon 2025.

**Sur la base d'unités de stockage d'environ 200 MW, on estime que la mise en service progressive de 2 à 3 installations d'ici 2025 pourrait répondre au besoin de compensation en Bretagne.**

L'évaluation du besoin en stockage indique également que le temps de décharge adapté serait compris entre 8h et 10h, afin de passer les 2 pics journaliers durant les périodes de forte consommation. Pour une puissance de stockage de 200 MW, la quantité d'énergie stockée devra donc se situer entre 1,6 et 2 GWh. Ce chiffrage préliminaire possède néanmoins des limites, dans la mesure où il ne prend en compte que les spécificités des pics de demande. Une évaluation complémentaire devra également prendre en compte les caractéristiques de production du parc intermittent (courbes de charge, cycles saisonniers, amplitude des fluctuations, etc.).

Il est important de rappeler que le déploiement de ces unités de stockage répond ici à une problématique nouvelle d'intégration d'un parc de production intermittent dans un mix électrique territorial. Le dimensionnement, l'exploitation et la valorisation des solutions de stockage centralisé déjà en service, notamment avec les STEP françaises, ne correspondent plus au paradigme étudié :

- Le dimensionnement en énergie doit correspondre à un temps de décharge plus élevé que les moyens de stockage journaliers classiques (entre 3h et 6h pour les STEP françaises) mais inférieur aux moyens de stockage hebdomadaires (supérieur à 30h pour certaines STEP).
- La compensation des intermittences demande un gain en flexibilité et un accroissement de la réactivité des installations, afin de s'adapter aux phénomènes aléatoires, avec des possibilités de cycles courts (infra – horaires) de charge / décharge.

### 2.1.1.2 Chaîne de valeur

Des voies de valorisation économique supplémentaires sont à trouver, alors que les installations en service se rentabilisent principalement grâce à l'arbitrage sur les marchés et les mécanismes d'ajustement de RTE (réserve tertiaire). Le besoin de consolidation de la capacité intermittente induit paradoxalement un fonctionnement moins *commandable* des unités de stockage, qui doivent réserver une certaine quantité d'énergie pour pallier aux intermittences.

La diminution des marges de manœuvre pour la valorisation des transferts d'énergie devra être compensée par de nouveaux modèles de valorisation de la puissance mise à disposition. La recherche de voies de valorisation multiples est nécessaire pour que la filière se développe.

Voies de valorisation	Valorisation actuelle des systèmes de stockage centralisés (STEP)	Perspectives d'évolution des modèles de valorisation
Arbitrage, valorisation des transferts d'énergie	Oui, différentiel de prix sur les marchés de l'énergie	Augmentation probable des écarts de prix (tarifications horo-saisonnière du TURPE, etc.) <i>MAIS perte en flexibilité pour consolider les intermittences</i>
Capacité de pointe / Consolidation de la capacité intermittente	Non valorisé	Valorisation possible dans le cadre des futurs mécanismes de capacité à horizon 2016 - 2017
Services systèmes (Réserves primaires et secondaires, Réglage de tension) et Mécanismes d'ajustement (Réserve tertiaire)	Oui pour les services systèmes, mais principalement valorisé grâce aux mécanismes d'ajustement	Possibilité de valorisation spécifique du stockage pour des services système plus performants ? <i>(en cours de réflexion)<sup>5</sup></i>
Traitement des congestions sur le réseau de transport / report des investissements	Non valorisé	Possibilité de valorisation d'un moyen de stockage pour traiter des problématiques réseau <i>(traitement au niveau local ?)</i>

**Tableau 11 - Evolution des voies de valorisation pour le développement d'unités de stockage centralisées**

En l'absence de cadre réglementaire adapté, les nouvelles voies de valorisation ne rencontrent pas à ce jour de déclinaison économique suffisante pour que la filière se déploie à grande échelle. Le besoin de sécurisation spécifique au

<sup>5</sup> Déjà le cas dans certains pays, comme par exemple aux Etats-Unis

secteur électrique breton nécessite pourtant de mettre en place des solutions à court terme, afin d'anticiper les risques identifiés.

**La mise en place d'un cadre réglementaire ou incitatif adapté au niveau local est sûrement nécessaire pour catalyser le développement de la filière stockage et faire émerger les premiers projets.**

Par ailleurs, les opérateurs possibles de ces unités de stockage peuvent être de nature diverse :

- Idéalement, le gestionnaire de réseau transport, qui bénéficierait d'un outil pour assurer l'équilibre offre/demande. En l'état actuel de la réglementation européenne, RTE ne peut pas opérer de moyen de stockage (il n'est pas censé agir sur le soutirage ou l'injection d'énergie sur le réseau).
- Les producteurs d'énergie (EDF opère aujourd'hui l'ensemble STEP françaises, dans l'attente du renouvellement des concessions hydro-électriques). On peut penser en particulier aux opérateurs des futurs parcs éoliens offshore. Néanmoins, sans contexte incitatif adapté ou contraintes réglementaires liés au développement du parc, il n'existe à ce jour aucun intérêt pour ces producteurs d'opérer de tels moyens de stockage.
- De nouveaux acteurs de type *stockeur d'énergie pure player* pourraient voir le jour.

## 2.1.2 Solutions technologiques pressenties

### 2.1.2.1 STEP terrestres conventionnelles

Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage représentent la solution de stockage la plus mature et la plus répandue en France. En Bretagne, la topographie est relativement peu propice au développement d'infrastructures terrestres, bien que quelques sites puissent être aménagés. Le projet de STEP de Guerlédan en centre Bretagne a par exemple été récemment évoqué en Conférence bretonne de l'énergie après avoir été abandonné dans les années 80. Il semble pourtant que le projet actuel ne soit pas adapté au contexte de sécurisation et se heurte à des contraintes structurelles et environnementales, telles que :

- Un temps de décharge de 4h alors que le besoin de sécurisation de pointe plaide pour un dimensionnement sur 6 à 8 h.
- L'absence d'infrastructure de transport dimensionnée pour accueillir une puissance de stockage de 700 MW, même avec la construction de la ligne 225 kV entre Lorient et Saint-Brieuc d'ici 2017.
- Les conflits d'usages du bassin inférieur (gestion des crues, activités nautiques, gestion des étiages, etc.), affectant la flexibilité nécessaire pour le fonctionnement de la STEP.

**Un projet de STEP à Guerlédan ne pourra voir le jour sans une ré-étude complète des caractéristiques technico-économiques cohérentes avec le contexte d'intégration des énergies intermittentes, notamment :**

- **Une revue à la baisse de la puissance de stockage.**
- **Une adaptation des modes de fonctionnement avec un temps de décharge plus long (environ 8 heures) et un besoin essentiel de flexibilité des équipements.**
- **Une recherche de nouveaux modèles économique et voies de valorisation multiples.**

### 2.1.2.2 STEP marines côtières

Afin de s'affranchir des contraintes de sites, il est possible de profiter de la topographie du littoral Breton pour développer des STEP marines côtières. A ce jour, un unique démonstrateur de 30 MW existe dans le monde, au Japon. Un nouveau démonstrateur de 50 MW développé par EDF-SEI devrait voir le jour en Guadeloupe ou sur l'île de La Réunion, d'ici 2015 - 2016. Ce projet servira de test pour lancer la filière en métropole. D'autres projets sont à l'étude dans le monde.

