



Office franco-allemand pour les énergies renouvelables
Deutsch-französisches Büro für erneuerbare Energien

TRADUCTION

Kombikraftwerk 2 Rapport de synthèse

Titre de l'original : Kombikraftwerk 2
Kurzbericht, Août 2014

Novembre 2014



Contact : Audrey Mathieu, OFAEnR
audrey.mathieu.extern@bmwi.bund.de

Traduction non-officielle

Soutenu par:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Soutenu par:



Disclaimer

Le présent texte est une traduction de l'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables (OFAEnR). Son contenu n'a pas été rédigé par l'OFAEnR. Les points de vue exprimés ne représentent pas les points de vue de l'OFAEnR, de ses salariés, adhérents ou partenaires. Si la traduction a été réalisée avec le plus grand soin, l'OFAEnR ne garantit cependant pas l'exactitude et l'exhaustivité des informations.

Tous les éléments de texte et les éléments graphiques ainsi que l'original de la traduction sont soumis à la loi sur le droit d'auteur et/ou d'autres droits de protection. Toute reproduction, même partielle, nécessite l'autorisation écrite de l'auteur ou de l'éditeur. Ceci est valable en particulier pour la reproduction, l'édition, la traduction, le traitement, l'enregistrement et la lecture au sein de bases de données ou autres médias et systèmes électroniques.

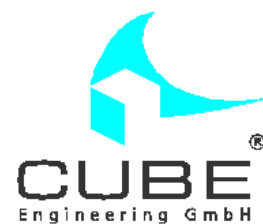
L'OFAEnR n'a aucun contrôle sur les sites vers lesquels les liens qui se trouvent dans ce document peuvent vous mener. Un lien vers un site externe ne peut engager la responsabilité de l'OFAEnR concernant le contenu du site, son utilisation ou ses effets.

Kombikraftwerk 2



Rapport de synthèse

août 2014



Le projet sur lequel se base le présent rapport a bénéficié du soutien financier du Ministère fédéral allemand de l'Environnement, de la Protection de la nature, du Bâtiment et de la Sûreté nucléaire sous la référence 0325248A. Les auteurs sont seuls responsables du contenu de cette publication.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Auteurs :

Fraunhofer IWES : Kaspar Knorr, Britta Zimmermann, Dirk Kirchner, Markus Speckmann, Raphael Spieckermann, Martin Widdel, Manuela Wunderlich, Reinhard Mackensen, Kurt Rohrig

Siemens AG : Florian Steinke, Philipp Wolfrum

Institut de l’approvisionnement énergétique et de l’ingénierie haute tension, unité de formation et de recherche Approvisionnement énergétique de l’Université de Hanovre : Thomas Leveringhaus, Thomas Lager, Lutz Hofmann

CUBE Engineering GmbH : Dirk Filzek, Tina Göbel, Bettina Kusserow, Lars Nicklaus, Peter Ritter

Table des matières

Table des matières.....	4
1 Introduction.....	5
2 Scénario.....	6
3 Stabilité du réseau et services système	11
3.1 Réserve d'ajustement de puissance pour le maintien de la fréquence, essai sur le terrain inclus	12
3.2 Maintien de la tension et gestion de la puissance réactive	17
3.3 Gestion des congestions du réseau.....	19
3.4 Rétablissement de l'approvisionnement	21
4 Conclusions et recommandations.....	23
6 Références bibliographiques.....	26

1 Introduction

À l'automne 2007, le projet « *Kombikraftwerk 1* » (Centrale combinée 1) [1] a permis de démontrer qu'un approvisionnement en électricité basé sur les seules énergies renouvelables était en principe réalisable en Allemagne. Une centrale virtuelle tout spécialement développée, mettant en réseau de façon intelligente producteurs, consommateurs et systèmes de stockage d'électricité, baptisée Centrale combinée renouvelable, a permis de couvrir, grâce à un parc de 36 installations fonctionnant avec des énergies renouvelables, les besoins réels en électricité en Allemagne à l'échelle 1:10 000.

Une fois qu'il a été établi que les énergies renouvelables (EnR) étaient en mesure, avec des systèmes de stockage à l'appui, de fournir suffisamment d'électricité pour couvrir les besoins, s'est posée la question de savoir si la stabilité du réseau, facteur de sécurité d'approvisionnement indispensable, pouvait également être garantie à tout moment au sein d'un système électrique basé à 100 % sur des sources d'énergie renouvelables.

Il s'agit alors de garantir, à chaque point du réseau électrique et à tout moment, le respect des plages de fréquence et de tension définies. Remédier aux écarts de tension trop importants n'est possible que localement, à savoir grâce à des installations situées à proximité, tandis que les variations de fréquence exigent surtout une grande réactivité. Ces mesures destinées à préserver la stabilité du réseau sont appelées « services système ». Ainsi, pour notre approvisionnement énergétique de demain, il s'agit de savoir d'une part si les installations alors présentes dans le système sont couplées au réseau électrique aux points pertinents pour maintenir la tension, et d'autre part si leurs capacités techniques sont suffisamment matures pour réagir aux variations de fréquence subites.

Nombreux sont ceux qui craignent qu'un système d'approvisionnement en électricité reposant à 100 % sur les énergies renouvelables ne soit pas en mesure de répondre à cette exigence. L'objectif du projet de recherche *Kombikraftwerk 2* était d'évaluer les besoins futurs en matière de services système et les possibilités pour un système électrique reposant exclusivement sur les EnR de les fournir. Résultat : un tel système permet effectivement de maintenir le niveau de sécurité d'approvisionnement auquel nous sommes aujourd'hui habitués.

Pour pouvoir modéliser de manière appropriée la stabilité du réseau, nous avons dans un premier temps modélisé un scénario cohérent en termes d'emplacements des producteurs d'électricité et des systèmes de stockage, de la consommation d'électricité et du réseau électrique à haute résolution temporelle et à très haute résolution spatiale. Sur la base de ce scénario, nous avons vérifié, à l'aide de simulations, si le système était en mesure de fournir une réserve d'ajustement de puissance suffisante pour conserver la fréquence et suffisamment de puissance réactive pour maintenir la tension, s'il était possible d'éviter les congestions du réseau ou d'y remédier, et si les producteurs d'électricité à base de renouvelables peuvent, à la rigueur, assurer le rétablissement de l'approvisionnement en cas d'effondrement du réseau électrique. En même temps, nous avons exploré des pistes permettant aux installations d'énergies renouvelables de fournir les services nécessaires à la stabilité du réseau. Les ébauches de solutions ont été déterminées sur le parc réel – centrales éoliennes, photovoltaïques et de bioénergie – attribué à la Centrale combinée renouvelable virtuelle.

2 Scénario

Comprenant la production, la consommation et le transport d'électricité, ainsi que les systèmes de stockage en Allemagne, le scénario développé dans le cadre de ce projet se caractérise par une résolution spatiale particulièrement élevée. Les besoins en électricité sont couverts à 100 % par l'éolien, le solaire, la bioénergie, l'hydraulique et la géothermie. En ce qui concerne la charge, une distinction est opérée entre consommations domestique et industrielle. Outre le stockage par pompage et batteries, le réseau de gaz naturel permet également d'accumuler de l'énergie grâce à l'injection de méthane renouvelable et de biométhane.

En vue de développer le scénario, nous avons tout d'abord déterminé les potentiels pour l'électricité éolienne et photovoltaïque, en prenant en compte les données de base des installations EEG [9] (installations entrant dans le cadre de la loi allemande sur les énergies renouvelables, EEG), les données d'occupation des sols [3], les données immobilières topographiques [4] et les zones propices au développement éolien ([7] et [8]). Pour la production d'électricité solaire, nous sommes partis du principe qu'il y aura, à l'avenir, outre les installations en toiture, également des installations en façade, ainsi qu'un nombre croissant de grandes installations le long des autoroutes et des voies ferrées. Quant à la bioénergie, elle peut être obtenue avec des cultures énergétiques, des gaz de stations d'épuration, des rémanents, du vieux bois et des déchets biogènes.

Pour la production d'électricité, nous nous sommes basés sur un mix composé à 60 % d'éolien, à 20 % de photovoltaïque, à 10 % de bioénergie et à 10 % d'hydraulique et de géothermie. Les séries chronologiques pour l'injection des productions d'électricité soumises aux aléas météorologiques ont été générées sur la base des données météorologiques de 2007 ([5], [10]). Pour ce qui est de la consommation d'électricité, nous avons posé comme hypothèse une augmentation de l'efficacité énergétique par rapport à l'état actuel, mais aussi une augmentation de la consommation résultant de l'ajout de nouveaux consommateurs : voitures électriques, climatisation, stockage thermique (*Power to heat*). Pour le scénario « 100 % EnR », nous avons ainsi établi la consommation annuelle d'électricité à environ 600 TWh, ce qui est proche de la valeur actuelle.

Le gros de la production d'électricité étant tributaire des conditions météorologiques et en sachant que la consommation d'électricité survient aussi pendant les périodes peu ventées et faiblement ensoleillées, il s'agit de trouver des solutions permettant d'une part de stocker les excédents d'électricité dont la tendance future annonce une hausse, notamment pendant les périodes où les conditions météorologiques sont favorables, et de les libérer ensuite en fonction des besoins réels, d'autre part. Nous disposons d'ores et déjà de toute une panoplie de concepts pour le stockage de l'énergie électrique. Outre le développement modéré du stockage par pompage, le scénario mise essentiellement sur la technologie *Power to gas*. Cette dernière offre en effet l'avantage de permettre un stockage d'énergie sur une longue durée, en transformant notamment l'électricité éolienne excédentaire en méthane renouvelable pour l'injecter dans le réseau de gaz naturel existant. La reconversion en électricité est réalisée grâce à des centrales « méthane » efficaces et flexibles. Ces centrales utilisant comme combustible des sources exclusivement renouvelables (méthane renouvelable issu d'installations *Power to gas*, biométhane issu de la gazéification de biomasse), rien n'empêche de les intégrer dans un système « 100 % EnR ». Nous sommes par ailleurs partis du principe que l'on peut s'attendre à une baisse des prix et à une augmentation de la rentabilité des systèmes de batterie. Le scénario « 100 % EnR » prévoit ainsi des batteries pour environ un tiers des installations photovoltaïques montées sur des bâtiments. Par ailleurs, la

modélisation se focalise sur le système électrique allemand. Les échanges avec les autres pays européens ont été permis, mais dans une mesure restreinte, afin de ne pas faire porter aux centrales et systèmes de stockage implantés dans d'autres pays la responsabilité d'assurer la sécurité du système allemand d'approvisionnement en électricité. Pour pouvoir atteindre ces objectifs, l'hypothèse s'est en outre basée sur des capacités éoliennes et solaires suffisantes en Europe pour permettre à cette dernière de s'approvisionner, elle aussi, exclusivement en électricité d'origine renouvelable. L'exportation d'électricité allemande n'était autorisée que pour couvrir une offre insuffisante dans le reste de l'Europe « renouvelable », l'importation d'électricité étrangère qu'en cas d'énergie renouvelable excédentaire à l'étranger. Sur l'année, les importations et les exportations s'équilibrent.

