

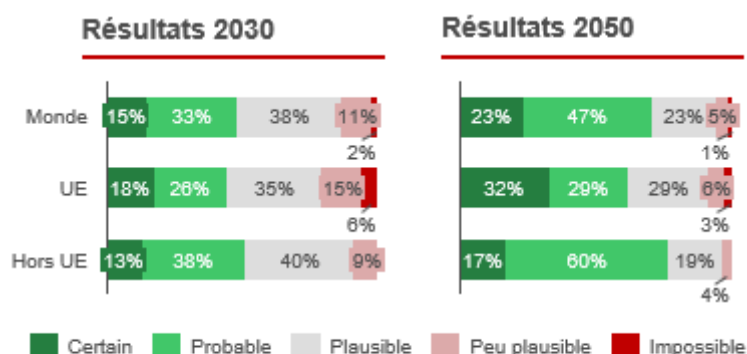
Thèse sur les microgrids

Etude sur les perspectives stratégiques de l'énergie

Mai 2018

I. Rappel de la thèse et résultats du *Sounding Board*

Des microgrids permettant d'assurer localement l'approvisionnement des quartiers se développeront de façon rentable là où les conditions économiques et réglementaires le permettent. Sauf cas particuliers (systèmes isolés, absence de réseau fiable), ils resteront connectés au réseau principal.



- Le panel fait état d'incertitudes sur le sujet du développement des microgrids à horizon 2030, avec des avis positifs allant de 45% en Europe jusqu'à 50% dans le reste du monde, dont 55% dans la zone Asie-Pacifique. Les commentaires convergent sur le fait que les pays en développement, ou ceux où la qualité de réseau est moindre, seront à horizon 2030 les cibles privilégiées pour les microgrids.
- A horizon 2050, les avis sont majoritairement positifs en faveur de cette thèse, quelle que soit la zone géographique considérée. Le consensus est marqué hors Europe, et en particulier dans la zone Asie-Pacifique où ~80% des répondants estiment que la réalisation de cette thèse est probable ou certaine à horizon 2050. La mention « là où les conditions économiques et réglementaires le permettent » de la thèse est relevée comme essentielle, et représente une « incertitude clé » dans le développement des microgrids, notamment dans les grands systèmes interconnectés. Dans ces systèmes, le panel estime majoritairement que « la nécessaire solidarité entre territoires et régions ainsi que la garantie de continuité d'alimentation seront des incitations fortes à rester connecté au réseau », et que « tant que les coûts de connexion sont raisonnables, [les microgrids] n'existeront probablement pas en isolation complète dans les pays développés comme la France ». Il est souligné qu'il relève « de la responsabilité des régulateurs et DSO de faire en sorte que les microgrids aient intérêt à rester connectés », et qu'il faudra « revoir la tarification d'accès » au réseau.

Extraits des commentaires :

➤ Verbatim en faveur de la thèse :

- *"If the economic / pricing signals are correct then a sensible design allowing for this is likely to be in everyone's interest."*
- *« La nécessaire solidarité entre territoires et régions ainsi que la garantie de continuité d'alimentations seront des incitations fortes à rester connecté au réseau. »*
- *"The optionality around maintaining the connection to the network is clear for the owner. So long as connection costs are reasonable, they will likely not exist in isolation in developed countries like France."*

- *"where the economic and regulatory conditions enable it" is the key"*

➤ **Réserves exprimées :**

- *"A couple of qualifications. First is that regulators and policy makers need to pay serious attention to the resilience value of MGs able to function in island mode, given the likely increase in the frequency and severity of extreme weather events, as well as their resistance to propagation of network disruptions. It should not be just the economically well-off areas that have MGs, but it should be a matter of public policy to expand this capability to all communities. Second, ideally MGs will operate in connected mode most of the time, and use island mode only when conditions require it. But each MG operator (even down to the level of the individual end user or "smart building") will make that decision based on the value and cost of staying connected. This is where it's up to the regulators and the DSOs to make the case for the value of staying connected, which will need to involve opportunities for MGs to earn energy revenues from providing grid services."*
- *"It's hard to imagine that the cost and reliability advantages of central power will be eclipsed by micro-grids in places that are already well-served by traditional grids. I see a bigger role for micro-grids in underdeveloped countries and other places with remote, isolated load centers that are not economic to extend conventional transmission service to."*

