

Réseaux électriques intelligents

I. Introduction aux réseaux électriques intelligents «Smart Grids»

I.1. Définition d'un réseau électrique intelligent

Les réseaux électriques intelligents (REI) ou smart grids sont définis comme des réseaux électriques capables d'intégrer efficacement les comportements et actions de tous les utilisateurs qui y sont raccordés – producteurs, consommateurs, et utilisateurs à la fois producteurs et consommateurs – afin de constituer un système rentable et durable, présentant des pertes faibles et un niveau élevé de qualité et de sécurité d'approvisionnement. Pour cela les réseaux électriques intelligents utilisent des technologies des systèmes électriques et des technologies de l'information et de la communication (TIC). Ils se réfèrent à un ensemble de technologies (composants, équipements électriques, logiciels et moyens de communication) intégrées au sein du système électrique et aux stratégies de gestion de ce système complexe. Ces nouvelles technologies doivent leur permettre d'intégrer efficacement les actions des différents utilisateurs, consommateurs et/ou producteurs, afin de maintenir une fourniture d'électricité efficace, durable, économique et sécurisée.

I.2. Causes de leur émergence

Le réseau électrique a pour rôle d'acheminer l'électricité depuis les centres de production (centrales nucléaires, thermiques et renouvelables) vers les centres de consommation (industriels, collectivités, résidentiels) et d'assurer à tout moment l'équilibre entre la production et la consommation. Or, les réseaux électriques actuels sont confrontés au développement de nouveaux moyens de production et à une évolution des usages. On peut citer en particulier le développement des moyens de production d'électricité issue d'énergies renouvelables, souvent décentralisés, et dont la production est variable au cours du temps, les consommations liées aux équipements électroniques (usages spécifiques de l'électricité) ou encore l'insertion des véhicules électriques sur le réseau.

En réponse à ces nouvelles problématiques, les réseaux électriques actuels ont connu des changements pour devenir des réseaux électriques intelligents.

Caractéristiques des réseaux électriques traditionnels	Caractéristiques des réseaux électriques intelligents
<ul style="list-style-type: none"> - Analogique - Unidirectionnel - Production centralisée - Communiant sur une partie des réseaux - Gestion de l'équilibre du système électrique par offre/production - Consommateur 	<ul style="list-style-type: none"> - Numérique - Bidirectionnel - Production décentralisée - Communiant sur l'ensemble des réseaux - Gestion de l'équilibre du système électrique par demande/consommation - Consom'acteur

Tableau 1. Caractéristiques des réseaux électriques traditionnels et des réseaux électriques intelligents

I.3. Bénéfices, Intérêts et Impacts attendus du réseau électrique intelligent

L'électricité ne pouvant être stockée facilement, rapidement et économiquement en grandes quantités, **les technologies du « réseau intelligent »** cherchent à ajuster en temps réel la production et la distribution (offre et demande) de l'électricité en hiérarchisant les besoins de consommation (quantité et localisation) selon leur urgence. Ils vont permettre de faire passer l'industrie de l'énergie vers plus de fiabilité, disponibilité, efficacité. Les bénéfices attendus en sont :

- un acheminement plus efficace de l'énergie avec minimum de perte tout en garantissant une desserte d'énergie en correspondance avec les besoins ;
- la restauration plus rapide de l'électricité après des défauts, et avoir des capacités d'auto-cicatrisation face aux agressions, aux perturbations suite à incidents et autres catastrophes naturelles, et ainsi permettre de limiter les temps d'interruptions de service, tant spatialement que temporellement ;
- la réduction des coûts de gestion et opératoires et optimisation d'utilisation des actifs d'exploitations pour les Smart Grids, conduisant à une diminution du coût de l'énergie pour les clients finaux ;
- la réduction des pics de consommation, ce qui conduira à une diminution des coûts de l'électricité ;
- l'insertion, dans le système électrique, de plus en plus importante et à plus vaste échelle de la production et stockage décentralisés notamment de moyens de production à énergies renouvelables, et diminution ou élimination des problèmes induits par

l'intermittence de certaines sources (énergies solaire, éolienne, marémotrice et dans une moindre mesure hydroélectrique) ; tout en optimisant ou en limitant les coûts de raccordement et le déploiement de nouvelles lignes ;

- une meilleure intégration et participation avisée du consommateur-producteur d'énergie dans le système électrique ;
- une sécurité accrue du réseau.
- de permettre la création de nouveaux produits, services et marchés et l'insertion de nouveaux besoins vertueux pour l'environnement, mais fortement consommateurs en puissance, tels que les véhicules électriques.
- optimisation du rendement des centrales et/ou petites unités de production et la maîtrise de la demande avec des consommateurs plus actifs dans la gestion de leur consommation ; il met le consommateur au cœur du système en le rendant acteur car il lui donne les outils pour être informé de sa consommation d'énergie et de son prix en temps réel et à tout instant. Cette facturation instantanée au coût réel lui permettra de faire des économies en consommant moins quand l'énergie est le plus cher.
- Limitation de l'impact environnemental de la production d'électricité en réduisant les pertes et en intégrant mieux les énergies renouvelables.

I.3. Freins attendus du réseau électrique intelligent

Tout programme d'envergure fait naturellement l'objet d'une analyse risques opportunités. Celle-ci est d'autant plus nécessaire et complexe que le projet couvre un domaine vaste et concerne des acteurs nombreux dans un environnement réglementaire en évolution. La présente section liste les différents challenges ou freins qui entravent l'implantation des réseaux électriques intelligents.

I.3.1. Acceptabilité des clients

Les clients de cultures différentes sont-ils prêts à s'intéresser à l'énergie, à acheter des services de gestion d'énergie leur permettant de devenir acteur de leur consommation et donc de mieux s'inscrire dans une démarche optimisant l'utilisation des ressources. Quelle contrainte sont-ils prêts à accepter pour aller vers un système plus respectueux de l'environnement et se traduisant pour eux par une moindre dépense ?

En fait, une approche est mise en marche il y a un certain temps qui vise la rémunération de la flexibilité de la demande. En effet, la flexibilité déjà mise en œuvre au travers de la tarification à multiples postes (heure jour/nuit) peu mobilisé une partie de la manœuvrabilité de la consommation des clients afin de l'optimiser.

I.3.2. Challenges techniques

Les difficultés technique qui peuvent rendre difficile ou limitent la mise en œuvre des réseaux électriques intelligent sont :

- la difficulté à converger rapidement sur des systèmes interopérables impliquant plusieurs acteurs diversifiés, sur la base de standards reconnus ou des nouveaux standards en cours de changements avec le développement des réseaux électriques intelligents ;
- la difficulté de la maîtrise des grands systèmes d'information et des produits associés (Compteur intelligent communiquant (Smart Meters), Traitement des données de masse d'importante quantité qui sont complexes à gérer et à stocker), sachant que durant les années récentes, les grands projets industriels de ce type ont eu des niveaux de succès variables ;
- la difficulté de la maîtrise de la fiabilité des composants et de leur durée de vie est essentielle. Une partie importante des gains est censée provenir de l'automatisation de certaines procédures. Cela suppose des équipements fiables, ne nécessitant pas une maintenance trop importante. Ce point ne sera vérifié qu'avec le temps. En effet, tout défaut ou problème sur ces équipements peut entraîner de graves conséquences, d'autant plus que les paliers techniques déployés seront plus homogènes compte tenu des opérations de remplacement systématiques engagées (Smart Meters par exemple) et donc une défaillance aura un impact sur plus d'équipements ;
- la difficulté de la maîtrise des systèmes informatisés embarqués dans les équipements électrotechniques alors que ceux-ci ont été pendant longtemps maintenus techniquement « simples » pour éviter tout risque de perte de fiabilité. Cette évolution pose plusieurs questions :
 - le déplacement du centre de gravité des acteurs industriels d'un domaine électrotechnique/électronique vers un domaine électrotechnique/informatique/télécommunications, qui va induire des recompositions industrielles,

- l'évolution du risque technique sur le réseau qui va migrer progressivement d'un risque mécanique et électrique vers un risque informatique,
- une gestion d'équipements composés de sous-ensembles à durées de vie différentes : l'électrotechnique en général basé sur des durées de vie de 40 ans et l'informatique plus fondée sur des durées de vie de 10 ans. La durée de vie la plus courte doit bien être prise en compte dans les analyses de rentabilité.