Pour identifier l'utilisation des producteurs d'électricité flexibles, des stockages et des centrales de back-up, ainsi que leur localisation et leur taille optimale, les différentes séries chronologiques d'injection et de consommation d'électricité ont été intégrées dans un modèle multi-étapes d'interprétation et de simulation du système électrique allemand (cf.figure 2.1). Prière de se référer au rapport final du projet [2] pour une description plus détaillée de ce modèle.

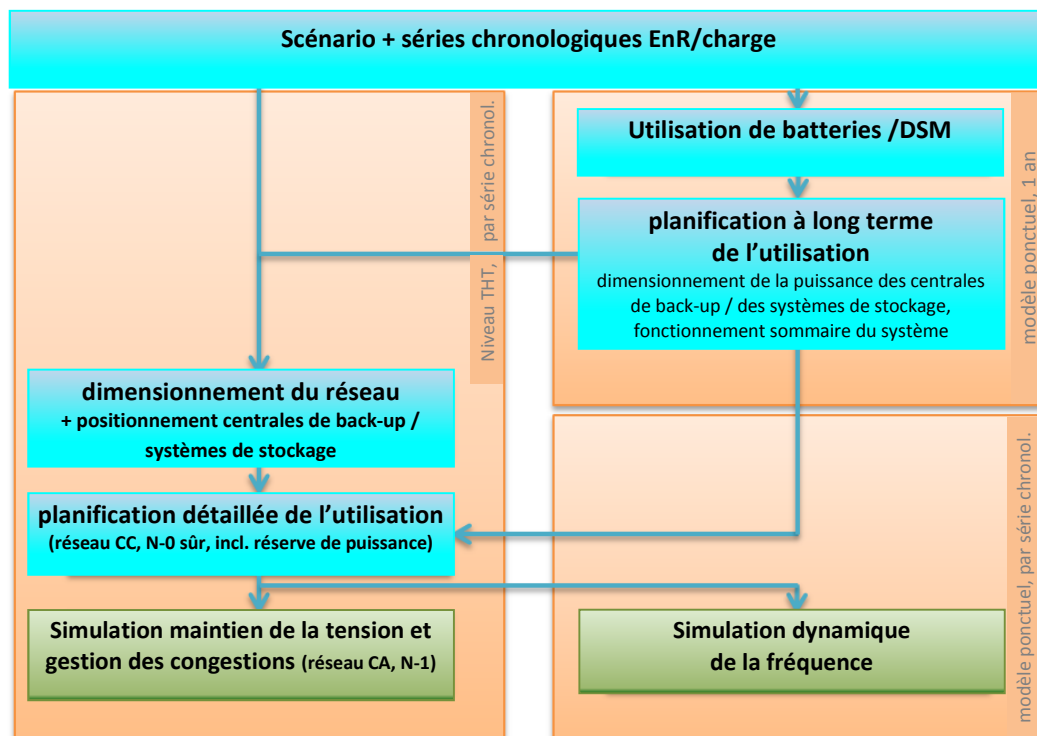


Figure 2. 1 : Étapes de simulation des calculs d'interprétation et de planification d'utilisation des producteurs flexibles.

Ce modèle comprend également le futur réseau très haute tension (THT). Pour ce faire, nous avons représenté le réseau d'électricité actuel avec ses nœuds de répartition, complété par les lignes prévues par l'Étude de réseau DENA 1 [6], par le scénario B 2032 du plan de développement du réseau 2012 (NEP 2012) des gestionnaires de réseaux de transport (GRT) [15] et par les raccordements des parcs éoliens offshore projetés, comme on peut le voir à la figure 2.2. Cette simulation a permis de mettre en évidence un besoin additionnel en capacités de transport,

notamment dans le nord-ouest du pays où les capacités des parcs éoliens sont supérieures à ce qu'avait prévu le NEP 2012 ; ce besoin additionnel peut être couvert dans sa totalité grâce à la modernisation des lignes.

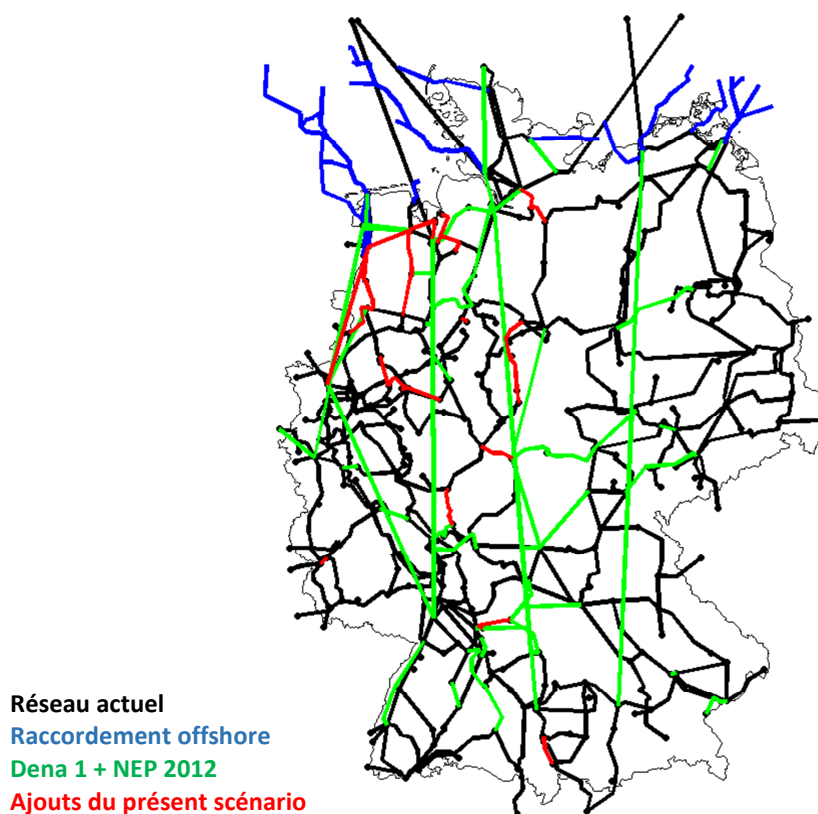


Figure 2.2 : Le modèle de réseau THT du scénario.

Le résultat de la simulation est représenté dans un scénario « 100 % EnR » comprenant des séries chronologiques heure par heure pour les producteurs et consommateurs d'électricité, les stockages et les flux d'électricité au sein du réseau très haute tension. Le tableau 1 offre un aperçu, décliné par technologie, des puissances installées, des rendements énergétiques annuels, des heures annuelles de pleine charge et des parts dans la production et la consommation d'électricité.

Tableau 1 : Chiffres clés du scénario « 100 % EnR »

production	rendement énergétique annuel [TWh]	puissance installée [GW]	heures annuelles de pleine charge [h]	part dans la production d'électricité [%]	consom- mation	consommation annuelle d'énergie [TWh]	puissance installée [GW]	heures annuelles de pleine charge [h]	part dans la consommation d'électricité [%]
importation	11,5	20****	325		exportation	11,5	36,6	314	
excédent	58,5								
éolien terrestre	213,9*	87	2584**	35,58					
éolien offshore	108,7*	40	3862**	18,08					
photovol- taïque	119,7*	133,7	909**	19,91					
bioénergie au niveau local	34,5	17,3	2000	5,74					
biométhane	26	***		4,33					
géothermie	41	4,7	8760	6,82	consom- mateurs anciens & nouveaux	523,6			87,09
hydraulique	25	4,8	5253	4,16	pertes du réseau	8,7			1,45
stockage par pompage	11,1	12,6	883	1,85	stockage par pompage	14,8	11,2	1318	2,46
batteries	2,7	55	49	0,45	batteries	3,2	55	58	0,53
centrales à méthane	18,5	53,8** *	828***	3,08	power to gas	50,9	13,1	3869	8,47
Σ	601,2		Σ	100	Σ	601,2		Σ	100

* : Les rendements énergétiques annuels sont indiqués sans la part excédentaire

** : Les heures annuelles de pleine charge se réfèrent aux rendements énergétiques annuels, y compris les excédents

*** : C'est également dans les centrales à méthane que le biométhane est converti en électricité

**** : restriction hypothétique

La sélection d'une période affichant une injection variée d'électricité montre, à titre d'exemple pour toute l'Allemagne, comment couvrir les besoins en électricité au cours des 4 journées représentées (figure 2.3).

