

Etude prospective relative à l'évolution des réseaux de distribution d'énergie

Besoins d'évolution des modèles techniques et organisationnels des réseaux de distribution d'énergie au regard des scénarios de transition énergétique en région Provence-Alpes-Côte d'Azur

VOLET 2 – BESOINS D'EVOLUTION DES RESEAUX

Versions

Version	Suivi	Date
0.1	Premier document de travail	17/07/2013
0.2	Seconde version complète	27/11/2013
0.3	Prise en compte des remarques Région	13/01/2014
1.0	Prise en compte des remarques Région + ERDF	24/02/2014
1.1	Prise en compte de remarques Région	25/02/2014
1.2	Prise en compte de remarques ERDF	17/03/2014
1.3	Complément ERDF	14/04/2014
1.4 FINALE	Correction de coquilles et ajout de précisions	06/05/2014

Table des matières

REMERCIEMENTS	7
PREAMBULE	8
RESUME A L'ATTENTION DES DECIDEURS	10
INTRODUCTION : OBJET DU VOLET 2	16
1 ETAT ACTUEL DES RESEAUX DE DISTRIBUTION EN PROVENCE-ALPES-COTE D'AZUR	17
1.1 RESEAU ELECTRIQUE	17
1.1.1 ACTEURS	17
1.1.2 PRINCIPALES CARACTERISTIQUES.....	20
1.1.3 REGLES TARIFAIRES.....	36
1.1.4 FLUX FINANCIERS	39
1.2 RESEAU GAZIER.....	40
1.2.1 ACTEURS	40
1.2.2 PRINCIPALES CARACTERISTIQUES.....	40
1.2.3 REGLES TARIFAIRES.....	46
1.2.4 FLUX FINANCIER.....	48
2 IMPACTS TECHNIQUES DU DEVELOPPEMENT DU PHOTOVOLTAÏQUE ET DES VEHICULES ELECTRIQUES SUR LES RESEAUX DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE EN PROVENCE-ALPES-COTE D'AZUR	49
2.1 SCENARIO PROSPECTIF.....	49
2.1.1 ÉVOLUTION DU DEVELOPPEMENT DU PHOTOVOLTAÏQUE ET IMPACT SUR LES INJECTIONS	49
2.1.2 ÉVOLUTION DU DEVELOPPEMENT DES VEHICULES ELECTRIQUES ET IMPACT SUR LES SOUTIRAGES.....	52
2.1.3 ANALYSE PREVISIONNELLE DES COURBES DE CHARGE A HORIZON 2030	54
2.1.4 PISTES D' ACTIONS	62
2.2 EQUILIBRAGE OFFRE-DEMANDE	63
2.2.1 OBJECTIFS RECHERCHES	63
2.2.2 TECHNIQUES ACTUELLES.....	63
2.2.3 IMPACTS DU PHOTOVOLTAÏQUE	66
2.2.4 IMPACTS DU VEHICULE ELECTRIQUE	67
2.2.5 MESURES PALLIATIVES	69
2.2.6 PISTES D' ACTIONS	70
2.3 RESPECT DU PLAN DE TENSION	70
2.3.1 OBJECTIFS RECHERCHES	70
2.3.2 TECHNIQUES ACTUELLES.....	71
2.3.3 IMPACTS DU PHOTOVOLTAÏQUE	72

2.3.4	MESURES PALLIATIVES	84
2.3.5	PISTES D’ACTIONS	88
2.4	GESTION DE LA PUISSANCE REACTIVE.....	89
2.4.1	OBJECTIFS RECHERCHES	89
2.4.2	TECHNIQUES ACTUELLES.....	90
2.4.3	IMPACTS DU PHOTOVOLTAÏQUE.....	90
2.4.4	[MESURES PALLIATIVES	91
2.4.5	PISTES D’ACTIONS	92
2.5	ILOTAGE NON DESIRE.....	93
2.5.1	DESCRIPTION.....	93
2.5.2	TECHNIQUES ACTUELLES.....	94
2.5.3	IMPACTS DU PHOTOVOLTAÏQUE.....	95
2.5.4	IMPACTS DU VEHICULE ELECTRIQUE.....	96
2.5.5	PISTES D’ACTIONS	97
2.6	ORGANISATION DU SYSTEME ELECTRIQUE.....	97
2.6.1	ÉVOLUTION DU SYSTEME NATIONAL	97
2.6.2	ÉVOLUTION DU MODE DE GESTION DE LA RESERVE PRIMAIRE	98
2.6.3	ÉVOLUTION DU SYSTEME DE REPORTING PATRIMONIAL.....	98
2.6.4	INTERLOCUTEUR ERDF POUR LA MODERNISATION DU RESEAU.....	99
2.6.5	DETERMINATION DES REGLES VISANT A LA PROMOTION DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE D’ENERGIE.....	99
2.6.6	ÉVOLUTION DES MODALITES DE RETRIBUTION D’ERDF POUR LES INVESTISSEMENTS DE MODERNISATION	99
2.6.7	PISTES D’ACTIONS	100

3 IMPACTS TECHNIQUES DE L’INJECTION DU BIOMETHANE ET DU DEVELOPPEMENT DU GNV SUR LES RESEAUX DE GAZ.....102

3.1	SCENARIO PROSPECTIF.....	102
3.1.1	ÉVOLUTION DU DEVELOPPEMENT DES DIFFERENTS FILIERES DE PRODUCTION DE BIOMETHANE ET IMPACT SUR LES INJECTIONS	102
3.1.2	ÉVOLUTION DU DEVELOPPEMENT DES VEHICULES GNV ET IMPACTS SUR LES SOUTIRAGES.....	107
3.2	REGLES D’INJECTION DANS LE RESEAU DE GAZ.....	110
3.2.1	PRINCIPES ET MODALITES DE RACCORDEMENT.....	110
3.2.2	REGLES DE TRAITEMENT SANITAIRE	110
3.2.3	AJUSTEMENT DU POUVOIR CALORIFIQUE.....	111
3.2.4	RESPECT DES SEUILS DE PRESSION	111
3.2.5	CAPACITE DE STOCKAGE	112
3.3	SYNTHESE ET PISTES D’ACTIONS	112

4 IMPACTS DES TECHNOLOGIES SMART GRID SUR LE RESEAU ELECTRIQUE.....114

4.1	SCENARIO PROSPECTIF.....	114
4.1.1	OBJECTIFS DES SMART GRID	114
4.1.2	PRINCIPAUX PROGRAMMES EUROPEENS.....	115
4.2	SERVICE SYSTEMES.....	120

4.2.1	COMPTAGE COMMUNICANT	120
4.2.2	COMPENSATION DE L'ENERGIE REACTIVE.....	122
4.2.3	ECRETAGE ET LISSAGE DE LA CONSOMMATION	122
4.2.4	AUTOMATISATION	124
4.3	STOCKAGE	124
4.3.1	OBJECTIFS.....	124
4.3.2	TECHNOLOGIES.....	125
4.3.3	ATOUTS.....	126
4.3.4	VEHICULE ELECTRIQUE	128
4.3.5	METHANATION.....	129
4.4	PROBLEMATIQUES LIEES AUX SMART GRID	132
4.5	PROSPECTIVE CONCERNANT LES PROGRAMMES DE RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT SUR LES SMART GRID....	133
4.6	PISTES D' ACTIONS	135
5	<u>BILAN SOCIO-ECONOMIQUE A HORIZON 2030</u>	<u>136</u>
5.1	INVESTISSEMENTS – CAPEX	136
5.1.1	COUTS D'INVESTISSEMENT POUR LE RESEAU ELECTRIQUE LIES AU DEVELOPPEMENT DU PV ET DU VE.....	136
5.1.2	COUTS D'INVESTISSEMENT POUR LE RESEAU GAZIER LIES AU DEVELOPPEMENT DU BIOMETHANE ET DU GNV	139
5.2	COUTS D'EXPLOITATION – OPEX	140
5.2.1	COUTS D'EXPLOITATION DU RESEAU ELECTRIQUE	140
5.2.2	COUTS D'EXPLOITATION DU RESEAU DE GAZ.....	142
5.3	POTENTIEL DE CREATIONS D'EMPLOIS	143
5.3.1	POTENTIEL DE CREATION D'EMPLOIS DE LA FILIERE BIOGAZ	143
5.3.2	POTENTIEL DE CREATION D'EMPLOIS DE LA FILIERE SMART GRID	144
5.4	LES MARCHES EMERGENTS DE L'ELECTRICITE	145
5.4.1	L'AGREGATION	145
5.4.2	LA GESTION MULTI-RESEAUX.....	147
6	<u>CONCLUSIONS ET ETUDES COMPLEMENTAIRES</u>	<u>148</u>
	<u>GLOSSAIRE</u>	<u>151</u>
	<u>BIBLIOGRAPHIE</u>	<u>153</u>
	<u>TABLE DES ILLUSTRATIONS</u>	<u>156</u>
	<u>ANNEXES.....</u>	<u>159</u>
	ANNEXE 1 – LISTE DES AUTORITES CONCEDANTES	160
	ANNEXE 2 – QUESTIONNAIRE D'ENQUETE	162
	ANNEXE 3 – QUESTIONNAIRE D'ENQUETE MODIFIE POUR ENQUETES ULTERIEURES.....	165
	ANNEXE 4 – ANNEXE ERDF	171
	ANNEXE 5 – COMPTE-RENDU D'ACTIVITE RESEAU ELECTRIQUE 2011 DU SMED 13	172

ANNEXE 6 – COMPTE-RENDU D’ACTIVITE RESEAU GAZIER 2012 DU SMED 13.....	173
ANNEXE 7 - DIAGNOSTIC QUALITE PAR DEPARTEMENT ISSU DES DOCUMENTS COMMUNS AODE ERDF PRESENTES LORS DES CONFERENCES DEPARTEMENTALES 2012.....	174

REMERCIEMENTS

Nous souhaitons remercier toutes les personnes qui ont collaboré de quelque manière que ce soit, au travers de discussions téléphoniques, de réunions ou d'échanges d'information, à l'élaboration de cette étude :

- Monsieur Daniel BELON, Directeur Adjoint – FNCCR
- Les équipes d'ERDF
- Madame Valérie BOSSO, Chef de projet bio méthane - GrDF
- Monsieur François CAPON, Responsable de service concession gaz - SMED 13
- Monsieur Philippe ICKE – SYMIELEC VAR
- Monsieur Georges LIEN, Directeur général adjoint – STORENGY
- Monsieur Richard LOYEN - ENERPLAN
- Monsieur Joseph MAIRE, Directeur technique, responsable du programme Smart Grid – EDF SEI
- Monsieur Jean-Luc MARTINO – Responsable régional développement solaire- SOLAIREDIRECT
- Monsieur Erick MASCARO, Directeur territorial VAR – GrDF
- Monsieur Joël MORALDO, Représentant GrDF au COPIL – GrDF
- Monsieur Luc MOULIN, responsable exploitation Parcs Solaires – SOLAIRE DIRECT
- Monsieur Gilles ODONE, Responsable Relations publiques – RTE
- Monsieur Michaël PARRA – Grand Port Maritime de Marseille
- Monsieur Jacky PERCHEVAL, responsable du développement des ENR - DREAL -
- Monsieur Jean Pierre POUILLOT –Responsable Energie - Conseil Général des Alpes Maritimes
- Monsieur Sylvain ROLAND - ENERPLAN
- Monsieur Nicolas SADON – Responsable Sud Est – SOLAIREDIRECT
- Monsieur Christophe THOMAS – Responsable des relations extérieures – SOLAIREDIRECT

Nous souhaitons nous excuser auprès de tous ceux qui ont aussi participé ou contribué à la fournir de rapport et que nous n'aurions omis de citer dans cette liste.

PREAMBULE

Une étude prospective nécessite au préalable une direction et un état des lieux de l'existant.

La direction et les données de production et consommation à une échelle régionale et dans certains cas départementale ont été fournies par le Schéma Régional Climat Air Energie, édition en consultation de janvier 2013. Il se peut que des écarts existent entre la version exploitée et des versions ultérieures mais cela ne change pas les conclusions de l'étude.

Les informations sur l'état physique et fonctionnel des réseaux et les profils de charge ont été établis à partir de données fournies par les syndicats d'énergie et les exploitants des réseaux, ERDF, RTE, GrDF et GRTgaz.

La problématique de la fourniture de données est une problématique récurrente dans les travaux des collectivités sur le sujet de la planification et de l'évaluation énergétique. Cette difficulté a été mise en évidence dans de nombreux travaux par le passé comme par exemple les opérations de définition d'un outil de planification énergétique à l'échelle du quartier (Communauté Urbaine de Dunkerque – 2014) ou l'enquête AMORCE – ADEME « Consommation d'électricité et de gaz des territoires : Quel accès aux données pour les collectivités ? » (2012). Au-delà de la difficulté à collecter ces données à une échelle permettant de satisfaire les demandes de plus en plus nombreuses des acteurs de l'énergie (collectivités, bureaux d'études,...), le manque de cohérence de certaines d'entre elles est l'un des apprentissages majeurs de ces travaux. Ainsi, des données recouvrant le même domaine sur un même territoire (réseaux de distribution,...) mais provenant d'acteurs différents (gestionnaires, autorités concédantes, Observatoire Régional Energie-Climat-Air,...) se sont régulièrement avérées différentes voire opposées. Pour cette raison, le chapitre 1 « Etat actuel des réseaux de distribution en Provence-Alpes-Côte d'Azur » de la présente étude qui a fait l'objet d'une compilation de différentes sources de données pour être la plus exhaustive possible peut donner lieu à des désaccords ponctuels voire des incongruités dans certains de ses passages.

A titre d'exemples :

- Les courbes de charge par postes sources ne peuvent être rendues publiques. En septembre 2013, une courbe de charge du poste source de Saint-Auban a été transmise par ERDF pour l'étude du comportement d'un Poste-Source à forte densité d'EnR raccordées. La mise à disposition publique au travers du site Internet Eco2mix par RTE (<http://www.rte-france.com/fr/developpement-durable/eco2mix>) en novembre 2013 est arrivée trop tardivement pour être exploitée.
- Aucune courbe de charge sur la consommation de gaz n'a pu nous être transmise par GRTgaz ou GrDF, l'échelle administrative méditerranée dépassant le cadre régional Provence Alpes Côte d'Azur
- Le taux de réponses des autorités concédantes n'a représenté que 30% des questionnaires transmis, de plus certains questionnaires sont incomplets ou erronés, surtout parmi les syndicats de petite taille
- Les données agrégées transmises par ERDF ne contiennent pas de données patrimoniales
- Les données transmises par ERDF sur les nombres de postes sources et centrales de production d'électricité d'origine renouvelables ne sont pas cohérentes avec les informations

de RTE, a priori liées au fait que les premières portent sur le seul réseau de distribution et les secondes sur l'ensemble du réseau électrique (transport et distribution) régional.
Des données sur l'état d'automatisation du réseau électrique n'ont pas été mises à notre disposition ni par les autorités concédantes ni par ERDF

Ce chapitre 1 est donc à aborder avec la plus grande vigilance par le lecteur qui doit conserver ces éléments en mémoire.

RESUME A L'ATTENTION DES DECIDEURS

En réponse aux problématiques énergétiques et de changement climatique, le Conseil Régional a participé à la définition du Schéma Régional Climat Air Energie (SRCAE) pour la région Provence-Alpes-Côte d'Azur. Celui-ci définit notamment les grandes orientations en matière de production d'énergie. La présente étude vise à étudier l'impact qu'auront ces développements sur les réseaux de distribution de gaz et d'électricité et les besoins d'évolution nécessaires de ceux-ci. En regard des objectifs ambitieux de développement, il apparaît que les réseaux d'électricité seront sensiblement plus impactés que les réseaux de gaz. Ceci est en particulier inhérent au volume croissant de moyens de production intermittents (principalement de la production photovoltaïque) et aux difficultés associées au stockage de l'électricité.

Concernant les réseaux de distribution d'électricité quatre difficultés principales peuvent être identifiées d'ici à 2030 : ces difficultés pourront apparaître localement sur certaines zones géographiques en fonction de l'évolution des usages, des raccordements et des comportements des producteurs et des consommateurs.

Vers 2017 (560 Watt de PV/point de livraison) : déplacement des creux et pics de consommation (principalement en été) nécessitant d'amender la politique actuelle de délestage et d'effacement,

Vers 2022 (680 Watt de PV/point de livraison) : la production photovoltaïque injectée exclusivement en énergie active, commence à poser des soucis d'inversion de flux entre l'énergie active* et réactive*,

Vers 2025 (860 Watt de PV/point de livraison) : nécessité de renforcer la gestion des délestages en vue de faciliter le passage du ramp-up* de 19 :00 ; souci de stabilité de la tension liée à la variabilité de la production à court terme les jours nuageux et ventés,

Vers 2028 (1 000 Watt de PV/point de livraison) : nécessité de revoir les politiques de délestage et des effacements en vue de gérer au mieux les variations et les pointes sans risque de fonctionnement d'une partie du réseau en mode îloté non désiré.

Après 2030 (1 150 Watt de PV/point de livraison) : nécessité de développer des moyens de stockage complémentaires centralisés ou décentralisés (exemple : méthanation*)

Les quatre premières difficultés mentionnées ci-dessus sont associées de près ou de loin à une problématique de supervision et de pilotage de la tension qui deviendra l'un des objectifs principaux de technologies à déployer. Par ailleurs les problématiques mentionnées disposent toutes de solutions technologiques à des stades plus ou moins avancés de développement. A titre d'exemple on mentionnera en particulier :

- Les systèmes de délestage associé aux compteurs intelligents,
- Les onduleurs intelligents susceptible de moduler la part d'énergie active/réactive injectée ou de se déconnecter sur ordre ou automatiquement,
- Les outils de pilotage des bornes de recharge des véhicules électriques,
- Les outils de modélisation dynamique de production décentralisée,

- Les sous-stations électriques numériques et systèmes de pilotage de la distribution automatisée.

Outre le fait que ces technologies seront requises pour la gestion du réseau du futur, celles-ci laissent entrevoir des possibilités intéressantes d'optimisation pour le gestionnaire du réseau de distribution. Parmi ces optimisations, et sans que la liste soit exhaustive, on notera :

- Une meilleure connaissance de la courbe de soutirage au RTE et par la même une meilleure optimisation des contrats de soutirage (premier poste de dépense des distributeurs)
- Une réduction des pertes en ligne par injection décentralisée d'énergie réactive Une réduction des pertes dites non techniques (estimé par le RTE à 8750 GWh au plan national pour les seules pertes non techniques sur le réseau de distribution¹)
- Réduction des pertes en ligne par une meilleure gestion de l'équilibrage entre phase,
- Réduction des interventions client par un diagnostic et reconfiguration à distance,
- Meilleur suivi de la durée de vie du matériel et détection préventive de pannes.

On notera néanmoins que la mise en place de l'ensemble de ces technologies nécessite un plan global d'investissement et de déploiement. A ce sujet, l'étude a permis de mettre en avant certaines difficultés potentielles qu'il conviendra de contourner :

Difficultés technologiques - Les technologies à mettre en place sont relativement complexes, relève souvent d'un choix systémique et pour la plupart dans un état de maturité peu avancé. Les distributeurs devront donc avancer prudemment et arbitrer régulièrement tant sur les technologies à mettre en œuvre que sur le rythme de déploiement de celles-ci. A ce titre, il est indispensable que les distributeurs puissent disposer d'une organisation de coordination dédiée et permettant tant aux organismes régulateurs, aux autorités concédantes comme aux collectivités locales d'effectuer les choix les plus adaptés et rationnels,

Modalité du calcul du TURPE* - Le mode de détermination des mécanismes de pilotage des investissements et rétribution des organismes qui réaliseront ces investissements nécessiteront d'être pensé dans un souci de stabilité compte tenu de la durée de retour sur investissement (20 à 30 ans). La périodicité de remise en cause des modalités de calcul du TURPE ne semble pas répondre à cet impératif et il conviendrait d'envisager de séparer au sein de ce dernier les rétributions qui relèvent des coûts d'investissement de renforcement et d'extension du réseau de ceux relevant des investissements de modernisation du réseau (numérisation,...).

Orientations des réseaux intelligents - Si un nombre important de démonstrateurs smart grid ont été réalisés et en partie financés sur fonds publics, peu d'entre eux se focalisent principalement sur la thématique des gains économiques pour les distributeurs bien que Nice Grid ait pour objectif de définir le modèle économique le plus pertinent: bénéfices-coûts et répartition entre les acteurs du smart grid et les clients. Le financement des systèmes de smart grid sera d'autant plus aisé qu'ils s'autofinanceront (au moins partiellement). A ce titre, il conviendrait d'étudier :

- o l'impact que pourrait avoir la mise en place de capteurs répartis sur l'équilibrage entre phases, (si cette fonction est partiellement étudiée dans le cadre du projet

¹ Dispositif de couverture des pertes sur les réseaux publics d'électricité – document RTE de Mars 2010

Sogrid ce thème n'est pas l'objet spécifique de ce projet alors que les déséquilibres occasionnent des surcoûts pour les distributeurs)

- l'impact que pourrait avoir la mise en place d'un module prédictif de consommation-production par poste source sur l'optimisation des contrats de soutirage entre RTE et les distributeurs
- l'impact que pourrait avoir l'injection d'énergie réactive sur la réduction des pertes en ligne
- l'impact que pourrait avoir les variations de production d'énergie fatale* (ou consommation liée aux véhicules électriques) sur la durée de vie des différents équipements de puissance des distributeurs

Il convient aussi de noter qu'un nombre important de technologies nécessiteront une modification des réglementations associées à la gestion des réseaux de distribution (principalement) ou de transport. Les principales évolutions identifiées concernent :

- les normes d'injection des onduleurs PV basse tension
- les normes de découplage des onduleurs
- la participation des unités de production décentralisée à la fourniture des services système d'ajustement du réseau
- La gestion des délestages et bornes de recharge des véhicules électriques,
- L'utilisation des batteries des véhicules électriques comme moyens de stockage et d'effacement,
- La mise en place de nouvelles plages tarifaires variables prenant en compte la nature météo-dépendante des productions photovoltaïques et éoliennes
- Les règles de raccordement des centrales de production (en vue notamment de permettre un raccordement sans garantie totale d'accès)
- La publication des données de comptage agrégées
- La déperéquation tarifaire*
- Les modalités de déploiement des technologies permettant l'injection sur le réseau de l'électricité stockée dans les véhicules

Concernant les réseaux de distribution de gaz aucune difficulté n'est identifiée d'ici 2030, au regard des taux d'injection réseau de biométhane et du développement potentiel du GNV*.

A la différence du photovoltaïque, dont les installations chez les particuliers se font sans possibilité de refus de raccordement de la part du gestionnaire du réseau, la réalisation d'une centrale de méthanisation est conditionnée à une étude de faisabilité. Celle-ci permet de valider le choix de l'emplacement au regard d'un certain nombre de critères, dont l'équilibre entre l'offre et la demande à l'échelon d'un îlot (les règles de sécurité du réseau interdisant la compression du méthane pour le faire circuler sur des conduites de plus haute pression).

Afin d'atteindre les objectifs du SRCAE, il est donc essentiel d'identifier les sites potentiels de développement des projets et les niveaux de consommation de gaz au regard de la production à l'échelle d'un îlot. En cas de déséquilibre constaté, afin d'assurer le développement d'un projet, il serait pertinent de valoriser la surproduction pour la fabrication de GNV, soit pour un usage direct

comme carburant pour les camions en charge de véhiculer les déchets de la collectivité vers le méthaniseur, soit au travers d'une station-service ouverte à tout véhicule.

Toutefois quelle que soit l'amplitude de développement de la méthanisation, gazéification et après 2030 des micro-algues, la production de biogaz est limitée aux ressources renouvelables disponibles.