I.3.3. Respect des données personnelles

Le déploiement généralisé des compteurs communicants permet de capter des informations personnelles et même considérées confidentielles de chaque consommateur sur ses habitudes et son comportement dans la sphère privée (les informations sur les horaires ou les activités des consommateurs et des producteurs). Les enquêtes montrent une grande sensibilité des consommateurs au respect de leur vie privée.

La façon dont le client percevra la qualité de la prise en compte de la vie privée aura un impact direct sur l'acceptabilité des services offerts et donc sur la rentabilité des offres. Dans ce cadre, des normes sur la protection des données doivent être appliquées.

I.3.4. Efficacité économique de la mise en œuvre des réseaux électriques intelligents

L'efficacité économique de la mise en œuvre des réseaux électriques intelligents soulève deux questions :

- un tel exploitation des réseaux électriques intelligents est-elle rentable, c'est-à-dire dégage-t-elle des gains supérieurs aux dépenses engagées de telle sorte que les outils économiques classiques permettent son déploiement ?
- dans ce système multiacteurs, le partage des gains et des dépenses permet-il à chaque acteur de trouver sa propre motivation pour son engagement ?

I.3.4.1 Rentabilité

Le rapport coût/efficacité du développement des Smart Grids est généralement déterminé par trois gains :

- gain sur la gestion des clients ;
- gain sur les ventes de services et les avantages à en tirer pour ce qui est des profils puissance et d'énergie ;
- gain sur la gestion du réseau.

La perte d'un seul de ces gains peut mettre en péril le modèle d'affaire. Si les gains de gestion sont assez stables dans le temps car liés à des coûts de main d'œuvre, les gains en matière de coûts de l'énergie sont dépendants du coût de la ressource primaire qui elle reste fluctuante et de l'environnement réglementaire et fiscal associé.

Mais la volonté politique de réussir une transition énergétique est un moteur fort pour la réussite du changement à condition que les outils d'incitation économique l'accompagnent et cela de façon durable compte tenu des durées de vie importantes des investissements concernés.

I.3.4.2 Partage des financements

Dans un système dérégulé, il faut que les fournisseurs et autres producteurs puissent tirer des bénéfices de coûts qui sont portés par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution.

En effet, le déploiement de toute l'infrastructure Smart Grids doit être principalement à la charge des opérateurs réseau. A priori, les bénéficiaires en seront bien sûr ces opérateurs réseaux mais aussi les producteurs et les fournisseurs puisqu'ils seront également les fournisseurs de services. Ainsi, dans ce marché ouvert, il faut que les coûts financiers des infrastructures puissent être amortis par le biais des fournisseurs de service. Il faudra aussi trouver des mécanismes pour rémunérer les différents acteurs afin qu'ils encouragent une meilleure qualité d'énergie et qu'ils optimisent son utilisation. Pour tout cela, de nouvelles lois et une nouvelle régulation devront être mises en place.

I.3.5. Capacité à financer

Le déploiement des Smart Grids suppose des investissements. Ceux-ci pourront être engagés directement par les acteurs concernés si le modèle d'affaire de leur activité apparaît rentable et à risque maîtrisé ou devront être financés par d'autres voies si les gains financiers ultérieurs sont trop incertains ou si l'objectif visé est d'ordre politique et ne dispose pas encore d'outils de mesure économique. Dans tous les cas, il faudra disposer de ressources financières importantes que différentes études ont cherché à valoriser.

L'impact des investissements dédiés aux Smart Grids est en général évalué à environ 15 % des investissements du secteur électricité. Il convient de prendre ces valeurs avec

précaution car le périmètre n'est que rarement précisé (production comprise ou non, véhicules électriques, investissements aval compteur ou pas). Quelle que soit l'évaluation exacte, il faut rejeter l'idée que l'investissement Smart Grids serait 'in fine' générateur de réduction d'investissements car l'intelligence pourra optimiser certains investissements lourds en les planifiant mieux mais ne les supprimera pas.

I.3.6. Evolution des hypothèses économiques (coûts imprévisibles des sources d'énergie)

Un modèle économique doit pouvoir s'appuyer sur des données prévisibles. Dans le domaine de l'énergie, la situation n'est pas simple. Un facteur majeur à prendre en compte sera le coût de l'énergie traditionnelle (pétrole et gaz), dont on a longtemps considéré qu'elle ne pouvait qu'augmenter durablement, comparé au coût des énergies renouvelables y compris les fonctions de stockage.

L'évolution du cours du pétrole dans les dernières années constitue un facteur d'incertitude.

L'évolution du coût du kilowattheure photovoltaïque (traduit par le coût de rachat) est également un élément important même s'il était plus prévisible.

La baisse constatée depuis des années se poursuit et ne semble pas en voie de s'interrompre. Cela a pour effet de proposer des solutions de production décentralisée dans les pays tropicaux par exemple, largement compétitifs si on les compare à la production thermique fuel. De ce fait, les grands acteurs industriels se positionnent sur ce créneau notamment au travers de grands programmes ciblant tous les continents.

Le coût du stockage est également un facteur structurant du modèle économique. Les technologies du stockage sont nombreuses.

Toutes ces imprévisions des coûts des différentes sources d'énergie traditionnelles ou renouvelables, ainsi que le coût de stockage de l'énergie rend l'investissement dans les réseaux électriques intelligents moins attirant et même de grand risque.

I.3.7. Cybersécurité

Les systèmes d'information et de communication vont être complexes, et le volume d'informations à traiter sera de plus en plus important. Les risques relatifs à la cybersécurité sont réels. Le système informatique connecté aux Smart Grids ne représente pas le coût financier le plus important, mais peut être un facteur de risques majeur de par sa complexité, sa taille, la quantité des données échangées, la cybersécurité (interactions entre données

commerciales et techniques). Aussi le traitement de toutes ces données ne sera utile que si les résultats en sont correctement exploités.

Le déploiement massif d'outils informatiques (matériels et logiciels) de façon très décentralisée pose la question de la cybersécurité à plusieurs niveaux :

- la sûreté de fonctionnement du système électrique, puisque les systèmes informatiques toucheront tous les organes de pilotage du réseau et des moyens de production ;
- la robustesse des transactions commerciales puisque les systèmes informatiques et de télécommunications gèreront l'ensemble de l'offre de services : vente d'énergie, pilotage de la consommation ;
- la protection des données des consommateurs qui transiteront sur les réseaux de télécommunications et qui ont un impact sur la préservation de la vie privée.

Face à cette menace, les parades à mettre en œuvre sont aujourd'hui mieux cernées :

- prise en compte du risque au moment de la conception des systèmes ;
- développement d'un environnement normatif prenant en compte le risque ;
- conception de systèmes suffisamment évolutifs pour être adaptés au cours de leur vie à l'évolution des menaces constatées.

I.3.8. Smart Grids dans un monde Smart

Au-delà des Smart Grids, la notion de Smart City se développe. Avec elle, l'idée de petits systèmes électriques ayant recours à la production d'énergie verte, au stockage, permettant une autosuffisance d'une communauté énergétique. Ces microgrids peuvent fonctionner de façon autonome ou connectés à un système plus large.

Cette émergence fait naître de nouveaux challenges :

- comment piloter l'équilibre offre/demande de tels minisystèmes autonomes pour assurer une qualité de service suffisante ?
- comment garantir la sécurité pour les utilisateurs face au risque électrique dans tous les modes d'exploitation ?
- comment assurer un fonctionnement performant dans les deux hypothèses de travail : réseau piloté ou réseau connecté au système global ?

L'autoconsommation partagée constitue une autre voie d'évolution. C'est un microgrid à petite échelle. Un producteur (par exemple de photovoltaïque) fournit l'énergie pour un petit groupe de clients sur le réseau BT d'un poste HTA/BT. La production est selon

les périodes de temps, excédentaire ou déficitaire. Le réseau public assure la garantie de fourniture. Le cadre réglementaire nécessaire à l'existence de telles transactions commerciales a été défini.

De nombreux démonstrateurs de microgrids se développent dans le monde. Ils constituent pour leur promoteur une réponse à la difficulté croissante de faire accepter des infrastructures collectives de grande envergure.