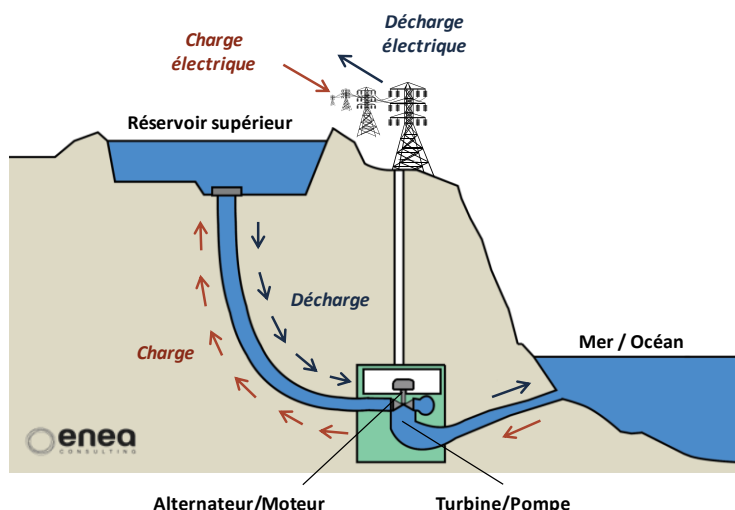


Figure 11 - Schéma de principe d'une STEP Marine côtière

La construction d'une STEP marine côtière doit prendre en compte les contraintes d'implantations locales qui déterminent la marge de manœuvre pour son dimensionnement. Les sites éligibles doivent posséder un dénivelé acceptable (supérieur à 50 m, mais de préférence plus proche des 90 – 100 m) et une surface plane se situant à proximité de la côte pour construire le bassin supérieur. Le volume du bassin supérieur, qui conditionne la quantité d'énergie stockée, est un paramètre structurant. Il est déterminé par l'emprise au sol et la hauteur de digue acceptable sur le site choisi. Dans la présente étude, en lien avec la partie 1 « Etat de l'art » qui a permis d'identifier les atouts et faiblesses des différentes technologies, on se limitera aux STEP nécessitant une étendue d'eau inférieure à un km<sup>2</sup>. Avec une hauteur de digue de 10 à 20 m, ceci correspond à des capacités de stockage comprises entre 1 et 2 GWh, et donc une puissance de stockage de 100 à 200 MW [8]. Les principaux éléments de dimensionnement sont synthétisés dans le Tableau 12 ci-dessous.

Puissance de stockage (turbinage)	100 - 200 MW
Capacité énergétique	1 - 2 GWh
Temps de décharge	8 – 10 h
Hauteur de chute	50 – 100 m
Bassin supérieur : hauteur de digue	10 - 20 m
Bassin supérieur : surface	0,2 – 1 km <sup>2</sup>
Bassin supérieur : distance de la côte	≈ 2 km

Tableau 12 - Dimensionnement type d'une STEP marine côtière

Par ailleurs, la gestion de l'acceptabilité environnementale et sociétale est un élément clé de la réalisation d'une telle infrastructure sur le littoral breton :

- La conduite entre le bassin supérieur et la mer, ainsi que le groupe turbine / alternateur doivent être idéalement situés en souterrain, de manière à limiter l'impact visuel négatif sur le littoral.
- Le bassin supérieur doit s'intégrer au site choisi avec un minimum d'impact négatif sur les populations et les activités locales.
- Un effort particulier doit être apporté pour le maintien de l'étanchéité du bassin supérieur, afin de limiter les infiltrations d'eau salée (la mise en place des systèmes d'étanchéité a un impact très important sur le coût du génie civil).

**Dans l'ensemble, une bonne gestion du consensus auprès des parties prenantes locales doit permettre de limiter le délai d'exécution du projet. Un délai de 4 à 6 ans pour le développement d'une STEP Marine est un ordre de grandeur envisageable.**

La situation de la Bretagne est relativement adaptée au développement de la filière, de par :

- La cohérence avec l'effort porté sur le développement des moyens de production d'énergie en mer (éolien offshore, hydroliennes, etc.)

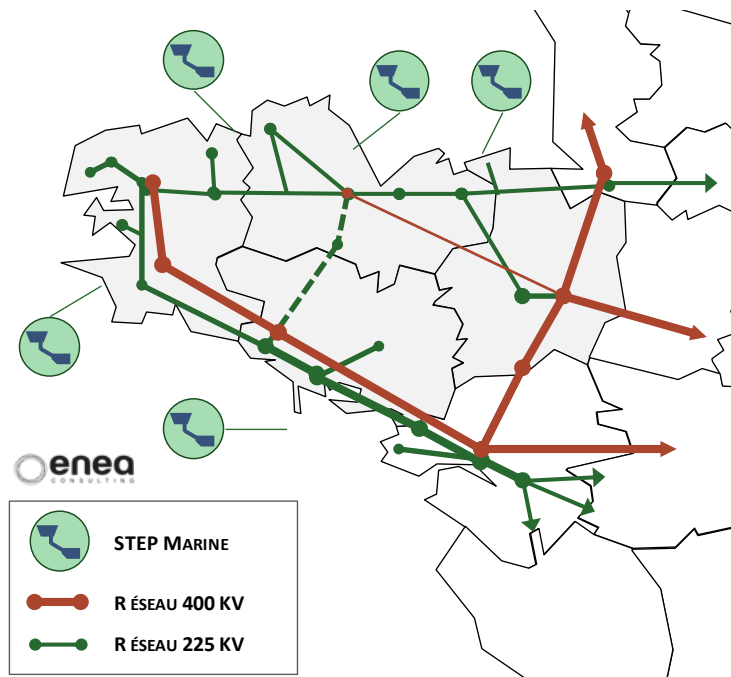


- Un tissu industriel et universitaire local avec une excellente connaissance des problématiques marines et en plein développement. On peut citer notamment :
  - Le nouvel IEED (Institut d'Excellence des Energies Décarbonées) France Energies Marines
  - L'implantation locale d'acteurs industriels (comme le DCNS)
  - Le Pôle mer Bretagne qui centralise les compétences de R&D
  - Des centres de recherche universitaires (ENS Cachan Ker Lann, etc.)

Afin de faire émerger la filière, la volonté des décideurs locaux sera déterminante, avec certainement des mesures incitatives nécessaires pour accompagner les porteurs de projet. La mise en place à court terme d'un premier démonstrateur de quelques dizaines de MW serait une première étape.

**Le développement d'une filière STEP marine est une opportunité pour la Bretagne qui fait le lien entre besoin de sécurisation électrique et volonté d'optimiser la ressource océanique locale.**

Une étude préliminaire des sites d'implantation potentiels a été réalisée par François Lampérière<sup>6</sup>, dont les détails sont présentés en annexe 4. La Figure 12 ci-dessous présente la localisation des principaux sites retenus. Une étude plus précise du potentiel de stockage par STEP Marines serait à réaliser pour mieux caractériser les sites éligibles.



**Figure 12 - Localisation des sites potentiels pour la construction de STEP Marines**

### 2.1.2.3 CAES

Le stockage d'air comprimé dans des cavités souterraines est une solution moins mature que les STEP, avec seulement deux installations en service dans le monde (Hundorf en Allemagne et McIntoch aux Etats-Unis). Le CAES (pour Compressed Air Energy Storage) est souvent présenté comme la seule alternative aux STEP en tant que moyen de stockage massif. Un avantage non négligeable est notamment son emprise au sol faible avec une grande partie de l'installation située en souterrain. De fait, le CAES est moins affecté par les problématiques d'acceptation sociétale et environnementale, bien que l'exploitation des cavités souterraines génère également des questionnements et oppositions.

<sup>6</sup> Expert en hydroélectricité pour l'association Hyrdcoop

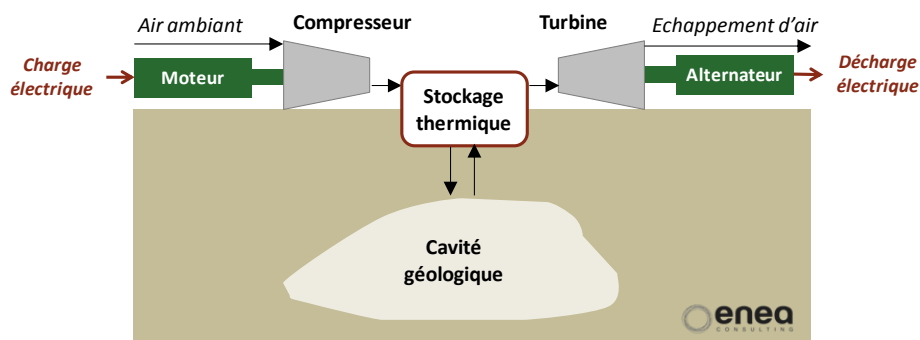


Figure 13 - Schéma de principe d'une unité CAES "Adiabatique"

Pour un dimensionnement semblable à celui des STEP (100 à 200 MW pour 1 à 2 GWh d'énergie stockée), il sera nécessaire d'identifier des cavités avec un volume de l'ordre 100 000 à 200 000 m<sup>3</sup>. Les principaux éléments de dimensionnement sont synthétisés dans le Tableau 13 ci-dessous.