Inversement, le développement du photovoltaïque et éolien pourrait trouver ses limites non dans la nature de la ressource mais dans les limites techniques et financières des systèmes de distribution et de stockage conventionnels.

Dans une perspective à 2030-2050, en servant de vase communicant entre les réseaux d'électricité et de gaz, et de façon induite de chaleur, la méthanation est une technique qui permettrait de lever certaines barrières à la transition énergétique. Cette possibilité serait très fortement liée aux implantations géographiques des points de consommations, de soutirage et de production de méthanation.

L'étude permet de dégager des propositions d'actions favorisant les échanges et partages entre les acteurs de la production énergétique, ceux de la distribution et gestion et les autorités de la sphère publique.

Plan d'action proposé

Développer l'automatisation et le pilotage des réseaux de distribution d'électricité

- a) Identifier toutes les entreprises proposant ou étudiant des solutions smart grid tournées vers les réseaux sur la région Provence-Alpes-Côte d'Azur en mobilisant les Chambres de Commerce et d'industrie

Acteurs concernés : CCI

- b) Favoriser les retours d'expérience en terme de gains techniques et financiers des démonstrateurs smart grid sur le territoire national

Acteurs concernés : ERDF / Producteurs d'énergie / Promoteurs de solutions smart grid / collectivités

- c) Favoriser le développement des outils prédictifs de production photovoltaïque et de comportement des clients afin d'établir les besoins de soutirage et d'injection sur le réseau de distribution (exemple : Nice Grid)

Acteurs concernés : ERDF / Meteo-France / Promoteurs de solutions smart grid

- d) Poursuivre les programmes de modernisation des réseaux de distribution (contrôle-commande des postes, renouvellement des ouvrages incidentogènes **Acteurs concernés :**

ERDF et AODE pour les travaux sous leur MOAI

Assurer le développement du photovoltaïque en minimisant les impacts sur le réseau de distribution

- e) Poursuivre le dialogue entre développeurs de projet de grandes centrales photovoltaïques et le gestionnaire de réseau afin d'identifier les problématiques posées par les raccordements des centrales, les pistes d'amélioration et les services systèmes (ex : injection d'énergie réactive) que peuvent apporter les grandes centrales

Acteurs concernés : RTE / ERDF / Développeurs de centrales photovoltaïques

- f) Assurer des expérimentations avec des onduleurs intelligents

Acteurs concernés : RTE / ERDF / Développeurs de centrales photovoltaïques

- g) Poursuivre le développement des démonstrateurs smart grid pour développer la notion de centrales virtuelles (agrégation de petites et moyennes centrales)

Acteurs concernés : ERDF/partenaires smart grid/clients/...

Assurer le développement du véhicule électrique en minimisant les impacts sur le réseau de distribution

- h) Organiser des groupes de travail pour établir une stratégie de maillage du territoire avec les bornes de recharge publiques en identifiant les solutions techniques de soutien des véhicules électriques au réseau

Acteurs concernés : Collectivités territoriales / Fabricants automobiles / ERDF

Assurer le développement du biométhane en minimisant les impacts sur le réseau de distribution

- i) Favoriser le développement de tout projet biogaz en favorisant le développement de nouveaux besoins (exemple : stations GNV, flottes captives aux GNV, tarifs attractifs pour les consommateurs à proximité de centrales de méthanisation)

Acteurs concernés : Collectivités territoriales / Autorités concédantes / GrDF

Mettre en œuvre une organisation permettant d'assurer la mise en œuvre d'actions permettant d'atteindre les objectifs du SRCAE

- j) Envisager la création d'un organe de supervision des autorités concédantes à l'échelon régional (ou au moins départemental) et le doter de réels pouvoirs d'arbitrage afin de favoriser les meilleurs choix à l'échelon régional

Acteurs concernés : FNCCR / Autorités concédantes / ERDF / GrDF

- k) Assurer contractuellement la transmission des données agrégées de comptage énergétique à un échelon infra-régional (courbes de charge de production et consommation)

Acteurs concernés : GrDF / ERDF / Collectivités territoriales

Au regard de la gouvernance centralisée des réseaux, ce plan d'action est avant tout national et devrait être impulsé par les gestionnaires ainsi que leurs instances de pilotage (autorité de régulation, ministère ou autorités concédantes).

Toutefois nous avons listé dans le présent paragraphe un certain nombre d'actions qui pourraient être déclinées immédiatement et pilotées par la Région Provence Alpes Côte d'Azur :

Construction d'une base de données pour la mise en œuvre du SRCAE :

- a. Mise en place d'une agrégation à un échelon infrarégional des courbes de charges
- b. Développer le partenariat avec le CRIGE PACA pour la mise à disposition de la cartographie et du SIG des réseaux de distributions publiques
- c. Il est souhaitable que les autorités concédantes aient l'information de l'automatisation de leur réseau, sa capacité à admettre les fonctions de « réseaux intelligents ».
- d. Il est souhaitable que les autorités concédantes aient une vraie image des éléments économiques relatifs à la gestion de leur réseau (et pas des ratios)
- e. Création d'une plate-forme d'échanges collaborative (en lien avec le service web smartgrid de la CRE) sur des résultats des différents démonstrateurs smart grid en région Provence Alpes-Côte d'Azur (exemple : données sociologiques, techniques et économiques)
- f. Identification des principaux projets biogaz (méthanisation/ gazéification/ méthanation) et mise en place d'une base de partage des études de faisabilité

Pilotage de projets de démonstrations ou groupes de réflexion :

- g. Identification d'un territoire pour la mise en place d'une expérimentation de méthanation
- h. Mise en place d'un groupe de réflexion sur l'évolution, à moyen terme, des systèmes tarifaires permettant d'encourager la consommation aux périodes de forte production photovoltaïques (« heures creuses solaires ») et d'inciter à la réduction de la consommation sur le créneau 19 :00-21 :00 (testé sur Nice Grid)
- i. Définition et lancement d'un projet de prévision court terme du taux de radiation solaire (à minima à la maille d'une sous-station) et du taux d'injection photovoltaïque compte des caractéristiques des centrales connectées sur la région (réplication au niveau de PACA du projet PEGASUS en cours sur la Réunion)
- j. Mise en place d'un soutien institutionnel du projet GreedMe déposé auprès de la commission Européenne
- k. Identification d'un territoire pour la mise en œuvre d'un prototype pour la mise en œuvre d'onduleur photovoltaïques intelligents et le pilotage temps réel des caractéristiques d'injection des onduleurs
- l. Mise en place d'un groupe de réflexion sur le déploiement des voitures électriques et leurs modes de raccordement aux réseaux

Introduction : Objet du volet 2

Ce second volet a pour objectif d'identifier les besoins d'évolution des réseaux liés au développement des filières identifiées lors du volet 1, à savoir :

- Le photovoltaïque
- Le véhicule électrique
- Le biogaz
- Le véhicule fonctionnant au gaz naturel de ville (GNV)
- Les technologies smart grid pour les réseaux électriques intégrant l'étude de deux filières de stockage :
 - o Le véhicule électrique
 - o La méthanation

Cette étude abordera successivement les points suivants:

- Les impacts techniques des différentes filières sur les réseaux électriques et gaziers en Provence Alpes Côte d'Azur
- Les atouts techniques, économiques et organisationnels des technologies smart grid
- Les politiques d'investissements et planning de mise en œuvre
- Les évolutions induites des marchés de l'énergie

1 Etat actuel des réseaux de distribution en Provence-Alpes-Côte d'Azur

1.1 Réseau électrique

1.1.1 Acteurs

Cette partie s'appuie sur des extraits de l'enquête commune de la Cour des comptes et des chambres régionales des comptes qui a permis de contrôler le principal concessionnaire, ERDF, et 38 autorités concédantes, celles-ci étant des communes ou des groupements de communes (syndicats intercommunaux ou départementaux d'électrification) -Rapport public annuel 2013 Cour des comptes – février 2013

La distribution d'électricité recouvre son acheminement en moyenne et basse tensions, depuis les postes source situés à la sortie du réseau de haute tension jusqu'aux compteurs des usagers. Cette distribution s'opère, en France, selon un régime de concessions, dérogatoire par rapport au droit commun des concessions locales de service public. Deux grandes spécificités différencient les concessions de distribution d'électricité des autres concessions locales de service public :

- un concessionnaire imposé par la loi sur l'essentiel du territoire, Électricité Réseau Distribution France (ERDF), filiale à 100 % du groupe Électricité de France (EDF), créée en 2008.
- un tarif de distribution de l'électricité fixé nationalement : le TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité) qui comprend une part pour le réseau de transport d'électricité (RTE) et une part pour le réseau de distribution (ERDF). Il est unique sur tout le territoire, à la différence des autres tarifs de services publics locaux (eau potable par exemple).

Le tarif de transport et de distribution de l'électricité est fondé sur un principe de péréquation tarifaire qui garantit à tous les usagers un prix d'accès au réseau identique quel que soit le coût d'acheminement de l'électricité. Cette péréquation est une caractéristique fondamentale du système de distribution d'électricité : de facto, les grandes concessions urbaines financent les concessions rurales où l'habitat est plus dispersé, le réseau plus fragile et la rentabilité moindre.

L'industrie électrique s'organise en quatre grands secteurs d'activité :

- la production d'électricité, ouverte à la concurrence mais encore assurée majoritairement par le groupe EDF ;
- le transport de l'électricité produite sur le réseau à très haute tension (THT à 400 000 volts). Contrairement à la production, le transport de l'électricité demeure une activité monopolistique confiée par l'État à Réseau de transport d'électricité (RTE), filiale d'EDF. Cette activité s'exerce sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) ;
- la distribution : une fois l'électricité acheminée jusqu'à proximité des centres de consommation, sa tension est abaissée afin de la rendre utilisable par les consommateurs sur le réseau en basse et moyenne tension. Le réseau de distribution s'étend des postes sources jusqu'aux compteurs des usagers. L'exploitation du réseau de distribution est un service public en situation de monopole légal : la plupart des autorités concédantes ont confié le

développement et l'exploitation de leur réseau à Électricité réseau distribution France (ERDF), filiale d'EDF, en application de la loi. Pour un client particulier relevant du tarif réglementé, l'acheminement représente 33,2 % de la facture d'électricité, taxes comprises. Cette part acheminement est répartie entre le réseau de distribution (74 % du produit) et le réseau de transport (26 % du produit) ;

- la fourniture d'électricité, c'est-à-dire la vente au consommateur final, a été ouverte progressivement à la concurrence depuis 2000. Aujourd'hui tous les consommateurs disposent de la faculté de choisir leur fournisseur d'électricité.

Le réseau de distribution d'électricité s'est développé progressivement, dès la fin du 19^{ème} siècle, sous la responsabilité des communes auxquelles la loi du 5 avril 1884 a confié la compétence d'organiser le service public de distribution d'électricité. La loi du 15 juin 1906 les a reconnues propriétaires des réseaux en moyenne tension (HTA) et basse tension (BT).

La loi de nationalisation du 8 avril 1946 a transféré la propriété des entreprises privées concessionnaires du service public d'électricité à l'État qui a confié la gestion du service à un opérateur unique, EDF. Cette loi a toutefois laissé subsister les régies et les entreprises locales de distribution (ELD) créées sous la forme de sociétés d'économie mixte ou de sociétés coopératives par les communes qui n'avaient pas eu recours à des entreprises privées pour la construction et l'exploitation de leur réseau d'électricité. L'activité de ces entreprises locales concernait en 2010 un total de 170 concessions de distribution environ pour 5 % des utilisateurs.

Le service public de la distribution d'électricité est géré, sur la quasi-totalité du territoire national, sous le régime juridique de la concession. Une concession de service public est un contrat par lequel une personne publique (l'autorité concédante) confie à un tiers public ou privé (le concessionnaire) la gestion opérationnelle d'un service public pour une durée déterminée. En droit français, le concessionnaire prend en charge l'ensemble des investissements. Il exploite ce service à ses frais et risques, dans le respect d'un cahier des charges, et se rémunère directement ou indirectement auprès des usagers.

L'article 17 de la loi du 10 février 2000 modifiée a confirmé EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) comme « gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité ». Les distributeurs exercent chacun leur activité dans des zones de desserte exclusive. Ils y sont responsables de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau public de distribution d'électricité.

La loi du 7 décembre 2006 a prévu la séparation juridique des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz se trouvant au sein d'entreprises intégrées et desservant plus de 100 000 clients. Cette séparation juridique s'est traduite, pour EDF, par la création d'une filiale. La filialisation du gestionnaire de la distribution d'électricité est effectivement intervenue le 1^{er} janvier 2008, avec la création d'ERDF, société anonyme, filiale à 100 % du groupe EDF. Chaque loi a maintenu le monopole légal d'ERDF dans sa zone de desserte afin de permettre une exploitation unifiée du réseau assurant une optimisation des coûts et, surtout, une péréquation tarifaire permettant à tous les consommateurs de bénéficier du même tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire.

Aux termes de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), les collectivités territoriales ou leurs établissements de coopération négocient et concluent, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique d'électricité, les contrats de concession, et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par les cahiers des charges de ces concessions. Les autorités organisatrices de la distribution de l'électricité sont soit des communes, soit des établissements de coopération intercommunale. Le très grand nombre d'autorités concédantes crée une situation issue de l'histoire et des décisions des collectivités avec un concessionnaire en situation de monopole légal. Les autorités organisatrices ont créé la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR) qui joue le rôle d'interlocuteur vis-à-vis des parties prenantes au niveau national: Ministère de tutelle, CRE, ERDF et autres délégataires au niveau national.

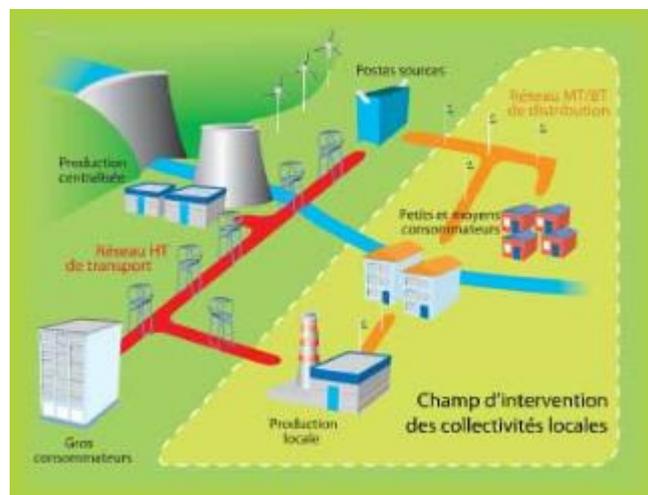


Figure 1 - Champ d'intervention des autorités concédantes (source : FNCCR)

Chaque année le gestionnaire rend compte de son activité en remettant un compte-rendu d'activité de concession (CRAC).

En région Provence Alpes-Côte d'Azur, ERDF a la responsabilité de :

- 29 concessions communales
- 18 concessions intercommunales
- 1 concession départementale

Les Entreprises Locales de Distribution (ELD) d'électricité sont au nombre de 2 :

- Energie Développement Services du Briançonnais qui approvisionne 10 000 points de livraison, essentiellement résidentiels, dans les Hautes-Alpes (05)
- La régie communale de Gattières qui alimente 2 000 points de livraison à Gattières dans les Alpes-Maritimes (06)

La liste des différentes autorités concédantes en date du 1er juillet 2013 est fournie en annexe 1.

1.1.2 Principales caractéristiques

1.1.2.1 Généralités sur le réseau de Provence-Alpes-Côte d'Azur

Le réseau de distribution assure la distribution en courant alternatif dans les domaines haute tension de classe A (HTA) anciennement appelée moyenne tension (MT) de 1 à 20 kV et basse tension (BT) de 50 à 400 V. Le réseau BT dessert les consommateurs et professionnels jusqu'à 250 kVA.

Le réseau de distribution est constitué de :

- Postes sources, interfaces entre les réseaux de transport (HTB) géré par RTE et le réseau de distribution (HTA) géré par ERDF
- Transformateurs HTA/BT
- Réseaux aériens ou souterrains

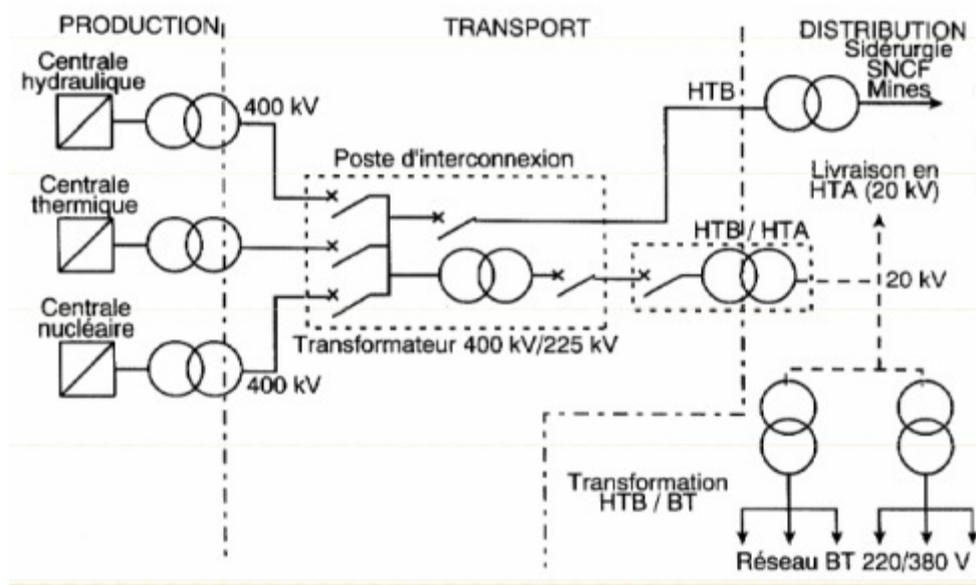


Figure 2 - Schéma général classique de la production, transport et distribution d'électricité (source: ERDF)

Les postes sources (ou pose de transformation HTB/HTA) délivrent des puissances d'au moins 30 MW (tension de 20 kV maxi entre phases pour une intensité supérieure à 2000 A).

A chaque ouvrage est associé un contrôle-commande, et tout le système forme un ensemble cohérent qui remplit les missions de :

- protection (détecter et éliminer les défauts sur les réseaux)
- télécommande (conduire le poste à distance)
- relaying (faire circuler l'information dans tout le système)
- automatismes

Le contrôle commande peut être réalisé à l'aide de composants distincts et du relaying apparent, les échanges entre deux ensembles de contrôle-commande se faisant par des liaisons filaires. Mais il peut être aussi composé d'ensembles compacts et intégrés, basés sur matériel électronique (poste de contrôle commande numérique – PCCN), les échanges se faisant par le biais d'un réseau de télécommunications dédié.

Les transformateurs HTA/BT 20 kV/400 V sont régis par la norme NF C 13-100. Leur puissance est au maximum de 1250 kVA pour une intensité inférieure à 2000 A et une tension 400 V en triphasé

Les chiffres pour le réseau de distribution public exploité par ERDF en Provence-Alpes-Côte d'Azur² au 31 décembre 2012 sont les suivants :

- Longueur lignes BT = 53 340 km
- Longueur lignes HTA = 33 393 km
- Nombre de transformateurs HTA/BT = 55 228
- Nombre de postes sources exploités par ERDF= 172 dont
 - o 144 postes sources 63 kV pour une puissance totale de 299 MW
 - o 3 postes sources 150 kV pour une puissance totale de 4 MW
 - o 25 postes sources 225 kV pour une puissance totale de 46 MW
- Nombre de points de livraison : 3 272 004
- Consommation 2012 sur le réseau de distribution: 30 037 GWh

Sur le plan national en 2012, le réseau de distribution publique exploité par ERDF représente :

- 1.3 millions de km de lignes de distribution,
- 738 000 postes HTA/BT
- 2100 postes sources (dont 9% en 225 kV)
- 35 millions de points de livraison
- 11 millions d'interventions chez les clients
- 446 000 Nouveaux clients raccordés
- 266 574 sites de productions sont raccordés au réseaux de distribution dont 3 618 en haute tension A (HTA)
- 9,9 GW de puissance installée sur le réseau à fin 2012, issus de l'éolien et du photovoltaïque (soit la puissance de près de 10 réacteurs nucléaires)

Une spécificité de Provence-Alpes-Côte d'Azur est l'état de péninsule électrique de l'Est de la région qui a nécessité la mise en œuvre d'un important plan de renforcement du réseau de transport dont l'épine dorsale est un filet de sécurité de 3 lignes souterraines de 225 kV prévu d'ici 2015.

² Informations en date du 31 décembre 2012 selon ERDF

1.1.2.2 Diagnostic qualité par Département issu des documents communs AODE ERDF présentés lors des conférences départementales 2012

Attention : Ce point est une extraction des documents rédigés par ERDF dont la version intégrale est présentée en ANNEXE 7

A. La continuité d'alimentation et qualité de la desserte du réseau public de distribution d'électricité :

La continuité d'alimentation est notamment évaluée à partir d'un indicateur qui mesure la durée moyenne, exprimée en minutes, pendant laquelle un client basse tension est privé d'électricité sur l'année. Il s'agit du critère B.

La continuité d'alimentation est aussi appréciée à partir du nombre d'interruptions longues (supérieures à 3 min.), coupures brèves (de 1 sec. à 3 min.) et la durée cumulée des coupures longues. Conformément au décret du 24 décembre 2007 et à ses arrêtés d'application du 24 décembre 2007 et du 18 février 2010, le client est considéré comme mal alimenté si le nombre d'interruption longue est supérieur à 6, ou si on constate plus de 35 coupures brèves ou si la durée cumulée maximale des coupures longues dépasse 13 heures. Le département est considéré comme mal alimenté si le pourcentage de clients mal alimentés est supérieur à 5% des clients desservis dans le département.