Si ces concepts sont séduisants, ils sont également de nature à bouleverser les modèles économiques en place, fondés sur le partage de ressources de grande capacité.

II. Réseaux électriques intelligents : marché économique mondial, réglementations, législations et normes

II.1. Ouverture des marchés de l'électricité (les réseaux électriques intelligents : un marché mondial en cours de construction)

Le lancement par les Etats-Unis d'un plan Smart Grids en 2009 a révélé au grand public cette notion qui, depuis, a généré une prise de conscience générale, notamment dans les pays et continents en pleine croissance.

Pour autant, l'expression smart grids recouvre des dimensions différentes : certains y voient une solution numérique en aval compteur et destinée majoritairement aux clients résidentiels alors que d'autres considèrent qu'il s'agit d'une vision systémique globale, transcendant la structure actuelle du marché énergétique pour générer des bénéfices économiques, environnementaux et sociétaux pour tous.

Pour renforcer cette impression de révolution industrielle en marche, il suffit de rappeler la dimension mondiale du marché des réseaux électriques intelligents et les premières valorisations financières de cette nouvelle économie de l'électricité : Valorisation du marché mondial : entre 12 et 50 Milliards d'Euros par an à l'horizon 2020.

II.2. Réglementation, législation, régulation et Standards (normes, directives, conformité))

II.2.1. Normalisation internationale et les réseaux électriques intelligents

Les réseaux d'électricité intelligents regroupent des acteurs variés, porteurs de technologies et de standards multiples. Si cette multiplicité de standards semble inévitable, il n'est pas possible d'envisager le développement de tels réseaux sans une convergence et une harmonisation entre les différents secteurs, pour permettre l'interopérabilité indispensable entre les parties prenantes.

Du point de vue normatif, cela se traduit par la nécessaire collaboration entre les différents groupes normatifs, au travers de consortiums ou d'alliances portant la vision globale d'un réseau électrique intelligent. Le plan normatif du développement des réseaux électriques intelligents doit être concerté entre toutes les professions qui en sont partie prenante.

La feuille de route du Gimélec en termes de travaux normatifs est donc de participer activement aux travaux où ses apports sont pertinents, mais aussi d'oeuvrer au rapprochement de tous les groupes de travail, pour une harmonisation dans le temps et l'espace des réflexions et des standards qui en émergeront, aux niveaux français et européen.

Le Gimélec est d'ores et déjà très actif, en particulier au travers du Strategic Group 3 de l'IEC et du Focus group du CEN-Cenelec-ETSI, groupes de travail européens au sein desquels nos membres ont des rôles d'importance. Fortes d'une vision globale d'un réseau d'électricité intelligent et de ses cas d'usages associés, ces activités ont l'ambition d'analyser l'existant normatif, d'identifier les éventuels manques et de proposer les développements additionnels nécessaires.

Au-delà de ces actions, le Gimélec soutient les alliances porteuses de standards ouverts et rappelle la nécessité de ne pas multiplier davantage le nombre d'initiatives normatives, déjà foisonnantes en France, en Europe et dans le monde.

Les grandes orientations du Gimélec en termes de standardisation sont les suivantes :

- Mettre en priorité l'IEC comme instance première de standardisation de Smart Grid,
- Promouvoir et aider à l'harmonisation des modèles de données, sous le pilotage des « électriciens »,

- Promouvoir les protocoles basés sur IP.

Les adhérents identifient, dans ce contexte, sept grandes actions prioritaires :

- Promouvoir les bénéfices de l'emploi de standards (propositions de valeur clairement identifiées et promues dans les communications institutionnelles).
- Accélérer les processus IEC relatifs au Smart Grid, s'adapter pour répondre aux challenges, accompagner la maturité croissante du domaine et mieux traiter la nécessité d'une cohérence transverse entre les multiples Comités Techniques. L'action porte sur l'expression des exigences (Use cases) et la réalisation des standards (modèles de données et de communication).
- Accroître la prise en compte de la sécurité et de la confidentialité des données et du système.
- Réduire les risques de divergence liés à la prolifération des activités mondiales de standardisation.
- Equilibrer les efforts américains (NIST) vers une dimension plus internationale : Les standards issus du NIST répondent aux besoins des Etats-Unis et ne répondent pas dans certains cas aux besoins européens et français.
- Continuer à harmoniser les standards relatifs à la mesure d'énergie : l'existence de différents modèles de données (COSEM, CIM, 61850) est source de confusion et freine le développement.
- Mieux comprendre et coopérer avec les nouveaux acteurs majeurs des Smart Grids (notamment les sociétés spécialisées dans les technologies de l'information).

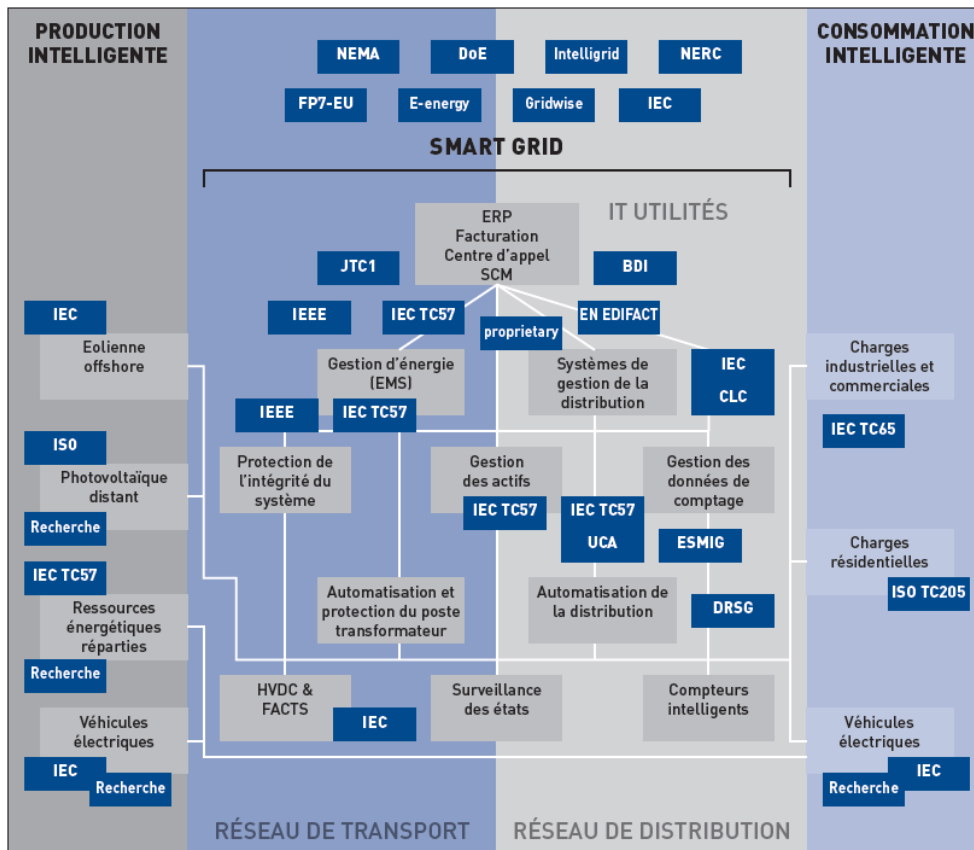


Figure 1. Différents standards de normalisation et réglementations pour un réseau électrique conventionnel et un réseau électrique intelligent

II.2.2. Modifications réglementaires et les incitations pour développer les réseaux électriques intelligents en France

Le Gimélec propose qu'un certain nombre de mesures soient mises en oeuvre par les Pouvoirs publics français pour assurer un développement réussi des réseaux électriques intelligents.

Ces propositions sont classées par ordre hiérarchique décroissant en termes d'urgence d'actions pour le succès de la filière électrique industrielle dans la conquête de ces nouveaux marchés à l'international.