Puissance de stockage (turbinage)	100 - 200 MW
Capacité énergétique	1 - 2 GWh
Temps de décharge	8 - 10 h
Profondeur des cavités	300 - 900 m
Volume de cavité	100 000 - 200 000 m <sup>3</sup>
Pression de l'air comprimé	50 - 100 bars

Tableau 13- Dimensionnement type d'une unité CAES

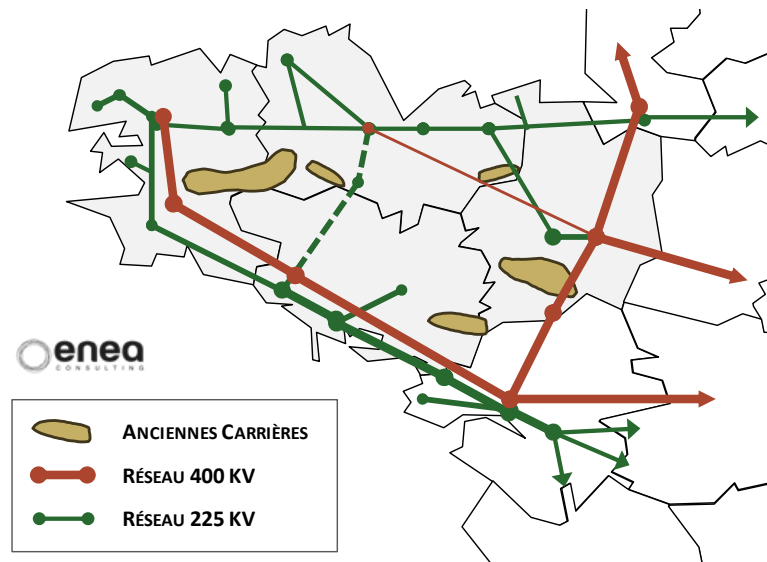
En amont de tout projet de stockage d'air comprimé, il est nécessaire de mettre en place un processus de caractérisation du sous-sol et des réservoirs. Plusieurs phases d'étude successives menées par un organisme comme le BRGM doivent fournir une analyse de plus en plus fine des sites potentiels :

- Une analyse macro des sous-sols, afin de définir les zones à étudier.
- Des études menées par un géologue sur le terrain.
- Une caractérisation précise du sous-sol avec des techniques de sismique ou de carottage.

**Les réservoirs les plus adaptés sont les cavités salines qui possèdent une excellente étanchéité naturelle. En Bretagne, il n'existe a priori pas de sous-sol salin sur l'ensemble du territoire.**

Les deux installations en service dans le monde aujourd'hui exploitent des cavités salines. Il existe cependant des alternatives (encore à l'étude), comme les anciennes cavités minées ou cavités anthropiques. Une analyse préliminaire de la géologie bretonne permet de dégager deux pistes potentielles :

- D'anciennes mines réparties sur le territoire breton (comme par exemple la mine de Trémuson proche de Saint-Brieuc). Ces cavités sont régies par le code minier, et référencées par la DREAL Bretagne notamment.
- Des anciennes exploitations de schistes ardoisiers, les *ardoisières*, régies par la législation des carrières. La localisation de ces carrières est illustrée sur la Figure 14, à partir de la base de données *BDCavité* du BRGM [9]. On notera néanmoins que certaines de ces carrières (telles les ardoisières de Mael Carhaix), ne sont pas libérées de leurs obligations réglementaires et donc non disponibles pour d'autres activités.



**Figure 14 - Localisation des anciennes carrières bretonnes (ardoisières notamment) [9]**

L'éligibilité de ces cavités anthropiques pour stocker de l'air comprimé n'est pas assurée. Il est en effet nécessaire de choisir des cavités de roches non fracturées pour une meilleure étanchéité. D'autres contraintes d'adaptation à des conditions de température et de pression particulières doivent être respectées. On notera également que beaucoup de ces sites sont aujourd'hui ennoyés après des processus naturels d'infiltration.

L'exploitation de ces cavités non salines nécessitera certainement de réaliser des travaux de génie civil pour garantir l'étanchéité, avec des surcoûts non négligeables à l'investissement. Plusieurs techniques de coffrage existent avec des coûts et des performances variables, comme :

- Un coffrage en béton projeté.
- Un coffrage en mousse polyuréthane.
- Un coffrage en Inox.

Comme détaillé dans la section 2.1.1, la proximité des sites de stockage avec le réseau électrique est une priorité. Dans le cas des technologies CAES conventionnelles, il est également nécessaire de se trouver à proximité du réseau de gaz, ce qui impose une contrainte supplémentaire pour la localisation des unités de stockage. Les technologies plus innovantes de CAES Adiabatique s'affranchissent des contraintes d'approvisionnement en gaz et affichent des rendements supérieurs (plus de 70% de rendement, alors que celui-ci est limité à 50% pour le CAES conventionnel).

**Un premier démonstrateur de CAES Adiabatique doit être privilégié pour déployer la filière stockage d'air comprimé en Bretagne. La mise en place d'une telle solution technologique est néanmoins incertaine car il n'existe pas d'installation en service dans le monde à ce jour.**

## 2.2 Stockage décentralisé sur site de production intermittent

### 2.2.1 Conditions de déploiement

#### 2.2.1.1 Éligibilité des sites et dimensionnement

Le déploiement des solutions de stockage centralisées relativement massives se confronte parfois à un risque d'opposition locale. De manière générale, toute nouvelle infrastructure énergétique de grande envergure suscite des questionnements relatifs à ses conséquences environnementales et sociétales. Une alternative au stockage centralisé est le développement de solutions décentralisées au niveau des sites de production intermittents.

Les sites d'implantation préférés pour ces moyens de stockage sont les postes source sur le réseau de distribution. Ces postes source sont des points d'injection entre le réseau de distribution et le réseau de transport.

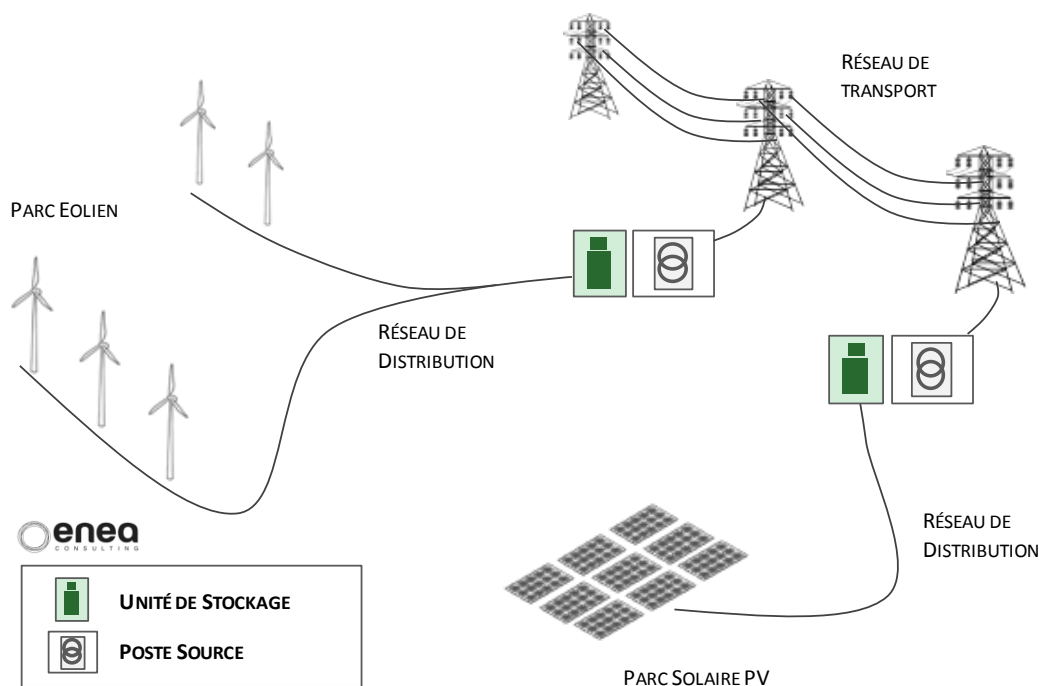


Figure 15 - Dispositifs de stockage décentralisés sur les sites de production intermittents

Les moyens de production intermittents de puissance installée inférieure à 12 MW doivent être raccordés au réseau de distribution. En excluant le futur parc éolien offshore, la majorité des sites de production éolien et solaire PV se situent dans ce cas. On considère que la mise en place de solutions de stockage décentralisées ne sera pertinente que pour des parcs de production avec une puissance installée supérieure à quelques MW :

- Les parcs éoliens terrestres bretons comptent en moyenne 4 éoliennes, pour une puissance cumulée de 6 MW. [4]
- Le parc solaire PV breton compte essentiellement des installations de faible puissance. Le déploiement à venir de centrales au sol plus massives (20 centrales de 10 MW prévues dans le Pacte électrique breton) semble plus adapté au développement de ce type d'unités de stockage.