I. RAPPEL DE LA THESE ET RESULTATS DU SOUNDING BOARD	2
II. PREAMBULE - DEFINITION.....	5
III. ARGUMENTS EN FAVEUR DE LA THESE	6
1) LE DEVELOPPEMENT DES MICROGRIDS DANS LES PAYS DEVELOPPES REpond A DES TENDANCES DE FOND NOTAMMENT SOCIETALES (PRODUIRE ET CONSOMMER LOCAL) ET CLIMATIQUES (ETRE ROBUSTE FACE AUX ENJEUX CLIMATIQUES).....	6
2) LA BAISSSE DES COUTS DE PRODUCTION LOCALE ENR ET DE STOCKAGE / PILOTAGE DE LA DEMANDE DIMINUE LE COUT D’UTILISATION DES MICROGRIDS, ET ELARGIT DE CE FAIT LEURS DEBOUCHES, EN PARTICULIER DANS LES PAYS EN DEVELOPPEMENT.....	7
3) DANS LES PAYS DEVELOPPES, LA POURSUITE DE LA BAISSSE DES COUTS DES ENR LOCALES ET DU STOCKAGE POURRAIT RENDRE COMPETITIVE L’ENERGIE PRODUITE PAR UN MICROGRID PAR RAPPORT A CELLE SOUTIREE DU RESEAU.....	7
4) LES MICROGRIDS POURRAIENT ETRE ENCOURAGES PAR LES UTILITIES HISTORIQUES QUI CHOISIRAIENT D’INTEGRER LA NOTION DE MICROGRIDS A LEUR PORTEFEUILLE D’OFFRES	9
5) LA OU UN RESEAU PREEXISTE, LES MICROGRIDS DEVRAIENT RESTER CONNECTES : LA COMPETITIVITE RELATIVE D’UN MICROGRID PAR RAPPORT A L’ELECTRICITE RESEAU DECROIT AVEC LE TAUX DE COUVERTURE – COUVRIR LA POINTE DE DEMANDE COUTERA PLUS CHER A UN MICROGRID OFF-GRID QUE CONNECTE – ET DEVELOPPER UN MICROGRID OFF-GRID DEVRAIT A LONG TERME CONTINUER A PRESENTER UN COUT PROHIBITIF	10
IV. ARGUMENTS NUANÇANT OU ALLANT A L’ENCONTRE DE LA THESE	11
1) A TARIFICATION DU RESEAU REFLETANT LES COUTS, IL N’EST PAS ACQUIS QUE LES MICROGRIDS SOIENT COMPETITIFS PAR RAPPORT AUX ARCHITECTURES ACTUELLES.....	11
2) DANS L’HYPOTHESE D’UNE GENERALISATION DES MICROGRIDS, L’ARCHITECTURE DES RESEAUX POURRAIT BASCULER D’UN MODELE HIERARCHIQUE CENTRALISE A UN MODELE ESSENTIELLEMENT DECENTRALISE, CONSTITUE DE MICROGRIDS INTERCONNECTES PAR UN RESEAU DE TRANSPORT ; TOUTEFOIS, DE FAÇON SYSTEMIQUE, SA COMPETITIVITE POUR GARANTIR LE MEME NIVEAU DE QUALITE DE SERVICE QUE LES RESEAUX EUROPEENS ACTUELS N’EST PAS ENCORE ACQUISE	12
3) DANS LE CAS PARTICULIER DE LA FRANCE, LA GENERALISATION DES MICROGRIDS POURRAIT APPARAITRE COMME UNE ENTORSE AU PRINCIPE DE PEREQUATION TARIFAIRE.....	12
V. ANNEXES.....	14
1) GLOSSAIRE.....	14
2) LISTE DES FIGURES.....	14
3) BIBLIOGRAPHIE	14

II. Préambule - définition

Les microgrids sont des réseaux de petite taille, contenant des sources de production dont la capacité installée totale varie entre quelques dizaines de kW et ~10 MW, caractérisés par une optimisation locale du couple énergie - réseau : l'équilibrage production – consommation se fait prioritairement à la maille locale. Ces microgrids permettent d'assurer l'alimentation de « sites » de différentes natures : îles, campus, aéroports, zones industrielles, écoquartiers, communautés résidentielles, etc. Ces sites peuvent être isolés (zones insulaires, sites industriels isolés tels que des mines, bases militaires en opération ou électrification rurale dans des pays en voie de développement par exemple) ou être par ailleurs connectés à un réseau de distribution régional/national. Dans les zones connectées, un microgrid est caractérisé par sa capacité à s'isoler du réseau et à fonctionner en autonomie (en « ilotage ») pendant au moins plusieurs heures.

Deux notions sont donc essentielles au dimensionnement du microgrid :

- le taux de couverture du besoin souhaité, c'est-à-dire la fraction de l'électricité consommée annuellement qui est produite localement,
- la capacité d'ilotage souhaitée, c'est-à-dire la durée consécutive pendant laquelle le microgrid peut être autonome.