II.2.2.1 Proposition majeure pour un marché domestique exemplaire

a. Proposition 1

1.1.	Lancer rapidement plusieurs démonstrateurs à l'échelle d'une ou plusieurs régions pour les réseaux électriques intelligents du futur dans le cadre du programme des Dépenses d'Avenir, à condition d'être coordonnés entre eux.	I (Incitation)
1.2.	Structurer un fonds d'amorçage dédié aux réseaux électriques intelligents pour l'assurance d'une action à long terme et par un fléchage de taxes existantes pour la constitution des fonds propres.	I (Incitation)

II.2.2.2 Mesures réglementaires pour la structuration du nouveau marché de l'électricité

b. Proposition 2

2.1.	Généraliser la régionalisation de la gestion des réseaux électriques intelligents après l'évaluation du démonstrateur en termes de mutation de modèle économique.	R (Réglementation)
2.2.	Accroître la transparence de gestion du TURPE en termes d'accès aux financements réservés à la promotion de l'innovation par les industriels de la filière.	I (Réglementation)

c. Proposition 3

3.1.	Lancer la concertation autour des projets de décrets et d'arrêtés à prendre en application du projet de loi NOME en cours d'adoption en profitant de la plateforme du COSEL.	R (Réglementation)
------	--	--------------------

d. Proposition 4

4.1.	Etablir un tarif d'autoconsommation de l'électricité produite par des énergies renouvelables et durables.	R (Réglementation)
------	---	--------------------

II.2.2.3 Propositions en faveur du « consom'acteur » pour assurer des débouchés aux nouvelles technologies de l'énergie

e. Proposition 5

5.1.	Organiser la fongibilité des certificats d'économies d'énergies en « certificats carbone » pour générer les fondations d'un marché réel et assurer ainsi la liaison avec le marché européen des certificats carbone.	R (Réglementation) I (Incitation)
------	--	--------------------------------------

f. Proposition 6

6.1.	Conditionner les aides fiscales « économies d'énergies » pour les clients domestiques à des offres garantissant des résultats réels en termes d'économies d'énergies et de réduction d'émission de CO ₂ .	R (Réglementation) I (Incitation)
------	--	--------------------------------------

g. Proposition 7

7.1.	Adopter une réglementation spécifique pour la protection des données personnelles du « consom'acteur ».	R (Réglementation)
------	---	--------------------

II.2.2.4 Propositions transversales en faveur d'une fiscalité environnementale durable

h. Proposition 8

8.1.	Créer un Conseil National de l'Energie Durable composé des associations de consommateurs, des syndicats patronaux et salariés, et de l'Etat.	R (Réglementation)
------	--	--------------------

i. Proposition 9

9.1.	Réformer la RT (Réglementation Thermique des bâtiments) en R3E (Réglementation Efficacité Energétique et Environnementale) afin d'acter de l'interdépendance entre les réseaux et les bâtiments, et migrer vers la culture du résultat par une approche systématique englobant tous les vecteurs énergétiques.	R (Réglementation) I (Incitation)
------	--	--------------------------------------

j. Proposition 10

10.1.	Mobiliser les acteurs institutionnels européens pour relancer le débat sur une Contribution Climat Energie aux frontières de l'Union Européenne.	
-------	--	--

III. Adaptation des systèmes énergétiques

III.1. Diversité des ressources des renouvelables et particularités

En 2017, la part des énergies renouvelables dans la consommation finale mondiale d'énergie était estimée à 18,1 %, dont 7,5 % de biomasse traditionnelle (bois, déchets agricoles, etc.) et 10,6 % d'énergies renouvelables « modernes » : 4,2 % de chaleur produite par les énergies renouvelables thermiques (biomasse, géothermie, solaire), 3,6 % d'hydroélectricité, 2 % pour les autres renouvelables électriques (éolien, solaire, géothermie, biomasse, biogaz) et 1 % pour les biocarburants.

Dans le secteur de l'électricité, la part globale en 2018 était de 26,2 %, l'hydroélectricité ayant la plus grande part avec 15,8 %. La part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie primaire, dans laquelle les énergies renouvelables ont tendance à être sous-représentées en raison de la méthode de calcul appliquée (voir bilan énergétique), était de 13,7 % en 2016.

Afin de rattraper le retard pris par rapport aux objectifs de Rio de Janeiro et Kyoto, l'ONU a proposé en 2011 comme objectif de produire 30 % de l'énergie utilisée en 2030 grâce à des énergies renouvelables, contre 13 % en 2010. Les énergies renouvelables sont de différents types, décrits ci-dessous.

Les énergies renouvelables ont plus tendance à venir s'ajouter aux énergies classiques qu'à les remplacer, en particulier dans le domaine de l'électricité.

III.1.1. Energie solaire

Deux grandes familles d'utilisation de l'énergie solaire se distinguent :

- l'énergie solaire thermique, utilisation de la chaleur transmise par rayonnement ;
- l'énergie solaire photovoltaïque, utilisation du rayonnement lui-même pour produire de l'électricité.

III.1.1.1 Energie solaire thermique

L'énergie solaire thermique est connue depuis très longtemps et est utilisée par exemple, pour chauffer ou sécher des objets en les exposant au soleil.

L'énergie thermique peut être utilisée directement ou indirectement :

- directement pour chauffer des locaux ou de l'eau sanitaire (serres, architecture bioclimatique, panneaux solaires chauffants et chauffe-eau solaire) ou des aliments (fours solaires),
- indirectement pour la production de vapeur d'un fluide caloporteur pour entraîner des turbines et ainsi, obtenir une énergie électrique (énergie solaire thermodynamique (ou « héliothermodynamique »)).

L'énergie solaire thermique peut également être utilisée pour la cuisine. Apparue dans les années 1970, la cuisine solaire consiste à préparer des plats à l'aide d'un cuiseur ou d'un four solaire. Les petits fours solaires permettent des températures de cuisson de l'ordre des 150 °C, les paraboles solaires permettent de faire les mêmes plats qu'une cuisinière classique à gaz ou électrique.

III.1.1.2 Energie photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque est une énergie électrique produite à partir du rayonnement solaire grâce à des panneaux ou des centrales solaires photovoltaïques. L'énergie photovoltaïque se base sur l'effet photoélectrique pour créer un courant électrique. En fonction des technologies, un système photovoltaïque produit entre 20 et 40 fois plus d'énergie tout au long de son fonctionnement (équivalent primaire) que ce qui a été utilisé pour le fabriquer.

III.1.2. Energie éolienne

L'énergie éolienne consiste à utiliser l'énergie mécanique des déplacements de masse d'air à l'intérieur de l'atmosphère.

L'énergie éolienne a été exploitée dès l'Antiquité, à l'aide de voiliers comme en témoigne la « barque solaire » de Khéops. L'énergie éolienne a aussi été exploitée à l'aide de moulins à vent équipés de pales en forme de voile, comme ceux que l'on peut voir aux Pays-Bas, ou encore, ceux mentionnés dans Don Quichotte. Ces moulins utilisent l'énergie mécanique pour actionner différents équipements. Les meuniers utilisent des moulins pour faire tourner une meule à grains.

Aujourd'hui, ce sont les éoliennes qui prennent la place des moulins à vent. Les éoliennes transforment l'énergie mécanique en énergie électrique.

III.1.3. Energie hydraulique

Les énergies hydrauliques (à l'exception de l'énergie marémotrice) ont leur origine principale dans les phénomènes météorologiques et donc à l'énergie solaire. Le soleil provoque l'évaporation de l'eau, principalement dans les océans et en libère une partie sur les continents à des altitudes variables. On parle du cycle de l'eau pour décrire ces mouvements. L'eau (en fait, la vapeur d'eau) acquiert, en altitude, une énergie potentielle de pesanteur ; lorsque l'eau tombe, une partie de cette énergie peut être captée et transformée dans des barrages hydroélectriques, lors du retour de l'eau vers les océans. Avant l'avènement de l'électricité, les moulins à eau permettaient de capter cette énergie mécanique pour entraîner des machines ou des outils (machines à tisser, moulins à moudre le blé, etc.).

Depuis l'invention de l'électricité, l'énergie mécanique peut être transformée en énergie électrique. D'autres énergies hydrauliques existent et proviennent généralement de sources marines :

III.1.3.1 Energie des vagues

Elle est produite par le mouvement des vagues et peut être captée par des dispositifs tels le Pelamis, sorte de ver en métal articulé, ou encore le Searev.

III.1.3.2 Energie marémotrice

L'énergie marémotrice est produite par le mouvement de l'eau créé par les marées (variations du niveau de la mer).

III.1.3.3 Energie hydrolienne

Elle est issue de l'utilisation des courants sous-marins (dont ceux de marée).