Le dimensionnement des unités de stockage dépendra fortement de chaque situation et nécessitera une étude approfondie des caractéristiques de production locales. En première approche, l'étude des facteurs de charge des différents parcs (11% pour le solaire, plus de 20% pour l'éolien terrestre) plaide pour des puissances de stockage représentant 10% à 20% de la puissance installée.

**Dans le cas de la Bretagne, les solutions de stockage décentralisées doivent être dimensionnées pour des puissances de l'ordre de quelques MW, pour des capacités énergétiques de quelques dizaines de MWh.**

Le déploiement de ces unités de stockage ne pourra probablement se faire que sur les futurs parcs de production, car aucune réglementation ne permet aujourd'hui de rendre ces systèmes intéressants pour les installations existantes (cf. section 2.2.1.2).

**A partir de l'analyse des objectifs du Pacte électrique breton, on peut estimer le potentiel global de stockage à environ 200 MW pour les futurs parcs éoliens terrestres et à 20 MW pour les centrales solaires au sol.**

Finalement, une condition essentielle pour le développement du stockage décentralisé est l'amélioration de l'observabilité et de la pilotabilité des systèmes électriques. La bonne intégration des unités de stockage est intrinsèquement liée au développement conjoint des *smartgrids*.

### 2.2.1.2 Chaîne de valeur

Les modèles économiques associés aux solutions de stockage décentralisées sont fortement dépendants des évolutions réglementaires et incitatives. Deux situations sont à envisager.

**L'opérateur du moyen de stockage est le producteur d'énergie, éolien ou solaire PV.**

Il n'existe à ce jour pour ce type d'acteur aucun intérêt économique à opérer un moyen de stockage. Au contraire, l'injection directe et prioritaire d'électricité est valorisée par un tarif de rachat. Seul un signal réglementaire fort, au niveau national ou local, incitera les producteurs intermittents à mettre en place des moyens de stockage conjoints :

- Une obligation de stockage définie dans le cahier des charges de futurs appels à projet, comme cela a été le cas pour l'appel d'offre éolien pour la Corse et les DOM-TOM.
- Une contrainte liée à la tenue des prévisions de production, avec la mise en place de pénalités dans le cas de non respect de la production annoncée. Ce type de mesures est déjà en vigueur en Espagne.

**L'opérateur du moyen de stockage est le gestionnaire du réseau de distribution**

Le distributeur est confronté de manière croissante aux contraintes imposées par la production intermittente :

- Des problèmes de congestion lors de périodes de surproduction.
- Une instabilité du niveau de puissance injectée, nécessitant notamment un surdimensionnement des équipements.
- Une détérioration de la qualité du signal.

La mise en place d'une unité de stockage au niveau d'un poste source constituerait pour un distributeur une alternative à différents investissements, ou un moyen de les reporter.

## 2.2.2 Solutions technologiques pressenties

Les solutions de stockage pressenties pour cette application sont principalement des systèmes électrochimiques pouvant déplacer des quantités relativement importantes d'énergie (en opposition aux batteries électrochimiques dimensionnées en puissance). Ces solutions sont modulables et ne présentent pas de réelles contraintes d'implantation géographique. Les technologies sélectionnées ont la particularité d'être relativement matures, avec des solutions *clé en main* commercialisées et conçues pour la gestion des parcs intermittents. Les délais de mise en place de ces unités sont donc relativement courts, de l'ordre de quelques semaines à quelques mois (hors délais d'autorisation).

La sélection ci-dessous ne prétend pas être exhaustive et doit être observée comme une liste indicative au moment de la rédaction de ce document. Les principales technologies de batteries électrochimiques sont présentées de manière plus détaillée dans la partie 1 de cette étude.

### 2.2.2.1 Les batteries électrochimiques à base de Lithium

Technologies encore coûteuses, elles affichent néanmoins de très bonnes performances en terme de durée de vie, de rendement et de modularité. Les coûts sont en baisse rapide, soutenus par le développement des véhicules électriques. En France, *Saft* fait figure de leader avec une solution Lithium-Ion déjà commercialisée. L'entreprise *Batscap*, dont l'une des usines de production a été récemment implantée en Bretagne, développe également une batterie stationnaire basée sur la technologie Lithium-Polymère.

### 2.2.2.2 Les batteries électrochimiques Sodium-Soufre

Les batteries Na-S sont la solution de stockage électrochimique la plus développée pour l'intégration des parcs de production intermittents sur les réseaux. Capable de stocker des quantités importantes d'énergie, leur exploitation est cependant contraignante, notamment à cause d'un maintien nécessaire à haute température. Un incident a récemment conduit l'unique fournisseur japonais *NGK* à suspendre la production de ces batteries. Le problème semble avoir été résolu, mais le développement de cette filière demeure encore incertain. Une batterie *NGK* (1 MW, 7 MWh) est en cours de test sur l'île de la Réunion.

### 2.2.2.3 Les batteries à circulation Vanadium

Les batteries à circulation Vanadium sont des technologies modulaires qui peuvent être dimensionnées en puissance et en énergie de manière très flexible. Les performances annoncées en termes de durée de vie et d'efficacité sont relativement bonnes. Elles se situent dans les mêmes gammes de coûts d'investissement que les batteries Na-S. Des solutions clé en main sont disponibles, notamment avec l'entreprise autrichienne *Cellstrom* dont la technologie *Cellcube* a été testée à l'INES (Institut National d'Énergie Solaire) à Grenoble.

## 2.3 Stockage et effacement pour les secteurs résidentiel et tertiaire

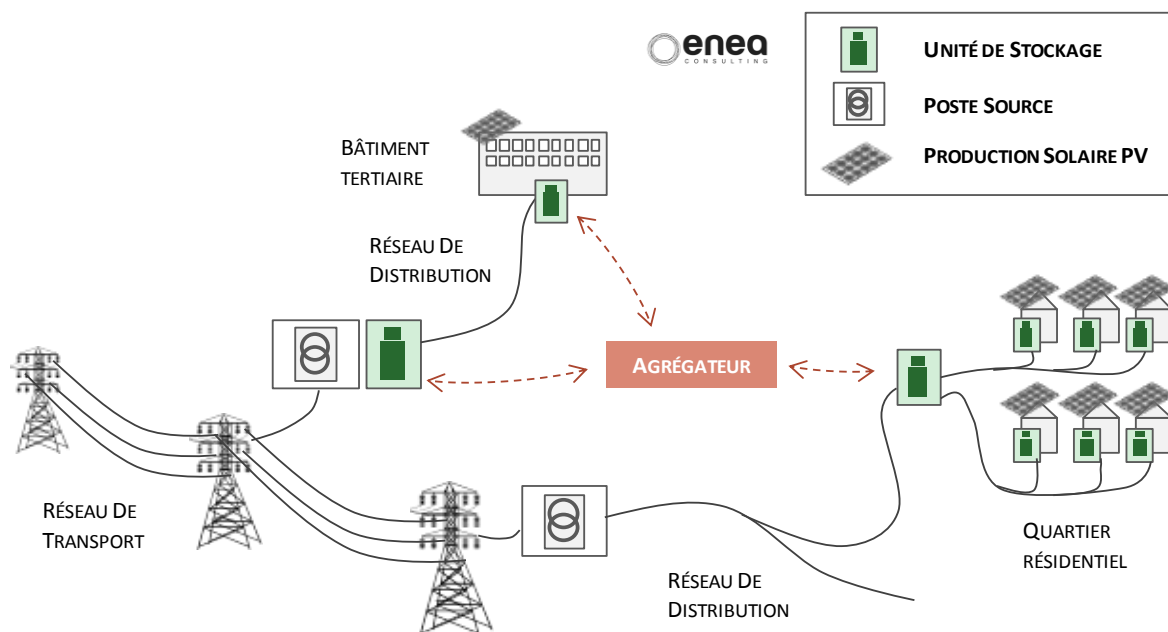
### 2.3.1 Conditions de déploiement

#### 2.3.1.1 Eligibilité des sites et dimensionnement

La mise en œuvre des mesures MDE du Pacte électrique breton comprend un développement des dispositifs d'effacement pour limiter l'appel en puissance. Ces dispositifs d'effacement seront étroitement liés au déploiement des outils de suivi et de pilotage intelligents. L'introduction d'intelligence sur les réseaux et chez les consommateurs permettra de déplacer la consommation de certains équipements électro-intensifs (en particulier les convecteurs électriques) vers les périodes creuses. L'intérêt est également d'intégrer les moyens de productions d'énergies sur les bâtiments résidentiels ou tertiaires (Solaire PV en particulier), avec à terme de nouveaux paradigmes de localisation de la production électrique.