Les microgrids répondent à des besoins variés :

- Accès à l'électricité en situation isolée (*off-grid*)
- Résilience aux événements climatiques extrêmes
- Affichage d'une certaine « autonomie énergétique »
- Encouragement local au développement des ENR, bénéfice d'emplois locaux, amélioration globale de l'acceptabilité locale des ENR
- Instrument de pilotage de la consommation et réduction de l'empreinte carbone des sites concernés dans le cadre d'un projet de microgrid
- Compétitivité économique par rapport à l'électricité fournie par le réseau principal

III. Arguments en faveur de la thèse

1) Le développement des microgrids dans les pays développés répond à des tendances de fond notamment sociétales (produire et consommer local) et climatiques (être robuste face aux enjeux climatiques)

Aux Etats-Unis par exemple, où la capacité installée en microgrid est la plus importante au monde, le développement de microgrids renouvelables est largement tiré par les considérations extra-économiques que sont des préoccupations croissantes en matière de sécurité d’approvisionnement et d’autonomie énergétique, et un goût de plus en plus prononcé, dans certains états, pour l’énergie locale et verte. Cette évolution est liée à la fois à un réseau de moins bonne qualité globalement que nos réseaux européens [cf. [monographie sur les réseaux électriques](#)], et à des événements climatiques extrêmes de plus en plus fréquents, produisant des blackouts difficilement acceptables socialement.

Les exemples se sont multipliés ces dernières années, dont les trois plus marquants :

- En 2012, l’ouragan Sandy a provoqué une coupure d’alimentation affectant plus de 8 millions de clients dans 17 états du nord-est des Etats-Unis, dont la majorité du sud de Manhattan. Dans certaines zones, le courant a mis plus d’une semaine à être rétabli.
- En août 2017, l’ouragan Harvey a provoqué des coupures de courant affectant plus de 300.000 clients au Texas et en Louisiane. Les inondations ont considérablement ralenti la restauration de l’alimentation qui a pris jusqu’à plusieurs semaines pour certains postes.
- En septembre 2017, l’ouragan Maria a dévasté le territoire de Puerto Rico, provoquant un blackout massif. Plus de 5 mois après, en février 2018, environ 400.000 clients (soit plus de 10% de la population de l’île) n’avaient toujours pas accès à l’électricité du réseau.

Le changement climatique laissant penser que des événements de ce type pourraient être de plus en plus fréquents, les microgrids sont évoqués comme une solution pour améliorer la résilience du système en cas de catastrophe naturelle. L’évolution ou le remplacement des microgrids existants (constitués en général de simples générateurs diesel) est déjà largement d’actualité et se développe sur les segments des bases militaires, centres de recherche, centres commerciaux, et autres installations présentant des besoins spécifiques en termes de sécurité d’alimentation.

Le déploiement reste le plus souvent limité hors de ces cas particuliers, cependant à Puerto Rico des microgrids sont actuellement en cours de déploiement sur tous les secteurs pour accélérer le retour de l’alimentation électrique, en particulier dans les écoles des communautés affectées, réduites autrement à l’utilisation de diesels de secours très polluants et chers. Des réflexions sont également en cours sur la place des microgrids et de leur développement à grande échelle dans la reconstruction du système électrique, afin d’améliorer à la fois sa résilience et son bilan carbone. Certains imaginent même que le territoire s’érige en modèle de ce que pourrait être un réseau électrique décentralisé constitué de microgrids interconnectés, capables de répondre à des besoins minimaux en cas d’urgence et de produire une électricité compétitive le reste du temps : c’est la vision proposée par AES Corporation en réponse à une demande de la PREC (Puerto Rico Energy Commission) sur la meilleure manière d’améliorer la résilience du système aux catastrophes climatiques¹.

¹ <http://energia.pr.gov/wp-content/uploads/2017/12/IN20170002A30-COMENTARIOS-AES.pdf>

En France également, de nombreux élus locaux affichent leurs ambitions en termes de territoires à énergie positive, soutenus par des politiques nationales, cadre dans lequel les microgrids pourraient également constituer une perspective intéressante. L'objectif de ces initiatives n'est pas de réduire le coût de l'énergie mais plutôt de dépasser les objectifs nationaux en créant des territoires exemplaires, de faciliter le développement de la production renouvelable en ancrant son déploiement dans des initiatives locales, ou de développer l'emploi local. Les microgrids sont susceptibles de répondre à l'ensemble de ces aspirations, et donc de s'inscrire de façon pertinente dans la démarche des territoires à énergie positive.

2) La baisse des coûts de production locale ENR et de stockage / pilotage de la demande diminue le coût d'utilisation des microgrids, et élargit de ce fait leurs débouchés, en particulier dans les pays en développement

La chute récente des coûts du solaire PV et des batteries, ainsi que l'amélioration de leurs performances, ont provoqué un intérêt croissant pour les microgrids PV + stockage, dont la rentabilité par rapport aux générateurs diesel ne cesse de s'améliorer. Les coûts du stockage ont diminué de près de 80% entre 2008 et 2016, tandis que les coûts du solaire PV ont baissé d'environ 70% entre 2010 et 2016. Le résultat est que, dans les zones isolées ou mal desservies, dans lesquelles le diesel est souvent cher en raison de l'éloignement de la zone (en particulier dans les pays en développement), les microgrids PV + stockage (éventuellement hybridées avec les générateurs diesel existants) se présentent d'ores et déjà comme la solution la plus pertinente, et la plus respectueuse de l'environnement pour améliorer l'accès à l'énergie. BNEF (Bloomberg New Energy Finance) recense aujourd'hui à l'échelle mondiale environ 130 projets microgrids commissionnés pour l'accès à l'énergie dans les îles et communautés isolées, pour une capacité renouvelable de 406 MW².