III.1.3.4 Energie thermique des mers

La thalassothermie est la récupération directe de l'énergie thermique de l'eau au moyen d'une pompe à chaleur pour réchauffer par exemple un circuit de chauffage urbain.

La différence de température entre les eaux superficielles et les eaux profondes (une source chaude, une source froide) permet d'appliquer le cycle de Carnot pour produire de l'énergie mécanique puis de l'énergie électrique.

III.1.3.5 Energie osmotique

Elle a pour origine la diffusion ionique qui a lieu lors de l'arrivée et du mélange d'eau douce dans l'eau salée de la mer et elle consiste à tirer parti du phénomène d'osmose qui se produit lors du mélange d'eau de mer et d'eau douce (grâce à leur salinité différente). La première centrale osmotique a été ouverte en 2009 à Hurum en Norvège par la société Statkraft à l'embouchure du Fjord d'Oslo au bord de la Mer du Nord.

III.1.4. Biomasse

L'énergie tirée de la biomasse provient, indirectement, de l'énergie solaire stockée sous forme organique grâce à la photosynthèse. Elle est exploitée par combustion ou métabolisation. Cette énergie est renouvelable à condition que les quantités brûlées n'excèdent pas les quantités produites ; cette condition n'est pas toujours remplie. Le bilan environnemental est un souci majeur lié à l'utilisation de l'énergie récupérée.

Jusqu'au XVIIIe siècle, la biomasse était la principale ressource énergétique utilisée par l'humanité, en particulier sous forme de bois ; c'est encore aujourd'hui, et de loin, la principale énergie renouvelable. Mais cette ressource produit de nombreux polluants et a l'inconvénient majeur d'exiger des surfaces considérables pour sa production, du fait de la faible efficacité énergétique de la photosynthèse : 3 à 6 % contre, par exemple, 14 à 16 % pour une cellule photovoltaïque en silicium monocristallin ; en outre, sa production sous forme de biocarburants entre en conflit avec la production vivrière. Les biocarburants ont un impact environnemental et social contesté (concurrence avec la production alimentaire, dépenses énergétiques très importantes pour le transport et la transformation des matières premières).

III.1.5. Energie géothermique

Le principe consiste à extraire l'énergie géothermique contenue dans le sol pour l'utiliser sous forme de chauffage ou pour la transformer en électricité. Dans les couches profondes, la chaleur de la Terre est produite par la radioactivité naturelle des roches du noyau et de la croûte terrestre issue de l'énergie nucléaire produite par la désintégration de l'uranium, du thorium et du potassium. Pour autant, la géothermie comporte aussi des risques au niveau humain. Les techniques évoluent et permettent de chercher la chaleur à de plus

grandes profondeurs. La modification des pressions dans les sous-sols a un impact sur l'activité sismique. La fréquence des tremblements de terre mais aussi leur puissance peut être augmentée à cause de l'exploitation de cette énergie. Contrairement à d'autres énergies renouvelables, la géothermie profonde ne dépend pas des conditions atmosphériques (soleil, pluie, vent).

La géothermie très basse énergie exploite la chaleur de la couche superficielle du sol, qui provient, non pas des profondeurs de la croûte terrestre, mais du soleil et du ruissellement de l'eau de pluie ; elle est utilisée pour :

- la climatisation passive avec par exemple, le système de l'échangeur air-sol ;
- le chauffage et la climatisation avec la pompe à chaleur géothermique ; ces pompes à chaleur exploitent une énergie partiellement renouvelable car une partie de l'énergie qu'elles fournissent provient de l'énergie solaire emmagasinée chaque été dans la terre par le soleil, et comme des systèmes efficaces de production de chaleur car elles assurent une production d'énergie thermique supérieure à l'énergie électrique consommée.

III.2. Exploitation et Valorisation des énergies renouvelables variables : Les technologies de Smart grids, une réponse pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables sur les réseaux électriques

L'insertion massive des énergies renouvelables (EnR) sur les réseaux électriques pose des problèmes d'ordre technique, notamment pour les gestionnaires de réseaux. Le premier concerne la localisation des installations de production. L'intégration de la production décentralisée conduit à un fonctionnement bidirectionnel des réseaux traditionnellement conçus pour n'acheminer l'énergie que dans un sens, faisant émerger des besoins de renforcement. Le second relève de la gestion des moyens de production intermittents dans le système électrique. Pour des taux de pénétration inférieurs à 10 %, l'impact de la production intermittente reste limité et peut être pris en charge par le système électrique. En revanche, lorsque le taux de pénétration augmente, des déséquilibres peuvent survenir.

Afin de faciliter l'intégration des EnR dans le système électrique, les réseaux devront être gérés de manière plus réactive, grâce aux technologies de Smart grids. Ces technologies regroupent de nombreux outils et systèmes pour la gestion des réseaux (comptage communicant, stockage de l'électricité, modèles de marché, onduleurs et charges contrôlables, etc.). Les nouvelles technologies de l'information et de la communication interviendront

également afin d'optimiser les flux d'énergie et, notamment, d'assurer l'équilibre « offre/demande ».

En développant l'observabilité, le pilotage et la flexibilité, les Smart grids permettront de mieux gérer l'intermittence des énergies renouvelables.

III.3. Stratégies de stockage de masse

Face à la multiplication des installations de production d'énergie intermittente, la question de l'équilibre du réseau est de plus en plus prégnante. Pour rendre le système électrique plus flexible face à l'intermittence des énergies renouvelables, le stockage de masse d'électricité apparaît comme une solution intéressante.

Les systèmes de stockage, décentralisés ou centralisés, permettront à des coûts acceptables de stocker et déstocker l'énergie électrique, d'aplanir les pics de consommation et donc d'intégrer une plus grande part d'énergie renouvelable aux réseaux électriques. Ils répondent à des commandes simples venant du gestionnaire du réseau de distribution qui utilise cette énergie pour mieux équilibrer demande et production.

Aujourd'hui, il existe plusieurs technologies de stockage :

- les batteries de nouvelle génération Lithium-Ion ou Sodium-Souffre : testées en laboratoire et sur des installations réelles, elles ont démontré leur excellente aptitude technique (rendement, durée de vie, sécurité, ...) et un bon potentiel économique pour les applications envisagées ;
- le stockage sous forme d'énergie mécanique :
 - les cavités sous-terraines (Compressed Air Energy Storage - CAES) : elles permettent de stocker l'électricité produite sous forme d'air comprimé. Deux installations existent aujourd'hui en Allemagne (290 MW) et aux Etats-Unis (110 MW) ;
 - les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) : les STEP sont des installations hydroélectriques qui puisent aux heures creuses de l'eau dans un bassin inférieur afin de remplir une retenue en amont (lac d'altitude). L'eau est ensuite turbinée aux heures de forte consommation. L'électricité de ces stations est appelée essentiellement en période de pointe. Les STEP interviennent en dernier recours notamment en raison du coût de l'eau à remonter (alimentation électrique). Elles représentent 99 % des capacités de stockage massif déployées

dans le monde. Elles cumulent environ 120 GW (à comparer aux plus de 4 000 GW de capacités de génération installées dans le monde).

- Le stockage inductif supraconducteur, couramment appelé par son acronyme anglais SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage) : Les supraconducteurs ont la propriété de présenter une résistivité nulle quand ils sont refroidis en-dessous d'une température critique. Ainsi, si on alimente un bobinage supraconducteur puis qu'on le court-circuite sur lui-même, le courant n'est pas dissipé par effet Joule, et l'énergie magnétique est conservée quasiment indéfiniment.

Le développement du stockage permettrait de réduire au maximum l'intermittence des énergies renouvelables, en lissant leur production grâce à des batteries tampons, afin d'injecter dans le réseau de l'électricité de manière plus régulière. Le stockage d'énergie renouvelable permettra également d'éviter de démarrer les moyens de production d'électricité fortement émetteurs de CO₂ en période de pointe et d'éviter des coupures de courant intempestives. Les réseaux pourraient devenir « auto-cicatrisants ». Lorsqu'une panne est détectée assez vite par le réseau intelligent, celui-ci injecte de l'électricité stockée avant que la panne n'atteigne les consommateurs.