- Alpes de Haute Provence

Année d'observation	B incident PS Hix	B incident HTA Hix	B incident BT Hix	B incidents Hix	B travaux hors PCB	B travaux PCB	B Exceptionnel	B RTE	BTCC
2009	0,6	71,5	3,8	75,9	12,5	8,5	0,0	15,7	112,5
2010	11,8	54,0	4,9	70,8	21,2	3,9	0,0	0,3	96,2
2011	0,5	49,4	3,6	53,5	34,9	1,4	1,2	4,2	95,1
2012	0,2	53,3	6,5	60,1	19,1	0,6	0,0	1,3	81,1

<i>Coupures brèves</i>		2010	2011	2012
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils CB		0	1 618	0
		0,0%	1,2%	0,0%
Nombre de communes concernées		0	8	0
		0,0%	4,0%	0,0%
<i>Coupures Longues</i>		2010	2011	2012
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils CL		2 382	4 610	1 474
		1,8%	3,5%	1,1%
Nombre de communes concernées		14	33	21
		7,0%	16,5%	10,5%
<i>Durée de coupure</i>		2010	2011	2012
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils en durée cumulée		2 130	1 543	1 525
		1,6%	1,2%	1,2%
Nombre de communes concernées		38	37	35
		19,0%	18,5%	17,5%

- Hautes-Alpes

Année d'observation	B Incidents PS HIX	B Incidents HTA HIX	B Incidents BTA HIX	B Incidents HIX	B travaux hors PCB	B travaux PCB	B Exceptionnel	B RTE	BTCC
2009	0,90	51,80	4,20	56,90	13,50	10,70	0,00	3,50	84,6
2010	1,30	49,50	3,70	54,50	20,20	4,70	0,00	0,10	79,4
2011	0,30	44,00	2,80	47,10	43,20	0,40	0,00	0,20	90,9
2012	0,60	65,20	7,70	73,50	26,60	0,10	0,00	0,00	100,2

<i>Coupures brèves</i>		2010	2011	2012
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils CB		0	0	0
		0,0%	0,0%	0,0%
Nombre de communes concernées		0	0	0
		0,0%	0,0%	0,0%
<i>Coupures Longues</i>		2010	2011	2012
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils CL		186	1 247	1 333
		0,2%	1,0%	1,1%
Nombre de communes concernées		2	12	18
		1,1%	6,9%	10,3%
<i>Durée de coupure</i>		2010	2011	2012
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils en durée cumulée		457	1 717	2 672
		0,4%	1,4%	2,1%
Nombre de communes concernées		18	26	40
		10,3%	14,9%	22,9%

- Alpes-Maritimes

Année d'observation	B incident PS Hix	B incident HTA Hix	B incident BT Hix	B Incidents Hix	B travaux hors PCB	B travaux PCB	B Exceptionnel	B RTE	BTCC
2009	1,0	24,5	11,6	37,2	6,9	3,9	0,0	48,4	96,3
2010	1,3	23,3	13,5	38,2	6,7	0,3	0,0	5,5	50,7
2011	0,6	18,6	10,4	29,6	9,7	0,0	1,1	0,2	40,5
2012	0,9	23,1	11,6	35,5	7,9	0,0	0,0	0,4	43,8

<i>Coupures brèves</i>		2010	2011	2012
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils CB		0	1 703	0
		0,0%	0,2%	0,0%
Nombre de communes concernées		0	5	0
		0,0%	3,1%	0,0%
<i>Coupures Longues</i>		2010	2011	2012
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils CL		0	778	580
		0,0%	0,1%	0,1%
Nombre de communes concernées		0	5	5
		0,0%	3,1%	3,1%
<i>Durée de coupure</i>		2010	2011	2012
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils en durée cumulée		1 886	1 122	2 560
		0,2%	0,1%	0,3%
Nombre de communes concernées		23	24	32
		14,2%	14,8%	19,8%

- Bouches du Rhône

Année d'observation	B incident PS Hix	B incident HTA Hix	B incident BT Hix	B incidents Hix	B travaux hors PCB	B travaux PCB	B Exceptionnel		B RTE	BTCC
2009	2,6	62,4	18,8	83,7	6,8	2,8	0,0	93,3	35,2	128,5
2010	0,4	32,7	18,9	52,1	11,6	0,6	13,8	78,1	0,5	78,6
2011	14,4	29,5	11,6	55,6	13,2	0,6	1,1	70,5	0,0	70,5
2012	1,3	30,9	31,3	63,5	11,0	0,1	0,0	74,6	5,3	79,9

<i>Coupures brèves</i>	2010	2011	2012
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils CB	382	12	117
	0,0%	0,0%	0,0%
Nombre de communes concernées	3	1	1
	2,2%	0,7%	0,7%
<i>Coupures Longues</i>	2010	2011	2012
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils CL	1 720	2 279	2 385
	0,2%	0,2%	0,2%
Nombre de communes concernées	9	10	16
	6,7%	7,5%	11,9%
<i>Durée de coupure</i>	2010	2011	2012
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils en durée cumulée	6 360	11 442	3 327
	0,6%	1,0%	0,3%
Nombre de communes concernées	44	32	38
	32,8%	23,9%	28,4%

Var

Année d'observation	B incident PS Hix	B incident HTA Hix	B incident BT Hix	B incidents Hix	B travaux hors PCB	B travaux PCB	B Exceptionnel	B RTE	BTCC
2009	2,0	46,2	17,9	66,0	10,6	5,7	0,0	59,7	142,0
2010	4,0	44,2	19,5	67,7	23,3	1,4	38,9	275,8	407,1
2011	1,8	37,5	6,9	46,2	27,3	0,5	28,6	0,5	103,1
2012	1,7	94,4	14,0	110,1	29,1	0,6	0,0	3,2	143,1

<i>Coupures brèves</i>	2010	2011	2012
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils CB	5 947	1 413	0
	0,8%	0,2%	0,0%
Nombre de communes concernées	6	4	0
	3,9%	2,6%	0,0%
<i>Coupures Longues</i>	2010	2011	2012
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils CL	6 278	7 094	5 824
	0,9%	1,0%	0,8%
Nombre de communes concernées	12	28	19
	7,8%	18,3%	12,4%
<i>Durée de coupure</i>	2010	2011	2012
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils en durée cumulée	4 505	6 000	25 779
	0,6%	0,8%	3,5%
Nombre de communes concernées	49	58	87
	32,0%	37,9%	56,9%

Vaucluse

Année d'observation	B incident PS Hix	B incident HTA Hix	B incident BT Hix	B incidents Hix	B travaux hors PCB	B travaux PCB	B Exceptionnel	B RTE	BTCC
2009	4,1	44,4	6,9	55,4	11,2	8,2	0,0	41,7	116,4
2010	3,5	33,9	6,9	44,3	12,4	0,6	34,5	0,9	92,7
2011	5,5	36,0	5,0	46,6	22,0	0,4	0,0	0,0	68,9
2012	4,2	50,6	12,4	67,1	18,6	0,0	0,0	0,0	85,7

<i>Coupures brèves</i>	2010	2011	2012
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils CB	1 248	2 525	0
	0,4%	0,8%	0,0%
Nombre de communes concernées	2	7	0
	1,3%	4,6%	0,0%

<i>Coupures Longues</i>	2010	2011	2012
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils CL	1	581	759
	0,0%	0,2%	0,2%
Nombre de communes concernées	1	9	15
	0,7%	6,0%	9,9%

<i>Durée de coupure</i>	2010	2011	2012
Nb de clients BT et HTA au dessus des seuils en durée cumulée	1 054	1 614	3 160
	0,3%	0,5%	1,0%
Nombre de communes concernées	14	25	53
	9,3%	16,6%	35,1%

B. La tenue de la tension :

L'utilisateur est considéré comme mal alimenté au sens de la tenue de la tension lorsque son point de connexion au réseau connaît au moins une fois dans l'année une tension BT ou HTA à l'extérieur de la plage de variation fixée par le décret du 24 décembre 2007 précité, à savoir 230 V ou 400 V + 10 % ou - 10 %. Le niveau de qualité fixé par le décret du 24 juillet 2007 est respecté si le taux d'utilisateurs en-dehors de cette plage n'excède pas 3%.

- Alpes de Haute Provence

Nombre de Clients BT mal alimentés	2009		2010		2011		2012	
	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%
R	760	1,0%	778	1,1%	723	1,0%	614	0,8%
U	417	0,8%	407	0,7%	201	0,4%	234	0,4%
Total	1 177	0,9%	1 185	0,9%	924	0,7%	848	0,6%

- Hautes Alpes

Nombre de Clients BT mal alimentés	2009		2010		2011		2012	
	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%
R	494	0,6%	124	0,2%	99	0,1%	171	0,2%
U	75	0,2%	16	0,0%	26	0,1%	17	0,0%
Total	569	0,5%	140	0,1%	125	0,1%	188	0,1%

- Alpes-Maritimes

Nombre de Clients BT mal alimentés	2009		2010		2011		2012	
	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%
R	2 432	2,6%	1 224	1,3%	1 025	1,1%	1 272	1,3%
U	3 426	0,5%	1 188	0,2%	1 626	0,2%	1 643	0,2%
Total	5 858	0,7%	2 412	0,3%	2 651	0,3%	2 915	0,4%

- Bouches du Rhône

Nombre de Clients BT mal alimentés	2009		2010		2011		2012	
	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%
R	1 939	4,0%	1 324	2,7%	970	1,9%	915	1,8%
U	11 677	1,2%	4 361	0,4%	3 258	0,3%	3 526	0,3%
Total	13 616	1,3%	5 685	0,5%	4 228	0,4%	4 441	0,4%

- Var

Nombre de Clients BT mal alimentés	2009		2010		2011		2012	
	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%
Total	29 081	4,1%	8 939	1,2%	9 284	1,3%	5 973	0,8%

- Vaucluse

Nombre de Clients BT mal alimentés	2009		2010		2011		2012	
	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%	Nombre	%
R	3 742	3,7%	779	0,8%	843	0,8%	746	0,7%
U	2 805	1,4%	756	0,4%	620	0,3%	410	0,2%
Total	6 547	2,2%	1 535	0,5%	1 463	0,5%	1 156	0,4%

1.1.2.3 Analyse d'un compte rendu annuel – le SMED 13

Conformément au cahier des charges de concession, chaque année le gestionnaire adresse un compte rendu d'activité (CRAC) à chaque autorité concédante.

Ce document regroupe les informations suivantes :

- Caractéristiques physiques du réseau
- Clients du réseau (producteurs/consommateurs)
- Qualité de desserte
- Informations économiques (investissements/valeur patrimoniale des réseaux/coûts d'exploitation/recettes d'acheminement)

Afin d'étudier la pertinence des informations d'un tel compte-rendu, le compte-rendu d'activité 2011 du SMED 13 a été analysé. Le compte-rendu complet est fourni en annexe 5.

Le SMED 13 a la spécificité de fédérer l'intégralité des communes des Bouches-du-Rhône excepté Marseille, soit 118 communes, ce qui en fait le syndicat le plus important de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Caractéristiques générales:

Le réseau BT est constitué de 12 460 km de lignes alimentant 612 000 consommateurs pour une consommation de 5 229 GWh dégageant 205 M€ de recettes d'acheminement.

Le réseau HTA est constitué de 7 384 km de lignes alimentant directement 2 103 consommateurs pour une consommation annuelle de 2 TWh (aussi 25% des consommations sont assurés par 3% des consommateurs) dégageant 37 M€ de recettes.

La concession intègre 10 320 transformateurs HTA/BT et est alimentée par 43 postes sources.

Les recettes reviennent au gestionnaire et permettent notamment de financer les investissements

Producteurs :

Le nombre de producteurs raccordés au réseau était de 7 659 en 2011 (dont 1616 nouveaux raccordements représentant une baisse de 60% par rapport à l'année précédente) avec la décomposition suivante :

- Photovoltaïque : 7621 installations pour une puissance installée de 63 MW
- Eolien : 3 parcs pour une puissance installée de 18 MW
- Hydraulique : 10 installations pour une puissance de 6 MW
- Autres (biomasse, biogaz, cogénération) : 22 installations pour une puissance de 66 MW

Ce foisonnement de petites centrales est une spécificité du photovoltaïque qu'on ne retrouve pas dans l'éolien ou l'hydraulique, avant tout constitué de grandes centrales et dont le raccordement nécessite parfois un renforcement du réseau.

Nombre de centrales photovoltaïques sont installées sur le réseau BT non automatisé.

Charges et produits d'exploitation :

Les coûts d'exploitation ont représenté 182 M€ en 2011 dont 31 M€ ont été consacrés aux achats d'électricité pour compenser les pertes du réseau.

Les pertes représentent donc 12% du chiffre d'affaire acheminement dans le CRAC du SMED. Ces données étant issues d'un ratio des pertes national (620 GWh) appliqué à la maille de la concession, il est impossible de connaître plus précisément les pertes réelles locales.

Pour ERDF, Les modalités de calcul des produits et charges d'exploitation d'ERDF sont indiqués dans l'annexe 2 du CRAC SMED 13 de 2011 (indicateur de suivi de l'activité concessionnaire – pages 102 à 106). L'organisation d'ERDF vise à répondre à une optimisation technique et financière au vu de la réalité physique du réseau et de la nécessaire maîtrise des coûts de gestion, découlant notamment des objectifs de productivité qui sont imposés à ERDF par le régulateur en vue d'une évolution contrôlée du tarif (TURPE) supporté par les consommateurs. Ainsi, certaines activités plus spécifiques et à forte technicité sont exercées à des périmètres bien supérieurs à celui de la concession : par exemple, les agences maintenance-exploitation des postes sources et les agences de conduite des réseaux interviennent sur plusieurs départements. La plupart des charges, et certains produits, sont enregistrées à un périmètre géographique plus étendu que celui de la concession, par exemple la région ERDF. Cette assise plus large permet de garantir une optimisation de gestion de l'activité. Pour ces raisons, la restitution d'éléments financiers d'exploitation au périmètre de la concession impose la répartition de certains montants collectés à un périmètre plus large que celui de la concession. Les charges ou les produits concernés sont alors ventilés sur la concession grâce à une clé conventionnelle. Ces données sont réparties nationalement entre les directions opérationnelles régionales d'ERDF au prorata des charges directes de chaque activité métier (ex. comptage, relève, gestion clientèle, réseau BT, réseau HTA...). Ces données permettent d'apporter des précisions sur des données comptables enregistrées à un périmètre plus étendu.

Investissements :

54 M€ ont été investis en 2011 sur la concession, dont 23 M€ destinés au raccordement de consommateurs et producteurs, 23M€ destinés à la performance du réseau, plus de 5M€ consacrés aux exigences environnementales et réglementaires.

Parmi ceux-ci 3 M€ d'investissements ont été consacrés aux postes sources dont 225 k€ à la numérisation de ces postes (PCCN).

Parmi les travaux destinés à l'amélioration du réseau, la répartition est la suivante

- Les travaux de modernisation : 12 M€ (+11% / 2010-2011)
- L'enfouissement des lignes : 5 M€ (+35% / 2010-2011)
- Le renforcement des lignes : 4 M€ (-50% / 2010-2011)
- Le renforcement des moyens d'exploitation : 2 M€ (+30% / 2010-2011)

Qualité de service :

Qualité ressentie :

Au vu du CRAC 2011 transmis par le SMED 13 (pp78-79), la qualité ressentie par les clients du réseau s'exprime ainsi :

- 94 % = Satisfaction des clients raccordés en HTA avec un contrat CARD et
- 78 % = Satisfaction des clients raccordés en BT > 3-kVA ou raccordés en HTA hors contrat CARD
- 88,3 % Satisfaction des clients particuliers du département des bouches du Rhône concernant la gestion du réseau de distribution

En comparaison avec le national, cette satisfaction ressentie est inférieure pour le réseau BT et supérieure pour le réseau HTA par rapport à la situation nationale qui présente l'état suivant (source : Reporting ERDF Développement Durable 2012 et Rapport Annuel 2012 RTE sur la Qualité de l'Electricité):

- 96% des clients résidentiels et 95% des clients professionnels en tarif bleu (<36kVA) sont satisfaits de la qualité du service
- 90% des clients ERDF raccordés >36 kVA sont satisfaits de la qualité du service
- 90% des engagements en matière de continuité étaient respectés pour les clients HT de RTE

Qualité réelle :

Au vu du CRAC SMED 13 2011 (pp84-85) Le temps de coupure moyen a augmenté de 17% entre 2010 et 2011. Avec 86 minutes de coupure en moyenne par client BT, les Bouches du Rhône ont une qualité de service non conforme au plafond de 51 minutes fixé par le contrat de service public signé entre l'Etat et EDF (applicable à ERDF). Elle est néanmoins proche de la moyenne nationale. La durée des coupures est plus inquiétante: elles sont longues (plus de 3 minutes) dans 60% des cas. En 2011, le taux d'utilisateur BT ayant subi des coupures cumulées de plus de 3 heures représentaient 12% des utilisateurs, dont plus du tiers plus de 6 heures consécutives, alors que la limite maximale définie par le contrat de service public est de 4,5% (CRE, 2010).

La sensibilité des entreprises aux coupures peut être une explication de la mauvaise perception de la qualité de services chez les clients professionnels.

Le dépassement des seuils de tension est proche de 1% pour les clients BT (en-deçà du taux réglementaire de 3%), 6% pour les clients HTA.

Enfouissement du réseau

61% des réseaux HTA et 45% des réseaux BT sont enterrés mais les objectifs ne sont pas les mêmes : l'enfouissement du réseau HTA est nécessaire pour garantir les objectifs de sûreté des lignes principales en limitant les incidents climatiques sur le réseau aérien; tandis que celui du réseau BT a avant tout un objectif esthétique. La CRE préconise ainsi en priorité l'enfouissement du réseau HTA.

L'enfouissement du réseau HTA est au-dessus de la moyenne française (inférieure à 50%) et l'investissement dans ces travaux reste soutenu, néanmoins le réseau français HTA présente un taux d'enfouissement inférieur à ses homologues allemands et britannique (respectivement 75% et 66%).

Délais de raccordement

Conformément à l'accord signé le 11 mai 2011 par la FNCCR* et ERDF, le compte-rendu annuel d'activité s'enrichit en 2013 d'informations sur les délais de raccordement des consommateurs et producteurs. Le CRAC du SMED 13 exploité dans le cadre de cette étude datait de 2011 et ne contient donc pas ces données. Celles-ci sont en revanche disponibles dans le CRAC de la ville de Cannes. Elles mettent en évidence une différence de traitement entre les demandes de raccordement des consommateurs et des producteurs : si les demandes de raccordement des consommateurs sont traitées en moyenne en 8 jours, celles des producteurs le sont en moyenne en 38 jours. De plus, sur 4 dossiers de demande de raccordement de centrales photovoltaïques < 36 kVA traités, 2 ont été effectuées au-delà du délai contractuel de 3 mois. Ces délais non contractuels peuvent porter préjudices aux producteurs à la fois en matière de date de raccordement effectif de l'installation comme de fixation des tarifs de rachat.

1.1.2.4 Exploitation du questionnaire aux autorités concédantes

En juin 2013, un questionnaire a été transmis aux autorités concédantes afin d'obtenir un état des lieux des réseaux.

Ce questionnaire a été rédigé à partir des données techniques et économiques d'un CRAC type mais également dans le but de collecter des informations techniques et économiques plus détaillées permettant d'étayer la présente étude prospective.

Le questionnaire complet est fourni en annexe 2.

Les résultats apportent peu d'éléments tangibles pour l'étude, aucune réponse n'étant complète. Le questionnaire aborde en effet des thématiques qui ne sont jusqu'à ce jour pas abordées par les autorités concédantes et ne se retrouvent donc pas dans les CRAC.

Sur les 47 autorités concédantes :

- 14 ont répondu avec des réponses de complétude variable
- 33 n'ont pas répondu

Les données manquantes ont toutefois fait l'objet d'une réponse agrégée régionale de la part du concessionnaire.

Les réponses reçues couvrent toutefois 60% des communes et plus de 75% de la consommation (notamment avec les apports de grandes villes comme Marseille et Nice).

Nous notons l'absence de réponse du syndicat des Alpes de Haute Provence, seul syndicat départemental de la région. Ces données étaient d'autant plus pertinentes dans le cadre de l'étude que la plupart des projets de centrales photovoltaïques au sol de la région sont prévus sur ce département qui présente en comparaison un faible niveau de consommation, et est donc susceptible de présenter un déséquilibre offre-demande plus tôt que les autres territoires.

Département	DT ERDF	TYPE_CONCESSION	NOM_CONCEDANT	Réponse
05	Alpes du Sud	Communale	GAP	Oui
05	Alpes du Sud	Syndicale - intercommunale	SYME 05	Oui
06	Alpes Maritimes	Communale	CANNES-06	Oui
06	Alpes Maritimes	Communale	NICE-06	Oui
06	Alpes Maritimes	Syndicale - intercommunale	SDEG-06	Oui
13	Bouches-du-Rhône	Communale	VILLE DE MARSEILLE-13	Oui
13	Bouches-du-Rhône	Syndicale - intercommunale	SMED-13	Oui
83	Var	Syndicale - intercommunale	SYMIELECVAR-83	Oui
83	Var	Communale	LA MOTTE	Oui sans données
83	Var	Communale	LE MUY	Oui
83	Var	Communale	SAINT-TROPEZ	Oui
84	Vaucluse	Communale	CAVAILLON	Oui
84	Vaucluse	Syndicale - intercommunale	SIE REG AVIGNON-84	Oui
84	Vaucluse	Syndicale - intercommunale	SEV84	Oui

Tableau 1 - Liste des concessions de Provence-Alpes-Côte d'Azur ayant répondu à l'enquête

Si les données quantitatives sur les éléments de la concession (longueur des réseaux, nombre de postes HTA/BT, nombre de producteurs, le compte d'exploitation) sont connues, les niveaux d'automatisation ne le sont pas. A fin 2013, l'âge moyen des réseaux sur la région est le suivant (données ERDF):

	Age moyen
Cana BT aérien	26
Cana BT sout	22
BT	24
Cana HTA aérien	33
Cana HTA sout	18
HTA	24

Tableau 2- Age moyen des réseaux de Provence Alpes Côte d'Azur

Ces valeurs montrent que les investissements sur les réseaux ont été soutenus notamment en souterrain du fait du développement et des travaux d'enfouissement et de renouvellement pour lutter contre les aléas climatiques (neige, vents violents, canicule, ...). A noter qu'ERDF n'oriente pas sa politique d'investissement en fonction du critère de l'âge des ouvrages, mais exploite un réseau qui se compose de technologies très variées, exposé à des contraintes d'exploitation également très variables. Les durées de vie étant des durées moyennes par catégories d'ouvrages (il serait en effet impossible de définir a priori et au cas par cas des durées de vie spécifiques ouvrage par ouvrage), certains ouvrages d'une catégorie peuvent être retirés alors qu'ils ne sont pas complètement amortis, suite à déplacement d'ouvrages par exemple. D'autres ouvrages au contraire restent sur le réseau bien au-delà de leur durée de vie théorique, tant qu'ils rendent le niveau de service attendu : ainsi, des ouvrages ayant dépassé la durée de vie moyenne ne sont pas nécessairement identifiés comme « à renouveler ». Pour un ouvrage donné, il n'y a donc pas de lien direct entre son âge et la nécessité de le renouveler.

Si l'âge moyen des réseaux HTA est dans la moyenne française (56 % des réseaux HTA nationaux ont moins de 25 ans), les réseaux BT semblent relativement vieux (87% des réseaux BT nationaux ont moins de 25 ans).

Lors d'une visite d'un poste source (Gorbella dans les Alpes-Maritimes), nous avons appris que le taux de postes sources équipés en PCCN (Poste de Contrôle-Commande Numérique) ne dépassait pas 25% dans ce département.

Les autorités concédantes n'ont pas d'informations sur l'état des postes sources, ceux-ci n'étant pas sous leur juridiction. Elles ne disposent pas non plus de plan d'investissement long terme sur le réseau.

En sus de l'absence de connaissance de l'état technique des réseaux sous concession les autorités concédantes manquent d'éléments de comparaison et d'analyse des écarts permettant d'appréhender la performance technique et économique du patrimoine sous concession par rapport aux moyennes régionales, nationales ou internationales.

Si une commune souhaite engager un projet photovoltaïque, l'autorité concédante peut lui fournir les puissances déjà installées mais aucunement les profils de courbe de charge. Les ambitions locales de développement de production d'électricité décentralisée doivent faire l'objet d'une demande d'étude à ERDF au même titre que le développement de zone à urbaniser pour projeter les impacts en soutirage sur les réseaux, ceci en fonction de la Puissance.

Dans les données fournies aux autorités nous notons l'absence d'information sur :

- Les courbes de charge par poste source ou feeder*
- Les données sur la production décentralisée existante
- Les politiques d'investissement à moyen terme touchant la modernisation du réseau et notamment sa numérisation et les équipements actifs complémentaires envisagés,
- Les coûts de renforcement et raccordement constatés ou estimés des producteurs
- Le niveau d'automatisation du réseau
- Les informations techniques et de fonctionnement des postes sources, ceux-ci n'étant pas dans le périmètre contractuel de la concession

ERDF a d'ailleurs précisé, dans sa contribution au débat de la transition énergétique en Provence-Alpes-Côte d'Azur ³, que l'intégration des centrales au réseau nécessite des fortes concertations locales..

Sur la base des résultats de l'enquête régionale menée dans le cadre de cette étude ,le chiffre d'affaire moyen régional basé sur les recettes brutes par mètre linéaire de lignes du réseau de distribution, (charges d'exploitation non déduites) est de 13 €/mètre linéaire contre 10.2 € / mètre linéaire au niveau national (calcul issu des questionnaires).