Dans les pays développés et les zones connectées de manière générale, cette baisse des coûts du PV et du stockage réduit – sans le supprimer – le surcoût d'un microgrid par rapport à l'électricité fournie par le réseau. Combinée aux tendances de fond sociétales et climatiques mentionnées dans le paragraphe précédent, cette amélioration du modèle économique rend envisageable le fait d'en déployer : le surcoût atteint un niveau pouvant être considéré comme acceptable dans certains cas dans les pays développés, en regard des avantages extra-économiques fournis par les microgrids.

3) Dans les pays développés, la poursuite de la baisse des coûts des ENR locales et du stockage pourrait rendre compétitive l'énergie produite par un microgrid par rapport à celle soutirée du réseau

La poursuite attendue de ces tendances devrait continuer à améliorer le modèle économique des microgrids ENR + stockage : une baisse supplémentaire de 20 à 50% à horizon 2030 et de 40 à 70% à horizon 2050 des coûts d'investissement pour le solaire PV est attendue [cf. [monographie sur le mix électrique](#)], tandis que le coût des batteries LI-ion pourrait atteindre moins de 100 USD/kWh d'ici 2030 [cf. [monographie sur le stockage d'électricité](#)]. Ces baisses attendues sont à mettre en regard des surcoûts liés aux microgrids par rapport à l'électricité réseau dans certains cas d'usage en zone connectée. Dans le cas d'un aéroport en France, pour un microgrid avec une capacité d'ilotage d'une heure, le surcoût en 2020 serait élevé, de l'ordre de 58% par rapport à l'électricité réseau (voir figure 1). Dans le cas d'un écoquartier en Californie en revanche, pour des coûts du PV et du stockage envisageables à horizon 2020, et pour une capacité d'ilotage de 12h en été, le microgrid occasionne un

² Global Climatescope, 2018, 1Q 2018 Off-grid and mini-grid market outlook

surcoût plus limité, de l'ordre de 17% par rapport à l'électricité réseau pour le consommateur individuel résidentiel. L'ordre de grandeur attendu en termes de baisse des coûts du PV et du stockage laisse donc penser que ce surcoût pourrait continuer à diminuer, voire disparaître à long terme dans les zones comme la Californie qui connaissent des prix de détail élevés de l'électricité.

Figure 1 : Coûts de production de l'électricité dans 2 études de cas de microgrids par rapport au prix de détail de l'électricité³

Cas	Ecodistrict dans la région de San Diego, Californie	Aéroport dans le sud de la France
Coût de l'électricité réseau	287 \$/MWh	134 €/MWh
Surcoût de l'électricité occasionné par un microgrid, par rapport à l'électricité réseau	+17% (pour une capacité d'ilotage de 12h)	+58% (pour une capacité d'ilotage d'1h)

Au-delà de leur compétitivité face aux générateurs diesel, les microgrids PV + stockage pourraient donc atteindre des coûts de production proches des coûts de l'électricité réseau dans certaines zones, le surcoût de production locale liés aux équipements spécifiques aux microgrids étant alors compensé par l'économie réalisée sur les coûts d'acheminement.

L'utilisation des batteries, le pilotage des usages, et éventuellement d'autres moyens de stockage que les batteries stationnaires (véhicules électriques, stockage de chaleur, etc.) permettront d'optimiser le taux de couverture des besoins par la production locale du microgrid, et de limiter au maximum le recours à l'électricité du réseau. Cette tendance aboutirait à une situation dans laquelle le réseau aurait un rôle essentiellement « assurantiel » pour le microgrid qui atteindrait des taux de couverture des besoins élevés.

Une publication du RMI (Rocky Mountain Institute) intitulée « *The Economics of Grid Defection* »⁴, parue en 2014, est allée jusqu'à s'intéresser à la compétitivité des systèmes résidentiels PV+stockage dimensionnés pour fonctionner en autonomie complète par rapport à l'électricité réseau aux Etats-Unis. Cette étude affirme que ces systèmes pourraient atteindre la parité réseau à relativement court terme (avant 2030) à Hawaii (l'électricité fournie par le système insulaire étant la plus chère des Etats-Unis), mais également avant 2050 en Californie ou dans l'état de New-York. Ces résultats reposent sur de nombreuses hypothèses (notamment sur l'évolution des prix de détail) et sont à considérer avec précaution. Ils ne signifient pas qu'il ne sera pas à terme plus efficace pour l'ensemble du système électrique – et plus économique à la fois pour les clients et les *utilities* – que les clients équipés de stockage « *behind the meter* » restent connectés à un réseau qui saura agréger et utiliser intelligemment ce stockage diffus⁵. Cependant ils contribuent à l'idée que le modèle économique des microgrids urbains, qui n'est pas encore viable d'un strict point de vue économique et hors toute considération de