IV. Gestion, pilotage et contrôle des réseaux électriques

IV.1. Apport des systèmes intelligents

IV.1.1. Maîtrise de la demande énergétique et développement de la flexibilité du réseau

Afin de mieux intégrer la production décentralisée sur les réseaux en respectant la stabilité et la qualité du système, des outils de contrôle et de pilotage ont été mis en place. Ils permettent notamment :

- le contrôle et le pilotage de la puissance active pour résoudre les problèmes d'équilibre du système et le contrôle et le pilotage de la puissance réactive pour résoudre les problèmes de tension locaux ;
- le contrôle et le pilotage à travers de nouvelles fonctions d'automatisation centralisée utilisant le pilotage de la production décentralisée et le contrôle local des petites installations de production décentralisées.

Il s'agit d'interagir avec la production décentralisée en développant les fonctions d'automatisation (réglages de la tension et de la puissance, reconfiguration après défaut, reconfiguration en régime normal), voire d'agréger les productions décentralisées à travers une « centrale virtuelle » locale. Il faut alors concevoir des infrastructures de communication et de gestion des données pour intégrer la production décentralisée dans la conduite du système.

Les technologies de Smart grids permettront de développer la flexibilité des réseaux et, ainsi, de gérer l'intermittence et la variabilité des énergies renouvelables. Les FACTS (Flexible alternative current transmission systems – systèmes de transmission flexible de courant alternatif), les compensateurs statiques et les condensateurs permettent le transfert d'une plus grande quantité d'énergie sur les lignes électriques existantes tout en améliorant la stabilité de la tension et accroissent la résistance du réseau électrique aux oscillations de système et aux perturbations.

L'Agence internationale de l'énergie applique la méthode FAST (évaluation de la flexibilité), en quatre étapes :

- identification des ressources en flexibilité (les centrales effaçables, la gestion de la demande, le stockage et les interconnexions avec les systèmes voisins) ;

- évaluation du nombre de ressources disponibles pour l'équilibrage, en d'autres termes, des contraintes (saisonnalité des lâchers d'eau des barrages, par exemple) ;
- évaluation des besoins en flexibilité nette ;
- comparaison des besoins et des ressources en flexibilité.

Au besoin, on optimise la disponibilité des ressources ou on déploie des ressources supplémentaires.

IV.1.2. Gestion des pics de consommation « le Consom-acteur » et flexibilité de la demande

L'une des finalités des réseaux électriques intelligents est de rendre les consommateurs plus réactifs à la situation du marché de gros de l'électricité, notamment en réduisant leur demande (ou en augmentant la production décentralisée située à proximité immédiate) lorsque l'équilibre entre l'offre et la demande est difficile à atteindre sur le marché de gros en raison de la variabilité de la production d'énergie renouvelable.

La gestion de la demande (demand side management et demand response) permet, en incitant, par des signaux tarifaires, les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation en période de pointe et à la reporter en période creuse, de mieux gérer l'équilibre production/consommation. Il s'agit de calquer la consommation sur la production d'électricité renouvelable. Etant donné que les quantités d'électricité produites et consommées doivent toujours être égales, que les EnR sont par nature intermittentes et qu'il est très difficile de stocker l'électricité, on efface ou on déclenche certaines consommations afin de préserver l'équilibre du système.

Si la production d'électricité chute parce que la vitesse du vent est plus faible que prévu, il est possible de rééquilibrer l'offre et la demande en réduisant la demande. Il s'agit, en d'autres termes, d'inciter le client à moins consommer que prévu, en réponse à un signal qui peut être un changement de prix ou un message d'alerte. Les systèmes de gestion de la demande (appareils consommant en fonction du prix de détail de l'électricité - sèche-linge qui ne démarrent que lorsque le prix est bas -, dispositifs pilotés directement par le fournisseur d'électricité - et qui, par exemple, modifient le réglage du thermostat sur les climatiseurs - ou petits moyens de production ou de stockage, tels que des batteries de véhicules électriques)

qui peuvent être mobilisés en période de pointe permettent que la qualité du réseau ne pâtisse pas de l'insertion d'une part croissante de production intermittente.

Diverses formules de tarification horosaisonnaire existent depuis de nombreuses années, mais l'idéal serait que les clients disposent d'une tarification dite dynamique, avec un prix de l'électricité qui varie non seulement en fonction de l'équilibre offre-demande global mais aussi de l'équilibre local. Des tarifs d'accès aux réseaux variant selon la réalité des contraintes physiques des ouvrages permettraient d'augmenter le seuil à partir duquel la production décentralisée nécessite des investissements de réseau. L'obstacle principal à la mise en œuvre à court terme de tels dispositifs tarifaires est l'ampleur des investissements en systèmes d'information nécessaires à la mesure des contraintes en tous points du réseau, à la transmission des données de mesure, à leur traitement et au pilotage des compteurs en temps réel. Il existe également une forte incertitude quant au degré de réponse des consommateurs d'électricité à une variation en temps réel des prix.

IV.1.3. Développer l'observabilité et la prévisibilité

IV.1.3.1. Instruments de mesure

Développer l'observabilité permettra de surveiller l'état du réseau à tout moment (défaut, congestion, variation de la tension, etc.), d'anticiper les incidents et de faciliter la prise de décision pour optimiser le réseau et le rendre plus sûr. La multiplication des capteurs, tels que les compteurs communicants, permettra ainsi de mesurer précisément les flux d'énergie sur le réseau et de maintenir l'équilibre et la stabilité du système.

Un grand nombre de données sont prises en compte : la topologie du réseau, les mesures de la tension, de la puissance sur le réseau, les principaux usages des clients, les courbes de charges individuelles de consommation et de production et les données de stockage de l'énergie.

Les objectifs de cette observation sont multiples : prendre en compte la production décentralisée pour la téléconduite et la supervision du réseau, surveiller la qualité de fourniture, gérer activement la demande, mieux prévoir le dimensionnement du réseau.

IV.1.3.2. Instruments de prévision

Les gestionnaires de réseaux européens développent actuellement les outils de prévision de la production renouvelable, afin de mieux gérer l'équilibre

production/consommation et, ainsi, d'améliorer l'insertion de cette production sur les réseaux. Il s'agit de déterminer quelle part de la puissance totale maximale attribuer aux énergies renouvelables.

RTE adapte des outils d'exploitation, qui visent à disposer de modèles de suivi et de prévision de la production intermittente. Il a ainsi créé le dispositif IPES - Insertion de la production éolienne dans le système. IPES est un outil d'observation et de surveillance en temps réel des flux de production éolienne et photovoltaïque sur le système électrique français. Il héberge un modèle de prévision de la production éolienne déjà opérationnel depuis novembre 2009. En 2012, il intégrera un modèle de prévision de la production photovoltaïque ;

REE - Red Eléctrica de España (gestionnaire du réseau de transport espagnol) a ouvert un **centre de contrôle des énergies renouvelables**, le **Cecre**, qui mesure et contrôle l'ensemble des énergies renouvelables raccordées aux réseaux afin d'intégrer la plus grande quantité possible d'électricité renouvelable tout en préservant la stabilité et la sécurité du système électrique. Le Cecre est basé au centre de contrôle de Red Electrica. Sur ses écrans s'affichent la production en temps réel des parcs éoliens, des centrales solaires thermodynamiques, du photovoltaïque et des unités de cogénération. 23 centres de contrôle des installations de production répartis sur le territoire envoient toutes les 12 secondes leurs informations au Cecre. Ces informations concernent l'état du réseau, la production et la tension au point de connexion. En cas de surtension ou d'impossibilité d'accepter la production éolienne, le Cecre émet l'ordre de ralentir ou de déconnecter certaines unités de production. Afin d'anticiper les incidents possibles pouvant provenir des installations de production, tels que des perturbations provenant des déconnexions subites d'éoliennes, le Cecre dispose de logiciels d'analyse des scénarios en cours permettant d'anticiper les moyens de sécurité à mettre en œuvre.

La météorologie joue également un rôle prépondérant pour une meilleure intégration des énergies renouvelables aux réseaux. Les prévisions météorologiques permettent d'opérer des rapprochements statistiques et/ou corrélatifs entre l'aléa météorologique et la production. Ainsi, un faible écart entre les prévisions et la production sera satisfaisant pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande et, ainsi, préserver l'équilibre du système.