Le niveau de pertes moyen régional représente 12% des recettes avec un taux plus important pour le SYME 05, qui s'explique par le niveau de consommation faible du territoire par rapport à la densité

³ Réponse ERDF au courrier de la Région Provence-Alpes-Côte d'Azur sur le débat sur la transition énergétique

du réseau électrique. Cette concession a en effet la taille du réseau électrique de Marseille pour près de 2,5 fois moins d'habitants.

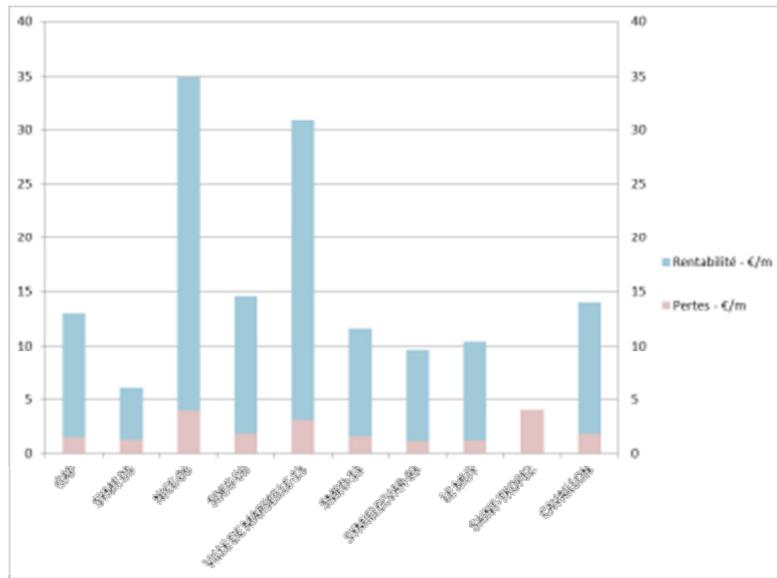


Figure 3 – Chiffre d'affaires par concession

Concernant le flux d'électricité transitant sur le réseau de distribution, les chiffres d'ERDF pour l'ensemble de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur sont les suivants:

- Consommation 2011: 30 TWh pour 3 272 0004 points de livraison
- Parc photovoltaïque installé: 500 MW de capacité répartis sur 28 562 centrales⁴
- Parc éolien : 25 MW de capacité répartis sur 13 éoliennes

On peut en déduire que, sur les 37 TWh de consommation régionale, 80% du flux électrique transite sur le réseau de distribution, le reste étant dissipé en amont pour les approvisionnements des gros consommateurs directement raccordés sur le réseau de transport ou en pertes ou en échanges interrégionaux. Ce ratio divisant la consommation régionale totale d'électricité en 20% pour les consommateurs industriels raccordés sur le réseau de transport et 80% des consommateurs raccordés au réseau de distribution est notamment tiré des informations transmises par RTE dans le cadre des bilans annuels de l'ORECA.

Le questionnaire ayant servi à l'enquête est joint en annexe 2.

En annexe 3 est joint un questionnaire légèrement modifié. Celui-ci précise la liste des éléments qu'il conviendrait que les autorités concédantes obtiennent des concessionnaires pour un assurer un suivi correct de la faisabilité de l'atteinte des objectifs du SRCAE.

⁴ Données PV et éolien au 30/06/2013

1.1.2.5 Synthèse - Les principales problématiques du réseau électrique Provence-Alpes-Côte d'Azur

1.1.2.5.1 Les pertes électriques

Les pertes nationales représentent sur le réseau de distribution plus de 5% de l'énergie consommée⁵, soit de l'ordre de la production annuelle du photovoltaïque et de l'éolien réunis. Ces pertes, d'un montant de près de 1,5 milliards d'Euros, sont répercutés aux consommateurs finaux via le TURPE (dont elle représente 13% de la masse financière).

Par corrélation avec l'analyse faite sur le territoire géré par le SMED 13 (chapitre 1.1.2) les pertes en région Provence-Alpes-Côte d'Azur s'élèvent à plus de 7% de l'énergie consommée.

Dans le modèle français, le gestionnaire de réseaux est seul responsable de la compensation des pertes. L'électricité nécessaire est provisionnée auprès des acteurs du marché de gros au travers de consultations publiques ou en intervenant directement sur le marché. La CRE s'est interrogée sur la pertinence de mettre en place une incitation à la réduction des volumes de pertes dans le cadre de la consultation publique pour la mise en place du TURPE 4 (cf chapitre 1.1.3.2). Il ressort de cette analyse que, si les gestionnaires de réseaux ont quelques leviers pour contenir les volumes de pertes, plusieurs facteurs remettent en cause la pertinence d'un dispositif incitant financièrement les gestionnaires de réseaux à réduire le taux de pertes. La CRE insiste toutefois sur la fiabilité des prévisions de pertes par le gestionnaire en se laissant la possibilité de conduite d'audits si les volumes de pertes sont supérieurs de plus 4% au prévisionnel.

Il existe deux types de pertes : les pertes techniques et les pertes non techniques.

Les pertes non techniques proviennent de consommation d'électricité non enregistrée du fait de fraudes, d'erreurs de comptage et de différences d'index lors de changements d'occupants. Ces pertes représentent 30% des pertes totales. Nous ne disposons pas de données statistiques permettant d'établir que les pertes non techniques en Provence-Alpes-Côte d'Azur seraient notablement différentes.

Les pertes techniques sont de deux types :

- Les pertes cuivre, pertes par effet Joule dans les lignes et proportionnelles au carré de l'intensité, à la longueur, aux sections
- Les pertes fer, pertes dans les circuits magnétiques des postes HTA/BT.

.

Pour limiter les pertes, les solutions techniques sont les suivantes :

- Diminuer la résistance en ligne, principalement justifiable pour les nouvelles installations,
- Modifier les paliers dans les transformateurs, permettant de diminuer les « pertes fer ». Les pertes fer peuvent ainsi être réduites par le remplacement des transformateurs contenant

⁵ Aux USA, les pertes représentent 7% de la consommation du fait du mauvais état du réseau

du PCB par des transformateurs à haut rendement, politique actuellement menée en région Provence-Alpes-Côte d'Azur au titre des actions environnementales et réglementaires,

- Optimiser le réseau en équilibrant au mieux l'offre et la demande et limitant le transit en ligne. La production décentralisée peut avoir trois impacts sur les réseaux :
 - o Une production décentralisée consommée localement permet de limiter les flux de transits et donc les pertes. C'est le cas notamment des centrales photovoltaïques intégrées au bâti,
 - o Une production décentralisée éloignée des centres de consommation peut en revanche amplifier les pertes,
 - o L'utilisation d'onduleurs photovoltaïques intelligents permettrait d'envisager une participation du photovoltaïque aux services systèmes ce qui permettrait d'éviter le transit d'une partie de l'énergie réactive du réseau HT vers le réseau BT et réduirait incidemment les pertes réseau.

L'optimisation de l'équilibre offre-demande avec un fort taux de production photovoltaïque est tout l'objet des démonstrateurs smart grid tel que PREMIO+ à Fréjus et Nice Grid à Nice.

1.1.2.6 Pistes d'actions 2013-2030

Légende :

- En vert : les actions régionales ou ayant une déclinaison régionales.
- En bleu : les actions nationales

 2015

- ☞ Mise en place d'une base de données nationale et régionale permettant d'identifier l'ensemble des immobilisations corporelles dont la propriété revient aux autorités concédantes ainsi que leur configuration technique notamment sur la base des données déjà transmises aux AODE.
- ☞ Mise en place d'un groupe technique chargé de l'élaboration et du suivi de la mise en place d'un plan de numérisation du système de téléconduite du réseau électrique français regroupant les principaux distributeurs, les autorités concédantes et le régulateur de l'énergie.
- ☞ Mise en place (en parallèle avec le projet Linky) d'un modèle de communication multi-réseaux redondé pour les télé-opérations (réseau de communication sécurisée redondé et commun pour piloter l'ensemble des objets électriques intelligents)

 2020

- ☞ Regroupement des autorités concédantes a minima au niveau de la maille départementale et idéalement au niveau d'une maille géographique correspondant à l'organisation des diverses entités en charge de la distribution de l'électricité⁶

⁶ L'article 35 de la loi n° 2010-1563 du 16 décembre 2010 de réforme des collectivités territoriales définit les orientations en matière de syndicats intercommunaux : « 4° la réduction du nombre de syndicats de communes et de syndicats mixtes au regard, en particulier de l'objectif de suppression des doubles emplois entre des EPCI ou entre ceux-ci et des syndicats mixtes ; 5° le transfert de compétences exercées par les syndicats de communes ou les syndicats mixtes à un EPCI à fiscalité propre. » Ce ne sont certes pas des obligations mais tous les Préfets les ont prises comme telles dans leurs schémas de l'intercommunalité ce qui aboutit à des fusions fortes quasi obligatoires.

- ☞ Exploitation des informations Linky pour alimenter un outil automatique de détection de défaillance et de restauration automatique du réseau nécessitant un minimum d'intervention manuelle
- ☞ Mise en place (en parallèle avec le projet Linky) d'un modèle de communication multi-réseaux redondé pour les télé-opérations
- ☞ Identifier dans le mécanisme de rétribution des distributeurs une part spécifique pour la modernisation du réseau électrique. Cette rétribution devrait être différenciée du TURPE, dont la durée (stabilité) est incompatible avec la durée de retour sur investissement des outils de modernisation du réseau requis.
- ☞ Exploitation des données Linky pour fournir des informations automatisées et/ou personnalisées sur l'avancement de la restauration du réseau aux clients finaux (SMS, Twitter, ...).
- ☞ Mise en place d'un outil d'historisation de l'ensemble des données sur l'état du réseau basse tension.
- ☞ Etablissement et mise à disposition des fournisseurs de statistiques individualisées sur la qualité de l'électricité livrée.



2030

- ☞ Mise en place pour la cible des clients industriels d'un modèle de tarification fonction de la qualité et de la sûreté de fonctionnement du réseau.
- ☞ Mise en place de service système redondés sur les parties du réseau les plus critiques (hôpitaux, police, ...).
- ☞ Mise en place d'outil de contrôle du réseau permettant la mise en œuvre de mesure proactive de reconfiguration du réseau en vue d'en améliorer la fiabilité

1.1.3 Règles tarifaires

Ce chapitre permet de présenter la décomposition du tarif électrique, ce qui permet entre autre de comprendre les moyens de rémunération du gestionnaire du réseau de distribution.

1.1.3.1 Les tarifs

Il existe trois types de tarifs réglementés de vente en France :

- Tarif bleu, alimenté en BT monophasé ou triphasé entre 3 et 36 kVA, pour les clients particuliers et petits professionnels
- Tarif jaune, alimenté en BT triphasé entre 36 et 250 kVA, pour les clients professionnels
- Tarif vert alimenté en HTA entre 250 kVA et 10 MW, HTB entre 10 et 40 MW, pour les entreprises. La suppression des TJ et TV est prévue par la loi NOME au 1/1/16

1.1.3.2 Le TURPE

Le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité répond à un double objectif :

- couvrir les coûts engagés par les gestionnaires des réseaux,
- rémunérer les investissements des gestionnaires.

Ce tarif assure 90% des recettes d'ERDF.

Dans le cadre d'un contrat unique entre le client et son fournisseur d'électricité, le TURPE est payé par tout consommateur à son fournisseur d'électricité pour l'électricité qu'il consomme acheminée sur le réseau (donc exclue la production in-situ destinée à l'autoconsommation). Le fournisseur d'électricité reverse cette taxe au gestionnaire de réseau.

Dans le cas où un consommateur souscrit un contrat distinct avec le gestionnaire de réseau (possibilité offerte aux gros consommateurs), le TURPE est payé directement par le consommateur au gestionnaire de réseau.

Ce tarif est actualisé chaque année selon une formule d'indexation basée sur l'inflation.

Le TURPE est l'agrégation des composantes de coûts suivantes :

- Gestion
- Comptage
- Sous-tirages
- Dépassements de puissances souscrites (sans objet dans la plupart des points d'injection contrôlés par disjoncteurs)
- Secours
- Regroupement (uniquement pour les consommateurs sur réseau HTA en offrant la possibilité de regroupement de plusieurs points d'injection)
- Dépassements programmés (uniquement pour les consommateurs sur réseau HTA)
- Facturation de l'énergie réactive (uniquement pour les clients HTA et BT > 36 kVA en cas de dépassement de 40% de l'énergie active en hiver aux heures pleines)

La détermination et l'application du TURPE reposent sur 4 principes :

- La péréquation tarifaire : le tarif est identique sur l'ensemble du territoire national, conformément au principe de solidarité territoriale mentionné par la loi du 10 février 2000,
- Le principe du « timbre poste » : le tarif est indépendant de la distance parcourue par l'énergie entre le site producteur et le site consommateur (solidarité individuelle),
- La tarification : elle est établie en fonction de la puissance souscrite et de l'énergie soutirée,
- L'horosaisonnalité : certaines versions tarifaires connaissent des variations de prix selon les saisons, les jours de la semaine et/ou les heures de la journée. Le rapport Champsaur (Champsaur, 2009) insiste d'ailleurs sur l'importance de l'évolution vers plus d'horosaisonnalité afin de pouvoir donner une valeur tarifaire à l'effacement.

Ces principes de solidarité nationale sont importants et partagés mais ne suffisent pas à favoriser économiquement des initiatives locales de stratégies énergétiques permettant une moindre sollicitation du réseau par la production d'électricité sur une boucle locale, des capacités de stockage, le développement de service système ou d'effacement répartis. En effet, le montant du TURPE est élaboré et proposé par la Commission de Régulation de l'Énergie au vu des orientations nationales en matière de politique énergétique.

Le montant du TURPE s'établit au vu de la puissance souscrite et du volume d'énergie consommée et représente environ un tiers du coût de la facture finale d'électricité.

TURPE et raccordement des installations de production :

Le développement des énergies renouvelables implique un raccordement au réseau. Ce raccordement peut nécessiter trois catégories d'ouvrages, présentant des différences sensibles en termes d'investissement :

- Le branchement
- L'extension
- Le renforcement

Seul le renforcement du réseau est intégralement financé par le TURPE, le branchement et l'extension étant à la charge du producteur seul selon les directives de la loi NOME.

La réglementation imposait jusqu'à maintenant que le coût du raccordement soit financé par le demandeur au minimum à 60%, le reste étant à la charge du gestionnaire de réseau au travers du TURPE.

Ce mode de financement va toutefois changer dans le cadre des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (SR3Enr) (Cf. chapitre 5.1.1.1).

1.1.3.3 La CSPE

Cette contribution sert notamment à financer :

- Les surcoûts de production d'électricité dans les îles,
- Le tarif social, en faveur des clients démunis,
- Les politiques de soutien aux énergies renouvelables,
- La moitié du budget du médiateur national de l'énergie.

Son taux est de **13,5 € / MWh** au 1^{er} janvier 2013. Elle devrait évoluer fortement dans les années à venir compte tenu d'un déficit cumulé de plusieurs milliards d'Euros à ce jour.

1.1.3.4 La TCFE

La Taxe sur le Consommation Finale d'Electricité a fait son apparition le 1er janvier 2011 et remplace les taxes locales sur l'électricité. Elle s'applique sur les particuliers et sur les entreprises dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Cette taxe est reversée aux communes et aux départements.

Le taux maximal de TCFE est de **9,135 €/MWh** au 1^{er} janvier 2013.

Sur l'ensemble du coût de l'électricité, la part locale impacte moins de 10% du coût des tarifs régulés.

1.1.3.5 La Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA)

La CTA permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières. Le montant de la CTA est égal à 27,04% de la partie fixe du tarif d'acheminement appliqué par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité.

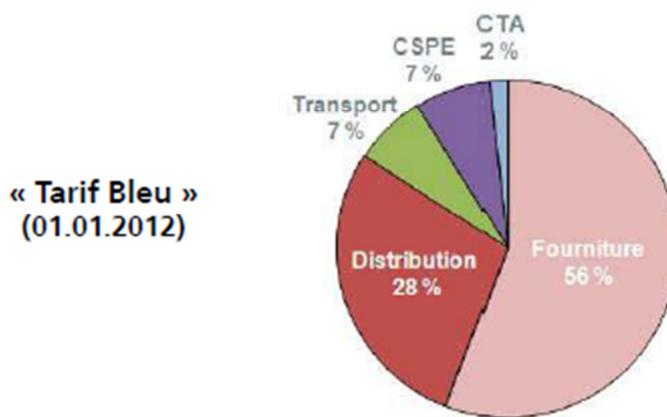


Figure 4 - Décomposition du coût de l'électricité pour un consommateur au tarif bleu (source: RTE)

1.1.4 Flux financiers

Le résultat financier au niveau des concessions présenté dans le CRAC n'est pas représentatif de l'état de santé financière de l'ensemble du réseau de distribution à la maille régionale car les données transmises par ERDF ne représentent pas la réalité compte tenu de la péréquation nationale.

A titre d'illustration, sur les quatorze concessions ayant répondu au questionnaire seules 7 présentent des recettes d'acheminement supérieures aux charges d'exploitation. Au niveau de ces quatorze concessions, on constate un déficit global de 3,4 millions d'Euros, soit un déficit de 1,6 €/point de livraison. Ce résultat partiel n'est toutefois pas représentatif de l'état de santé financière de l'ensemble du réseau de distribution à la maille régionale. car les données transmises par ERDF ne représentent pas la réalité compte tenu de la péréquation nationale.

Ainsi, comme précisé dans le chapitre 1.1.2.2, la plupart des charges et produits d'exploitation sont enregistrés à un périmètre géographique plus étendu que celui de la concession.

En analysant un bilan spécifique, en l'occurrence celui du SMED 13 de 2011, on distingue pour un montant de 252 M€, la répartition suivante :

- 25% pour l'accès au réseau de transport (facturation à 8 €/MWh)
- 12% pour l'achat des pertes sur le réseau (facturation à 60 €/MWh)
- 15% pour l'énergie réactive (facturation de 720 GWh à 60 €/MWh)

Compte tenu d'une baisse de consommation prévisionnelle attendue selon le SRCAE de l'ordre de 9% en 2020 et 14% en 2030, les recettes d'acheminement vont diminuer de près de 70 M€/an en 2020 et 100 M€/an en 2030 en Provence Alpes Côte d'Azur pour un niveau de TURPE constant.

. La moindre consommation pourrait entraîner des économies sur les pertes réseau et sur les achats d'énergie réactive de l'ordre de 7 M€ en 2020 et 14 M€ en 2030. Ces économies ne seront en aucune manière suffisante pour équilibrer les comptes et les possibilités d'investissement dans de nouveaux équipements..

1.2 Réseau gazier

1.2.1 Acteurs

Le réseau est géré sous forme de concessions. Propriétaires du réseau, les autorités concédantes (communes ou groupement de communes) en confient contractuellement l'exploitation, l'entretien et le développement à un gestionnaire, qui est dans 95% des cas GRDF. Comme pour l'électricité le concessionnaire rend compte de son activité en remettant un compte-rendu annuel d'activité de concession (CRAC).

En région Provence Alpes-Côte d'Azur, il n'y a aucune ELD gaz (Entreprise Locale de Distribution). Toutefois il y a des projets de réseau non interconnecté, notamment dans le Var, porté par le Symielec.

1.2.2 Principales caractéristiques

1.2.2.1 Généralités

Tout comme le réseau électrique, le réseau de gaz est constitué d'un réseau de transport et d'un réseau de distribution.

Le réseau de transport, majoritairement exploité dans la région Provence-Alpes-Côte d'Azur par GRTgaz, est constitué de canalisations par lesquelles le gaz naturel entre sur le territoire français et est transporté, sous haute pression (40 à 70 bar environ), de ces points frontière jusqu'au réseau aval. Le niveau de pression (nominalement 67 bars) est maintenu dans une plage de variation acceptable à partir de stations de compression réparties le long du réseau (32 en France). Le gaz circule du réseau de transport vers le réseau de distribution, par l'intermédiaire de postes de détente qui abaissent la pression du gaz de la pression du réseau de transport à celle du réseau de distribution, inférieure à 25 bars.

Le réseau de transport achemine du gaz naturel jusqu'à 4 750 points de livraison en France qui sont soit des distributions publiques, soit des industriels directement raccordés au réseau régional de transport.

Le réseau de distribution, exploité par GRDF, assure la distribution du gaz à la majorité des consommateurs de gaz (environ 11 millions en France, plus de 9000 communes représentant 76 % de la population française).

La pression dans ce réseau varie dans les plages définies dans le tableau ci-dessous :

Pression	Symbole	Plage	Réseaux
Moyenne Pression c	MPc	4 bars < P service < 19.2 bars	Primaires
Moyenne Pression b	MPb	0.4 bars < P service < 4 bars	Secondaires
Moyenne Pression a	MPa	50 mbars < P service < 0.4 bars	Tertiaires
Basse Pression	BP	P service < 50 mbars	

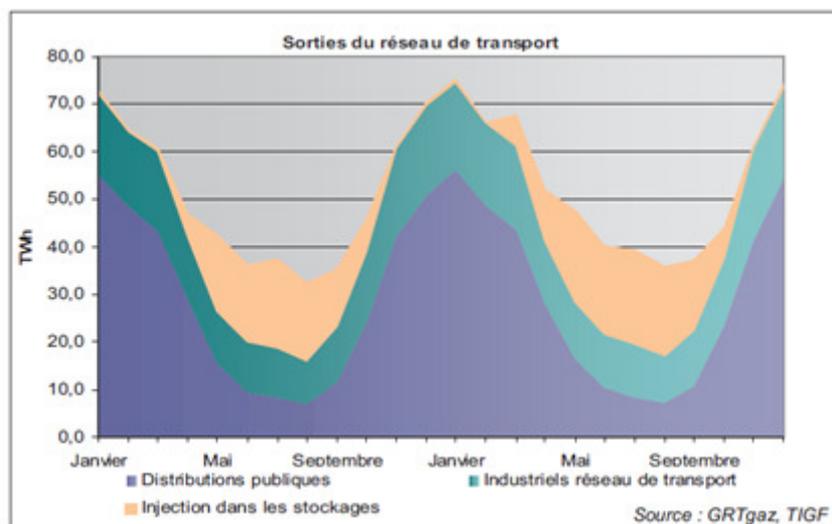
Figure 5 - La distribution de gaz naturel (source: INSA 2008/2009-Didier Jost)

Le réseau de distribution n'est pas maillé et le gaz circule de façon « gravitaire » depuis les points frontière via le réseau de transport puis de distribution jusqu'au client final. A ce jour, il n'y a pas de transit de gaz à « rebours » (gaz remontant vers des réseaux de plus gros diamètre).

GRTgaz est également responsable de l'équilibrage infra-journalier de son réseau.

Les sources de flexibilité permettant d'assurer cet équilibrage sont de trois types :

- Le stock en conduite disponible pour assurer les besoins de modulation des clients est variable d'un jour à l'autre. Il dépend fortement du niveau de consommation de gaz et du transit global sur le réseau, ainsi que de la répartition des flux entrée/sortie de gaz. Une partie du stock est avant tout destinée à GRT gaz pour assurer une continuité de service à ses clients directement raccordés et pour couvrir les besoins de modulation du marché conventionnel. Une fois ces deux besoins couverts, le stock en conduite utile pour répondre à des besoins additionnels de modulation infra-journalière. Le stock en conduite utile atteint à l'échelon national 110 GWh en été et 65 GWh en intersaison. Il est quasi-nul en hiver.
- Les stockages souterrains permettant de faire face à la saisonnalité de la demande (la variabilité de la demande est de l'ordre de 5 à 7 fois la puissance appelée] entre hiver et l'été), assurer la sécurité d'approvisionnement, fournir un outil d'équilibrage dans la gestion journalière des réseaux. La France a 14 sites de stockage (11 en nappe aquifère, 3 en cavité saline) d'énergie utile de 137 TWh avec une capacité de soutirage maximal de 2,7 TWh/jour.
La région Provence-Alpes-Côte d'Azur (GRTGaz/TIGF, 2010) (plus exactement la maille Provence qui ne recouvre que très partiellement le nord et l'ouest de PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR) a un unique site de stockage d'énergie utile (cavité saline) de 3,1 TWh à Manosque mais exploité en hiver uniquement pendant les périodes de froid. Du fait de faibles capacités de soutirage, ce site ne contribue pas à la gestion journalière.
- Le réseau de gaz de Provence-Alpes-Côte d'Azur est principalement alimenté à partir des deux terminaux méthaniers de Fos/Mer (Fos Tonkin et Fos Cavaou) ayant une capacité de stockage de GNL (gaz naturel liquéfié) de 480 000 m³. La ressource totale a été estimée entre 2013 à 2020 à 5 GWh en moyenne (GRTgaz, 2010).