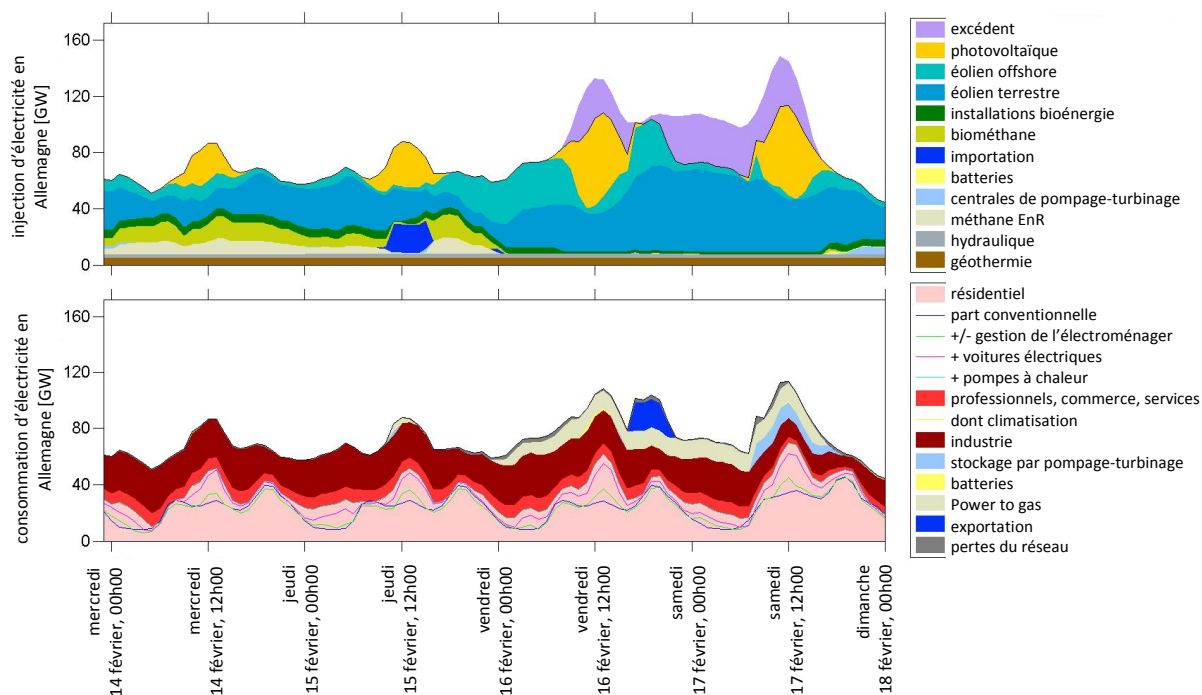


Figure 2.3 : Période présentant une injection variée d'électricité tributaire des conditions météorologiques ainsi qu'une couverture insuffisante ou excessive de la consommation.

Les résultats du modèle de simulation indiquent à penser qu'un approvisionnement en électricité sur la base de 100 % d'énergies renouvelables sera à l'avenir possible en Allemagne, tant du point de vue des technologies énergétiques que de la puissance. Les installations de production et de stockage modélisées, associées au réseau très haute tension simulé, permettent en effet de couvrir partout et à tout moment les besoins en électricité. De plus, le potentiel des énergies renouvelables en termes d'affectation des sols est encore loin d'être totalement exploité dans ce modèle.

La modélisation prospective de l'approvisionnement en électricité diffère sensiblement de la réalité actuelle, l'approvisionnement étant beaucoup plus décentralisé dans le scénario.

Dans ce modèle, les installations *Power to gas* et les centrales à méthane ont été positionnées et utilisées de manière à minimiser la charge du réseau. Cette démarche, même si elle est susceptible de limiter les besoins en matière de redispatching et de développement du réseau, n'est toutefois pas encouragée par les règles actuelles du marché de l'électricité, qui ne tiennent pas compte des exigences du réseau. Les volumes de stockage prévus dans le modèle sont également considérables par rapport à la situation actuelle. Si le modèle prend en compte un potentiel réaliste de gestion de la charge, ce potentiel à lui seul ne suffit pas à équilibrer l'offre et la demande. L'approvisionnement « 100 % EnR » prévu par ce scénario requiert donc la construction d'installations de stockage d'énergie. Par conséquent, il est recommandé de continuer à explorer et développer des technologies de stockage innovantes telles que le *Power to gas*. L'ordre de grandeur des installations de stockage de l'énergie qui seront nécessaires dépend d'un certain nombre de paramètres. Ainsi, le développement du stockage et l'utilisation des installations de stockage, le développement du réseau, l'ampleur des mesures de redispatching et l'utilisation ou l'écrêtement des excédents d'énergie sont interdépendants, ce qui fait qu'il y a, dans ces domaines, d'importantes possibilités d'influer sur les modalités d'un scénario d'approvisionnement en électricité 100 % renouvelable. Ce scénario prévoit une puissance installée des producteurs non tributaires des conditions

météorologiques à peu près équivalente à la charge maximale (hors stockage et *Demand Side Management*) pour pouvoir faire face à des situations météorologiques ou de consommation extrêmes.

L’approvisionnement en électricité modélisé fonctionne grâce aux synergies entre les différents éléments qui le composent (producteurs, stockages, consommateurs, réseau). Pour transposer ces synergies dans des conditions d’exploitation réelles, il peut être nécessaire de créer une nouvelle infrastructure de communication et de nouveaux concepts de régulation. Il conviendrait alors de créer les conditions techniques nécessaires à une surveillance centralisée même de petites installations décentralisées et au pilotage de ces dernières sous forme de centrales combinées.

3 Stabilité du réseau et services système

La stabilité du réseau correspond à l’exigence selon laquelle la tension et la fréquence doivent se situer, partout et à tout moment, dans les plages définies ou revenir – à la suite d’une perturbation, voire de la connexion ou déconnexion de ressources du réseau – dans un bref délai déterminé dans ces plages. Elle peut être considérée comme acquise si la tension, la fréquence et l’angle de charge sont stables. Le projet *Kombikraftwerk 2* s’est concentré sur le maintien de la tension et de la fréquence. L’objectif des services système est de maintenir la stabilité du réseau. Quant à sa définition, le terme englobe le maintien de la fréquence et de la tension, le rétablissement de l’approvisionnement et la gestion du système / de l’exploitation qui comprend également la gestion des congestions du réseau (cf. www.kombikraftwerk.de/systemdienstleistungen). La figure 3.1 illustre ces termes et montre, sous forme de listes à puces, des mesures possibles de maintien de la tension et de la fréquence.

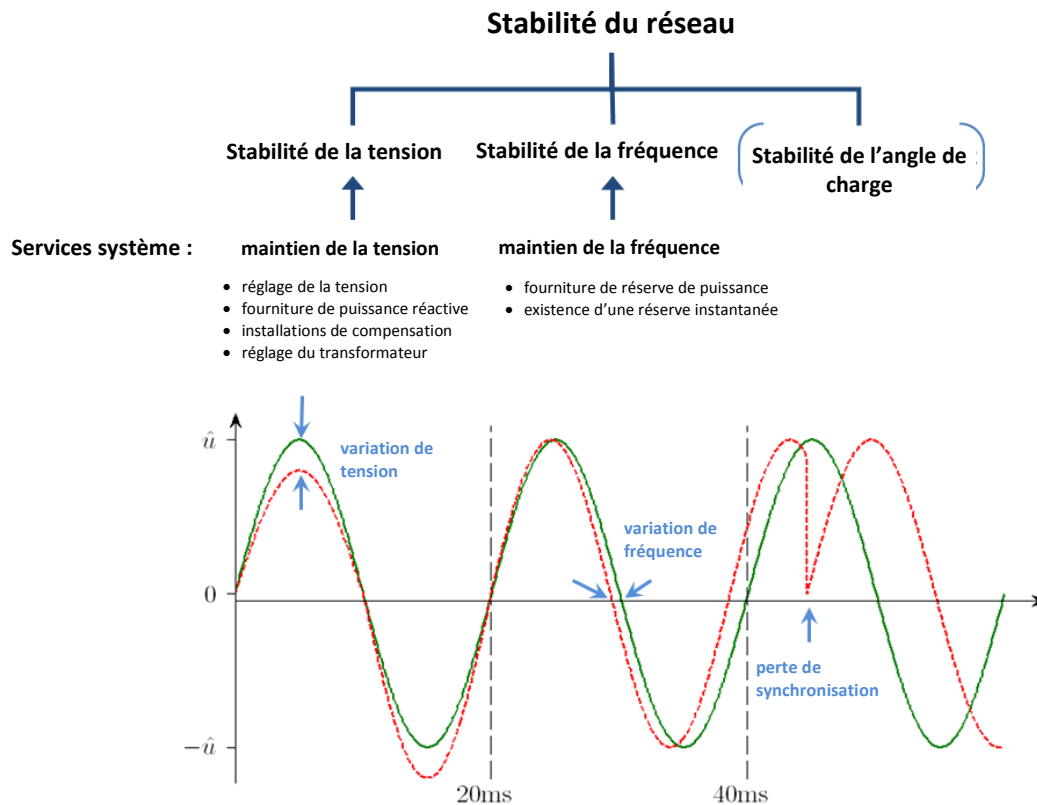


Figure 3.1 : Précisions sur le terme de stabilité du réseau.

Décrit au chapitre 2, le scénario d'un possible approvisionnement en électricité 100 % renouvelable a été examiné dans le cadre du projet au regard de la stabilité du réseau.

3.1 Réserve d'ajustement de puissance pour le maintien de la fréquence, essai sur le terrain inclus

La réserve d'ajustement de puissance doit être disponible de manière fiable dans le réseau électrique pour compenser toute variation de fréquence provoquée par un déséquilibre imprévu entre l'offre et la demande, et garantir ainsi le bon fonctionnement du système. Jusqu'ici, ce sont notamment les grandes centrales thermiques et les systèmes de stockage par pompage qui fournissent ces services système. Or, la transition énergétique induit une transformation du système, non seulement en ce qui concerne la couverture des besoins en électricité, mais aussi la mise à disposition de réserves d'ajustement de puissance : au lieu de quelques grandes centrales, un système varié composé de producteurs d'énergies renouvelables, d'installations de stockage et de centrales de *back-up* flexibles devra à l'avenir assumer la responsabilité du maintien de l'équilibre du système.

Techniquement parlant, la plupart des installations EnR sont d'ores et déjà en mesure de mettre à disposition une réserve d'ajustement de puissance. Les taux de variation de puissance que peuvent offrir les installations EnR sont largement suffisants pour répondre à ces exigences, comme l'a également confirmé l'essai sur le terrain mené dans le cadre du présent projet. Comparées aux grandes centrales thermiques, ces installations sont très réactives. En revanche et contrairement aux sources conventionnelles, les principales sources d'énergies renouvelables, à savoir le solaire et

l'éolien, ne sont pas disponibles en permanence, mais dépendent du bon vouloir de la nature. Les EnR tributaires des conditions météorologiques ne peuvent fournir une réserve d'ajustement de puissance que s'il y a une force de vent ou un niveau d'ensoleillement suffisant. La réserve d'ajustement de puissance doit donc être mise à disposition sous la forme de combinaison d'installations, variable dans le temps. Dans ce domaine, outre l'éolien et le solaire, les systèmes de stockage et la bioénergie offrent un fort potentiel en matière de réserve d'ajustement de puissance.

Dans le cadre du présent projet, les besoins en réserve de puissance pour le scénario « 100 % EnR » ont été calculés à l'aide de simulations. Nos analyses montrent que les erreurs de prévision de l'injection d'électricité photovoltaïque et, surtout, d'électricité éolienne constitueront à l'avenir une grande partie des besoins en réserve d'ajustement de puissance.