³ "Urban Microgrids", février 2017, étude financée par le Groupe ADP, le Groupe Caisse des Dépôts, ENEDIS, la Fondation Tuck, OMEXOM, et TOTAL

⁴ RMI, 2014, *The Economics of Grid Defection – When and where distributed solar generation plus storage competes with traditional utility service*

⁵ GreenTech Media, 2017, "Why we still need to discuss grid defection – RMI contends that even if we can't agree on the scope of customer grid defection, the concept is more important than ever"

<https://www.greentechmedia.com/articles/read/why-we-still-need-to-discuss-grid-defection#gs.a3=Vllk>

sécurité d’approvisionnement, pourrait graduellement le devenir malgré le surcoût lié aux équipements nécessaires à l’ilotage, en commençant par les zones où les prix de détail sont les plus élevés.

La compétitivité du microgrid peut également être améliorée par les services qu’il est susceptible de rendre au réseau principal. L’exemple du microgrid de Stafford Hill, dans l’état du Vermont au Etats-Unis (exemple développé dans la [monographie sur les réseaux électriques](#)) illustre cette possibilité. Bien que la sécurité d’alimentation soit encore une fois un des motifs principaux du développement de ce microgrid, capable d’assurer l’alimentation du lycée local en tant que refuge d’urgence, l’opérateur et propriétaire du microgrid GMP (Green Mountain Power) estime qu’en valorisant l’ensemble des services rendus par le microgrid au système (réduction des pointes de puissance annuelle et mensuelle valorisable sur les marchés de capacité, arbitrages de prix, régulation de fréquence, reports d’investissements dans le renforcement des réseaux, résilience de la fourniture), le stockage « *utility scale* » installé sera amorti en 8 à 10 ans.

4) Les microgrids pourraient être encouragés par les *utilities* historiques qui choisiraient d’intégrer la notion de microgrids à leur portefeuille d’offres

Dans le cas des microgrids connectés comme dans celui de l’autoconsommation et du stockage, les fournisseurs historiques pourraient prendre les devants, répondre à une demande émergente et ainsi, de facto promouvoir l’offre de microgrids, plutôt que de laisser la place libre à de nouveaux entrants. En réponse à la baisse des prix du stockage et à l’émergence de l’autoconsommation, de nombreux fournisseurs proposent déjà des offres sur ce segment. En Europe, la plupart des plus grands fournisseurs comme E.ON, Engie ou EDF [[cf. monographie sur les métiers de la fourniture et des services](#)] se sont positionnés au cours des 2 dernières années : E.ON a par exemple lancé en Allemagne, en Suède et au Royaume-Uni une offre PV+stockage pour les clients résidentiels, et propose depuis novembre 2017 aux clients intéressés d’étaler l’investissement sur 12 mois à taux zéro. Aux Etats-Unis, Con Edison veut agréger les capacités de stockage résidentiel de ~300 appartements new-yorkais, dans une VPP (*Virtual Power Plant*) de 1,8 MW et 4 MWh. Les propriétaires ne paieront aucun investissement, mais des coûts mensuels pour la location des systèmes PV et des batteries, et la VPP leur fournira une alimentation de secours en cas de coupure de courant. De son côté, MVV Energie a testé dans le district de Mannheim en Allemagne l’utilisation de capacités de stockage « *grid scale* » dédiées au stockage de la surproduction des installations PV résidentielles.

De la même manière, les acteurs historiques pourraient faire en sorte que les microgrids aient tout intérêt, d’un point de vue pratique comme économique, à rester connectés au réseau. En Allemagne, un intérêt pour les microgrids urbains est déjà démontré par certaines *Stadtwerke* (GRD locaux) [[cf. monographie sur les réseaux électriques](#)]. Un exemple récent est fourni par le microgrid du village de Wildpoldsried : développé en partenariat par (entre autres) Siemens et le GRD local Allgäuer Überlandwerk, ce microgrid permet à la communauté de valoriser une production locale renouvelable largement excédentaire par rapport à ses besoins, et a récemment démontré sa capacité à alimenter les 2500 habitants du village bavarois en énergie 100% renouvelable en ilotage en cas d’incident sur le réseau principal⁶. Ce projet démontre une ouverture des distributeurs locaux au sujet des microgrids en Allemagne, ouverture facilitée par l’architecture du système de distribution allemand caractérisé par une absence de péréquation tarifaire (les coûts de réseau étant alloués exclusivement au sein du territoire de chacun des ~900 GRD). L’émergence à grande échelle des microgrids impliquerait des adaptations