Le stockage d'énergie est un outil offrant un gain en flexibilité pour le pilotage de la demande, ce qui permet d'accroître les possibilités d'effacement. Le choix du positionnement de l'unité de stockage sur la chaîne de distribution conditionnera son dimensionnement. On peut envisager plusieurs configurations à différents niveaux de déconcentration :

- Des moyens de stockage relativement importants, de l'ordre du MW, proches des postes sources.
- Des moyens de stockage communautaires à l'échelle de quartiers, ou pour des bâtiments tertiaires, de quelques dizaines à quelques centaines de kW.
- Des moyens de stockage diffus de quelques kW à l'échelle résidentielle.



**Figure 16 – Emplacements possibles de dispositifs de stockage pour l'effacement dans les secteurs résidentiel et tertiaire**

Le potentiel global d'effacement lié au stockage d'énergie est difficilement évaluable en tant que tel. Le stockage d'énergie sera l'un des éléments du déploiement des *smartgrids* et des dispositifs de maîtrise de la demande.

Concernant le secteur résidentiel breton, on peut s'appuyer en première approche sur l'évaluation de 550 000 logements chauffés à l'électricité en 2005, ainsi que sur les objectifs de déploiement de 300 000 boîtiers d'effacement diffus d'ici 2020 [2]. En considérant une capacité d'effacement de 2 kW par logement (2 convecteurs électriques), il devrait être théoriquement possible d'effacer 600 MW sur le segment résidentiel à horizon 2020.

A court terme, les îles bretonnes pourraient servir de terrains d'essai intéressants pour intégrer le stockage d'énergie aux *smartgrids*. ErDF étudie déjà la question sur les îles de Houat et Hoëdic, via le projet européen ADDRESS.

### 2.3.1.2 Chaîne de valeur

La valorisation des capacités d'effacement pour un particulier seul ou une entreprise ne semble pas envisageable pour de faibles puissances de stockage. Dans ce contexte, les agrégateurs ont un rôle important de mutualisation des capacités d'effacement. Ils disposent d'une flexibilité liée à la diversité des postes d'effacements, qu'ils peuvent observer et piloter grâce à des équipements intelligents.

Les opérateurs des moyens de stockage ne sont donc généralement pas les consommateurs eux-mêmes, mais des agrégateurs spécialisés dans l'effacement ou le gestionnaire du réseau de distribution. Ces opérateurs installent et gèrent techniquement les moyens de stockage (niveau de charge, avaries, etc.), en s'assurant de respecter les termes des contrats avec les consommateurs (ordres d'effacement, niveau d'effacement acceptable, etc.).

La recherche de voies de valorisation multiples est déterminante pour trouver des modèles économiques pérennes :

- Diminution de la puissance souscrite.
- Optimisation de la consommation (valorisation des tarifs horo-saisonniers).
- Valorisation des capacités d'effacement grâce aux mécanismes d'ajustement.
- Continuité d'alimentation pour les consommateurs sensibles aux avaries (dans le tertiaire notamment).

Il faut noter que l'autoconsommation de production intermittente ne possède pas d'intérêt économique en France à ce jour, en raison de tarifs de rachat élevés et non horo-saisonnalisés. A plus long terme, l'adaptation réglementaire et incitative permettra de valoriser l'autoconsommation, comme cela est déjà le cas en Allemagne. La mise en place d'une nouvelle norme BEPOS (Bâtiment à Energie POSitive) d'ici 2020 pour les bâtiment neufs sera certainement un nouveau levier pour favoriser les solutions production locale / stockage.

**A l'échelle de la Bretagne, l'étude d'un mode de valorisation de l'autoconsommation d'électricité renouvelable serait une piste pour faire émerger à court terme des modèles économiques rentables pour le stockage d'énergie.**

### 2.3.2 Solutions technologiques pressenties

Les solutions technologiques pressenties pour cette application sont les systèmes de stockage électrochimique similaires aux solutions présentées dans la section 2.2.2.

Les fournisseurs de technologies électrochimiques possèdent en effet plusieurs gammes de solutions s'adaptant aux différents usages, selon le degré de déconcentration nécessaire pour l'implantation de l'unité de stockage.

Le projet *NiceGrid* en région PACA, par exemple, comprend la mise en place de plusieurs batteries Lithium-Ion (*Saft*) à différents niveaux de la chaîne de distribution (au niveau du poste source, ainsi qu'aux niveaux communautaire et résidentiel). Les objectifs du projet sont entre autres :

- De tester l'intégration de l'intelligence sur les réseaux, ainsi que les interfaces existantes avec le stockage d'énergie.
- D'avoir une meilleure visibilité sur les avantages et les inconvénients de schémas de stockage plus ou moins décentralisés.



## 2.4 Stockage et effacement pour les industries agroalimentaires

### 2.4.1 Conditions de déploiement

#### 2.4.1.1 Eligibilité des sites et dimensionnement

La consommation énergétique des industries bretonnes est dominée par le secteur agro-alimentaire (64% de la consommation du secteur industriel). Le déploiement d'un programme d'économie d'énergie dans les IAA (Industries Agro-Alimentaires) fait partie des engagements du Pacte électrique breton. Ce programme vise notamment à accompagner les IAA dans l'évolution de leurs installations frigorifiques. Dans le contexte industriel breton, le froid représente en effet le levier d'optimisation des consommations énergétiques le plus intéressant parmi l'ensemble des *utilités* industrielles.

Limiter la consommation des équipements de production de froid passe notamment par un pilotage intelligent, qui fournit aux sites industriels la possibilité de s'effacer lors des périodes de pointe. Comme pour les dispositifs d'effacement résidentiels, des agrégateurs modulent la consommation des industriels et mutualisent les capacités d'effacement. En Bretagne, *Energy Pool* a permis de libérer 15 MW de puissance en février 2012, et annonce 100 MW de capacité d'effacement disponible pour 2013 (tous secteurs d'activité confondus).

Les solutions de stockage de froid ne correspondent pas à des systèmes de stockage d'électricité *stricto sensu*. Cependant, la production et le stockage de froid en périodes creuses pour sa restitution en périodes de pointe fournit une capacité d'effacement valorisable lors des pics de consommation.

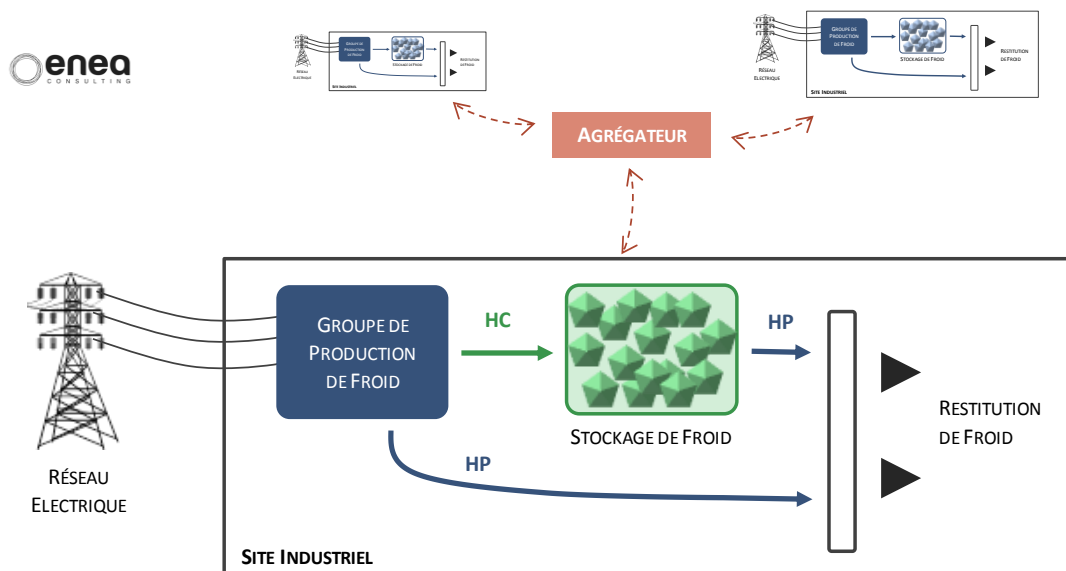


Figure 17 - Dispositif de stockage de froid pour des sites industriels d'IAA<sup>7</sup>

Le dimensionnement des systèmes de stockage de froid doit être fait au cas par cas, en prenant en compte tous les paramètres des procédés industriels. Un compromis doit être trouvé entre le niveau de flexibilité des procédés frigorifiques et la capacité d'effacement mise à disposition.