Un dimensionnement dynamique des besoins (voir [2]) déterminant tous les jours, à l'aide de prévisions, les besoins en réserve d'ajustement de puissance pour les heures du lendemain (pas de constitution de réserve d'ajustement de puissance en raison d'absence de vent, par exemple) permettrait de ne pas voir augmenter les besoins moyens en réserve d'ajustement de puissance en cas d'approvisionnement 100 % d'origine renouvelable. Durant certaines heures, ces besoins pourront toutefois être nettement supérieurs aux besoins actuels. Si la méthode actuelle était maintenue (dimensionnement de la réserve de puissance en fonction de la demande maximale du trimestre précédent), les besoins seraient plus ou moins multipliés par deux par rapport à aujourd'hui. De ce fait, il est recommandé de recourir au dimensionnement dynamique des besoins.

Afin de pouvoir réaliser les calculs dynamiques pour la fourniture possible de réserve d'ajustement de puissance par les différentes installations et des besoins en réserve d'ajustement de puissance, des prévisions d'injection extrêmement précises avec indication d'intervalles de confiance sont nécessaires. Des prévisions minutieuses sont également primordiales pour l'établissement de l'offre des parcs éoliens et photovoltaïques sur le marché d'ajustement, car elles permettent d'améliorer l'offre tout en conservant le niveau de fiabilité (voir [2]). Grâce aux prévisions probabilistes, les parcs éoliens seront à l'avenir en mesure de fournir une réserve d'ajustement de puissance avec le même niveau de fiabilité que les fournisseurs actuels.

Les calculs visant à identifier la combinaison idéale d'installations pour constituer des réserves d'ajustement de puissance ont donné les résultats représentés à la figure 3.2. On constate notamment le pourcentage important des systèmes de stockage. Même dans le cas où il n'est pas possible d'utiliser des batteries pour couvrir les besoins en réserve d'ajustement de puissance, les résultats sont similaires : il est à tout moment possible de couvrir les besoins en réserve d'ajustement de puissance ainsi calculés.

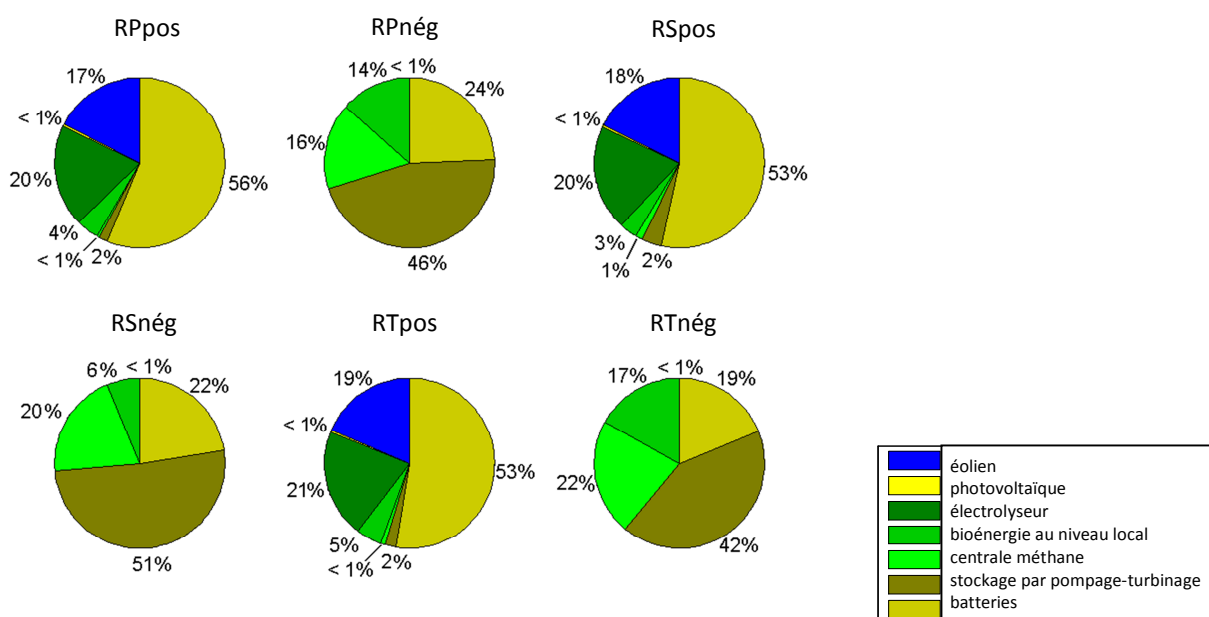


Figure 3.2 : Part moyenne des différentes sources dans la fourniture des six types de réserve d'ajustement de puissance simulés : réserve primaire positive et négative (RPpos, RPnég), réserve secondaire positive et négative (RSpes, RSnég), réserve tertiaire positive et négative (RTpos, RTnég).

Il ressort des recherches menées dans le cadre du projet sur la stabilité dynamique de la fréquence que la baisse de la masse tournante engendrée par un pourcentage accru d'injection d'électricité via des convertisseurs peut être compensée par une mise à disposition plus rapide de réserves d'ajustement de puissance par les installations EnR et les systèmes de stockage. La figure 3.3 montre la fourniture de réserve d'ajustement de puissance par différentes catégories de production, telle que mise en œuvre dans le cadre de la présente étude, ainsi que le respect des marges de sécurité actuelles en cas de baisse dynamique de la fréquence à tout moment de l'année observée pour ce scénario. La tenue dynamique de la fréquence prévue par le scénario « 100 % EnR » apparaît ainsi possible pour les scénarios étudiés ici. Nous recommandons toutefois de différencier à l'avenir les exigences en matière de réserve d'ajustement de puissance par source d'énergie au regard du délai de mise à disposition. Pour les EnR et les systèmes de stockage, il serait préférable, dans la mesure des possibilités techniques, de raccourcir les délais d'activation. La transformation des alternateurs synchrones des centrales mises à l'arrêt en compensateurs synchrones peut en outre soutenir la stabilité dynamique de la fréquence par l'augmentation de la masse d'inertie sur le réseau.

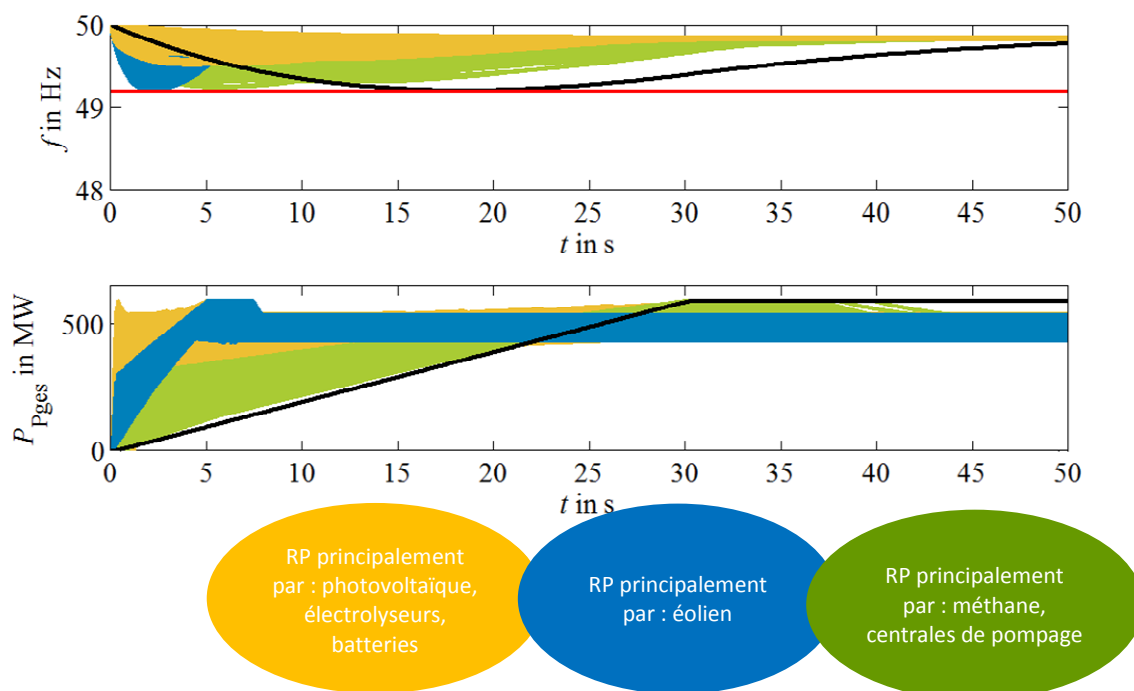


Figure 3.3 Courbes de fréquence et de puissance en fonction de la modification de la mise à disposition de réserve primaire (RP), avec indication des parts principales : convertisseurs, éolien, masses tournantes.

Comme il n'existe toujours pas de procédure de vérification reconnue pour la mise à disposition d'une réserve d'ajustement de puissance par des producteurs tributaires des conditions météorologiques, Fraunhofer IWES a mis au point une proposition d'une telle procédure applicable aux parcs éoliens ([16]). Cette procédure de « l'injection possible » permet de calculer la puissance qu'une éolienne bridée aurait pu fournir si elle n'avait pas été mise à l'arrêt. Selon ces calculs, la réserve d'ajustement de puissance réellement fournie correspond à la différence entre l'injection réelle et l'injection possible (cf. [2]). La détermination de « l'injection possible » permet une vérification impliquant moins de pertes d'énergie que la procédure traditionnelle. Reprise pour le présent projet, la nouvelle procédure a été appliquée aux installations réelles de la Centrale combinée renouvelable dans le cadre d'un essai sur le terrain.

Cet essai portait notamment sur la mise en œuvre pratique des résultats des simulations réalisées pour ce projet. À cette fin, les éoliennes, installations photovoltaïques et installations de valorisation du biogaz figurant au Tableau 2 ont été regroupées et coordonnées dans le cadre d'une centrale virtuelle appelée la Centrale combinée renouvelable (*Kombikraftwerk*).