IV.2. Smart metring (compteur intelligent, ou communicant)

Puisqu'ils permettront notamment de donner au gestionnaire de réseau une meilleure connaissance de l'état du réseau et d'apporter de nouveaux services et informations aux

consommateurs, les compteurs communicants sont souvent considérés comme la première brique indispensable au développement des smart grids.

Un compteur communicant est un compteur disposant de technologies dites AMR (Automated Meter Reading) qui mesure de manière détaillée et précise, et éventuellement en temps réel, une consommation d'électricité, d'eau ou de gaz. La transmission des données s'effectue par ondes radio ou par courants porteurs en ligne (CPL) au gestionnaire du réseau de distribution chargé du comptage.

Les compteurs communicants servent à produire des factures sur la consommation réelle, à repérer des gaspillages, des pertes en ligne ou les postes qui coûtent le plus au client. Ils peuvent éventuellement l'informer de microcoupures ou de pertes des réseaux électriques¹.

Si le compteur est en outre « programmable à distance » et équipé d'un appareil de coupure à distance, il est dit « AMM » (Advanced Meter Management). Ces fonctions sont à la base de l'évolution des réseaux (d'électricité, d'eau ou de gaz) vers les « réseaux intelligents ».

Les entreprises développent des offres de compteurs communicants et des systèmes répondant aux besoins de tous les acteurs amenés à intervenir sur les réseaux intelligents :

IV.2.1. Outils d'aide à la maîtrise énergétique et la gestion plus responsable des consommations individuelles des consommateurs / consom'acteurs

Les compteurs communicants, installés chez les consommateurs, fournissent des informations sur les prix, les heures de pointe de consommation, la qualité et le niveau de consommation d'électricité du foyer.

Les consommateurs pourront directement accéder à des informations concernant leur consommation. Ils pourront, s'ils le souhaitent, connecter leur compteur avec le système de gestion énergétique et permettre un affichage déporté en temps réel des informations.

Les consommateurs peuvent alors réguler eux-mêmes leur consommation au cours de la journée. De leur côté, les opérateurs du réseau peuvent détecter plus vite les pannes.

IV.2.2. Outils d'aide à améliorer l'observabilité du réseau par les gestionnaires de réseau et à la maîtrise énergétique et la gestion plus optimale du réseau

Les opérateurs pourront intégrer les informations de comptage intelligent en temps réel à leur centre de contrôle pour permettre une modélisation plus fine du réseau et de la demande, en lien avec les différents usages.

La multiplication des compteurs communicants, permettra de mesurer précisément et rapidement (en temps réels) et même stocker un grand nombre de données (les flux d'énergie sur le réseau (puissance active et réactive), les courbes de charges individuelles de consommation et de production et les données de stockage de l'énergie, les tensions, les courant, la fréquence, les taux de déséquilibre, les THD (taux de distorsion harmonique)...).

Les objectifs de cette observation sont multiples : prendre en compte la production décentralisée pour la téléconduite, la supervision optimale et fiable du réseau, surveiller la qualité de fourniture, gérer activement la demande, mieux prévoir le dimensionnement du réseau.

Quant au fournisseurs / agrégateurs, les compteur intelligents permettront un accès plus fréquent aux profils de consommation de leurs clients pour élaborer des offres de tarif et de service multiples.

V. Développements de service liés aux systèmes intelligents

V.1. Croissance de l'industrie des TIC

V.1.1. Infrastructures de télécommunication

Certaines entreprises ont toujours associé à une infrastructure de télécommunication les équipements et les infrastructures fournis à leurs clients. En effet, parallèlement à l'architecture physique de transport et de distribution électrique, le réseau de communication assure la circulation d'informations nécessaires à la gestion du réseau : pas de système de supervision d'infrastructure sans transmission de données et système de télécommunication associé...

On peut d'ailleurs remarquer que le réseau de fibre optique installé sur le réseau de RTE est le troisième plus long de France, avec 15.000 kilomètres de fibre optique portés par près de 250.000 pylônes électriques. Au-delà de son usage propre, RTE valorise d'ailleurs ses infrastructures télécom en les louant, via sa filiale *@rteria*, aux collectivités territoriales et aux opérateurs de télécoms.

Pour autant, l'intégration de la production décentralisée va nécessiter un renforcement considérable des capacités des infrastructures de télécommunication. Les évolutions récentes et la standardisation des réseaux télécom autour de l'IP ou des standards issus du TC 57 de la CEI ou de la CEI 61850 apportent des solutions à forte valeur ajoutée (flexibilité et simplicité de l'accès à l'information, transparence et partage d'interfaces standardisées). Cependant, ces solutions nécessitent d'être correctement couplées au réseau électrique et de répondre à ses besoins spécifiques. Les enjeux de cybersécurité, de protection et de confidentialité des données demeurent particulièrement cruciaux à tous les niveaux du réseau.

Les opérateurs des réseaux électriques intelligents fournissent aujourd'hui des solutions de téléconduite et télécontrôle des postes et centrales de commande qui utilisent les infrastructures télécoms parallèles aux infrastructures électriques. Ces opérateurs poursuivent cette collaboration avec les entreprises du monde des télécoms et des technologies d'information, car l'infrastructure du réseau électrique est absolument indissociable de son « intelligence ». Les infrastructures de télécommunication associées au développement d'un réseau d'électricité intelligent devront être le fruit d'une vraie intermédiation entre les métiers et les expertises intersectorielles.

V.1.2. Systèmes d'information

Les opérateurs du réseau électrique intelligent proposent à leurs clients des solutions de systèmes d'information de gestion. En revanche, les équipements et infrastructures qu'ils fournissent à leurs clients embarquent de plus en plus de couches logicielles intégrées (firmware) associées à des systèmes d'information techniques dédiés à leur métier. Ces couches logicielles permettent de contrôler et de piloter au mieux ces équipements. Les opérateurs du réseau électrique intelligent sont donc des fournisseurs de logiciels sur leurs propres équipements et proposent à leurs clients des logiciels spécifiques de leurs métiers, en particulier les applicatifs d'un réseau électrique intelligent.

En conséquence, la responsabilité des opérateurs du réseau électrique intelligent est de fournir des systèmes de gestion technique qui puissent s'interfacer au mieux avec les systèmes d'information et les autres systèmes de gestion. Ce faisant, les flux bidirectionnels d'information peuvent être véhiculés par le réseau de télécommunication vers des partenaires qui sauront en tirer profit (facturation, information, supervision et gestion, etc.).

Les développements logiciels nécessaires au déploiement d'un réseau électrique intelligent sont le fruit d'une collaboration accrue entre les différentes parties prenantes et les solutions de systèmes d'information n'ont de sens qu'en interaction et en bonne compréhension avec les données des équipements électriques.

Cette coopération accompagne, en particulier dans le cadre de ces partenariats, les aspects liés à la cybersécurité, afin de protéger les réseaux contre tout risque d'attaque qui pourrait se traduire par une prise de contrôle du réseau et son éventuel effondrement. Les opérateurs du réseau électrique intelligent appliquent à cette fin un certain nombre de règles, de normes et de standards existants.

De même, toujours dans le cadre de ces collaborations, elles intègrent dans leurs démarches de conception les principes fondamentaux liés à la gestion de données privées.

V.2. Sécurité informatique (Cybersécurité)

Les Smart grids associent aux réseaux de distribution les technologies modernes de l'information et de la communication (TIC). Ces technologies permettent, notamment, de collecter et consolider l'information au plus proche des producteurs, des consommateurs ou lors de l'acheminement de l'énergie et d'exploiter l'information de manière plus intelligente.

Dans le secteur de l'énergie, l'intelligence des réseaux n'est cependant pas un phénomène nouveau. Les réseaux disposaient initialement de capacités de récupération d'information pour des besoins de pilotage. Cependant, l'ère des Smart grids permet d'accroître la précision des informations relevées : à titre d'exemple, certaines données auparavant relevées globalement par zones, peuvent désormais être collectées à une échelle plus locale, près de points de production ou d'acheminement. Ces données permettent, à terme, une optimisation de la production en limitant les pertes techniques, une augmentation de la durée de vie des réseaux de transport et de distribution d'électricité ou encore une gestion plus fine des dangers liés aux chauffes et aux déformations de lignes. La montée en puissance des énergies de sources renouvelables (pour lesquelles certaines courbes de charges ne sont pas prédictibles) nécessite un relevé d'information de production local (notamment pour les éoliennes, panneaux solaires, etc.). Les compteurs communicants jouent le rôle de maillon de relevé proche des consommateurs. Ces évolutions sont permises, notamment, par l'essor des technologies de la communication, ainsi que par la capacité à traiter de manière intelligente de forts volumes de données.