#### 2.4.1.2 Chaîne de valeur

L'investissement dans des systèmes de stockage de froid peut être d'ores et déjà favorable pour un industriel grâce une multi-valorisation économique incluant par exemple :

- Une optimisation de la consommation (valorisation des tarifs horo-saisonniers).
- Une valorisation des capacités d'effacement grâce aux mécanismes d'ajustement.
- L'optimisation de la puissance électrique souscrite.
- La limitation des investissements dans les systèmes de production de froid en évitant de sur dimensionner les équipements.
- Une diminution des coûts d'exploitation liée à une utilisation des équipements lissée en fonctionnement nominal (diminution des coûts de maintenance et accroissement de la durée de vie).

<sup>7</sup> HP : Heures Pleines / HC : Heures Creuses

## 2.4.2 Solutions technologiques pressenties

Différents systèmes de stockage de froid sont commercialisés et ont fait leur preuve sur un certain nombre de sites industriels ou de bâtiments tertiaires. Des technologies exploitent notamment les propriétés des matériaux à changement de phase, comme le système du français *Cristopia*. La technologie de *Cryogel* exploite quant à elle les propriétés de transformation de l'eau en glace.

Un des volets du projet PREMIO dans la région PACA intègre notamment la mise en place d'une unité de stockage de froid *Cristopia* pour un bâtiment tertiaire à Gardanne. Une des retombées directes du projet est le redimensionnement du groupe de production de froid avec une diminution de 45% de la puissance installée (de 350 kW à 190 kW).

## 2.5 Autres solutions de stockage non traitées

### 2.5.1 Stockage de biomasse / biogaz

Tout carburant ou combustible constitue un moyen de stockage d'énergie lorsque l'on analyse la filière stockage au sens large. Le déploiement des moyens de production d'électricité à partir de biomasse ou de biogaz répondra donc également au besoin en stockage. La contribution de cette production pour sécuriser la pointe électrique en Bretagne doit être étudiée comme une piste de réflexion intéressante.

En prenant l'exemple d'une unité de méthanisation, il est possible de stocker le biogaz pour quelques heures dans le post-digesteur ou dans un gazomètre dédié, puis de le turbiner en période de pointe.

Il faut cependant noter l'existence de différentes contraintes :

- Ces moyens de production sont parfois moins flexibles et réactifs que des solutions de stockage d'électricité au sens strict.
- La disponibilité des ressources n'est pas forcément garantie selon la localisation géographique des unités de production.
- Les modèles économiques actuels sont liés à des tarifs de rachat sans horo-saisonnalité qui, sans pour autant y être un frein, n'incitent pour le moment pas à reporter l'injection d'électricité sur le réseau.

### 2.5.2 Stockage d'hydrogène

L'hydrogène est un moyen de stockage dont les sources énergétiques peuvent être diverses : électricité grâce à l'électrolyse, mais aussi tout type d'hydrocarbures avec les techniques de vapo-reformage. C'est aussi un nouveau vecteur énergétique transportable sur de longues distances, ainsi qu'un carburant potentiel pour les flottes de véhicules.

Dans le cadre de cette étude, la recherche de solutions de stockage répond au besoin de sécurisation de l'approvisionnement électrique en Bretagne. Ce travail se concentre sur les systèmes pouvant fournir une capacité de pointe. Cette capacité de pointe peut correspondre à de l'injection de puissance sur le réseau électrique, ou à la mise à disposition d'une capacité d'effacement. A ce jour, les technologies de stockage d'hydrogène restituant de l'électricité grâce aux piles à combustible ne semblent pas adaptées pour répondre à la problématique :

- Les rendements de la chaîne électricité / hydrogène / pile à combustible ne dépassent pas 30 % avec les technologies actuelles, ce qui reste bien inférieur aux autres systèmes de stockage.
- La puissance des technologies de pile à combustible disponibles sur le marché est aujourd'hui un facteur limitant, avec des coûts d'investissement relativement élevés au kW et des durées de vie encore limitées.

A plus long terme, l'hydrogène devrait néanmoins avoir un rôle important à jouer dans un schéma énergétique plus large. Les quantités massives d'énergies stockées permettront d'accroître la capacité d'accueil des moyens de production intermittents. Une multi valorisation de l'hydrogène fera également parti des schémas d'ensemble, avec l'injection dans les réseaux gaziers, la création de réseaux hydrogènes ou le développement de flottes de véhicules.

Bien qu'il ne réponde pas à la problématique de sécurisation électrique de la Bretagne dans l'horizon de temps étudié, l'hydrogène doit faire partie des pistes de réflexions pour favoriser la transition énergétique.

## Conclusions et points d'attention

### **La Bretagne est un territoire propice au développement d'une filière stockage d'énergie.**

La vulnérabilité électrique du territoire breton nécessite la mise en place d'une gamme de solutions à tous les niveaux de la chaîne : producteurs, réseaux, consommateurs. L'étude des différents paramètres dimensionnant les besoins en matière de sécurisation de la pointe électrique annonce un déficit de puissance face à la hausse de la demande. Dans ce contexte, la filière stockage d'énergie constitue l'une des clés pour rétablir l'équilibre entre offre et demande sans fragiliser l'approvisionnement électrique, que ce soit à travers la consolidation et fiabilisation d'un mix énergétique décarboné, la participation aux efforts d'effacement de consommation ou encore en tant qu'outil de gestion du réseau. Des solutions de stockage d'énergies sont d'ores et déjà disponibles pour chacun des acteurs. D'autres solutions manquent encore de maturité, et nécessitent des projets de démonstration avant d'être déployées à grande échelle.

### **Plus que l'état d'avancement technologique des solutions, c'est la recherche des modèles économiques rentables qui débloquera la filière.**

Le besoin en sécurisation est réel pour la Bretagne. Pour que les besoins du territoire rencontrent la volonté des porteurs de projets, il faudra certainement chercher de nouvelles voies de valorisation. L'évolution du contexte réglementaire et incitatif sera déterminante pour faire émerger les premiers projets. A court terme, les organismes institutionnels locaux pourraient encourager l'essor de la filière en proposant des mécanismes adaptés (obligation de stockage dans le cahier des charges d'appel à projets de parcs intermittents, valorisation des services rendus au réseau, valorisation de l'autoconsommation, etc.).

### **La gestion de l'acceptation en amont de la construction des grandes infrastructures sera déterminante.**

Tous les projets de grandes infrastructures énergétiques suscitent le questionnement des parties prenantes et peuvent générer des oppositions. Les solutions de stockage de grande envergure comme les STEP ou le CAES sont particulièrement impactées par les problématiques d'acceptation environnementale et sociétale. Il est donc essentiel de générer le consensus en intégrant l'ensemble des parties prenantes afin que le développement de ce type de projets soit effectif.

## Bibliographie

- [1] RTE, «Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France», 2011.
- [2] «Pacte Electrique breton», 2010.
- [3] Conférence Bretonne de l'énergie, «GT "Sécurisation de l'approvisionnement électrique" du 8 novembre», 2011.
- [4] Observatoire de l'énergie et des gaz à effet de serre en Bretagne, 2012. [En ligne].
- [5] Exceltys, «Vulnérabilité électrique en Bretagne: la position des entreprises», 2010.
- [6] DREAL Bretagne
- [7] EDF
- [8] F. Lampérière, 2011.
- [9] BRGM, «BD Cavité», [En ligne]. Available:  
[http://www.bdcavite.net/donnees\\_SIG.htm?map=&dpt=56&x=210600&y=2319250&r=62](http://www.bdcavite.net/donnees_SIG.htm?map=&dpt=56&x=210600&y=2319250&r=62).
- [10] E-Demain & Cellule Economique de Bretagne, *Etude ADEME Bretagne*, 2009.