Le stock de conduite présente des ressources limitées de flexibilité, notamment au regard de besoins grandissant liés au développement de nouvelles centrales à cycle combiné gaz (CCCG) qui accroissent le besoin de modulation infra-journalière, notamment à l’Ouest de la région, à savoir :

- Martigues – Transformation de la centrale fioul, dit « repowering », en deux cycles combinés gaz de 465 MW chacun (mise en service : 2012) – exploitant : EDF
- Fos/Mer – CCCG de Combigolfe de 424 MW (mise en service : 2010) – exploitant GDF-Suez
- Fos/Mer – CCCG de Cycofos de 486 MW (mise en service : 2010) – exploitant GDF Suez

Les capacités d’échange de gaz au sein de la maille Provence sont les suivantes :

- Transfert depuis la partie du réseau GRTgaz située plus au nord
- Transfert depuis le réseau TIGF⁷, exploitant la partie occidentale de la maille, hors région PROVENCE-ALPES-CÔTE D’AZUR, pour répondre à une demande de flexibilité infra-journalière équivalente de deux CCCG

Il est à noter toutefois que la centrale Cycofos a été stoppée en 2013 et qu’une réflexion est en-cours pour une utilisation en période hivernale seule de la centrale Combigolfe.

L’effondrement du prix des quotas carbone d’une part, la part croissante des énergies renouvelables et la demande de gaz en provenance du Japon rendent le gaz beaucoup moins compétitif que le charbon en Europe, et les CCCG se retrouvent actuellement peu compétitives voire en situation de devoir s’arrêter.

⁷ TIGF, filiale de Total, est le second acteur du transport en France, assurant la gestion du réseau dans le Sud Ouest

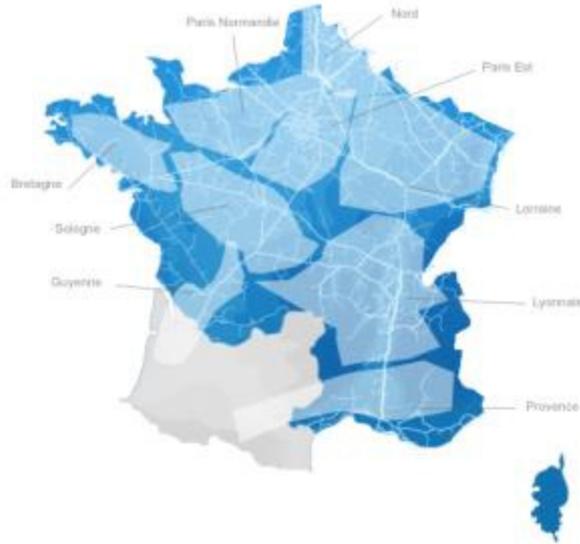


Figure 7 - Les 9 mailles du réseau de transport de gaz en France (source: www.grtgaz.com)

La modulation infra-journalière des consommations matérialise la variation horaire de la consommation en gaz naturel durant une journée.

Elle se caractérise par :

- Un volume modulé journalier qui quantifie les volumes de gaz à mobiliser au cours de la journée par rapport à la consommation moyenne
- Une amplitude de débit horaire de fonctionnement qui représente l'écart entre la consommation horaire maximale et minimale.

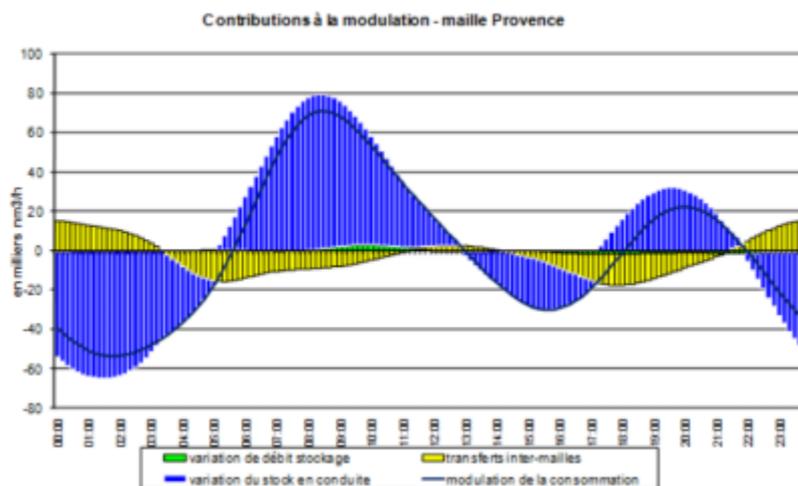


Figure 8 - Courbe de charge annuelle journalière à la maille Provence (source : *ETUDE DE LA CAPACITE DES INFRASTRUCTURES GAZIERES A REpondre AUX BESOINS DES CENTRALES PREVUES – GRTgaz/TIGF*)

1.2.2.2 Analyse d'un compte-rendu d'activité annuel – le SMED 13

Afin d'étudier la pertinence des informations d'un tel compte-rendu, le compte-rendu d'activité 2012 du SMED 13 a été analysé. Le compte-rendu complet est fourni en annexe 6.

Le SMED 13 a la spécificité de fédérer l'intégralité des communes des Bouches-du-Rhône excepté Marseille, soit 118 communes, ce qui en fait le syndicat le plus important de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

L'exploitation du CRAC n'est toutefois pas révélateur car la grande majorité des moyens mis en œuvre par GRDF est mutualisé à différentes mailles, c'est le cas des coûts de maintenance, des charges d'exploitation. La maille d'exploitation est une maille au moins régionale, qui est de plus différente de la maille administrative, objet dans le cadre de l'étude. Comme pour l'électricité la péréquation tarifaire nationale lisse totalement les phénomènes locaux, comme par exemple l'exploitation de grande ampleur de biométhane.

Caractéristiques générales:

Le réseau est constitué de :

- 27 km de longueurs de canalisations basse pression
- 1 932 km de longueurs de canalisation moyenne pression
- 115 postes de détente de distribution

Le réseau dessert 90 416 clients consommant 2 436 GWh dégageant 22 M€ de recettes.

Producteurs :

Il n'y a aucune centrale de méthanisation en injection directe sur le réseau. C'est le cas pour l'ensemble de la région.

Les centrales biomasses existantes fonctionnent en cogénération (voir liste exhaustive pour la région au chapitre 3.1.1.3).

Charges d'exploitation :

Les charges d'exploitation ont représenté 13,4 M€ en 2012.

Investissements :

3,6 M€ ont été investis en 2012 sur la concession dans le développement et la sécurité (entre parenthèses l'évolution 2011-2012):

- Développement des ouvrages dans les territoires non encore desservis : 2 M€ (+27%)
- Sécurité industrielle : 1,7 M€ (+52%)

Les coûts de maintenance des réseaux gaz pour l'ensemble de la région sont de 14 M€.

Il est à noter qu'à la différence du raccordement au réseau électrique qui est un droit en-dehors de toute considération de rentabilité économique, le raccordement au réseau de gaz est à la charge du

concessionnaire si le critère de décision Bénéfice sur Investissement est positif⁸, sinon l'autorité concédante peut apporter une contribution permettant de compenser le surinvestissement.

Qualité de service :

Qualité ressentie : 96% des clients particuliers et 94% des professionnels sont satisfaits par la qualité de service...le plus grand souci de mécontentement étant les tarifs qui sont fixés réglementairement par la CRE.

L'indice de confiance global des autorités concédantes envers GRDF est de 81%, dans la moyenne nationale et en hausse continue depuis les 4 dernières années.

Age du réseau

L'âge moyen du réseau est de 21,2 ans. Sa durée d'amortissement est de 45 ans.

1.2.2.3 Exploitation du questionnaire aux autorités concédantes

Le recueil des informations auprès des autorités est décrit dans le chapitre 1.1.2.2.

Les résultats apportent peu d'éléments tangibles pour l'étude, en particulier dans la mesure où aucune centrale de production de biométhane avec injection sur le réseau n'existe actuellement. De plus seuls 10 syndicats ont répondu Comme pour l'électricité GRDF nous a fourni des informations agrégées complémentaires.

Les réponses couvrent 30% des points de livraison et 50% de la consommation

L'âge moyen des canalisations en Provence-Alpes-Côte d'Azur est de 22 ans.

Lors d'une réunion avec GrdF et le Smed 13 en septembre 2013, le concessionnaire et l'autorité concédante ont réaffirmé le bon état du réseau de gaz, le faible nombre d'incidents (fuites) observées sur le réseau et un âge satisfaisant du réseau (en moyenne 20 ans).

1.2.2.4 Pistes d'actions 2013-2030

Légende :

- En vert : les actions régionales ou ayant une déclinaison régionales.
- En bleu : les actions nationales



- ☞ Mise en place d'une agrégation à un échelon infrarégional des courbes de charges
- ☞ Identification des principaux projets biogaz (méthanisation/gazéification/méthanation) et mise en place d'une base de partage des études de faisabilité
- ☞ Etudier la faisabilité technique et financière d'équipement des postes les zones concernées par les projets de méthanisation avec des compresseurs afin de permettre la circulation du gaz vers les réseaux plus haute pressions

⁸ conformément au décret 2008-740 du 28 juillet 2008

Identification des principaux projets GNV



-  Regroupement des autorités concédantes a minima au niveau de la maille départementale et idéalement au niveau d'une maille géographique correspondant à l'organisation des diverses entités en charge de la distribution de gaz et de leur contrôle⁹
-  Favorisation du déploiement du compteur communiquant gaz, Gazpar, auprès des principaux consommateurs de gaz en région Provence Alpes Côte d'Azur et des outils de mesures d'impacts des mesures d'économies d'énergie induites



-  Mise en place d'un projet pilote en méthanation et de façon induite d'un gestionnaire multi-réseaux (chaleur, électricité, gaz) – (un projet est en cours de création sur le Grand Port Maritime de Marseille avec l'ADEME, la Région, Air Liquide, AREVA,...)

1.2.3 Règles tarifaires

1.2.3.1 *Description des tarifs réglementaires et règles d'évolution*

Les tarifs réglementés de vente du gaz sont de deux types :

- les tarifs à souscription, pour les professionnels raccordés au réseau de transport du gaz et ceux raccordés au réseau de distribution consommant plus de 4 GWh par an. Ces tarifs ne sont plus disponibles, seuls les clients en bénéficiant aujourd'hui peuvent conserver leur contrat.
- les tarifs en distribution publique pour les clients résidentiels et professionnels raccordés au réseau de distribution consommant moins de 4 GWh par an.

⁹ L'article 35 de la loi n° 2010-1563 du 16 décembre 2010 de réforme des collectivités territoriales définit les orientations en matière de syndicats intercommunaux : « 4°/ la réduction du nombre de syndicats de communes et de syndicats mixtes au regard, en particulier de l'objectif de suppression des doubles emplois entre des EPCI ou entre ceux-ci et des syndicats mixtes ; 5°/ le transfert de compétences exercées par les syndicats de communes ou les syndicats mixtes à un EPCI à fiscalité propre . » Ce ne sont certes pas des obligations mais tous les Préfets les ont prises comme telles dans leurs schémas de l'intercommunalité ce qui aboutit à des fusions fortes quasi obligatoires.

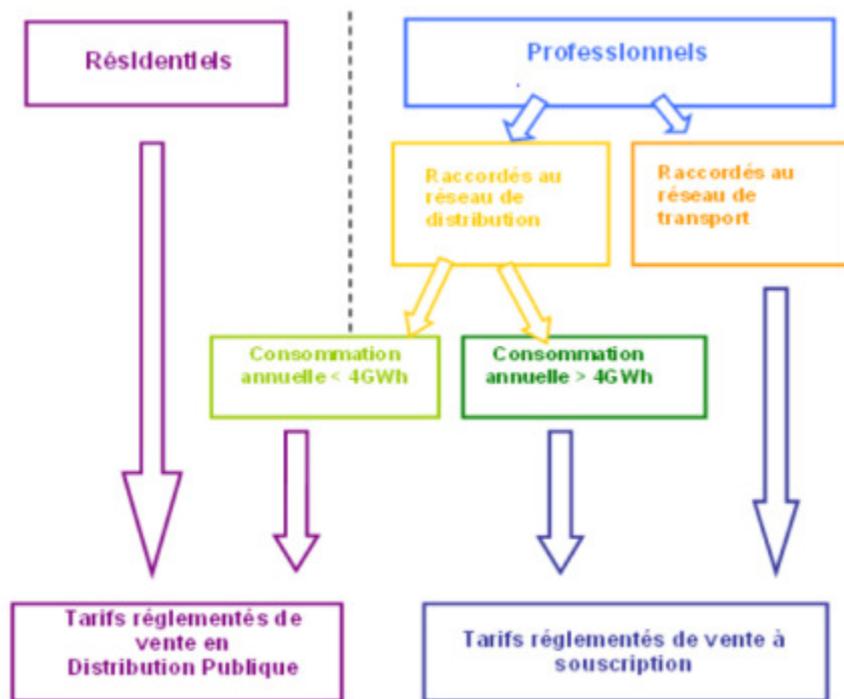


Figure 9 – Tarifs réglementaires de vente du gaz (source : CRE)

La loi du 3 janvier 2003 impose que les tarifs réglementés de vente de gaz couvrent les coûts de fourniture des opérateurs et que les décisions sur ces tarifs « sont prises par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur avis de la Commission de régulation de l'énergie ». Il est prévu qu'un arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie pris après avis de la CRE fixe les barèmes des tarifs réglementés. Ces derniers sont réexaminés annuellement et révisés s'il y a lieu en fonction de l'évolution de la formule tarifaire et compte tenu des modifications intervenues à l'initiative du fournisseur.

1.2.3.2 Taxe et fiscalité

Trois contributions peuvent être incluses dans le prix de détail hors taxes (i.e. hors TVA) du gaz ou apparaître en tant que telles sur les factures des consommateurs :

- la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) qui est un prélèvement additionnel au tarif d'utilisation des réseaux et qui assure le financement des retraites des agents des activités régulées. Cette contribution fixée par arrêté ministériel est indépendante du fournisseur mais dépend de la catégorie de client. A ce jour, elle apparaît de manière distincte sur la facture du consommateur chez la plupart des fournisseurs
- la contribution au tarif spécial de solidarité (CTSSG) qui permet de financer le tarif spécial de solidarité accordé pour les foyers dont le revenu est inférieur à un plafond. Dans la plupart des cas, elle est incluse dans le tarif de vente.
- La contribution biométhane qui permet de financer les charges de service public portant sur l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel. Dans la plupart des cas, elle est incluse dans le tarif de vente.
- la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel (TICGN), dont sont notamment dispensés les consommateurs résidentiels

Par ailleurs, la TVA s'applique à hauteur de :

- 5,5% sur l'abonnement (y compris la CTA)
- 19,6% sur le reste de la facture

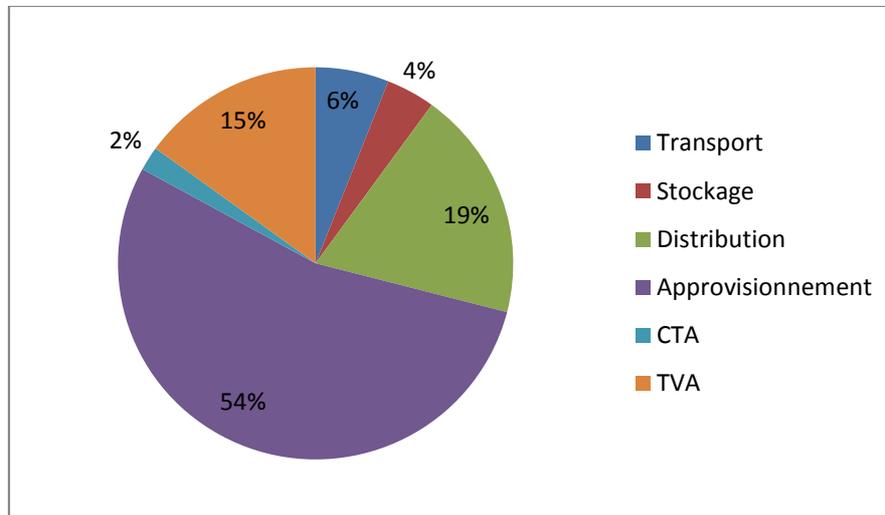


Figure 10-Décomposition du coût du gaz pour un client moyen en distribution publique (source - CRE 2012)

1.2.4 Flux financier

Sur les 10 concessions ayant un réseau de gaz qui ont répondu, seule 1 (le SDEG 06) présente un exercice légèrement déficitaire, soit des charges d'exploitation supérieures aux recettes d'acheminement. La différence avec le réseau électrique peut aisément se justifier du fait que la construction d'un réseau de gaz est assujettie à une assurance de rentabilité économique. A la différence de ce qui se passe pour l'électricité, il n'y a en effet pas d'obligation de desserte de client.

L'exploitation des résultats des 10 concessions aboutit aux résultats suivants :

- chiffre d'affaire de 89,8 millions d'Euros lié aux recettes d'acheminement
- un gain moyen de 234 €/ point de livraison.

Les charges d'exploitation nationales sont affectées partiellement sur la base de clefs de répartition pour leur affectation à chaque concession.

En exploitant le CRAC du SMED 13, sur les 13,4 M€ de charges globales seules 7,7 M€ sont calculées à partir de données locales, le reste étant réparti à partir des données nationales.

2 Impacts techniques du développement du photovoltaïque et des véhicules électriques sur les réseaux de distribution d'électricité en Provence-Alpes-Côte d'Azur

2.1 Scénario prospectif

2.1.1 Evolution du développement du photovoltaïque et impact sur les injections

2.1.1.1 *Etat des lieux en Europe*

La filière industrielle photovoltaïque européenne traverse une situation difficile du fait d'une situation de surproduction et d'une concurrence avec une industrie chinoise massivement subventionnée. Néanmoins, les coûts continuent de baisser au niveau des technologies au silicium cristallin et couches minces ce qui assure une continuité de développement de projets.

L'évolution actuelle des prix du marché dirige le photovoltaïque vers la parité réseau, égalité du kWh d'origine photovoltaïque avec les prix de détail. Ainsi, malgré la crise, la tendance de développement de la filière dépasse les prévisions les plus optimistes des feuilles de route nationales (NREAP).

Les NREAP annonçaient 85 GWc installés en Europe en 2020 alors que le tendancier conduit vers 150 GWc avec le seuil des 100 GWc qui devrait être atteint dès 2015.

Ainsi, fin 2012, la puissance PV était de 68 GWc.

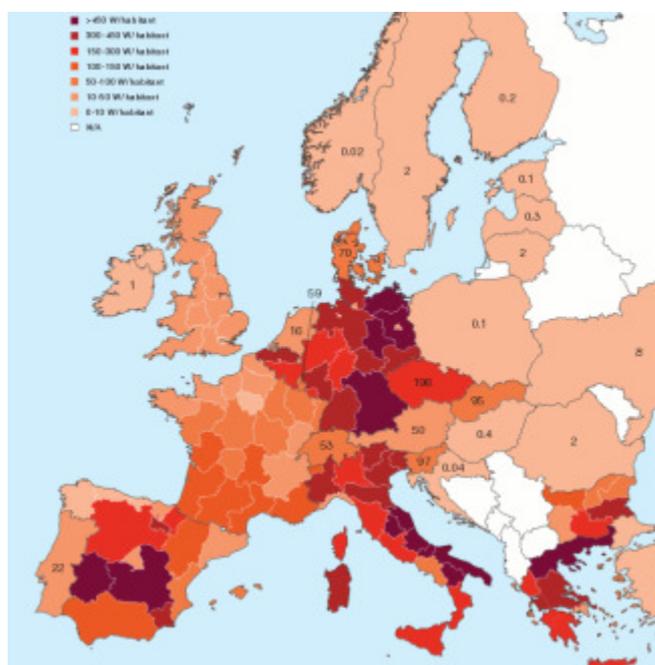


Figure 11 - Capacité photovoltaïque installée en Europe en 2012 (Source : Global Market Outlook for Photovoltaic – EPIA)

2.1.1.2 Bilan et perspectives de développement en Provence-Alpes-Côte d'Azur

Les statistiques sur la production photovoltaïque injectée sur le réseau de distribution en Provence-Alpes-Côte d'Azur au 30 juin 2013 sont les suivantes (source : SOeS) :

- Nombre = 28 797 unités de production (dont 0,5% sur le réseau HTA)
- Puissance = 579 MW (dont 60% sur le réseau HTA)

Il est à noter que la capacité installée est particulièrement élevée dans les Alpes-de-Haute Provence répondant en 2013 à plus de 6% de la consommation du territoire (alors que dans les autres territoires ce taux n'excède pas 1%). Un tel taux ne devrait pas être atteint à l'échelle régionale avant 2028 (voir Figure 12).

Les Alpes de Hautes-Provences centralisent en effet les plus grandes centrales de Provence-Alpes-Côte d'Azur avec :

- 10 parcs au sol aux Mées (de puissance totale 73 MW (il est attendu 100 MW à échéance),
- 4 parcs au sol à Curbans de puissance totale 26 MW.

Les autres parcs importants de la région sont :

- 12 MW à Saint-Martin de Crau (Bouches-du Rhône),
- 12 MW à Figanières (Var).

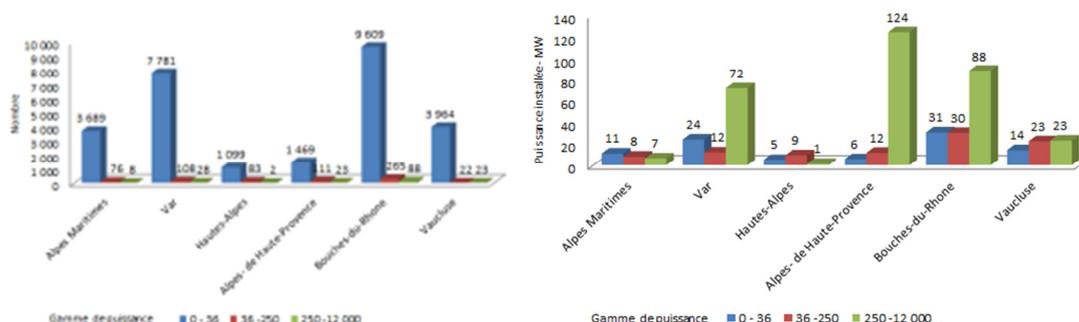


Figure 12 - Répartition des installations photovoltaïques en nombre et en puissance au 30/06/2013 (source : ERDF)

Plus généralement, 85% de la production photovoltaïque est injectée sur le réseau de distribution dont 60% dans des zones alpines faiblement consommatrices (voir Figure 13). Les 15% restants sont injectés directement sur le réseau HTB.

Par comparaison le taux de production injectée sur le réseau de distribution pour l'éolien est de 50% ; de plus les critères d'intégration des grands projets éoliens aboutissent à une difficulté de développement dans des zones présentant des potentiels problèmes d'accueil. Les 50% restants sont injectés de leur côté sur le réseau HTB.