Cependant, la superposition de l'infrastructure de réseau électrique et des technologies de l'information modernes, l'augmentation du nombre de points d'interaction avec le réseau (utilisateurs de réseau « connectés » et points d'accès distants aux équipements du réseau notamment pour des besoins de télémaintenance) expose potentiellement les réseaux électriques intelligents aux menaces modernes ciblant les systèmes d'information.

Les systèmes d'information d'autres secteurs d'activités ont déjà pu faire l'objet de cas de vols de données personnelles, perturbation de systèmes, attaques de types dénis de services, fuites d'informations, etc.

De nombreux systèmes industriels n'étaient pas parés à faire face à ces menaces. L'exemple de la cyber-attaque Stuxnet en 2010, ayant mené à la prise de contrôle d'automates industriels pour modifier les paramètres de fonctionnement d'installations industrielles en accélérant leur vitesse de rotation, est encore dans toutes les mémoires des industriels. Les Smart grids deviennent ainsi potentiellement la cible de ces menaces. Si les réseaux

électriques ont recours depuis longtemps à des systèmes d'information et de communication électroniques pour transmettre les données nécessaires à la gestion de la production, du transport et de la distribution d'énergie, les systèmes d'information dédiés aux réseaux électriques utilisent des systèmes propriétaires spécifiques à ces réseaux industriels et sont, encore pour la majorité, dédiés et fermés : l'intégration des réseaux intelligents de communication et d'échanges de données, qui s'appuient sur des technologies telles qu'Internet Protocol (IP) ou le « Cloud Computing », augmente le niveau de risque.

Faire l'impasse sur ces enjeux de sécurité, dès la conception et le déploiement du Smart grid pourrait exposer les exploitants de réseaux intelligents à trois grands types de risques :

- risque financier : manque de fiabilité, obsolescence du système dès la conception, détournement des équipements individuels à des fins d'utilisation illégale ;
- risque humain sur les infrastructures critiques (extinction via cyber-attaque, cyber-terrorisme) ;
- risque de réputation (vol de données personnelles).

Au-delà de ces risques de grande ampleur, les technologies de Smart grid exposent les entreprises à d'autres risques qui peuvent mettre à mal la fiabilité et la sécurité de l'ensemble de l'écosystème, et qui s'expliquent par divers facteurs :

- absence prise en compte de la sécurité lors des phases de conception : la majorité des fabricants conçoivent les compteurs sans y intégrer des normes et standards de sécurité, supposant que la sécurité relève avant tout de la responsabilité du réseau ;
- risque d'obsolescence: face aux rapides évolutions technologiques : les réseaux intelligents intègrent des technologies interconnectées multiples et en constante évolution, qui représentent autant de points de vulnérabilités facilement exploitables par les cyber-attaques, et requièrent en réponse une gestion d'autant plus complexe des mises à jour de sécurité. Par ailleurs, les compteurs communicants doivent avoir la même durée de vie que les compteurs mécaniques, mais doivent également pouvoir démontrer une solide résistance aux attaques, pouvoir être mis à jour à distance et se voir facilement appliquer des patches de sécurité pour corriger les bugs ou prévenir des menaces et sécuriser des données des usagers ;

- absence de normes applicables majoritairement suivies en matière de sécurité et de confidentialité, manque de bonnes pratiques largement répandues : cependant, la standardisation des équipements est un facteur essentiel pour le développement et la mise en œuvre des Smart grids, notamment en raison de la complexité des écosystèmes matériels et de la diversité des acteurs proposant des solutions ;
- forte dépendance des systèmes aux fournisseurs : ces derniers fournissent généralement l'intégralité du système « clé en main », avec un contrat de maintenance pluriannuel où les évolutions sont délicates voire inenvisageables (technologies et déploiements propriétaires) ;
- acheminement, stockage et gestion d'un volume exponentiel de données : la donnée est une information indispensable à la prise de décision dans le cadre du développement des réseaux électriques intelligents. Leur bon fonctionnement et leur fiabilité repose sur un traitement rapide et efficace d'une masse de données.

Comprendre les technologies opérationnelles et informatiques en jeu est la condition indispensable pour protéger ces systèmes des menaces virtuelles et physiques. C'est pourquoi, il est primordial de concevoir et de déployer ce nouvel écosystème intelligent sur une base de standards de sécurité extrêmement solide, au risque, dans le cas contraire, d'en compromettre non seulement le retour sur investissement, mais également la fiabilité et la sécurité, voire de mettre en péril l'ensemble du système.

Ceci requiert, en amont, une connaissance et une compréhension approfondies des vulnérabilités en matière de confidentialité, de cyber-sécurité, de fraude et enfin au niveau du management de programme, présentes tout au long de la chaîne de valeur de cet écosystème, des équipements à la chaîne logistique, en passant par les systèmes de communication.

Le schéma ci-après précise les principales façons de répondre aux enjeux de sécurité pour les projets Smart grid :

Programme	Fraude	Cyber	Confidentialité
<ul style="list-style-type: none"> • Compréhension des spécifications techniques des composants clés. • Tests du SMARTS (Smart Metering Equipment Technical Specifications) créés et planifiés 	<ul style="list-style-type: none"> • Prévention de fraudes ciblant le système de prépaiement (Pay As You Go) basé sur les UTRRs (Unique Transaction Reference Number). • Manipulation des compteurs frauduleux. • Prévention d'attribution de tarifs frauduleux. 	<ul style="list-style-type: none"> • Contrôle d'accès à distance aux compteurs. • Prévention d'inscription de dispositifs malveillants au HAN 	<ul style="list-style-type: none"> • Protection des données personnelles pendant le transit, ainsi qu'au repos. • Accès limité depuis le HAN (Home Area Network).
<ul style="list-style-type: none"> • Conditions et processus d'inscription clairement compris par les usagers du service. 	<ul style="list-style-type: none"> • Contrôle de des accès aux informations ou aux fonctionnalités par les employés pouvant aider à commettre une fraude. 	<ul style="list-style-type: none"> • Absence de SPOF ou de canal de communication non légitime. • Standards de sécurité des Compteur intelligents clairement définis et respectés. • Conformité avec les normes de sécurité ISO27001/2. 	<ul style="list-style-type: none"> • Chiffrement des données. • Gestion des clés par le fournisseur. • Données sensibles détenues par le DSP (Data Service Provider) ou le CSP (Communication Service Provider).
<ul style="list-style-type: none"> • Gestion du programme en place. • Sécurité fortement impliquée pendant de la phase de conception à la mise en œuvre, incluant les phases de contrôle et de qualification. 	<ul style="list-style-type: none"> • Régulateurs limitant l'accès qui permettrait la fraude. • Surveillance de l'activité potentiellement frauduleuse. • Réponses aux incidents 	<ul style="list-style-type: none"> • Architecture de sécurité. • Contrôles de sécurité permettant de comprendre la nature de la menace. • Surveillance des incidents et réponse. 	<ul style="list-style-type: none"> • Données client protégées. • Consentement du client (option d'adhésion). • Sensibilisation du personnel aux méthodes de manipulation de données.
<ul style="list-style-type: none"> • Fournisseurs et tiers intégrés dans le plan du programme (de la fabrication à la livraison chaîne logistique) • Permission d'inspection des tiers. 	<ul style="list-style-type: none"> • Dispositifs portatifs d'accès aux compteurs sécurisés et contrôlés. • Gestionnaires de paiement sécurisés. 	<ul style="list-style-type: none"> • Fabrication et distribution des équipements. • Génération et distribution des clés de chiffrement. • Sécurité de la phase d'installation et de personnalisation du compteur. • Contrôle de gestion des dispositifs portatifs. 	<ul style="list-style-type: none"> • Personnel terrain sensibilisé et formé la protection des données des consommateurs. • Sécurité du transfert de donnée vers/à des tiers. • Contrats incluant des clause de protection des informations.