Tableau 2 : Installations de la Centrale combinée renouvelable au moment de l'essai sur le terrain

installation(s)	emplacement	nombre d'installations	puissance [MW]
parc éolien Altes Lager de ENERCON GmbH	Brandebourg	18	37,2
parc éolien Feldheim de energiequelle GmbH	Brandebourg	19	39,2
installations photovoltaïques sur bâtiments privés	région de Kassel	12	près de 1,0
grandes installations photovoltaïques	région de Kassel	3	

installation biogaz de Wallerstädten	Hesse	1	1,2
installation biogaz de Mittelstrimming	Rhénanie-Palatinat	2	0,5
installation biogaz de Zemmer	Rhénanie-Palatinat	2	1,4
installation biogaz de Heilbachhof	Rhénanie-Palatinat	2	0,5

Dans le cadre de l'essai sur le terrain, la Centrale combinée renouvelable devait fournir durant la première phase une réserve d'ajustement de puissance en fonction d'un signal de consigne semblable à celui qui est utilisé pour la pré-qualification d'installations susceptibles de participer au marché d'ajustement. Dans la deuxième phase, la valeur de consigne était basée sur la fréquence réelle du réseau, tandis qu'elle était prédéfinie dans la troisième phase, à l'instar de la première phase, mais dans l'ordre inverse pour ce qui est des réserves positive et négative et avec des exigences plus strictes concernant la durée d'activation de la réserve. La figure 3.4 montre le résultat concluant de l'essai sur le terrain sous forme d'une capture d'écran issue du centre de pilotage de la Centrale combinée renouvelable.

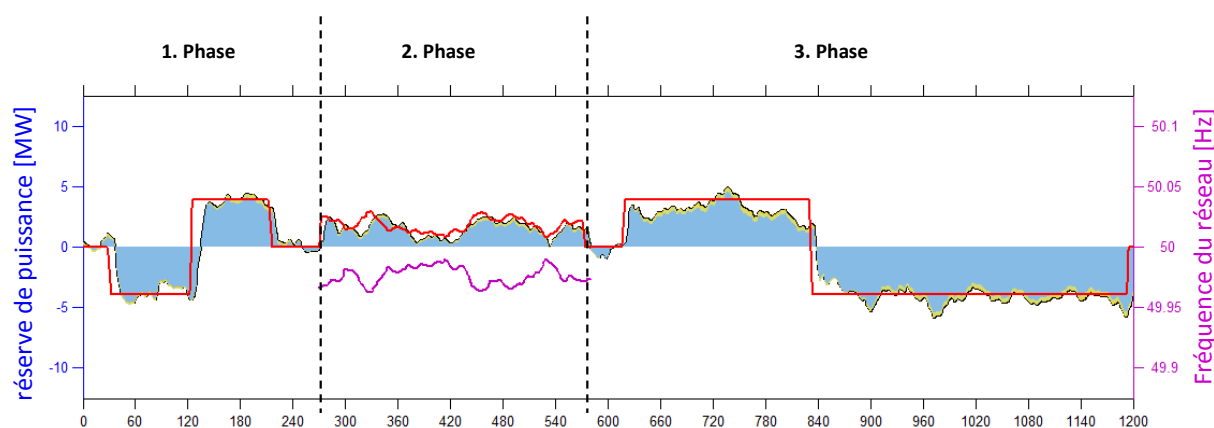


Figure 3.4 : Enregistrement en date du 30 octobre 2013 de la démonstration de la fourniture de réserve d'ajustement de puissance par la Centrale combinée renouvelable.

La ligne rouge correspond aux valeurs de consigne de la réserve d'ajustement de puissance et représente le signal d'appel. La ligne noire montre la fourniture de réserve d'ajustement de puissance de la centrale combinée. Elle suit approximativement la courbe du signal de consigne, tout en affichant quelques variations autour des plateaux des valeurs de consigne. Une plus grande précision en matière de fourniture de réserve d'ajustement de puissance pourrait être obtenue en améliorant la procédure de « l'injection possible », en définissant des règles plus précises pour chaque installation, en réduisant le temps de réponse, en compensant de manière ciblée et à courte échéance les écarts d'un type d'installation grâce à un autre type, mais aussi en recourant à des centrales combinées plus grandes et plus nombreuses.

L'essai sur le terrain a permis de confirmer que, techniquement, les énergies renouvelables sont d'ores et déjà en mesure de fournir une réserve d'ajustement de puissance. Des installations utilisant

la biomasse sont déjà utilisées pour la mise à disposition de réserve d'ajustement de puissance. La mise à disposition de telles réserves par les sources d'énergies renouvelables soumises aux aléas météorologiques que sont l'éolien et le solaire n'est possible et pertinente qu'en présence d'une vitesse de vent ou d'un rayonnement solaire suffisants ; toutefois, si ces conditions ne sont pas données, le réseau compte suffisamment d'autres centrales capables de fournir un niveau de réserve d'ajustement de puissance adéquat. Les conditions cadres de l'actuel marché d'ajustement empêchent pour l'instant les énergies renouvelables tributaires des conditions météorologiques de proposer réellement leurs capacités techniques en matière de fourniture de réserve d'ajustement de puissance et, partant, d'assumer la responsabilité pour la stabilisation du système. De ce fait, la transformation du système énergétique devrait également s'accompagner d'une adaptation du marché d'ajustement et il conviendrait de créer les conditions permettant aux énergies renouvelables intermittentes d'y participer. En raccourcissant les délais aussi bien des appels d'offres, des produits échangés, de démarrage, ainsi que des enchères, on permettrait aux installations photovoltaïques et éoliennes, dont les puissances injectées ne sont prévisibles avec un degré de précision suffisant que quelques heures ou au maximum un jour à l'avance, de participer au marché d'ajustement. Les installations de cogénération thermique pourraient ainsi également accéder au marché. Les appels d'offres à échéance plus courte sont finalement aussi indispensables à un « dimensionnement dynamique des besoins » avantageux en ce qui concerne la constitution d'une réserve d'ajustement de puissance. Il apparaît pertinent de permettre à l'avenir de plus en plus aux charges importantes (*Power to gas*, *Power to heat*, etc.) d'accéder à ce marché. Puis, pour intégrer le travail disponible à court terme et à bas prix au marché des réserves d'ajustement de puissance, il conviendrait de créer un marché infra-journalier additionnel, défini exclusivement en fonction des prix du travail. Il est recommandé par ailleurs de supprimer la remise d'offre symétrique pour la réserve primaire afin de permettre une mise à disposition exclusivement positive ou négative.

3.2 Maintien de la tension et gestion de la puissance réactive

Pour chaque heure de l'année du scénario, un aperçu complet de la production et de la consommation d'électricité a été élaboré avec une résolution spatiale correspondant au réseau THT. Ce niveau d'approfondissement détaillé du scénario élaboré était une condition primordiale pour la réalisation des investigations relatives au maintien de la tension qui, contrairement au maintien de la fréquence, doit s'effectuer localement et dépend donc des réalités in situ du réseau ainsi que de la structure des producteurs et consommateurs d'électricité. Dans le cadre du projet, des calculs des flux de puissance ont été réalisés pour déterminer les tensions résultant du scénario « 100 % EnR » et les besoins en puissance réactive pour chaque nœud de THT et chaque série chronologique. Enfin, pour analyser la mise à disposition de puissance réactive depuis les niveaux inférieurs de tension vers le niveau de la très haute tension, une estimation de la distribution future des producteurs d'électricité par niveau de tension ainsi que des restrictions liées aux plages de tension à respecter a été établie.

Pour éviter les surtensions, les installations doivent absorber de la puissance réactive ; pour éviter les sous-tensions, elles doivent en fournir. La tension d'un nœud d'interconnexion étant toujours en lien avec celle des nœuds voisins, les situations du réseau dans les environs d'un nœud et la mise à disposition de puissance réactive s'influencent donc mutuellement. Pour permettre une injection de puissance réactive indépendante de l'état du réseau dans son ensemble et réalisée uniquement en fonction de la tension mesurable au point de raccordement au réseau, une règle au prorata a été

établie afin de définir, sur la base d'un coefficient dépendant du point de raccordement, le volume de puissance réactive en fonction de l'écart entre la tension au lieu de raccordement et la tension nominale requise.

L'analyse des tensions résultant de cette simulation montre que les plages de tension définies peuvent être respectées de manière sûre grâce à la stratégie choisie pour le maintien de la tension, du moment que les installations réparties dans le scénario mettent à disposition la puissance réactive nécessaire. Quelques rares nœuds seulement montrent une tension plus élevée (typiquement des nœuds d'injection) ou plus faible (typiquement des nœuds de soutirage). Par ailleurs, aucun lien entre les tensions constatées et les saisons n'a pu être constaté.

Pour l'analyse des besoins en puissance réactive qui en résulte, il convient de distinguer entre les besoins du réseau et ceux des charges qui y sont raccordées. La Figure 3.5 montre les besoins moyens en puissance réactive des charges de chaque nœud (à gauche) et du réseau (milieu), ainsi que leur superposition (à droite) dans le cadre du scénario. On constate alors des besoins en puissance réactive plus élevés dans les régions où la charge est aujourd'hui déjà importante et qui présentent une forte densité industrielle et/ou de population. Sur les nœuds de très haute tension du scénario, les besoins en puissance réactive se produisent surtout du point de vue capacitif, ce qui résulte essentiellement de l'utilisation des lignes de courant continu actuellement en projet, car elles sont en mesure de supporter des transports de puissance de longue portée sans la fourniture de puissance réactive inductive dont les lignes à courant alternatif auraient autrement besoin.

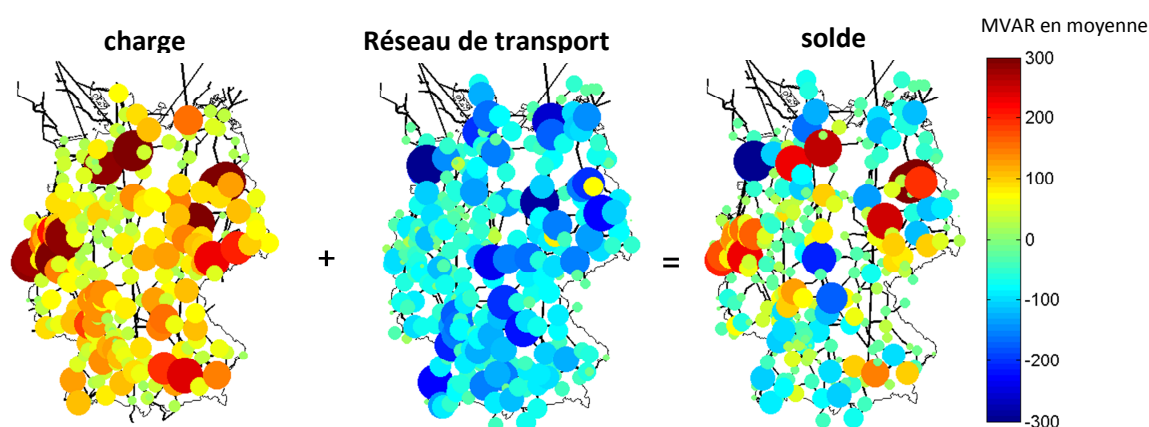


Figure 3.5 : Besoins moyens simulés en puissance réactive des charges et du réseau THT dans le scénario « 100 % EnR », et le bilan en résultant. La puissance réactive positive signifie une fourniture de puissance réactive inductive, la puissance réactive négative signifie une fourniture de puissance réactive capacitive.