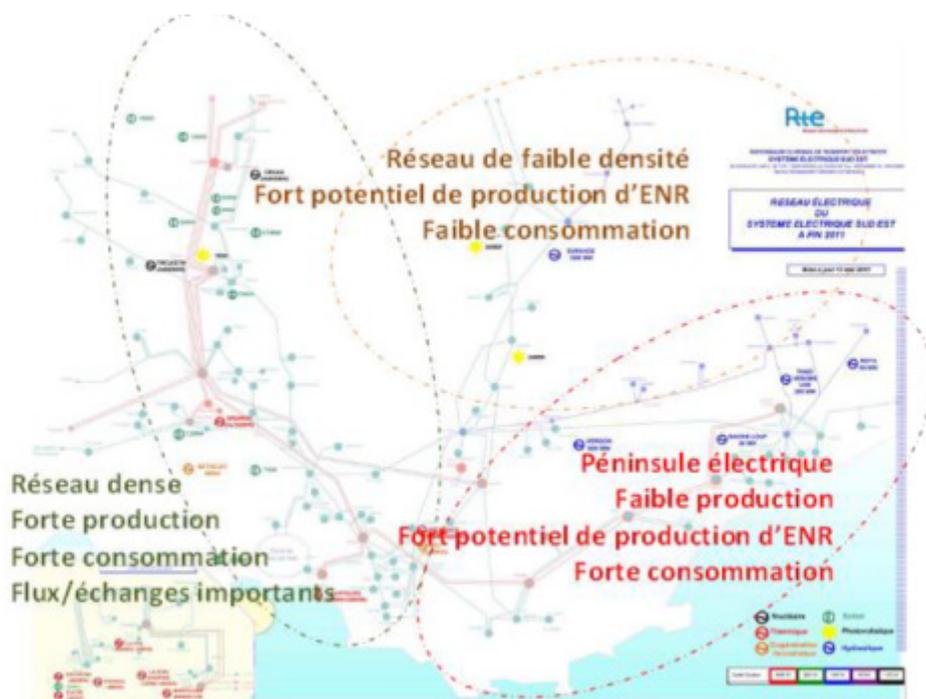


Figure 13 - Le réseau de transport électrique régional (source: RTE)

Selon l'étude du potentiel de production d'électricité d'origine solaire en Provence-Alpes-Côte d'Azur d'Axenne pour l'ADEME et l'Observatoire Régional de l'Energie (2009), le potentiel additionnel réalisable à court terme (2020), prenant en compte les contraintes environnementales, paysagères et architecturales est estimé à 3 600 MW pour un productible de 4,3 TWh/an. A ce potentiel, s'ajoute un potentiel réalisable à moyen terme (2030) estimé à 7.300 MW pour un productible total de 8,8 TWh/an.

Le scénario Négawatt proposait l'installation de 1 270 MW en toiture et 1.670 MW au sol d'ici 2020, pour une production annuelle de 3,88 TWh. D'ici 2030, les presque 5.500 MW installés au total permettraient d'assurer une production de plus de 7 TWh chaque année (3,4 TWh de toiture et 3,6 TWh au sol correspondant à 370 000 logements équipés et 8 000 hectares de fermes au sol). Cela correspond à l'installation annuelle de 1 million de mètres carrés de panneaux photovoltaïques en toiture et 16 millions de mètres carrés de panneaux au sol d'ici 2020. Il s'agit du rythme d'installation observé en région Provence- Alpes-Côte d'Azur en 2011.

In fine le SRCAE, dans sa version validée en juin 2013, prend pour hypothèse une capacité installée de 900 MW en toiture (950 MW au sol) en 2020 et 2 x 1900 MW installé en 2030 soit un productible à cet horizon de 4,7 TWh. C'est ce dernier objectif qui est pris en compte dans le cadre de la présente étude. Bien que cet objectif paraisse globalement raisonnable en regard des tendances observées en matière de connexion au cours des derniers mois, le développement du photovoltaïque sur ces bases va impacter de manière significative le mix énergétique au moment du pic de production photovoltaïque. Cet impact est renforcé par la baisse attendue de la consommation énergétique de la zone compte tenu des objectifs ambitieux retenus par le SRCAE en matière d'efficacité énergétique. Ainsi le PV devrait représenter 60 % de la puissance consommée au moment du pic de production d'été et couvrir 8% de la consommation régionale (voir Figure 14).

Cette analyse macroscopique est complétée dans les chapitres suivants d'analyses plus précises sur l'impact du photovoltaïque sur l'équilibrage du réseau à différents horizons de temps.

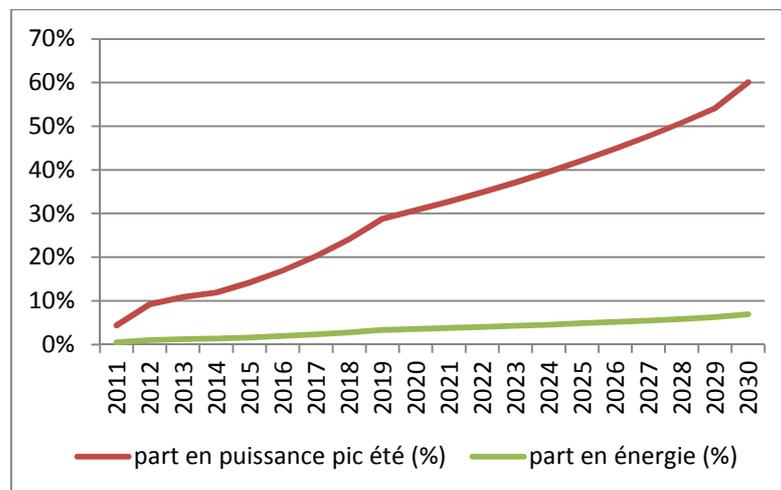


Figure 14 - Part du photovoltaïque dans la consommation régionale PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR (source: SRCAE - mise en forme Atiane)

2.1.2 Evolution du développement des véhicules électriques et impact sur les soutirages

2.1.2.1 Etat des lieux en Europe

Il est prévu, à l'horizon 2020, 742 000 véhicules électriques et 977 000 hybrides rechargeables en Europe, l'Europe pesant ainsi 35 % du marché mondial (60% sur la part véhicules électriques).

Afin de garantir une recharge pour les véhicules partout en Europe, il faut que les véhicules soient compatibles avec le réseau de recharge. Pour cela, la Commission européenne a adressé en 2010 un mandat aux organismes européens de normalisation (CEN, CENELEC et ETSI) en leur demandant de développer une interface de recharge normalisée permettant d'assurer l'interopérabilité et une connectivité sécurisée entre la borne électrique et la prise du véhicule électrique. Par ailleurs, elle a demandé à ces organismes d'étudier la possibilité pour les utilisateurs de profiter de l'électricité durant les « périodes creuses », afin de leur garantir une électricité au meilleur coût, mais aussi éviter la surcharge des réseaux électriques pendant la journée.

Ainsi, le projet Cenit Verde piloté par un groupement d'entreprises espagnoles telles que des constructeurs comme SEAT ou producteurs d'électricité comme Iberdrola et Endesa, a pour objectif d'examiner l'impact de la charge des véhicules électriques sur le réseau et de chercher les moyens les plus efficaces d'y intégrer les futures bornes de recharge.

2.1.2.2 Perspectives de développement en Provence-Alpes-Côte d'Azur

Le SRCAE prévoit que 8% des véhicules individuels et utilitaires soient électriques d'ici 2030, soit 282 000 véhicules (4% en 2020 soit 151 000 véhicules), essentiellement pour les trajets urbains.

Pour les modélisations de la présente étude nous avons pris comme hypothèse que le réseau disposerait de 20 000 bornes de recharge triphasées à charge ultra rapides (43 KVA) 20 000 bornes

triphasée à charge rapide (22 KVA) et 400 000 bornes de recharges monophasées à charge lente (3 kVA) situées pour 60 % à domicile et 40 % sur le lieu de travail.¹⁰

	La recharge normale	La recharge accélérée	La recharge rapide
Puissance	≤ 3 kVA	≤ 22 kVA	≥ 43 kVA
Durée	6-8 heures	1-2 heures	20 - 30 minutes
Usage	La recharge se fait au domicile pour les particuliers et sur le lieu de travail pour les professionnels.	Les bornes de recharges seront installées sur des zones de stationnement public ou d'entreprise. Ce mode est réservé aux grands rouleurs ou de complément de recharge pour les trajets longs.	La recharge est réservée aux grands rouleurs et aux longs trajets

Figure 15 - Les types de recharges (source : *La mobilité électrique : un nouveau défi – ERDF*)

Le standard de borne de recharge qui devrait s'imposer serait le mode 3 (voir Figure 16) qui autorise un pilotage intelligent de la charge...mais pour le moment une guerre des normes est engagée.

Ce mode présente les avantages suivants :

- Il vérifie avant d'enclencher la recharge que le véhicule est bien connecté, que sa masse est bien reliée au circuit de protection de l'installation, que les puissances entre le câble, le véhicule et le circuit de charge sont cohérentes,
- Il dispose côté infrastructure d'un contrôleur de recharge qui détermine la puissance maximale allouée au véhicule en tenant compte du fonctionnement éventuel d'autres équipements électriques (ex : lave-vaisselle, lave-linge, ...),
- Il permet d'optimiser la durée de rechargement du véhicule.

EV Plug Alliance, une association d'industriels du secteur des équipements électriques, développe un label garantissant la conformité avec les prises et connecteurs de Type 3 du projet de norme CEI.

L'objectif est d'assurer les normes de sécurité de l'équipement de recharge de l'ensemble des véhicules électriques à usage résidentiel ou commercial tout en optimisant les coûts.

En mai 2011, le gouvernement a publié un livre vert (Nègre, 2011) sur les infrastructures de recharge ouvertes au public pour les véhicules « décarbonés » qui décrit le cadre conceptuel et organisationnel afin de faciliter le déploiement de ces infrastructures au niveau national. Ce livret a pour but de servir de guide pour assister les collectivités territoriales dans la mise en œuvre de leurs projets.

¹⁰ Le plan gouvernemental estime à 2 millions le nombre de véhicules électriques en France en 2020 (après 500 000 en 2015), partagé entre un tiers de véhicules purement électriques et deux tiers de véhicules hybrides rechargeables, avec un nombre de prises de 975 000 en 2015, dont 900 000 au domicile ou sur le lieu de travail, et le reste sur le domaine public.

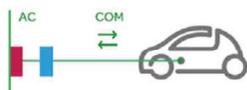
Mode 1	Mode 2	Mode 3	Mode 4
Prise domestique et rallonge	Prise domestique et câble équipé d'un dispositif de protection	Prise spécifique sur un circuit dédié	Connexion en courant continu (DC) avec un chargeur externe
			
<i>Simple car le véhicule se branche directement au « secteur »</i>	<i>Meilleure sécurité que le mode 1 grâce au boîtier de contrôle intégré au câble</i>	<i>Dialogue permanent entre le véhicule et l'infrastructure de recharge grâce à un 4^{ème} fil</i>	<i>il permet une recharge très rapide</i>
<i>Peu de sécurité</i>	<i>Solution coûteuse étant donné les spécificités du câble</i>		

Figure 16 - les types d'infrastructures de recharge (source : Véhicules électriques et infrastructures de recharge - Observatoire du véhicule d'entreprise)

La solution mode 2 la plus onéreuse s'élèverait à près de 500 € par prise à domicile, 1350 € dans immeuble, 2000 € sur voie publique.

2.1.3 Analyse prévisionnelle des courbes de charge à horizon 2030

2.1.3.1 Définition du scénario

2.1.3.1.1 Hypothèses de consommations

Note importante : Par défaut de données de la part de gestionnaires sur les profils de charge, les courbes pour l'année de référence 2006 ont été établies à partir d'hypothèses de puissance sur la base d'une agrégation de sources diverses sur une année type pour les départements du Var et des Alpes-Maritimes. Ces données ont ensuite été corrélées à l'échelle de la région. Il s'agit donc de valeurs approximatives avec des marges d'erreur significatives. Les profils des courbes sont toutefois représentatifs et des valeurs réelles pour une année peuvent être obtenues depuis novembre 2013 sur le site eco2mix (<http://www.rte-france.com/fr/developpement-durable/eco2mix>); ces données n'étaient toutefois pas disponibles lorsque cette partie de l'étude a été réalisée.

Les courbes de consommation ont été estimées pour les journées types suivantes :

- Hiver : Forte demande & production PV faible – 3 pics de consommation: 13h/19h/23h (passage HC et enclenchement cumulus ECS)
- Printemps : Faible demande & production PV forte - 2 pics de consommation 13h/23h
- Eté : Forte demande (tourisme) & production PV forte - 3 pics de consommation: 13h/19h/23h

De même nous avons considéré des journées avec les caractéristiques suivantes :

- Une température moyenne
- Un bon ensoleillement
- Une amplitude thermique journalière moyenne

Il faut toutefois noter que les consommations sont sensibles aux variations des températures et à l'ensoleillement (particulièrement en hiver, l'ensoleillement présentant des apports passifs à travers les vitrages permettant pour une température extérieure identique des consommations moindres):

- + 60 MW pour 1 degré en plus en été
- + 200 MW pour 1 degré en moins en hiver

Les gains en matière d'efficacité énergétique sont mentionnés à titre d'objectif dans le cadre du SRCAE pour chacun des modes de consommation. Ces gains ont été appliqués à la répartition de la charge de consommation électrique aux pointes de consommation en hiver et en été telle qu'établie en 2010 par Atiane Energy dans le cadre de l'étude pour la finalisation du plan de sécurisation électrique de l'Est de Provence-Alpes-Côte d'Azur. Des modélisations ont néanmoins été effectuées pour adapter cette étude de cas à l'ensemble de Provence-Alpes-Côte d'Azur et non aux seuls départements du Var et des Alpes Maritimes.

2.1.3.1.2 Hypothèses de production photovoltaïque

Les objectifs de production photovoltaïque sont les suivants :

- Puissance installée : 3800 MW (objectifs du SRCAE)

La production photovoltaïque diminue pour un ensoleillement plus faible ou une température plus élevée (0,4% de variation de puissance pour 1° de plus) et des passages nuageux peuvent générer des variations brutales (voir sur ce point le chapitre 2.3.3.3) qui doivent être compensées par des soutirages sur le réseau RTE.

2.1.3.1.3 Hypothèses de gestion des véhicules électriques

Les hypothèses concernant la gestion des véhicules électriques sont les suivantes (déclinées du « Livre vert sur les infrastructures de recharge »)

- Nombre de véhicules : 282 000 (objectifs du SRCAE)
- Lieux de recharge : 90% à domicile ou sur lieu de travail
- Durée de charge : 50% se rechargent en 1h30 (la moitié des déplacements n'excédant pas 20 km/jour avec une consommation de 0,2 kWh/km)
- Heures de connexions les plus importantes :
 - Pic 18h-20h (arrivée domicile): 50% des véhicules **raccordés**
 - Pic 10h-12h (arrivée travail): 20% des véhicules **raccordés**
- Puissances de raccordement :
 - 3 kVA sur les charges lentes privées et entreprises (90% du parc)
 - 22 kVA et 44 kVA (répartition 50%-50% soit une moyenne de 33 kVA) sur les charges rapides publiques/station services/flottes captives

		← Répartition de 100% de la recharge suivant le lieu →							
		Lieu de recharge principale			Lieu de recharge secondaire				
		Privé	Parking public	Voirie	Parking public	Voirie	Privé (hôtels etc.)	Rapide	
Technologie de véhicule / lieu de stationnement principal	VE	3 kVA			3 kVA ou 3 à 22 kVA (VE uniquement)			43 kVA	
		Privé	90%	0%	0%	~1%	~4%	2 à 3%	2 à 3%
		Parking public	0%	90%	0%	~1%	~4%	2 à 3%	2 à 3%
	Voirie	0%	0%	90%	~1%	~4%	2 à 3%	2 à 3%	
	VHR	Privé	90%	0%	0%	~2%	~8%	2 à 3%	0% (non nécessaire pour les VHR en raison du moteur thermique)
		Parking public	0%	90%	0%	~2%	~8%	2 à 3%	
Voirie		0%	0%	90%	~2%	~8%	2 à 3%		

Figure 17 - Profils de charge (source: Livre vert sur les infrastructures de recharge)

Les différents scénarios vont proposer des gestions de rechargement différentes, il s'agit donc d'une modulation en puissance et non en consommation.

Aussi la consommation journalière est la même dans tous les scénarios.

Afin de modéliser les courbes de charge, nous considérons les 4 scénarios suivants :

- **Scénario n°1** : Recharge dès connexion (scénario déjà décrit dans le chapitre 2.1.3).
Le véhicule électrique est rechargé dès qu'il est raccordé au réseau électrique essentiellement le soir au retour du travail
- **Scénario n°2** : Recharge pendant la période de nuit 23h-6h
Le véhicule électrique est rechargé la nuit (ce qui correspond au créneau actuel pour les heures creuses)¹¹.
- **Scénario n°3** : Recharge smart grid - gestion plages tarifaires
Le véhicule électrique est rechargé en journée durant les plages tarifaires les plus économiques pour le consommateur¹² Les heures creuses méridiennes ne sont plus proposées sur les nouveaux contrats EDF depuis plusieurs années : de nouveaux tarifs seraient donc à créer afin de lisser la pointe de demande en électricité et de profiter de l'injection de l'électricité produite par le photovoltaïque, en journée (heure creuse solaire) et la nuit (HC actuellement en vigueur et qui seront toujours efficaces avec une part du nucléaire constituant 50% du mix énergétique).¹³

Ce scénario se décline en deux sous-scénarios:

- o Scénario 3-1 – Plages tarifaires définies à l'échelon national en fonction du mix énergétique et des courbes de charge nationales (idem scénario 2 mais avec une

¹¹ On entend par heures creuses l'actuelle basse plage tarifaire entre 23h et 6h même si le développement des EnR et la baisse de la part du nucléaire dans le mix énergétique implique à terme de facto la définition de nouvelles heures creuses (exemple : heures creuses « solaires » au moment du pic de production PV)

¹² Ce modèle tarifaire n'existe pas encore mais est expérimenté dans le démonstrateur Nice Grid

¹³ On peut également envisager, comme étudié par IBM associé à DON Energy (compagnie d'énergie danoise) au travers le projet EDISON, une véritable flexibilité de la recharge en fonction des entrées d'énergies de sources renouvelables sur le réseau et de la demande cumulative du réseau à tout instant.

redéfinition des plages tarifaires). Ce scénario ne sera pas modélisé car nous ne disposons pas d'éléments sur les courbes de charge nationales à cette échéance

- Scénario 3-2 – Plages tarifaires définies à l'échelon régional (dé-péréquation tarifaire) en fonction du mix énergétique et des courbes de charge régionales
- **Scénario n°4** : Recharge smart grid et Vehicule-To-Grid

Le véhicule électrique est rechargé suivant la même gestion que dans le scénario n°3 mais avec la possibilité de réinjection de l'électricité stockée dans les batteries sur demande du régulateur du réseau lors des pointes de consommation. Le V2G est donc devenu un moyen de stockage nomade.

Le scénario adopté dans la présente analyse est le numéro 1, soit le pire cas car il n'intègre aucune gestion intelligente de la demande (le véhicule électrique se charge au moment du raccordement), la seule gestion intelligente étant celle intrinsèque aux véhicules proposés actuellement sur le marché, soit une mise en confort 2 h avant le départ le matin (charge résiduelle, mise en chauffage ou refroidissement de l'habitable).

La courbe de profil de recharge des véhicules électriques serait alors la suivante.

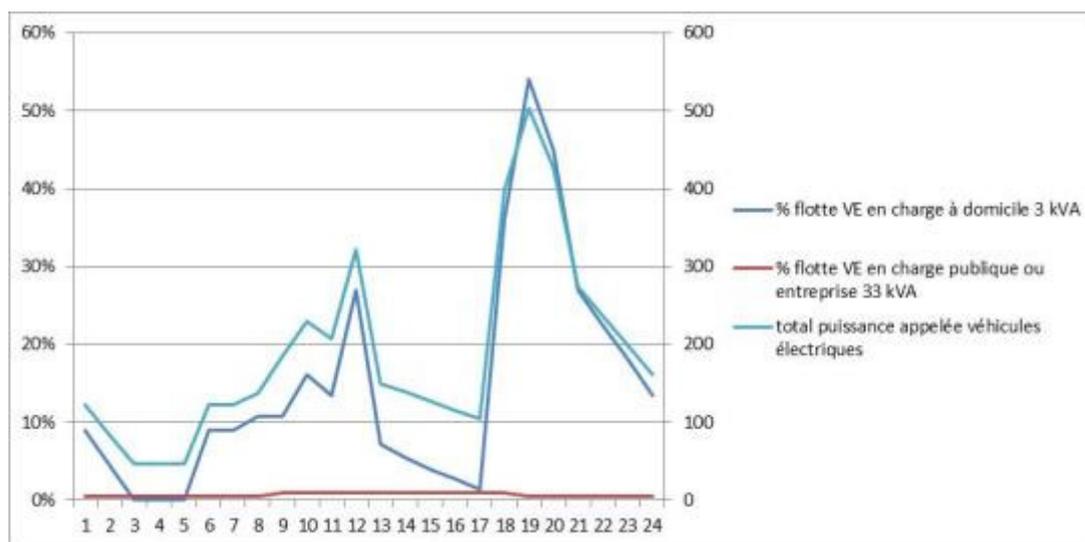


Figure 18 - Impact des VE seuls sur la courbe de charge Provence-Alpes-Côte d'Azur

Ce profil de charge n'est évidemment pas acceptable sur un territoire en insécurité électrique car il y a simultanément le pic de 19h et la recharge des véhicules électriques.

Dans ce scénario, la charge des véhicules électriques constituerait ainsi 10% du pic en hiver, réduisant ainsi de moitié les efforts de réduction du pic du contrat d'objectifs.

Il faut toutefois relativiser car le signal tarifaire HP-HC devrait toutefois pouvoir décaler une partie de la charge la nuit. Il s'agit donc là du pire scénario.

Il est toutefois important de souligner qu'il n'existe pas une courbe de charge mais un ensemble de courbes de charge diverses.

La courbe de charge agrégée représentée en figure 18 ne peut laisser présager des courbes de charge à l'échelle d'un poste source ou au niveau d'un transformateur.

Ainsi il est clair qu'en zone résidentielle fortement solarisée avec du PV, la courbe de production PV intervient (sans mécanisme tarifaire type heure creuse solaire) au creux de consommation.

Inversement dans une zone industrielle ou tertiaire, le pic de production PV et de consommation sont simultanés.

2.1.3.1 Courbe de charge hiver 2030

Production photovoltaïque

Impacts des mesures MDE

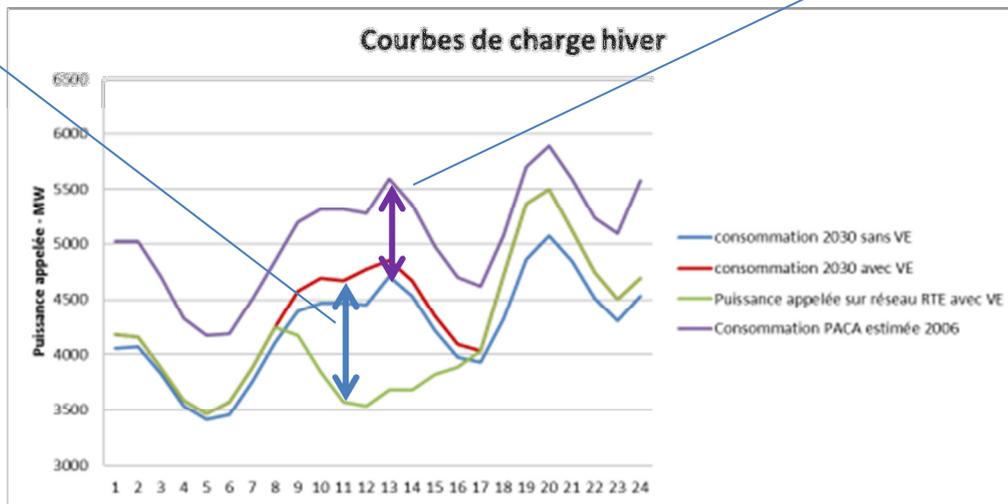


Figure 19- Courbe de charge hiver 2030

La production photovoltaïque a pour effet de lisser la consommation au moment du premier pic de 12h sans augmentation du ramp-up* au moment du pic de 19h. Il est à noter qu'à cet horizon de temps les soutirages diurnes sur le réseau haute tension deviennent inférieurs aux soutirages de nuit.