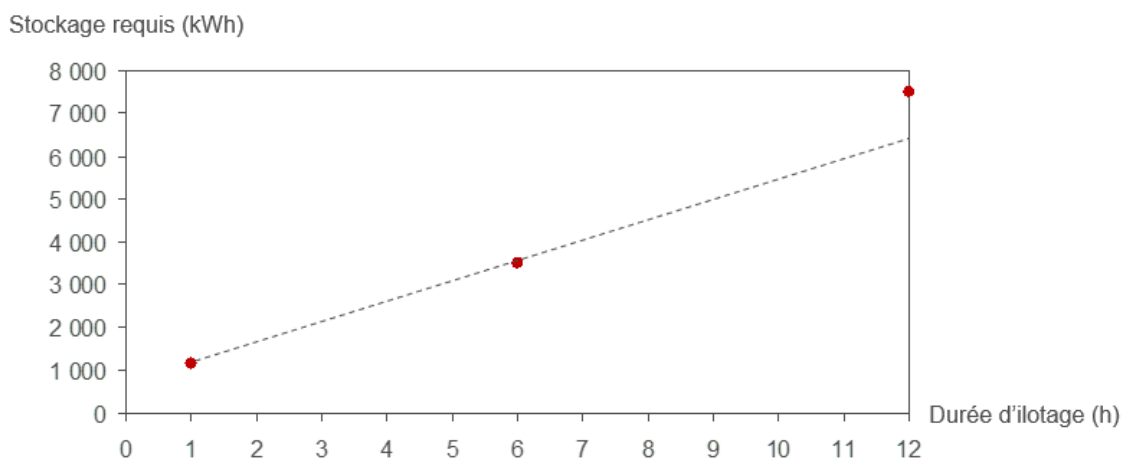
⁶ Août 2017, Joint Press Release by Siemens, Allgäuer Überlandwerk, AllgäuNetz, IDKOM Networks GmbH, RWTH Aachen and the Kempten University of Applied Sciences
[https://www.siemens.com/press/en/events/2017/energymanagement/2017-08-wildpoldsried.php?content\[\]=EM&content\[\]=Corp](https://www.siemens.com/press/en/events/2017/energymanagement/2017-08-wildpoldsried.php?content[]=EM&content[]=Corp)

importantes pour les GRD, et le cadre réglementaire européen doit être clarifié en la matière (notamment sur les notions d'*unbundling*, de protection des consommateurs, de répartition des coûts liés au réseau de distribution, etc.). Des réflexions sont en cours à l'échelle européenne pour préparer l'émergence des « *Local Energy Communities* »⁷, qui sont présentées de manière plus détaillée dans la [monographie sur les réseaux électriques](#). Le résultat de ces réflexions pourrait encourager les acteurs historiques à favoriser un développement des microgrids en coordination avec le réseau existant.

5) Là où un réseau préexiste, les microgrids devraient rester connectés : la compétitivité relative d'un microgrid par rapport à l'électricité réseau décroît avec le taux de couverture – couvrir la pointe de demande coûtera plus cher à un microgrid *off-grid* que connecté – et développer un microgrid *off-grid* devrait à long terme continuer à présenter un coût prohibitif

Une déconnexion complète du réseau principal signifierait pour chaque microgrid la nécessité de répondre de manière autonome à la totalité de la puissance appelée sur son territoire, à chaque instant. Or, même en considérant uniquement des capacités d'ilotage limitées à quelques heures, le surcoût lié au stockage croît de manière plus que linéaire avec le nombre d'heures pendant lequel le microgrid doit pouvoir fonctionner en autonomie. Dans le cas de l'aéroport dans le sud de la France mentionné en figure 1, la capacité de stockage requise passerait de 1150 kWh_{el} pour une heure d'ilotage à 3500 kWh_{el} pour 6 heures et 7500 kWh_{el} pour 12 heures.

Figure 2 : Croissance des besoins en stockage avec la durée d'ilotage souhaitée, pour le cas d'un aéroport dans le sud de la France



Source : "Urban Microgrids", 2017, étude financée par le Groupe ADP, le Groupe Caisse des Dépôts, ENEDIS, la Fondation Tuck, OMEXOM, et TOTAL

Le développement d'un microgrid *off-grid* impliquerait donc des capacités de production, et surtout de stockage, très importantes, représentant un coût aujourd'hui prohibitif, et qui devrait le rester à moyen et long terme dans la majorité des zones connectées.