Les investigations menées n'ont pas permis de déterminer avec certitude si les besoins en puissance réactive du scénario peuvent être couverts à tout moment. Nos estimations laissent toutefois à penser que ce sera le cas. L'une des estimations pour ce scénario portait ainsi sur les capacités de production d'électricité susceptibles d'être raccordées à l'avenir par niveau de tension en Allemagne. Nos calculs montrent une augmentation des capacités de production au niveau de la très haute tension, augmentation corrélée avec celle, très nette, des capacités de production totale. De ce fait, même si leur nombre d'heures d'exploitation est faible, les installations de très haute tension seront probablement toujours en mesure de couvrir une grande partie des besoins futurs en puissance réactive du réseau de transport, en conjonction avec d'autres moyens d'exploitation (par ex. CCHT, nouvelles installations de compensation). Par ailleurs, nous avons mis en évidence les défis posés par

la fourniture de puissance réactive depuis les niveaux de tension inférieurs vers la très haute tension (cf. [2]). Ces défis concernent surtout l'augmentation de la tension dans les réseaux secondaires. En raison de la grande diversité régionale des structures du réseau, il faudra cependant réaliser d'autres études pour déterminer avec précision les potentialités de cette approche décentralisée en recourant à des calculs plus précis et qui tiennent mieux compte des spécificités locales.

Pour résumer, nous avons démontré que la tension du réseau pourra probablement être maintenue dans la fourchette admissible dans le cas d'un approvisionnement en électricité 100 % renouvelable, mais aussi qu'il faudra mettre en œuvre des stratégies innovantes de maintien de la tension. Les lignes à courant continu planifiées joueront un rôle déterminant pour ce maintien. Elles permettront en effet de remédier aux problèmes de puissance réactive actuels en matière de transport de puissance sur des distances importantes, ce qui modifiera les besoins en puissance réactive au sein du réseau très haute tension. À l'avenir, nombre de producteurs d'électricité seront raccordés aux niveaux de tensions inférieurs. Il conviendra dès lors de les utiliser pour compenser les besoins en puissance réactive inductive des charges et des moyens d'exploitation. Les installations de production d'électricité couplées au réseau au moyen de convertisseurs devraient également pouvoir participer au bilan de la puissance réactive du réseau, même en fonctionnement non productif. Dans ce cadre, les transformateurs réglables de manière flexible amélioreront encore les possibilités de maintien de la tension dans les réseaux de distribution. Le choix des points de raccordement au réseau de nouveaux producteurs d'électricité devra prendre en compte l'utilité de ces derniers pour le maintien de la tension ou pour la fourniture de puissance réactive. De ce point de vue, il est souvent préférable d'opter pour un raccordement à un niveau de tension élevé. La construction d'installations de compensation supplémentaires et la transformation de centrales existantes en compensateurs synchrones peuvent également contribuer à garantir la future stabilité de tension.

3.3 Gestion des congestions du réseau

Pour garantir une exploitation sûre du système, les limites de sollicitation de tous les moyens d'exploitation du réseau doivent être respectées. Il s'agit en principe de limites de sollicitation thermique et des plages de tension au niveau des nœuds. Il y a congestion lorsque les limites définies ne peuvent plus être respectées en raison de la charge circulant dans le réseau concerné. Pour prévenir une défaillance de ce dernier, il est d'usage de définir comme marge la sécurité (n-1), soit la capacité du réseau à transporter l'électricité produite en cas de défaillance d'une seule ligne.

Pour contrôler et établir la sécurité (n-1), des calculs de flux de puissance (n-1) ont été réalisés pour tout moment en cas de défaillance de chaque moyen d'exploitation. Il s'est avéré que les congestions sont plus rares sur les moyens d'exploitation en courant alternatif en cas de défaillance (n-1) des systèmes de transport CCHT. En effet, contrairement à la défaillance d'un système en courant alternatif, aucun système parallèle n'est directement touché, le flux de puissance en courant continu manquant étant largement réparti sur un grand nombre de systèmes. Dans ce modèle, les congestions dans les scénarios (n-0) et (n-1) sont éliminées exclusivement au moyen du redispatching. Le redispatching signifie qu'une installation d'injection ou de soutirage sollicitant un point de congestion (une installation *Power to gas* ou un stockage par pompage en mode pompage, par exemple) voit sa puissance réduite, alors qu'une installation d'injection ou de soutirage délestent ce point de congestion (ou le sollicitant moins) voit sa puissance augmentée. L'augmentation de

puissance doit alors être identique à la diminution de puissance. Dans un souci de simplification, les installations d'injection et de soutirage seront désignées ci-après uniformément comme installations.

Les analyses montrent que le redispatching nécessaire peut, dans certains cas, atteindre un volume de plusieurs gigawatts (GW) pour garantir la sécurité de fonctionnement du système.

Les besoins en matière de redispatching dépendent fortement du développement du réseau. Pour établir la sécurité (n-0), 3 800 km de lignes de courant alternatif ont été mises en place en plus de ce que prévoient DENA1 et NEP 2032 B (cf. chapitre 2). Pour obtenir un ensemble de données réseau ne présentant aucun cas (n-1) d'îlotage, de non-respect des plages de tension ni de manque de potentiel de redispatching sur toutes les 8 760 heures de l'année, il a fallu ajouter 1 000 km supplémentaires au réseau AC aux endroits particulièrement critiques. Un fonctionnement sûr du système est possible à tout moment de l'année, puisque le potentiel de redispatching est suffisamment grand. L'exploitation de ce potentiel peut toutefois engendrer un coût élevé. L'état du réseau et, partant, les besoins en matière de redispatching dépendent essentiellement du développement du réseau. La figure 3.6 montre la corrélation entre le volume de redispatching annuel et la poursuite du développement du réseau pour le scénario « 100 % EnR ».

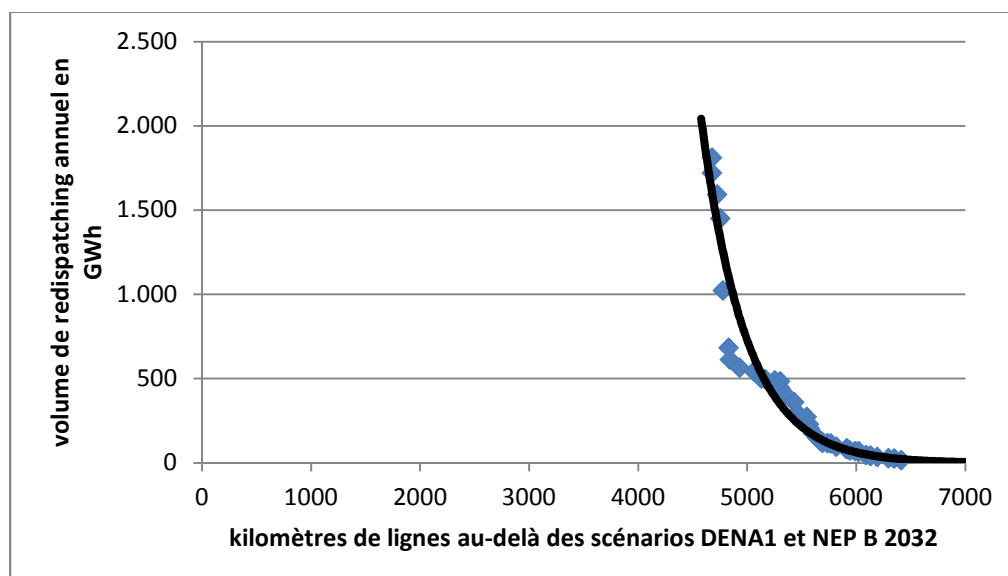


Figure 3.6 : Volume annuel de redispatching en fonction de la poursuite du développement du réseau.

Dans le scénario « 100 % EnR », le nombre d'heures de congestion pour le développement du réseau supposé est supérieur aux chiffres actuels, tandis que le volume de redispatching annuel est inférieur. Cela pourrait s'expliquer par le fait que les congestions du scénario, bien que plus nombreuses, ne sont pas aussi importantes que dans la situation actuelle, caractérisée par certains points de congestion particulièrement touchés selon les publications [17] et [18] ou par le fait que les congestions sur plusieurs moyens d'exploitation sont corrélées, ce qui a pour résultat qu'une mesure isolée de redispatching profite à plusieurs points de congestion.

Si, dans le cadre du scénario, les producteurs flexibles et les systèmes de stockage ont été positionnés et utilisés de manière à minimiser les sollicitations du réseau, le développement réel pourrait également se passer autrement. De plus, l'extension du réseau au-delà du scénario B 2032 du NEP 2012 [15] est difficile à prévoir et dépend du coût qu'elle implique. Tous ces facteurs s'influencent mutuellement et impactent également fortement les besoins en redispatching. Il

conviendrait de réaliser des études sur les variantes de différents scénarios « 100 % EnR » et « stockage », ainsi que d'établir des scénarios de passage progressif à un approvisionnement basé exclusivement sur les énergies renouvelables et sur différents scénarios de développement du réseau, afin de tendre à l'avenir vers un équilibre optimisé du point de vue économique entre volume de congestion et développement du réseau. Outre la gestion des congestions, ces études doivent prendre en compte d'autres paramètres du réseau et les services système, tels que le maintien de la tension ou la gestion de la puissance réactive. Le maintien de la tension et la gestion de la puissance réactive ont pu être garantis pour les études des variantes de tous les scénarios de développement du réseau et (n-1). Les simulations réalisées dans le cadre de ce projet n'ont pas pris en compte le monitoring des lignes aériennes, qui continuera probablement de se développer à l'avenir. Cette démarche permettra sans doute d'augmenter les limites de sollicitation thermique des lignes aériennes, notamment par vent fort, et, de ce fait, de mieux exploiter ces lignes. Les effets positifs de câbles haute température peuvent également contribuer à la décongestion du réseau électrique. Il conviendrait de continuer à évaluer ces deux possibilités afin de mieux cerner leurs potentialités quantitatives en matière de décongestion.