## Table des illustrations

Figure 1 - Bilan de la consommation d'électricité par secteur en 2010 [4] .....	6
Figure 2 - Filet de sécurité Breton [1] .....	8
Figure 3 - Perspectives de croissance de la pointe électrique, 2010 - 2025 .....	11
Figure 4 - Bilan des projets de sécurisation de l'approvisionnement électrique breton et de la fermeture des centrales de pointe, 2010 – 2025.....	11
Figure 5 - Illustration du risque de déficit en puissance pour la Bretagne, 2010 – 2025 .....	13
Figure 6 - Profil de production des TAC de Dirinon et Brennilis lors d'une journée hivernale en 2010 [7] .....	14
Figure 7 - Localisation des zones à risque sur le réseau de transport d'électricité breton .....	15
Figure 8 – Schéma de principe de l'accroissement de la consommation maximale garantie grâce au stockage d'énergie .....	17
Figure 9 - Impact des scénarios de stockage pour consolider la capacité intermittente .....	18
Figure 10 - Diminution de puissance maximale nécessaire grâce au stockage d'énergie .....	19
Figure 11 - Schéma de principe d'une STEP Marine côtière .....	24
Figure 12 - Localisation des sites potentiels pour la construction de STEP Marines .....	25
Figure 13 - Schéma de principe d'une unité CAES "Adiabatique" .....	26
Figure 14 - Localisation des anciennes carrières bretonnes (ardoisières notamment) [9].....	27
Figure 15 - Dispositifs de stockage décentralisés sur les sites de production intermittents .....	28
Figure 16 – Emplacements possibles de dispositifs de stockage pour l'effacement dans les secteurs résidentiel et tertiaire .....	31
Figure 17 - Dispositif de stockage de froid pour des sites industriels d'IAA .....	33
Tableau 1 – Perspectives d'évolution du taux de croissance annuel du maximum de puissance appelée[3] .....	6
Tableau 2 - Plan de développement du parc éolien [4] [2][5] .....	9
Tableau 3- Plan de développement des énergies marines [2][4][5].....	9
Tableau 4 - Plan de développement du parc solaire photovoltaïque [2][4][5] .....	10
Tableau 5 – Plan de développement du parc de production intermittent « non-prévisible »[2][4][5].....	10
Tableau 6 - Perspectives de consommations maximales garanties par le réseau .....	12
Tableau 7 - Synthèse du risque de déficit en puissance, 2015 - 2025 .....	13
Tableau 8 - Durées d'appel annuelles des TAC de Dirinon et Brennilis sur la période 2009 - 2011[6].....	14
Tableau 9 - Scénarios de consolidation de la capacité intermittente grâce au stockage d'énergie.....	17
Tableau 10 - Capacité d'effacement nécessaire pour passer du scénario de référence au scénario MDE Pacte, 2015-2025 .....	19
Tableau 11 - Evolution des voies de valorisation pour le développement d'unités de stockage centralisées .....	22
Tableau 12 - Dimensionnement type d'une STEP marine côtière .....	24
Tableau 13- Dimensionnement type d'une unité CAES .....	26

## Annexe 1 : Entretiens réalisés

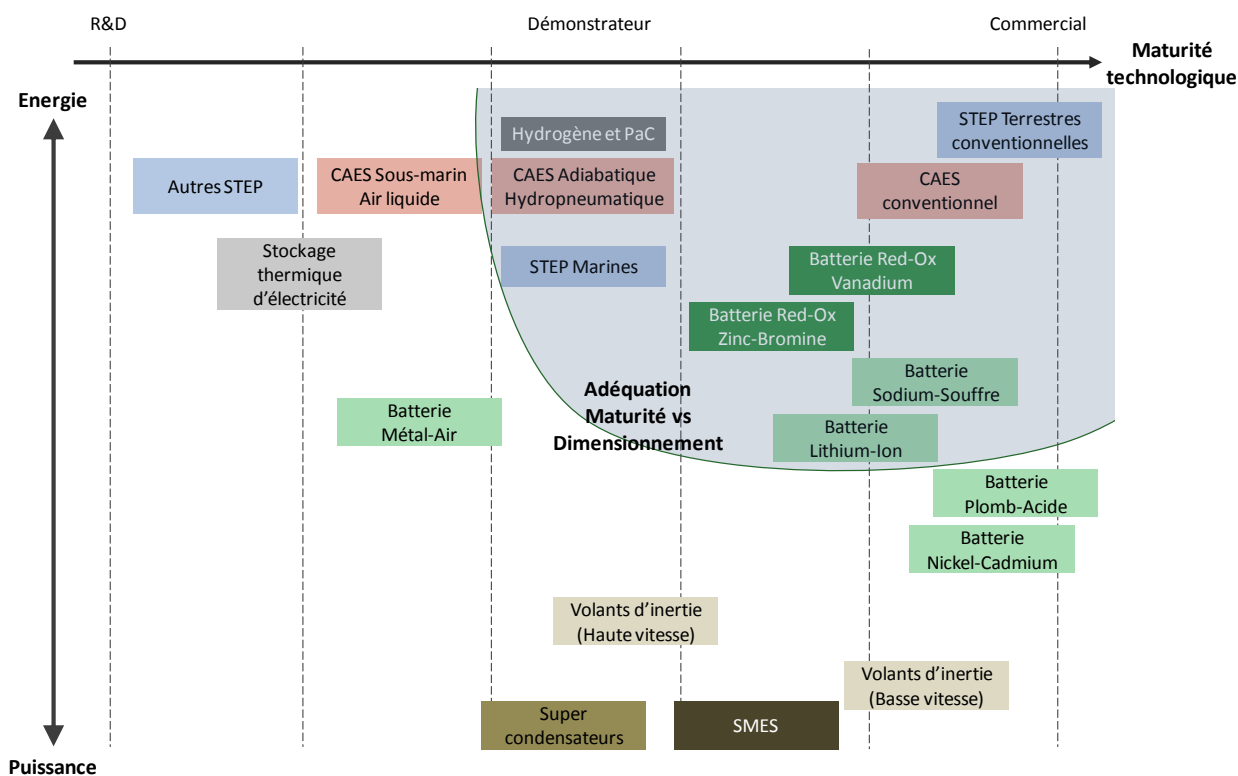
Entreprise ou organisme	Identité	Poste	Sujet de l'entretien
Aerowatt	Denis Lefebvre	Directeur Technique en charge des études détaillées, de la construction des projets et de la R&D.	Stockage et éolien
Alren / CNAM	Jean Lucas	Professeur honoraire Ingénieur en chef du GREF Conseiller scientifique d'Alren	Généralités Stockage Micro-STEP et Biomasse
Alstom Power	Pierre Potier	Directeur commercial	STEP / Eolien offshore
Batscap (Bolloré)	Didier Marginedes	Directeur général	Batteries
BRGM	Jean Michel Schröder	Géologue	Topologie des sous-sols Bretagne
DCNS / Pôle Mer Paca	Michel Ollier		Stockage sous-marin
EASE	Jean-Michel Durand	Technical Advisor	Généralités Stockage
EDF - SEI	Pierre Brun	Chef de projet Stratégie Développement	STEP Marines
Eolfi (Veolia) Greensolver	Olivier Sellier	Chef d'Equipe Exploitation	Stockage sous-marin
ErDF Bretagne	Yves Caytan	Chef de projet à la Direction Réseau Patrimoine	Stockage et réseau de distribution
ERH2 Bretagne	Bruno Mansuy	Président	Stockage d'hydrogène
GBS (Global Batteries Services)	Gérémy Boyer	Gérant	Batteries
Hydrocoop	François Lemperiere	Expert	STEP Marines
Iberdrola	Raphaël Dufeu	Responsable de projets éolien Grand Ouest	Stockage et éolien
Nass & Wind	Jacques Barreau	Directeur du développement	Stockage et éolien
Observatoire régional de l'énergie et des gaz à effet de serre	Vincent Briot		Stockage et réseau électrique
Pôle Mer Bretagne	Stephane Riou	Directeur adjoint	STEP Marines
RTE Ouest	Laurent Maurice	Responsable développement réseau ouest	Sécurisation électrique Bretagne
RTE Ouest	Gabriel Siméant	Responsable du pôle études	Sécurisation électrique Bretagne
SAFT	François Bouchon	Directeur général délégué / Directeur de l'Unité Stockage d'Énergie	Batteries

## Annexe 2 : Choix des solutions technologiques adaptées au contexte breton

Le choix des solutions technologiques proposées se base sur l'analyse conjointe de la maturité des systèmes, de la disponibilité commerciale des solutions ou encore de leur adéquation avec les conditions structurelles et environnementales de la Bretagne.