2.1.3.2 Courbe de charge printemps 2030

Production photovoltaïque

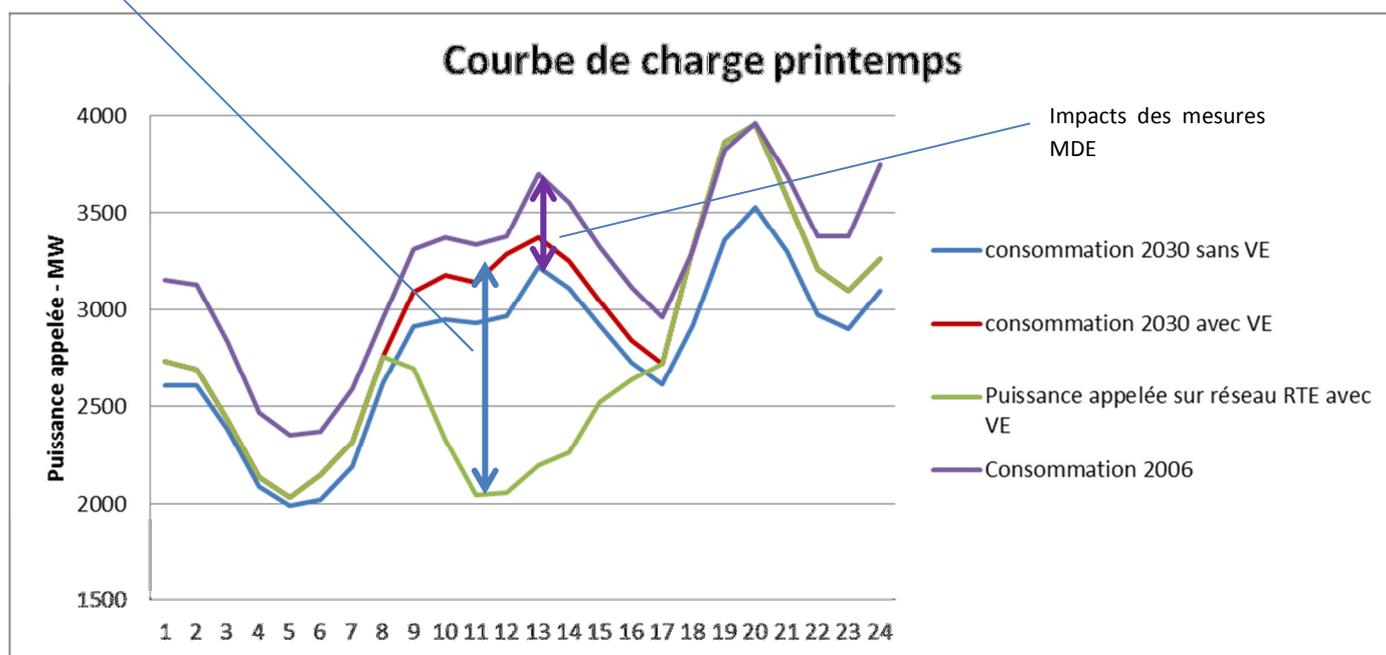


Figure 20 - Courbe de charge printemps 2030

La consommation étant faible (chauffage et climatisation à l'arrêt), la production PV représente plus de 30% de la consommation au pic de 13h.

Certaines zones peuvent être en surproduction, spécifiquement les sites ayant une forte concentration de centrales au sol et les zones résidentielles denses, ces dernières étant moins problématiques car la part non autoconsommée ou stockée in-situ peut être évacuée de la zone vers une zone demandeuse (bureaux, commerces et industries) au travers le réseau de distribution (fonctionnant alors à rebours).

2.1.3.3 Courbe de charge été 2030

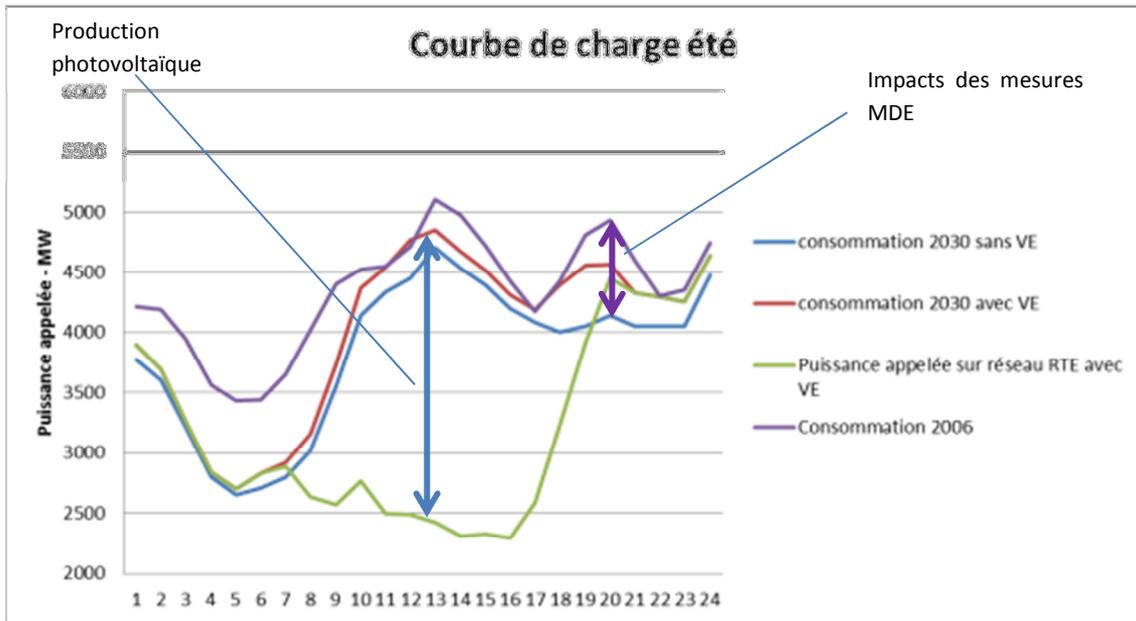


Figure 21 - Courbe de charge été 2030

La production photovoltaïque a pour effet de lisser la consommation au moment du pic d'été et permet d'absorber la totalité de l'accroissement de consommation diurne. On observe néanmoins :

- une augmentation importante du ramp-up* au moment du pic de 19 :00
- les soutirages diurnes sur le réseau haute-tension deviennent, à l'échelle de la région, très inférieurs aux soutirages de nuit ce qui pourrait nécessiter une modification de la politique de tarifs HP/HC qui sera aussi détaillée dans les chapitres suivants.

Même si cela n'apparaît pas sur des courbes agrégées, il faut également noter que la production photovoltaïque est sensible à l'ensoleillement mais également à la température (0,4% de baisse de puissance pour 1° de plus) et des passages nuageux peuvent générer des variations brutales (voir sur ce point le chapitre 2.3.3.3) qui doivent être compensées par des soutirages sur le réseau RTE.

Ces courbes de charge peuvent être ainsi sensiblement différentes à l'échelle d'un poste source en fonction des profils de consommation et d'injection spécifiques. Ces approches seront détaillées dans des études de cas, objet du chapitre 3.3.

2.1.4 Pistes d'actions

Légende :

- En vert : les actions régionales ou ayant une déclinaison régionales.
- En bleu : les actions nationales



2020

- ☞ Evolution du mode de détermination des tarifs Heures Pleines / Heures Creuses en fonction des saisons
- ☞ Mise en place d'un nouveau mode tarifaire réglementé spécifique visant à favoriser la consommation pendant la période maximale de production du PV et à défavoriser la consommation sur la période de 18 :30-20 :30 (possible en région Provence Alpes Côte d'Azur si déperéquation tarifaire, ce qui n'est pas souhaité pour le moment par la FNCCR et l'Etat)
- ☞ Développement d'un outil de prévision de consommation et de diffusion de ces prévisions de consommation à la maille du poste source
- ☞ Mise en place d'un mode de communication bi directionnel entre les distributeurs et les sites de consommation favorisant le développement des technologies d'effacement, de pilotage de la production décentralisée et des bornes de recharge des véhicules électriques
- ☞ Mise en place d'un mécanisme permettant à l'ensemble des clients de disposer sur smartphone ou tablettes numériques de l'information au quart d'heure sur leur niveau de consommation et la plage de tarification
- ☞ Mise en œuvre d'un lien informatique sécurisé permettant le système d'information chargé de la télécollections Linky et les systèmes opérationnels de contrôle du réseau de distribution
- ☞ Déploiement de technologies de communication après le compteur facilitant l'intégration des boîtiers de pilotage de la consommation électrique (tableaux électriques intelligents, energy box, ...).



2025

- ☞ Mise en place d'un mécanisme simple et fiable permettant aux différents segments de clientèle de disposer de signaux prix fonction de l'état du réseau de distribution basse tension et de prendre ainsi des décisions de consommation facilitant l'équilibrage du réseau
- ☞ Mise en place d'un mécanisme d'agrégation et de diffusion des données de comptage aux tiers (collectivités locales notamment)
- ☞ Déploiement progressif de fonctionnalités facilitant l'accès des clients finaux aux données de comptage via différentes technologies (smartphones et tablettes notamment) soit directement soit via les fournisseurs d'énergie
- ☞ Développement de technologies d'analyse permettant aux distributeurs d'arbitrer entre les différents leviers de flexibilité disponibles pour optimiser l'équilibrage du réseau
- ☞ Développement d'un outil de prévision de consommation et de diffusion de ces prévisions de consommation à la maille du départ de ligne
- ☞ Exploitation de capacités d'analyse corrélée entre les données sur l'état du réseau et les événements en vue d'améliorer la gestion des équipements et du personnel en charge de la maintenance et la fiabilité du réseau (optimisation des pièces de rechange en stock, optimisation du personnel d'astreinte, ...).



- ☞ Mise en place d'un outil permettant de transmettre les signaux concernant l'état du réseau sur internet et ce dans l'optique d'un pilotage des objets électriques diffus connectés
- ☞ Mise en place d'un système de rachat d'électricité avec diffusion en temps réel du prix de rachat de l'électricité par zone (en vue notamment de permettre un usage des batteries de véhicules électriques pour l'équilibrage du réseau)
- ☞ Déploiement progressif par le distributeur ou des tiers (collectivités locales, agrégateur, ...) d'entrepôts de données ou d'application stores favorisant le développement d'applications basées sur la mise à disposition des consommations en énergie

2.2 Equilibrage offre-demande

2.2.1 Objectifs recherchés

En tant qu'opérateur du système électrique, il revient à RTE la responsabilité de l'équilibrage de l'offre et de la demande au niveau national. Ceci est réalisé en supervisant et assurant la stabilité de la tension et de la fréquence sur l'ensemble du réseau HTB.

La fréquence HT est la même en tout point de la plaque électrique UCTE (qui s'étend de Varsovie à Biarritz) ; elle est mesurée et contrôlée en temps réel afin de la maintenir dans une fourchette précise ($\pm 0,5$ Hz autour de 50 Hz). Un accroissement de la demande engendre une baisse de la fréquence alors qu'une baisse de la demande engendre une hausse de la fréquence. Le maintien d'une fréquence stabilisée est indispensable pour permettre la circulation à travers le réseau HT d'un courant électrique alternatif fourni par plusieurs générateurs. Le réglage en tension et fréquence vise à assurer l'équilibrage entre la production et la consommation, la sortie des bandes de réglage pouvant engendrer des dégâts importants au niveau des équipements connectés au réseau.

Afin de corriger rapidement tout écart de fréquence, chaque opérateur de système électrique met à disposition dans sa zone une réserve de puissance active qui peut être mobilisée en fonction des besoins d'équilibrage.

En Europe, des règles précises ont été élaborées par l'UCTE* afin d'être en mesure de faire face à une situation critique majeure définie par la perte instantanée de 3 000 MW (deux centrales nucléaires).

A l'inverse de la fréquence, la tension HT peut fluctuer entre les différents points du réseau mais doit être conservée dans une plage de variation de +/- 10% autour de la valeur nominale et un gradient de chute de tension maximal de 2%.

2.2.2 Techniques actuelles

2.2.2.1 Stabilisation en fréquence

Le moyen le plus économique de réguler la fréquence d'un réseau est d'agir au niveau des centrales de production disposant de génératrice tournante. Les moyens de stockage seraient en effet non compétitifs économiquement. Le fait d'utiliser des machines tournantes et disposant donc d'une

inertie intrinsèque va donc être utilisé pour stabiliser et réajuster en permanence la fréquence du réseau. Pour réaliser ce réglage le gestionnaire de transport dispose de trois modes de réglage qui se différencient par leurs temps de réponse respectifs (quelques secondes à quelques minutes) et de l'étendue sur lequel porte le réglage (une centrale de production unique ou l'ensemble d'une zone géographique).

2.2.2.1.1 Réglage primaire

Le réglage primaire permet de revenir rapidement à un équilibre production-consommation. C'est la composante du réglage dont le temps de réponse est le plus court : la moitié de la réserve primaire doit pouvoir être mobilisée en moins de 15 s et la totalité en moins de 30 s.

Chaque groupe de production participant au réglage de fréquence dispose d'une capacité de réserve primaire. Elle correspond physiquement à la différence entre la vitesse instantanée réelle du rotor de la génératrice et la vitesse exigée pour se caler sur la fréquence du réseau. Ce réglage s'effectue automatiquement et localement (donc indépendamment pour chacune des génératrices).

Le RTE dispose contractuellement d'un volume minimum de réglage primaire au niveau de centrales de production à base de machines tournantes. Les machines à réserve primaire sont toutes connectées au réseau HT.

2.2.2.1.2 Réglage secondaire

Le but du réglage secondaire est double : résorber l'écart résiduel de fréquence induit par le réglage primaire et corriger les écarts entre les différentes zones de réglage. Pour ce faire ce réglage est mis en œuvre au niveau national en faisant appel à une puissance mise à disposition par les groupes de production participant au réglage secondaire.

À intervalles réguliers (quelques secondes), le dispatching national détermine le volume d'adaptation nécessaire. La réserve secondaire reste un mécanisme automatisé mais son activation est déterminée globalement pour l'ensemble de la zone de réglage et non point d'injection par point d'injection. Dans le cadre français, l'ensemble des groupes de production vont recevoir un éventuel ordre automatique du centre national de dispatching du RTE.

2.2.2.1.3 Réglage tertiaire

Le réglage tertiaire intervient lorsque l'énergie secondaire disponible est insuffisante. Contrairement aux réglages primaire et secondaire qui sont des automatismes, la réserve tertiaire est mise en œuvre manuellement par un dispatcher. Elle se fonde sur un ensemble de contrats avec les producteurs plus ou moins contraignants en temps de réponse et en puissance requise. Le réglage tertiaire fait appel au mécanisme d'ajustement impliquant des flux financiers (marché d'offre et de demande d'ajustement à la hausse ou à la baisse). Cette réserve supplémentaire d'énergie est dite rapide si elle peut être mobilisée en moins de 15 minutes ou complémentaire si elle est mobilisable en moins de 30 minutes.

Le mécanisme de réglage tertiaire revient donc, pour les producteurs, à ajuster le programme de marche de leur centrale tel que validé avec le RTE. Cela peut conduire dans les cas extrêmes à démarrer un nouveau groupe de production ou à en arrêter un.

Afin de faciliter le travail d'ajustement les producteurs doivent offrir au RTE une capacité d'appeler la totalité de la puissance des groupes de production, les producteurs ont en revanche la possibilité de déterminer le prix auquel ils accepteront de faire fonctionner leur groupe de production si ils sont appelés à produire. Le besoin d'ajustement vient normalement d'une erreur d'estimation (à la hausse ou à la baisse) de la consommation de l'ensemble des consommateurs français. Les coûts supportés par le RTE pour ajuster l'offre et la demande sont donc intégralement répercutés auprès des acteurs (fournisseurs) responsables du déséquilibre. Les prix sur les marchés (ou mécanisme) d'ajustement sont bien entendu beaucoup plus chers et volatils que sur les marchés spot ou de vente à terme.

2.2.2.1.4 Mesures d'urgence

Dans le cas de risque d'effondrement de l'ensemble du réseau, les dispatchers du RTE peuvent décider de rétablir l'équilibre en coupant volontairement l'alimentation de certains postes source (ou en découplant certaines centrales de production dans les cas plus rares de sous consommation importante) ou en découplant certaines centrales de production (cas plus rare). Ils disposent aussi de la possibilité d'utiliser des mécanismes de délestage de la consommation (dit mécanisme de capacité) dont la mise en œuvre est prévue dans le cadre de la loi Grenelle. Ces mesures de délestage peuvent être décidées soit au niveau national, soit à un niveau inférieur s'il s'agit de résoudre une contrainte physique localisée du réseau.

2.2.2.2 Stabilisation en tension

Les raisons d'assurer une stabilité en tension sont assez similaires à celles de la stabilité en fréquence. Le réglage en tension intervient néanmoins comme un réglage de second ordre à la fois dans le temps et dans l'espace. Les appareillages électriques sont conçus pour accepter des variations de tension importantes et les gestionnaires de réseaux disposent de plus de liberté, et donc d'un délai plus important pour rétablir le niveau de tension. Les réglementations prévoient d'ailleurs que la valeur de la tension soit moyennée toutes les 10 minutes. Par ailleurs la tension va varier de manière importante suivant les branches du réseau de distribution en fonction de la topographie du réseau et de l'équilibre offre demande observé localement.

Le RTE cherche donc tout d'abord à maintenir la fréquence du réseau et à maintenir la tension dans une plage « serrée » de régulation au niveau des postes source. ERDF va ensuite devoir œuvrer pour maintenir la tension au tout point du réseau au sein des bandes de fluctuation définies réglementairement.

Une tension trop haute provoque une destruction potentielle du matériel. A puissance égale, une tension trop basse induit un courant plus élevé ($U=RI$), donc des pertes par effet Joule plus importantes ($P=RI^2$). Pour cette raison, ERDF, pour limiter les pertes réseaux, a intérêt à maintenir la tension plutôt dans le haut de la bande de réglage.

En agissant sur le réglage d'un alternateur, ce dernier produit ou consomme de la puissance réactive, ce qui modifie la tension au point d'injection. De proche en proche, cet effet se répercute sur l'ensemble des tensions des points voisins. C'est donc sur la base du rapport puissance active/puissance réactive injectée sur le réseau que s'effectue l'essentiel du réglage en tension sur le réseau HT. . Cette notion de réglage de la tension par modification du rapport énergie active / énergie réactive est importante car elle peut aussi être appliqué aux onduleurs photovoltaïque. Cette

fonction permettrait de décentraliser la fonction d'équilibrage de la tension. Elle permettrait aussi de disposer d'énergie réactive injectée au niveau du réseau basse tension alors que l'intégralité de l'énergie réactive provient à ce jour des grandes centrales de production.

2.2.2.2.1 Réglage primaire

Le régulateur primaire de tension d'un alternateur fixe automatiquement la puissance réactive fournie en fonction de la tension. Il agit d'une régulation locale.

2.2.2.2.2 Réglage secondaire

Le réglage secondaire de tension est un réglage national. Divers « points pilotes » sont retenus et chacun constitue une référence pour la tension dans une sous-région. Ces tensions sont mesurées en continu et transmises par le dispatching national. Tant qu'elles s'écartent modérément des valeurs de consigne, la situation globale est jugée normale.

2.2.2.2.3 Réglage tertiaire et mesures d'urgence

Le réglage tertiaire s'effectue manuellement suivant un procédé proche de celui utilisé pour le réglage en fréquence.

2.2.3 Impacts du photovoltaïque

2.2.3.1 *Origines principales des difficultés*

L'un des principaux rôles de RTE est d'assurer l'équilibrage permanent entre l'offre et la demande. Comme on l'a vu au paragraphe précédent, la régulation en fréquence est du ressort exclusif du RTE alors que la régulation en tension est gérée à la fois par le RTE et les distributeurs. Dans les deux cas de figure néanmoins cette régulation est en partie effectuée sur la base du pilotage de centrales de production et de machines tournantes disposant d'une inertie importante. Le développement des énergies solaires et éoliennes va solliciter l'opérateur du système électrique pour assurer le maintien de l'équilibre offre-demande. Ces productions sont en effet par nature non pilotables (car fonction de facteurs météorologiques externes) et de variabilité plus importante. A titre d'exemple une grande centrale solaire photovoltaïque pourra voir sa production varier de plus de 10 % en moins d'une minute ce qui n'est matériellement pas possible pour une centrale nucléaire. Le maintien d'une fréquence et d'un niveau tension satisfaisant va donc nécessiter aux acteurs en charge de la régulation d'adapter leur procédés, adaptations qui sont étudiées dans les chapitres suivants.

2.2.3.2 *Horizon de ces problématiques dans le cadre du SRCAE*

Selon l'analyse des courbes de charges telles que présentées au chapitre 2.1.3, il apparaît, à l'horizon 2030 :

- Que les modalités de régulation de la fréquence ne devraient pas être modifiées. RTE disposera encore à tout instant de suffisamment de groupes de production en ligne disposant d'un système de régulation pour assurer un parfait contrôle de la fréquence,
- Que la production photovoltaïque pourrait représenter à certains moments de la journée plus de la moitié de l'électricité livrée sur le réseau. Il semble donc indispensable que les distributeurs comme le RTE bénéficient d'une prévision de production photovoltaïque fiable et agrégée par poste source. Sans la mise en place de ce type d'outil, les acteurs actuellement en charge de

l'équilibrage perdrait la visibilité sur plus de la moitié de la production, qui plus est la plus volatile.

2.2.4 Impacts du véhicule électrique

2.2.4.1 Origines principales des difficultés

Le présent chapitre évalue l'impact de différentes stratégies de recharge des véhicules électriques sur la courbe de consommation au niveau de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

La présente analyse se base sur les 4 scénarios différents de gestion des véhicules électriques définis dans le chapitre 2.1.3.1.3.