3.4 Rétablissement de l'approvisionnement

Les coupures de courant sont aujourd'hui relativement rares en Allemagne, à savoir seulement 15 minutes en moyenne par an [11] et ne concernent en général que des rues ou lotissements isolés. La tension dans les réseaux limitrophes reste en principe stable et peut être utilisée pour le rétablissement de l'approvisionnement en électricité dans les zones concernées. Dans les cas très rares de coupure d'électricité suprarégionale, de perturbation à grande échelle [12], [13]) avec mise hors tension des réseaux haute tension et très haute tension, le rétablissement de l'approvisionnement est toutefois plus difficile à mettre en œuvre. Dans ces cas, les centrales ne peuvent recevoir du réseau ni la puissance dont elles ont besoin pour leur propre approvisionnement, ni les informations relatives à la tension, à la position de la phase et à la fréquence. Le rétablissement de l'approvisionnement doit donc être réalisé par des centrales capables de démarrer indépendamment du réseau électrique. Aujourd'hui, il s'agit principalement de centrales à gaz, centrales hydroélectriques au fil de l'eau et centrales de pompage-turbinage. Tous les producteurs d'électricité pourraient cependant avoir la capacité de démarrer de manière autonome, à condition de les équiper d'un système d'autoproduction d'électricité indépendant du réseau, tel qu'une batterie ou un groupe électrogène de secours. Pour le rétablissement de l'approvisionnement, les centrales redémarrées ou fonctionnant en autoproduction créent d'abord leur propre réseau indépendant. Et comme elles peuvent se passer d'une intervention externe qui détermine la tension et la fréquence, elles sont capables de constituer un réseau indépendant. Dès lors, le principal défi posé par le rétablissement de l'approvisionnement est la coordination du couplage au réseau de charges, d'autres producteurs d'électricité et de moyens d'exploitation du réseau.

À l'heure actuelle, le rétablissement de l'approvisionnement est l'œuvre des grandes centrales et se déroule pour ainsi dire du haut vers le bas. Avec la montée en puissance des énergies renouvelables, la production d'électricité passera progressivement des niveaux de tension élevés aux niveaux de tension inférieurs. Même s'il pourra toujours se faire du haut vers le bas (puisque'il y aura toujours des producteurs d'électricité au niveau de la très haute tension), le rétablissement de

l’approvisionnement passera de plus en plus également du bas vers le haut. D’une part, il sera ainsi en principe possible pour un réseau de distribution de fonctionner de manière stable en réseau indépendant tant que le réseau supérieur est toujours hors tension. D’autre part, le couplage des réseaux indépendants sera facilité si chacun de ces derniers est stable et maintient l’équilibre production-consommation.

Pour identifier les exigences auxquelles doit répondre le rétablissement de l’approvisionnement d’un réseau de distribution par des énergies renouvelables, un test en laboratoire a été réalisé dans le cadre du projet. Un réseau de distribution modèle a été mis en œuvre pour ce test. Ce réseau a fonctionné en îlotage durant le rétablissement de l’approvisionnement. Le montage de l’essai est représenté à la figure 3.7. Le montage comprenait un groupe électrogène diesel représentant une installation biogaz, une série de machines simulant une éolienne, des charges résistives non réglables représentant les consommateurs et des charges réglables correspondant aux charges pouvant en réalité être décalées dans le temps. Prière de se référer au rapport final du projet [2] pour une description plus détaillée de l’environnement de ce test.

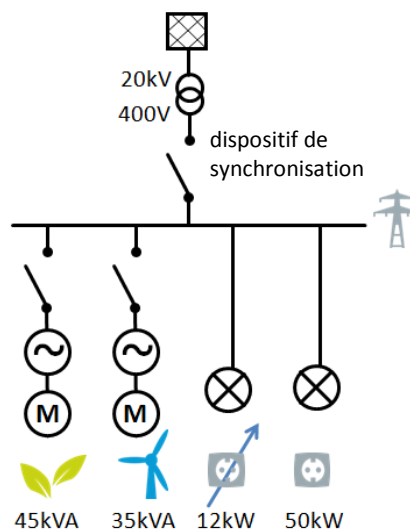


Figure 3.7 : Montage du test en laboratoire sur le rétablissement de l’approvisionnement

Au début du test de rétablissement de l’approvisionnement, le réseau du laboratoire était séparé du réseau interconnecté et sans tension. L’installation biogaz a démarré à l’aide d’une batterie et a commencé, en îlotage, à reproduire un réseau indépendant. Un niveau de la charge passive et non réglable a été rapidement couvert et les charges réglables sont entrées en action. L’éolienne était alors sous tension, a démarré, s’est synchronisée avec le réseau de laboratoire / réseau indépendant, puis s’est couplée à ce dernier. Grâce au caractère statique de l’installation biogaz, les besoins de diminution de puissance ont pu être communiqués aux autres producteurs et les besoins d’augmentation de la charge aux charges réglables. À la fin du test, la fréquence et la tension du réseau de laboratoire se situaient dans une fourchette admissible. Le dispositif de synchronisation a reconnecté le réseau de laboratoire / réseau indépendant au réseau interconnecté, suite à quoi l’installation biogaz est passée en mode couplé au réseau. Le mode de réglage de fréquence et de tension a pu être désactivé.

Le test en laboratoire sur le rétablissement de l’approvisionnement a donc été mené avec succès et permet de conclure que les conditions techniques nécessaires au rétablissement de

l'approvisionnement grâce aux énergies renouvelables sont réunies. Les résultats du test ne sont toutefois pas applicables tels quels aux réseaux de distribution réels, mais ne valent que pour les conditions de test étudiées. D'une part, les réseaux de distribution réels impliquent un réseau d'électricité d'une certaine étendue spatiale et comportant différents niveaux de tension, ce qui complique le maintien de cette dernière, alors que ce facteur n'a pas été étudié plus en détail dans le test. D'autre part, les structures de production et de consommation varient fortement. Un réseau de distribution ne peut en principe se rétablir entièrement de lui-même après une coupure de courant que s'il dispose de davantage de producteurs d'électricité disponibles que de consommateurs. Les réseaux de distribution dont les capacités de production d'électricité sont inférieures aux charges sont toujours tributaires d'une aide extérieure, à savoir la mise à disposition de puissance, pour rétablir pleinement l'approvisionnement. Les producteurs d'électricité de tels réseaux de distribution peuvent néanmoins agir pour soutenir le rétablissement de l'approvisionnement. Pour qu'un réseau de distribution puisse rétablir de lui-même l'approvisionnement, il doit comporter au moins un producteur d'électricité capable de couvrir ses propres besoins d'électricité en cas de coupure de courant, voire de démarrer de manière autonome et en mesure de reconstituer le réseau. Les batteries pourraient permettre d'améliorer sensiblement la capacité de démarrage autonome et contribuer à la formation de petits réseaux indépendants, pour différents bâtiments, par exemple.

Lorsque des producteurs et consommateurs d'électricité sont couplés à l'unité reconstituant le réseau, cette dernière doit disposer d'une capacité suffisante à maintenir la fréquence et la tension dans la fourchette admissible malgré les variations en puissances active et réactive. Pour la suite de la reconstitution du réseau, le recours à des producteurs d'électricité capables de soutenir le réseau est utile en ce qui concerne le maintien de la fréquence et de la tension. Ces producteurs doivent être en mesure de soutenir continuellement la fréquence et la tension, comme cela a été fait dans le test grâce aux installations statiques prévues à l'avance.

Le réglage des unités constituant et soutenant le réseau, le couplage et le découplage de charges, ainsi que l'enregistrement et la transmission des données sur l'état du réseau doivent être réalisés par un système de communication fonctionnant de manière fiable et notamment en cas de coupure de courant. La complexité en termes de communication et de réglage liée au rétablissement de l'approvisionnement d'un réseau de distribution constitué de producteurs d'électricité décentralisés peut être limitée pour le gestionnaire de réseau par le fait de ne pas communiquer directement avec tous les producteurs et consommateurs du réseau, mais avec les centrales combinées associées. Ces centrales peuvent assumer le réglage de leurs installations et fournir au gestionnaire de réseau des services système fiables pour le rétablissement de l'approvisionnement dans la mesure où leur structure de communication est mise en œuvre sans risque de défaillance.

4 Conclusions et recommandations

La production d'électricité en Allemagne est en pleine mutation. Les sources d'énergie renouvelables remplaceront à l'avenir quasi entièrement les combustibles fossiles, selon les souhaits du Gouvernement et de la grande majorité des citoyens. Il est d'ores et déjà prévisible que le changement dans l'approvisionnement en électricité entraînera des situations inédites au sein du réseau d'électricité. La crainte de voir les coupures d'électricité se multiplier à l'avenir est de ce fait compréhensible. Pour assurer la fiabilité de l'approvisionnement en électricité de demain, il est nécessaire de réaliser dès aujourd'hui des études prospectives sur la stabilité future du réseau. Ce

travail est tout sauf trivial, la stabilité du réseau ayant de multiples facettes et dépendant au fond de tous les composants de l’approvisionnement en électricité : producteurs, systèmes de stockage, consommateurs, réseau, moyens d’exploitation du réseau, état de ces moyens.

Afin d’amorcer ce travail, nous avons, dans le cadre du projet de recherche Kombikraftwerk 2, développé et modélisé un scénario cohérent d’un approvisionnement futur de l’Allemagne basé sur les seules énergies renouvelables. Le modèle se caractérise par un travail d’approfondissement détaillé, tant en termes de résolution spatiale que de diversité des technologies représentées. Même si, de toute évidence, un modèle ne décrit pas toujours avec précision la réalité future, il permet tout de même de tirer des conclusions importantes pour l’organisation de l’approvisionnement en électricité. Des méthodes scientifiques usuelles et, pour certaines, innovantes ont été utilisées pour étudier le modèle du scénario au regard des principaux aspects relatifs la stabilité du réseau.