Sont présentées ci-dessous les figures synthétisant des données clés pour le choix des solutions technologiques : dimensionnement, maturité et services recherchés. Ces figures permettent de faire apparaître les technologies adaptées au contexte Breton.<sup>8</sup>

### Dimensionnement et maturité



<sup>8</sup> Pour plus de précision sur la non sélection de la filière hydrogène dans le cadre de cette étude, se reporter à la section 2.5.2 du document.



## Services rendus et technologies adaptées

++ Adaptée  
 + Moyennement adaptée  
 - Non adaptée



STEP	Arbitrage, valorisation des transferts énergétiques	Capacité d'approvisionnement de pointe	Report d'investissement intermittent	Consolidation d'énergies renouvelables	Lissage de la capacité court terme	Suivi de charge	Equilibrage, Régulation de fréquence (réserve primaire)	Réserves secondaires et tertiaires	Régulation de la tension	Stabilité du réseau	Traitement des congestions	Report d'investissement dans les réseaux T&D	Secours de postes sources	Report de consommation	Optimisation de la puissance souscrite	Fidélité / continuité d'alimentation	Qualité de l'électricité
STEP (Terrestres, Souterraines et Marines)	++	++	++	++	-	++	+	++	+	-	+	+	-	-	-	-	-
CAES (Conventionnel, Adiabatique, Sous-marin, Air Liquide)	++	++	+	+	-	+	+	++	+	-	+	+	-	-	-	-	-
Stockage hydropneumatique	++	++	++	++	-	++	+	++	+	-	+	+	+	-	-	+	-
Stockage thermique d'électricité	++	++	+	+	-	+	+	++	+	-	+	+	-	-	-	-	-
Hydrogène et Pile à combustible	++	-	++	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	++	-	-	-
Batteries	Plomb-Acide (Pb-A)	-	-	+	+	++	-	++	+	++	++	++	++	+	+	++	++
	Nickel-Cadmium (Ni-Cd)	-	-	+	+	+	-	-	-	+	+	+	++	-	-	++	++
	Lithium-Ion (Li-Ion)	+	+	++	++	++	-	++	-	++	+	++	++	+	++	++	++
	Sodium-Soufre (Na-S)	++	++	++	++	++	+	++	+	++	+	++	++	+	+	++	++
	Métal-Air	++	+	++	+	-	-	+	+	++	++	+	+	-	++	+	++
Batteries Red-Ox (Zinc-Bromine et Vanadium)	++	++	++	++	++	-	++	++	++	+	++	++	+	+	+	++	++
Super-condensateurs	-	-	-	-	++	-	+	-	++	++	-	+	-	-	+	+	++
Inductances supraconductrice	-	-	-	-	++	-	+	-	++	++	-	+	-	-	+	+	++
Volant d'inertie	-	+	-	+	++	-	++	-	++	++	-	+	-	-	+	+	++

Participation des moyens de production intermittents à la pointe électrique

Soutien au réseau

Participation à l'effacement

## Annexe 3 : Implication des acteurs pouvant opérer des solutions de stockage d'énergie

Solutions retenues	Opérateur possible	Intérêt et implication des acteurs
<b>Stockage centralisé sur le réseau</b>	Gestionnaire du réseau de transport d'électricité	<i>Intérêt possible pour traiter des problématiques réseaux (report d'investissement, traitement des congestions, tenue en tension, etc.) MAIS ne peut opérer de moyen de stockage à ce jour (réglementation européenne pour les gestionnaires de réseaux de transport)</i>
	Producteur d'énergie	<i>Nouveaux modèles économiques à trouver L'intérêt dépendra de l'évolution de la réglementation et des mécanismes incitatifs</i>
	Stocker d'électricité <i>pure player</i>	<i>Nouveaux modèles économiques à trouver L'intérêt dépendra de l'évolution de la réglementation et des mécanismes incitatifs</i>
<b>Stockage décentralisé sur les sites de production intermittents</b>	Producteur d'énergie	<i>Pas d'intérêt sans contexte réglementaire ou incitatif adapté (contrainte techniques dans les appels d'offre, pénalités, subventions, etc.)</i>
	Gestionnaire du réseau de distribution d'électricité	<i>Intérêt possible pour traiter des problématiques réseaux (report d'investissement, traitement des congestions, tenue en tension, etc.)</i>
<b>Stockage et effacement dans le secteur résidentiel et tertiaire</b>	Gestionnaire du réseau de distribution d'électricité	<i>Intérêt possible par mutualisation des moyens de stockage, situés à différents niveaux de la chaîne de distribution</i>
	Agrégateur	<i>Intérêt possible par mutualisation des moyens de stockage chez différents consommateurs. L'intérêt dépendra également de l'évolution de la réglementation et des mécanismes incitatifs (valorisation de l'autoconsommation, etc)</i>
<b>Stockage et effacement dans les industries agroalimentaires</b>	Agrégateur	<i>Intérêt possible par mutualisation des moyens de stockage chez différents consommateurs, en optimisant les procédés industriels</i>
	Gros consommateur industriel	<i>Intérêt si valorisation suffisante trouvée dans l'optimisation des procédés industriels du site</i>

## Annexe 4 : Sites éligibles pour le développement de STEP Marines

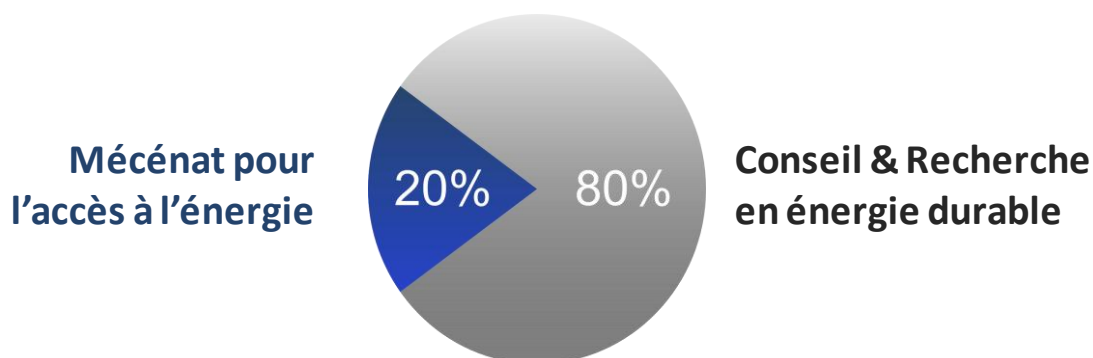
Données fournies par François Lampérière, expert en hydroélectricité pour l'association Hydrocoop

Carte IGN 1/25.000	Situation	Cote moyenne du terrain (m)	Surface du Bassin (km <sup>2</sup> )	Capacité éner- gétique (GWh) (20 m de digue)	Longueur de tunnel (km)
1116 (St Malo)	1 km Sud-Est de Pleurtruit	70	1,4	5	2,5 (Rance)
0916 (Ouest) (St Brieuc)	2 km Sud de Plouha	105	1,7	10	3,5
	2 km Sud-Est de Plouha	80	1,2	5	2
0615 Morlaix	1 km Est de ST Jean du Doigt	95	2,5	12	0,5
0,419 Est Audierne	1 km Nord- Ouest de Plou- hinec	95	1	5	2
	1 km Sud Est de Plouhinec	95	1	5	1
0822 Ouest Belle Ile	Est d'Herlin	55	0,8	2,5	0
		90 en moyenne	9,6 km <sup>2</sup> (1,4 en moyenne)	44,5 GWh 6,4 en moyenne	1,7 kms en moyenne



CONSEIL, MÉCÉNAT & RECHERCHE EN ENERGIE DURABLE

## UN MODELE DE CONSEIL INNOVANT



20% du temps de travail des collaborateurs dédié à l'accompagnement gratuit des acteurs sociaux œuvrant pour l'accès à l'énergie

## DE L'ACCOMPAGNEMENT STRATEGIQUE A L'EXPERTISE TECHNIQUE

Stratégie & Investissement  
Projets & Technologies  
Ingénierie & expertise technique

## UNE EXPERTISE SUR LES THÉMATIQUES CLÉS DE L'ÉNERGIE DURABLE

Energies Nouvelles  
Emissions de Gaz à Effet de Serre  
Capture et Stockage du CO2  
Procédés Industriels & Technologies Innovantes  
Développement Durable et RSE dans l'industrie  
Mesure de la performance globale (R&D interne)