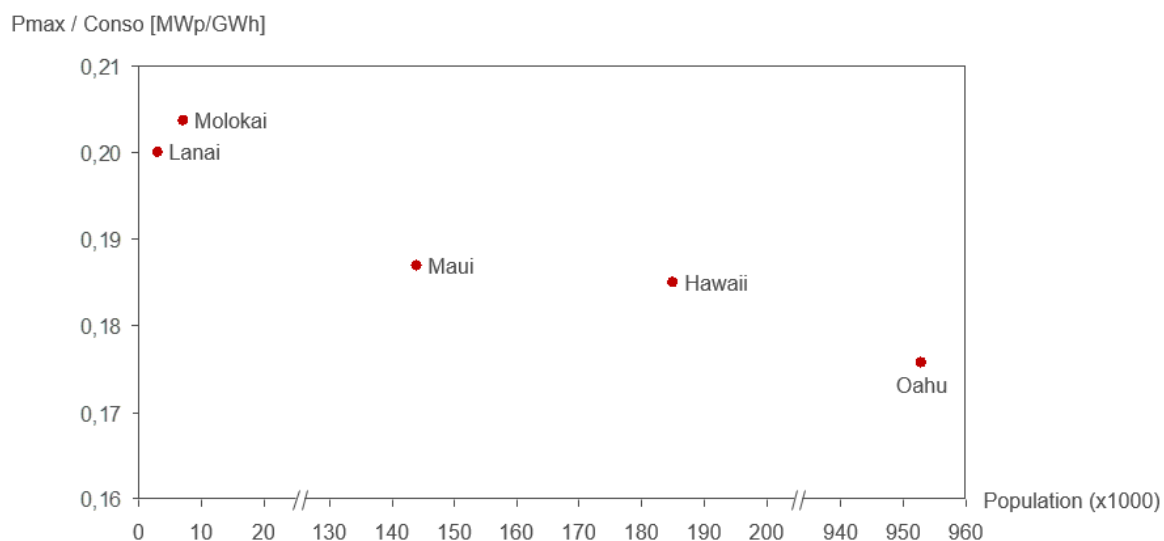
Qui plus est, plus la taille d'un système est importante, plus les secteurs et usages qu'ils regroupent sont diversifiés, et plus le foisonnement entre ces usages en termes de pointe de puissance appelée par rapport à la consommation annuelle sera efficace. Par exemple le secteur industriel participera peu

⁷ EDSO, 2017, White paper on Local Energy Communities

à la pointe de puissance climatique, qui sera essentiellement dimensionnée par les secteurs résidentiel et tertiaire. Dans un système desservant des secteurs divers, ce foisonnement réduit le ratio entre la pointe annuelle de puissance appelée et la consommation annuelle d'électricité, par rapport à un système plus réduit comme un quartier n'accueillant que des consommateurs résidentiels.

L'observation des ratios {pointe de puissance annuelle / consommation annuelle} dans les différentes îles hawaïennes, pour lesquelles les besoins unitaires résidentiels sont supposés relativement similaires, permet d'illustrer cette notion. Ce ratio diminue quand la population de l'île croît : il est en particulier plus bas dans l'île principale, Oahu, qui accueille une plus grande diversité d'activités (existence de quartiers d'affaires dans la capitale, d'une activité industrielle), que dans les petites îles comme Molokai ou Lanai, où pratiquement seules des consommations résidentielles et tertiaires liées au tourisme sont représentées.

Figure 3 : Ratio {pointe de puissance/consommation annuelle} dans les îles hawaïennes en fonction de la population des îles (utilisée comme proxy pour la taille du système)



Source : Hawaiian Electric Companies, 2016, Power Supply Improvement Plan Update Report

Un quartier particulier, au sein d'une ville ou d'un réseau de plus grande taille, n'aura donc généralement pas intérêt à déconnecter son microgrid du réseau principal : cela reviendrait à se priver de cet effet de foisonnement, et pour se déconnecter complètement du réseau principal, le microgrid devrait être largement surdimensionné en énergie. Ainsi couvrir les pointes de puissance appelée coûterait plus cher à un microgrid *off-grid* qu'à un microgrid connecté grâce à la valeur du foisonnement.

Le développement de microgrids *off-grid* en zone connectée devrait donc continuer à présenter un coût prohibitif même à moyen et long terme.

IV. Arguments nuancés ou allant à l'encontre de la thèse

- 1) A tarification du réseau reflétant les coûts, il n'est pas acquis que les microgrids soient compétitifs par rapport aux architectures actuelles

La compétitivité nouvelle des microgrids par rapport à l'électricité réseau pourrait n'être qu'apparente, c'est-à-dire reposer sur un défaut de tarification du réseau, la valeur assurantielle du réseau facturée au microgrid ne reflétant pas les coûts réels. Un fort taux de couverture du besoin par le microgrid permet à ce microgrid, et aux consommateurs qui lui sont raccordés, de réduire la part énergie de la composante soutirage de son tarif d'utilisation du réseau. Cette part énergie est aujourd'hui majoritaire dans la formule tarifaire du TURPE. Or les coûts des infrastructures de réseau de distribution dépendent pour l'essentiel de la pointe de transit dimensionnante, dont la durée varie de quelques centaines d'heures (BT) à 3000 heures (HTB). Si la part énergie n'est pas différenciée en fonction des périodes générant des coûts de réseau ou non, le tarif ne reflète qu'imparfaitement la structure réelle de coûts des opérateurs de réseau. Les économies réalisées par le microgrid grâce à un taux de couverture des besoins élevé pourraient alors être supérieures à l'impact réel du microgrid sur le réseau.