Les résultats des calculs réalisés dans le cadre de nos études indiquent qu’un approvisionnement sûr et stable de l’électricité en Allemagne sur la base de sources d’énergie 100 % renouvelables sera à l’avenir techniquement faisable et que, si le système est adapté en conséquence, la transition énergétique n’affectera pas la qualité élevée de l’approvisionnement à laquelle nous sommes aujourd’hui habitués.

Pour compléter les calculs effectués, d’autres études prospectives devraient être réalisées pour apprécier la future stabilité du réseau en Allemagne, notamment dans les domaines suivants :

- pourcentage nécessaire de convertisseurs capables de constituer un réseau ;
- maintien de la tension dans les réseaux inférieurs grâce à l’interaction avec le réseau de transport ;
- courant de court-circuit ;
- simulations sur la stabilité dynamique de la fréquence à l’aide d’un modèle non agrégé, oscillations identifiables à partir de ces simulations.

Une extension du modèle développé dans notre scénario permettrait également de donner des indications utiles pour la mise en œuvre de la transition énergétique. La modélisation du développement de l’approvisionnement en électricité depuis l’état actuel jusqu’à l’état souhaité permettrait de fournir des renseignements précieux sur la faisabilité technique de la période de transition.

La représentation précise du couplage de l’approvisionnement en électricité avec les secteurs de consommation d’énergie que sont le chauffage et les transports reste d’une importance majeure, car il s’agit d’un facteur clé de la réussite de la transition énergétique. Une extension du modèle à l’Europe permettrait également de tirer des enseignements plus complets sur la stabilité du réseau électrique, ce dernier ne s’arrêtant pas aux frontières allemandes, mais constituant un système interconnecté à l’échelle européenne. Il conviendrait par ailleurs d’étudier de plus près l’impact économique de la transition énergétique sur les échanges commerciaux d’énergie et sur le fonctionnement du réseau.

Outre les calculs de simulation, le présent projet s’est penché sur les possibilités techniques de fourniture de services système, d’une part en condition de laboratoire (pour l’essai sur le rétablissement de l’approvisionnement) et, d’autre part, grâce à des tests sur des installations EnR

réelles (pour la fourniture de puissance de réserve). En particulier, ce sont les essais et la démonstration finale de fourniture de réserve d'ajustement de puissance par la Centrale combinée renouvelable qui montrent que les technologies basées sur les énergies renouvelables offrent aujourd'hui déjà des solutions matures, susceptibles d'être utilisées pour assurer la stabilité du réseau. Ces technologies peuvent, entre autres, réagir extrêmement vite en augmentant ou réduisant leur injection ou en la maintenant à un niveau relativement constant.

En conclusion, les énergies renouvelables sont d'ores et déjà techniquement capables de fournir d'importants services système. Pour se faire, les résultats de ce projet de recherche mettent toutefois en évidence la nécessité d'adapter les conditions encadrant l'intégration au marché et au système électrique.

Toutes les études réalisées sur l'utilisation des installations EnR, que ce soit pour la sécurité d'approvisionnement, pour la fourniture de services système ou pour la stabilité du réseau, ont ceci en commun qu'un pilotage actif des installations est nécessaire.

Pour garantir la sécurité du réseau, les installations décentralisées fonctionnant avec des énergies renouvelables doivent pouvoir être surveillées et pilotées selon des standards de communication sûrs et performants.

C'est la condition pour qu'elles puissent assumer leur responsabilité pour la stabilité et la sécurité de l'approvisionnement en électricité. Facilitant la mise en œuvre technique, des standards de communication uniformisés devraient à long terme s'appliquer. Le couplage des installations EnR sur le plan de la communication est en effet l'étape fondamentale vers la création d'une centrale combinée. Les inconvénients des installations considérées de façon isolée, tels que les erreurs de prévision, les écarts par rapport au plan de marche ou les défaillances, peuvent être amortis par une gestion coordonnée au niveau de l'interconnexion, et il sera ainsi possible de fournir les services proposés de manière fiable et à coût de communication externe réduit.

Le fait de relier les installations sous forme de centrales combinées permet ainsi d'élargir la marge d'action des énergies renouvelables pour garantir la sécurité du réseau.

Pour réussir la transition énergétique, un certain nombre d'efforts politiques, économiques et techniques devront encore être réalisés dans les années et décennies à venir. Les défis posés par la mutation de l'approvisionnement en électricité au regard du maintien de la stabilité du réseau concernent moins les énergies renouvelables, qui répondent en principe aux exigences techniques en la matière, que l'organisation du système, qui doit être entièrement revue pour mettre en œuvre la nouvelle structure de production et de distribution d'électricité. Il s'agit de transformer le système pour mettre au cœur de celui-ci, comme piliers de l'approvisionnement en électricité, les installations éoliennes et photovoltaïques à production intermittente. Plus flexibles, les installations utilisant la biomasse (biogaz et biomasse solide), les installations de biométhane et les systèmes de stockage sont alors un élément central du système énergétique et contribuent à la garantie des capacités. La mutation de l'approvisionnement en électricité ne pourra réussir sans une adaptation appropriée du développement du réseau, de tous ses composants, des réglementations et des marchés. À la clé de ces efforts : un approvisionnement en électricité moderne, propre et stable.

6 Références bibliographiques

- [1] R. Mackensen, K. Rohrig, H. Emanuel : « Das regenerative Kombikraftwerk - Abschlussbericht » (*La centrale combinée renouvelable – rapport final*), Institut für solare Energieversorgungstechnik (ISET, *Institut pour la technologie de l'approvisionnement en énergie solaire*) (2008), Kassel, http://www.kombikraftwerk.de/fileadmin/downloads/2008_03_31_Ma__KombiKW_Abschlussbericht.pdf
- [2] K. Knorr et al. : « Kombikraftwerk 2 – Abschlussbericht » (*Centrale combinée 2 – rapport final*), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES, *Institut Fraunhofer de recherche sur l'énergie éolienne et les systèmes énergétiques*), Kassel, publication prévue en août 2014, <http://www.kombikraftwerk.de/mediathek/abschlussbericht.html>
- [3] G. Büttner et al. : « Corine Land Cover 2006 Technical Guidelines », European Environment Agency - Technical Report, 2007, <http://www.umweltbundesamt.at/umwelt/raumordnung/flaechennutzung/corine/>, consulté le 22 mars 2011
- [4] Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (*Office fédéral allemand de cartographie et de géodésie*), modèle numérique basique de terrain BASIS-DLM, Francfort-sur-le-Main, 14 octobre 2008
- [5] J.-P. Schulz, U. Schättler : « Kurze Beschreibung des Lokal-Modells Europa (LME) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD » (*Brève description du Modèle local Europe (LME) et de ses bases de données sur le serveur de données du DWD*), Deutscher Wetterdienst (DWD, *Service météorologique allemand*), Offenbach, 15 janvier 2009
- [6] « dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025 » (*Étude de réseau dena II – Intégration des énergies renouvelables dans l'approvisionnement en électricité en Allemagne dans la période 2015-2020 et perspectives pour 2025*), Deutsche Energie Agentur (*Agence allemande pour l'énergie*), Berlin, 2010, <http://www.dena.de/themen/thema-esd/publikationen/publikation/dena-netzstudie-ii>
- [7] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH, *Office fédéral allemand pour la navigation maritime et l'hydrographie*), 2011, www.bsh.de
- [8] Offshore-Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm (Offshore~WMEP, *Programme scientifique de mesure et d'évaluation offshore*), 2011, www.offshore-wmep.de
- [9] Données de base des installations EEG, plateforme d'information des gestionnaires allemands de réseaux de transport : « EEG / KWK-G », <http://www.eeg-kwk.net/de/Anlagenstammdaten.htm>
- [10] Solar Radiation Data : « Données de rayonnement solaire », Paris, <http://www.soda-is.com>, dernière consultation : 3 mai 2010
- [11] Bundesnetzagentur (*Agence fédérale allemande des réseaux*) : « Versorgungsqualität - SAIDI-Wert » (*Qualité de l'approvisionnement – valeur SAIDI*), 2012, <http://www.bundesnetzagentur.de>
- [12] F. Prillwitz, M. Krüger : « Netzwiederaufbau nach Großstörungen » (*Rétablissement du réseau suite à des perturbations majeures*), Universität de Rostock, Institut für Elektrische Energietechnik (*Institut d'ingénierie de l'énergie électrique*), 2007
- [13] Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW (*association des gestionnaires de réseau allemands*) : « TransmissionCode 2007 Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber », (*TransmissionCode 2007 Règles réseau et système des gestionnaires allemands de réseaux de transport*), Berlin, août 2007
- [14] BMVBS : « Globale und regionale Verteilung von Biomassepotenzialen, Status-quo und Möglichkeiten der Präzisierung » (*Distribution globale et régionale des potentiels en matière de biomasse, état des lieux et possibilités de concrétisation*), publication BMVBS en ligne, 27/2010, 2010

- [15] 50Hertz Transmission GmbH/ Amprion GmbH/ EnBW
Transportnetze GmbH/ TenneT TSO GmbH: « Netzentwicklungsplan Strom 2012 – Entwurf der
Übertragungsnetzbetreiber » (*Plan de développement du réseau électrique 2012 – projet des gestionnaires de
réseaux de transport*), 30 mai 2012

- [16] Fraunhofer IWES, Amprion, TenneT, Enercon, Energiequelle : « Regelernergie durch Windkraftanlagen.
Abschlussbericht » (*Énergie d'ajustement par les éoliennes. Rapport final*), 2013

- [17] Bundesnetzagentur (*Agence fédérale allemande des réseaux*), Bundeskartellamt (*Office fédéral allemand des
ententes*) : « Monitoringbericht 2012. Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs.
3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB », (*Rapport de suivi 2012. Rapport de suivi en vertu de l'art. 63, al. 3, associé à l'art. 35
de la loi allemande sur le secteur de l'énergie EnWG, et de l'art. 48, al. 3, associé à l'art. 53, al. 3 de la loi
allemande contre les restrictions de la concurrence, GWB*), 3^e édition, 5 février 2013

- [18] Bundesnetzagentur (*Agence fédérale allemande des réseaux*) : « Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen
Energieversorgung im Winter 2011/2012 » (*Rapport sur l'état de la fourniture d'électricité via des câbles durant
l'hiver 2011/2012*), 3 mai 2012. Disponible en ligne à l'adresse suivante :
[http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/
berichte-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Allgemeines/DieBundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/berichte-node.html), consulté le 12 juin 2013