Cette situation peut être évitée en adressant au microgrid, via un modèle adapté de tarification des réseaux, les bons signaux de prix pour inciter à une autoconsommation intelligente, limitant en particulier les soutirages pendant les périodes de pointe de transit qui génèrent les coûts de réseau les plus importants, et permettant ainsi de réelles économies de coûts. La compétitivité réelle des microgrids par rapport aux architectures actuelles devra être établie sous ces conditions (et avec les capacités de stockage et de pilotage de la demande que cela implique), et non seulement dans les conditions actuelles de tarification du réseau.

Si ces conditions ne sont pas réunies, et en l'absence de capacité des microgrids à réduire les coûts pour le réseau, leur déploiement pourrait, malgré la baisse des coûts du solaire PV et du stockage, être limité par leur manque de compétitivité réelle par rapport à l'électricité fournie par les réseaux actuels.

2) Dans l'hypothèse d'une généralisation des microgrids, l'architecture des réseaux pourrait basculer d'un modèle hiérarchique centralisé à un modèle essentiellement décentralisé, constitué de microgrids interconnectés par un réseau de transport ; toutefois, de façon systémique, sa compétitivité pour garantir le même niveau de qualité de service que les réseaux européens actuels n'est pas encore acquise

Même s'il est possible de démontrer la faisabilité technique et l'intérêt économique d'un microgrid donné, connecté à un réseau principal centralisé tel que nous le connaissons aujourd'hui, il reste à démontrer la faisabilité et la compétitivité d'un système électrique complet essentiellement décentralisé, constitué de microgrids interconnectés mais capables de s'isoler les uns des autres, et étant capable d'assurer la même sécurité d'approvisionnement que le système actuel.

Un tel système est aujourd'hui évoqué comme solution possible de reconstruction des réseaux de Puerto Rico après le passage de l'ouragan Maria. Cependant le contexte européen, dans lequel le réseau fournit une électricité relativement peu chère, bas carbone dans le cas de la France, avec une qualité élevée de l'approvisionnement, constitue un cadre très différent et moins favorable à une telle refonte des systèmes électriques. L'impact global du déploiement à grande échelle des microgrids dans les systèmes européens sur les réseaux interconnectés en termes d'investissements, de restructuration, et d'éventuels coûts échoués, devrait être évalué, et pourrait s'avérer défavorable au déploiement d'un modèle essentiellement décentralisé à qualité de service identique.

3) Dans le cas particulier de la France, la généralisation des microgrids pourrait apparaître comme une entorse au principe de péréquation tarifaire

Le prix et la qualité de service reçus par les clients d'un microgrid varient a priori de ceux des clients du réseau et de ceux d'autres microgrids. Même si l'appartenance à un microgrid relevait d'un choix individuel, le développement des microgrids pourrait dès lors apparaître comme une entorse à un principe fondateur du système électrique français (même si certains relèvent déjà que les différences de qualité de service constatées aux différents points du territoire constituent de facto une entorse au principe de péréquation, tout le monde payant le même prix mais pas pour un même service).

V. Annexes

1) Glossaire

- **BP** : Bilan Prévisionnel
- **EDSO** : European Distribution System Operators
- **ENR** : énergie renouvelable
- **GRD** : Gestionnaire de Réseau de Distribution
- **PV** : photovoltaïque
- **RPD** : Réseau Public de Distribution
- **RPT** : Réseau Public de Transport
- **S3REnR** : Schémas Régionaux de Raccordement des Energies Renouvelables
- **THT** : Très Haute Tension

2) Liste des figures

Figure 1 : Coûts de production de l'électricité dans 2 études de cas de microgrids par rapport au prix de détail de l'électricité	8
Figure 2 : Croissance des besoins en stockage avec la durée d'ilotage souhaitée, pour le cas d'un aéroport dans le sud de la France.....	10
Figure 3 : Ratio {pointe de puissance/consommation annuelle} dans les îles hawaïennes en fonction de la population des îles (utilisée comme proxy pour la taille du système)	11

3) Bibliographie

- Commonwealth of Puerto Rico – Puerto Rico Energy Commission, 2017, « Comments of the AES Companies »
- EDSO, 2017, « White paper on Local Energy Communities »
- “Urban Microgrids”, 2017, « étude financée par le Groupe ADP, le Groupe Caisse des Dépôts, ENEDIS, la Fondation Tuck, OMEXOM, et TOTAL »
- Global Climatescope, 2018, « 1Q 2018 Off-grid and mini-grid market outlook »
- Hawaii Electric Companies, 2016, « Power Supply Improvement Plan – Update Report »
- RMI, 2014, « The Economics of Grid Defection »
- Sandia National Laboratories report, 2017, « Green Mountain Power: Significant Revenues from Energy Storage »