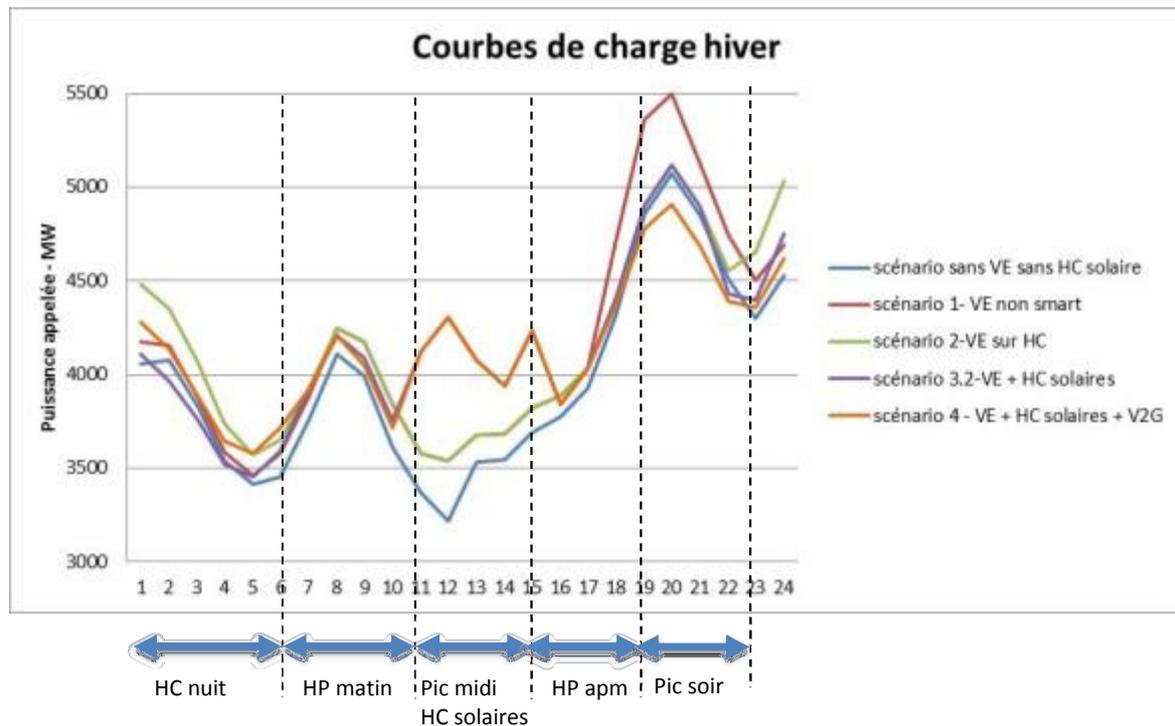


Figure 22 - Scénarios de gestion du VE en 2030

Nous pouvons tirer les éléments d'analyse suivants :

Comme déjà expliqué, la recharge du VE dès connexion au réseau (scénario 1) est un non-sens dans une région en insécurité électrique à la fois pour le réseau (pic de recharge VE simultanée au pic de consommation du soir) et pour les usagers (qui pourraient être contraints d'augmenter la puissance de leur abonnement de 3 kV avec les surcoûts associés).

Le scénario 2 permet un décalage des rechargements aux heures creuses et ainsi permet de ne pas aggraver le pic du soir. Cette possibilité de rechargement des VE est offerte avec le mode 3 uniquement, standard de raccordement qu'il est nécessaire d'imposer.

Le scénario 3.2, au travers de l'introduction des heures creuses solaires, permet d'optimiser la consommation de la production photovoltaïque au travers de certains usages comme le VE et le

cumulus. Au-delà cela permet de lisser le creux diurne et d'éviter les rampes présentées par les scénarios précédents (nota : une expérimentation HC solaire est actuellement en cours dans le cadre du projet Nice Grid). Il sera intéressant de pouvoir en exploiter les résultats. Des heures creuses régionalisées prenant en compte le mix énergétique local et corrélées aux données météo du jour auraient bien entendu plus de sens qu'une heure creuse basée sur le mix énergétique national (comme c'est le cas actuellement). Avec les smart grids, il pourra être même envisageable de commander les mises en route de systèmes de chauffage associées à un signal prix lorsque la production photovoltaïque est soutenue et d'envoyer un autre signal permettant de couper le chauffage si un nuage fait brutalement tomber la production photovoltaïque. Le signal heure creuse est transmis lorsque la demande est faible et la production soutenue. Il dépend de plusieurs facteurs : mix énergétique (et taux d'énergies fatales dans ce mix), niveau de consommation de la zone. Il est probable que ces heures creuses ne soient pas les mêmes pour une région comme Provence Alpes Côte d'Azur où le photovoltaïque est appelé à dominer et la région Centre par exemple où l'éolien est important.

- Le scénario 4, en introduisant le pilotage dynamique de la batterie des VE en stockage/déstockage permet de lisser les pointes et diminuer l'écart type de la courbe de consommation sur une journée. Cette gestion n'est pas offerte pour le moment par les constructeurs de VE et nécessite de plus une réflexion sur un protocole entre le compteur intelligent et le stockage VE. Comme représenté sur la Figure 23 ce stockage d'appoint peut être envisagé non pour une réinjection directe sur le réseau mais dans une perspective d'autoconsommation (le VE permettant d'assurer la continuité nocturne de la production PV diurne pour certains usages en résidentiel).



Figure 23 - Modèle de smart home avec Vehicle to Grid (source: CSTB)

2.2.4.2 Horizon de ces problématiques dans le cadre du SRCAE

A la différence du PV, le VE ne va pas déstabiliser le réseau si les bornes de recharge rapides restent minoritaires et si la recharge est privilégiée aux heures creuses.

Ainsi, avec 90% de recharge sur bornes lentes 3 kVA, la puissance appelée moyenne sur une journée d'hiver par les VE représente à horizon 2030 5% de la puissance appelée (10% de la puissance appelée au moment du basculement en HC), soit tout de même autant que l'éclairage résidentiel, à la différence près qu'elle n'impactera pas le pic.

Dans une perspective où 30% des recharges se feraient sur bornes rapides, les VE contribueraient à 6,5% de la puissance journalière et les heures creuses perdraient de leur efficacité, les recharges rapides se faisant à tout moment car le confort d'usage (rapidité de recharge) se substituerait à l'intérêt économique. Ce cas n'est pas si aberrant et dépend fortement des types de parcs que pourront proposer les entreprises, les gestionnaires de parkings et les collectivités à leurs salariés ou usagers. Il pourrait être pertinent que les programmes de mise en place de recharges rapides soient conditionnés à des études d'impacts sur les réseaux au-delà par exemple d'un certain seuil.

2.2.5 Mesures palliatives

Compte tenu de la proximité de Provence-Alpes-Côte d'Azur avec une façade maritime importante, les distributeurs français pourront s'inspirer des modèles développés en Californie par la société SDGE (San Diego Gas and Electricity) pour modéliser la production PV à la seconde sur la base de l'analyse de données océaniques et de l'analyse de la vitesse et de la forme des nuages. Bien que les conditions météorologiques d'une façade Pacifique orientée Nord-Sud et d'une façade Méditerranée orientée Est-Ouest soient nécessairement différentes, l'analyse de production des parcs solaires de Provence-Alpes Côte d'Azur menée dans le cadre de cette étude montre que des niveaux de variabilité et de foisonnement assez similaires sont observés.

Afin d'améliorer encore la fiabilité des prévisions il est probable qu'il faille mettre en œuvre un système de mesures en temps réel avec certaines centrales choisies comme témoin accompagné d'une mise à jour infra journalière des prévisions établies par les distributeurs. Il convient donc d'organiser, au-delà de ce qui est prévu dans la réglementation actuelle, un dispositif minimal de communication de données aux gestionnaires de réseaux d'une partie des centrales photovoltaïques. Ce dispositif peut aussi être envisagé pour les producteurs éoliens. A titre d'exemple les réserves de production des centrales au gaz naturel ont pu être réduites d'un facteur 7 par le distributeur Idaho Power Company suite à la mise en œuvre d'un outil spécifique de gestion prévisionnelle de la production (US department of Energy, 2013). Par ailleurs des outils de communication des prévisions et mise à jour devront être développés afin de mettre en relation les distributeurs et le RTE.

2.2.6 Pistes d'actions

Légende

- En vert : les actions régionales ou ayant une déclinaison régionales.
- En bleu : les actions nationales



2020

- ☞ Mise en place d'un mécanisme permettant de modéliser la production photovoltaïque et éolienne par point d'injection, poste de transformation et feeder au quart d'heure en fonction des conditions météorologiques (notamment nébulosité)
- ☞ Amélioration de l'outil de communication avec les plus importants producteurs d'énergie décentralisée météo sensibles (éolien, PV) en vue de permettre à ces derniers de fournir en temps quasi réel leurs estimations de production et de connaître l'état du réseau de distribution sur leur région d'injection
- ☞ Imposer réglementairement le mode 3 (gestion intelligente de la demande) pour les recharges de véhicules électriques et hybrides rechargeables
- ☞ Favoriser les expérimentations en Provence-Alpes-Côte d'Azur du Vehicle To Grid (V2G) dans un objectif de soutien au réseau ou levier d'autoconsommation (sur la base par exemple d'un accord avec l'Ademe pour un soutien au travers d'un Appel à Manifestation d'Intérêt des Investissements d'Avenir ou autre dispositif de R&D).



2025

- ☞ Mise en place par la région Provence-Alpes-Côte d'Azur d'un groupe de réflexion sur l'évolution, à moyen terme, de systèmes tarifaires permettant d'encourager la consommation aux périodes de forte production photovoltaïques (« heures creuses solaires ») et d'inciter à la réduction de la consommation sur le créneau 19 :00-21 :00 ; ce groupe de travail pourrait servir de pilote pour cette thématique nationale
- ☞ Détermination d'un système tarifaire favorisant la réinjection réseau des V2G sur demande du gestionnaire

2.3 Respect du plan de tension

2.3.1 Objectifs recherchés

La régulation de tension est un sujet primordial dans l'ingénierie de distribution d'électricité, car il est de la responsabilité des distributeurs de maintenir la tension de livraison au niveau des compteurs des clients dans une fourchette acceptable. En France, la tension de distribution en basse tension est régie par l'arrêté ministériel du 24/12/2007. Celui-ci fixe à 230 (respectivement 400 Volts) le niveau de la tension nominale sur les réseaux de distributions BT monophasés (respectivement triphasés); les valeurs maximales admissibles (moyennées sur 10 minutes) correspondant à une plage de ($\pm 10\%$) autour des valeurs nominales.

	Tension minimale	Tension maximale
En monophasé	207 V	253 V
En triphasé	360 V	440 V

Tableau 3 - Plages de variation de tension maximales

Le non-respect de ces limites pourrait avoir des conséquences importantes en matière de sécurité (explosion de poste de télévision, départ d'incendies en cas de surtension par exemple). Pour garantir que la tension reste dans cette plage de variation, les distributeurs prennent en compte une marge additionnelle correspondant à une variation potentielle de tension de 1,5% au niveau du branchement d'un client. Les distributeurs cherchent donc à garantir que le niveau de tension reste en tout point du réseau dans les limites suivantes (ErDF):

	Tension minimale	Tension maximale
En monophasé	210,4 V	249,6 V
En triphasé	366,0 V	434,0 V

Tableau 4 - Plages de variation de tension retenues

Le plan de maintien en tension considère en sus une tolérance additionnelle de 1% due aux appareils de mesure.

2.3.2 Techniques actuelles

Les écarts de tension dépendent notamment des transits d'énergie dans chaque élément du réseau, des caractéristiques physiques des lignes (longueur, section, matériaux) et des moyens de réglage de la tension qui permettent de compenser partiellement certains écarts.

Pour parvenir à maintenir la tension sur le réseau HTA et BT, les distributeurs doivent prendre en compte les paramètres suivants :

- les possibilités de réglage de la tension au niveau du poste source HTB/HTA ,
- les possibilités de réglage optimisé de la tension au niveau des postes de transformation HTA/BT,
- la chute de tension dans le réseau BT en fonction des caractéristiques du transformateur et de la ligne électrique,
- l'installation éventuelle sur la ligne BT de régulateurs de tension ou condensateurs.

2.3.2.1 *L'action du régleur en charge*

Les postes sources HTB/HTA sont équipés d'un régleur en charge qui permet d'insérer ou de retrancher des spires d'enroulements ce qui modifie le rapport de transformation. Cet ajustement se fait donc de façon discontinue et peut être réalisé sans coupure électrique. La vitesse de réglage est de l'ordre d'une minute pour le premier enroulement puis de l'ordre d'une dizaine de seconde pour le passage des prises suivantes dans la foulée du premier enroulement.

La loi de réglage consiste à maintenir le niveau de la tension au niveau du départ HTA dans une plage de + 2% à + 4% par rapport à la tension nominale. Ceci permet à la fois d'effacer les variations lentes

de tension du réseau HTB ainsi que celles internes dues au transformateur HTB/HTA, et de compenser une partie des variations de tension sur le réseau.

2.3.2.2 L'action des prises à vide

Chaque transformateur HTA/BT est équipé de trois prises de transformation fixes. Elles permettent de sélectionner différente valeur du rapport de transformation et apportent ainsi une correction constante à la tension BT issue du transformateur.

Deux générations de transformateurs existent :

- l'ancienne génération qui permet de faire varier la tension de -2,5%, 0% ou + 2,5%,
- la nouvelle génération qui permet d'augmenter la tension de 0%, +2,5% ou + 5%.

Cette prise est manœuvrable manuellement et exclusivement hors tension, par conséquent sa modification doit rester tout à fait exceptionnelle et incompatible avec un ajustement à des contraintes saisonnières et a fortiori quotidienne ou horaire.

2.3.2.3 Le principe du plan de tension actuel

Le plan de tension des distributeurs était historiquement élaboré sur la base d'un réseau descendant où la totalité de la production d'énergie provenait du réseau HTB. Pour les distributeurs, le principal moyen de contrôle de la tension sont les régulateurs en charge au niveau des postes source HTB/HTA. La tension de service est alors directement estimée en prenant en compte la tension en sortie du régulateur en charge et du rapport de tension au niveau du transformateur HTA/BT ainsi que la chute de tension au sein du circuit secondaire.

Sur ces bases il est possible de prédire la tension de livraison chez les différents clients en fonction de la tension en sortie du régulateur en charge et ce tant que les puissances consommées restaient uniformes. Le réglage est établi afin de s'assurer que l'on ne dépasse pas les bornes hautes pendant les périodes de faible consommation et les bornes basses pendant les périodes de haute consommation. Les distributeurs ont ainsi élaboré des lignes directrices pour le dimensionnement des transformateurs et des lignes électriques visant à respecter les seuils de tension pendant les creux et les pics de consommation. Ce mode de fonctionnement a permis de s'abstenir de la nécessité de piloter en temps réel la tension sur toute la partie HTA et BT du réseau engendrant des économies importantes.

2.3.3 Impacts du photovoltaïque

2.3.3.1 Origines principales des difficultés

Les installations consommatrices d'énergie ont tendance à provoquer des baisses de tension alors que les installations de production ont tendance à générer des hausses. Les élévations de tension liées à la production seront d'autant plus importantes que la longueur de câble est importante (distance au poste HTA/BT) et que la consommation est faible.

En sus des paramètres historiquement pris en compte, les distributeurs doivent donc dorénavant considérer dans leurs calculs :

- Les générateurs injectant de l'énergie sur le réseau HTA (principalement les éoliennes et les fermes photovoltaïques au sol),
- Les générateurs injectant de l'énergie sur le réseau BT (principalement les centrales photovoltaïques en toiture),
- La typologie du réseau.

L'absence de prise en compte de ces éléments pourrait amener le réseau à dépasser les limites du plan tension.

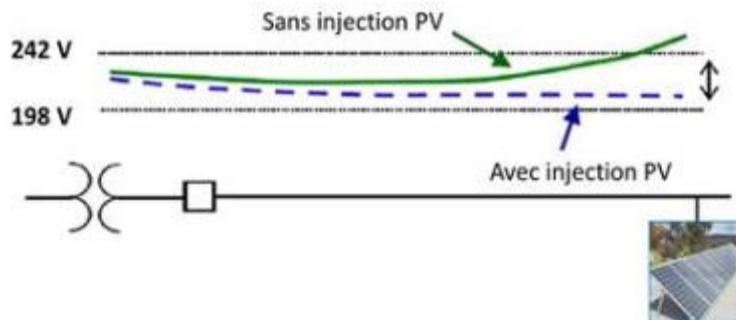


Figure 24 - Impact d'une centrale photovoltaïque sur le plan de tension

Les distributeurs procèdent à une étude préalable au raccordement d'une nouvelle centrale photovoltaïque (comme d'un nouveau client). Cette étude détermine le raccordement :

- nécessaire et suffisant pour satisfaire l'alimentation en énergie électrique du demandeur à la puissance souhaitée,
- qui emprunte un tracé techniquement et administrativement réalisable,
- et qui minimise la somme des coûts de réalisation des ouvrages de raccordement.

Il est à noter qu'en matière de raccordement d'un producteur, les modélisations sont réalisées sur les bases suivantes :

- la puissance considérée est la puissance maximum injectable sur le réseau,
- les charges des consommateurs sont considérées en prenant en compte le facteur de foisonnement,
- les charges de production sont considérées sans facteur de foisonnement,
- les pertes en lignes sont calculées sur la base d'une charge du réseau BT égale à 20 % de sa charge maximum,
- un gradient de tension maximal de 2 % (en 10 minutes) doit être observé en cas de raccordement d'une charge supplémentaire de 1 KW (arrêté ministériel du 24/12/2007).

Les modélisations, réalisées au moment des demandes de devis en vue de la connexion, consistent généralement à agir sur :

- Le réglage de tension au niveau des régulateurs en charge ou transformateur
- L'emplacement ou le renforcement des transformateurs
- L'emplacement et caractéristiques des systèmes de régulation (condensateurs, régulateur de tension)

En période de forte charge, une production PV ne peut actuellement soulager le réseau car le foisonnement de cette production et sa dépendance aux conditions météorologiques ne permet pas la corrélation avec la consommation. Toutefois des stratégies de régulation sont à l'étude avec des possibilités d'agrégation des productions, de stockage et de réinjection sur demande (voir chapitre 4- « smart grid »).

En période de faible charge, la production PV injecte sa puissance maximale. Les puissances des différents producteurs étant synchrones les puissances sont sommées sans être foisonnées. Les onduleurs permettent de respecter le plan de tension.

Toutefois, même si elles sont techniquement possibles, les solutions consistant à modifier les lignes ou mettre en place des systèmes de stockage d'énergie sont en général évitées pour des raisons de coût qui rendrait économiquement non viable le projet de raccordement. Ainsi le Syndicat des Energies Renouvelables (SER – Fractal 1.0, 2010) estimait en 2010 à 0,3 €/Wc le montant maximum des investissements en coût de raccordement au-dessus duquel les projets seraient économiquement non viables. Compte tenu de la baisse importante observée depuis dans les systèmes PV, le niveau de 0,1€/Wc doit maintenant être considéré pour les centrales de taille conséquente. Or actuellement les systèmes de stockage les moins chers, les batteries redox, sont à 0,5 €/W.

2.3.3.2 Retour d'expérience internationale sur les limites en matière d'injection de PV pour le respect du plan de tension

Dans le cadre du projet de recherche européen EU-DEEP, la municipalité de Sacramento a réalisé une étude grandeur nature de l'impact du niveau raisonnable d'injection de centrales photovoltaïques sur la tension des réseaux de distribution (au niveau des postes de transformation et au niveau des régulateurs en charge des postes sources). Deux quartiers ont été analysés : Premier Gardens et Anatolia. Au niveau de Premier Gardens, l'injection PV représentait 3,1 % de taux de pénétration au niveau du régulateur en charge d'un poste source de 6 MVA et jusqu'à 53 % de taux de pénétration au niveau du poste de transformation HTA/BT de 50 KVA. Des niveaux négligeables de remontée en tension ont été observés au niveau du régulateur en charge et une faible augmentation de 0,16 % de remontée en tension a été observée au niveau du poste de transformation au moment du pic de production PV (NREL, 2008).

En Allemagne 1,2 million de centrales photovoltaïques (31 GWc) sont installées, dont près de 70% sont connectées au réseau HTA/BT. Au cours de l'année 2012, le PV a contribué, à plusieurs reprises, à plus de 40% de la puissance maximale consommée au plan national et a même dépassé les 50 % de la puissance appelée le 26 mai 2012. Ces résultats ont pu être atteints sans modification majeure du réseau mais des cas de surtension ont été observés dans des zones où la puissance PV installée dépassait d'un facteur 9 la charge maximale de la consommation au niveau d'un poste de transformation.

La société Pacific Gas&Electricity a réalisé deux modélisations avec une injection PV de 100 % (en puissance) sur des réseaux MT.

Le premier cas (Cayetano) est constitué d'une sous station de 45 MVA alimentant un réseau en Y avec 1200 clients industriels et commerciaux (92 % de l'énergie consommée) par le biais d'un réseau de lignes de 21 kV.

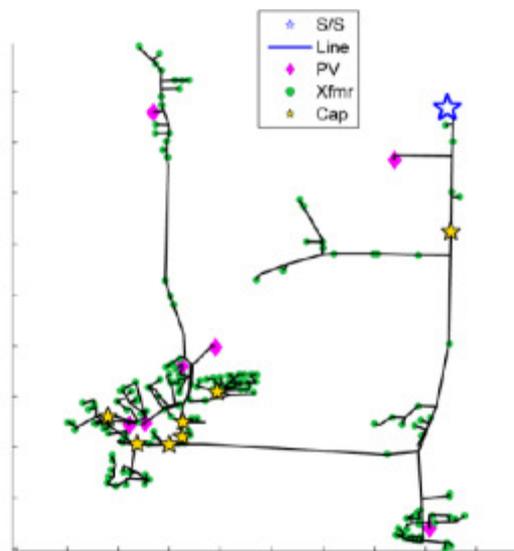


Figure 25- Modélisation réseau HTA Cayetano –Injection 100% PV – Centrales PV importantes (source: Pacific Gas&Electricity)

Dans le second cas (Memlo) est constitué d'un réseau maillé de 16 MVA alimentant un réseau sensiblement plus maillé de 2680 clients domestiques (74 % de l'énergie consommée) par le biais d'un réseau de lignes de 12KV.

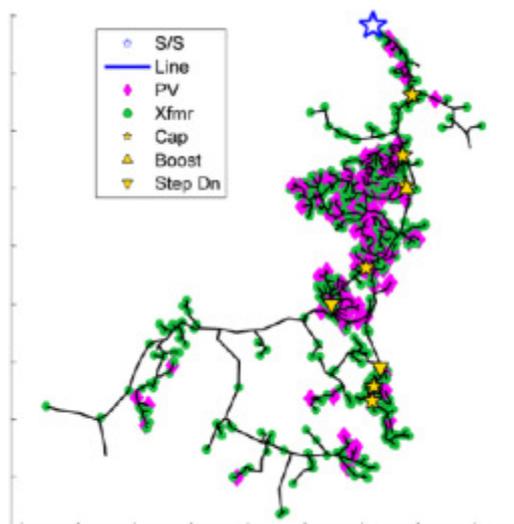


Figure 26 - Modélisation réseau HTA Memlo –Injection 100% PV – Petites centrales PV foisonnées (source: Pacific Gas&Electricity)

Dans les deux cas de figure des modélisations ont été réalisées en faisant varier :

- La saison : été/ hiver
- La consommation : élevée/ basse
- Le point d'injection des centrales de production : en début de ligne, en milieu de ligne, en fin de ligne et de manière répartie.

Ces modélisations visaient à établir le niveau de tension sur l'ensemble des éléments du circuit de distribution et analyser l'impact sur l'énergie disponible et sur les pertes en ligne.

Les résultats modélisés (Matt Heling, John Carruthers, Dan Pearson- PG&E) montrent que :

- Pour l'ensemble des modélisations effectuées le réseau de Cayetano ne présente aucun cas de sur ou sous-tension,
- Dans le cas de Memlo, des cas de sous-tensions en fin de réseau sont observées dans les cas d'injection PV de plus de 90 % en puissance en tête de branche, de même des cas de sur-tension sont observés en cas d'injection PV de plus de 20 % de puissance en fin de branche.
- Dans les deux cas de figure, l'injection massive de photovoltaïque entraîne une baisse sensible de l'énergie réactive injectée sur le réseau avec des situations critiques au-delà de 50 % de taux de pénétration les jours de forte production photovoltaïque et de faible demande,
- La probabilité de surtension semble plus importante dans les zones résidentielles (faible consommation pendant le pic de production) que dans les zones industrielles et commerciales (où la consommation et la production sont globalement corrélées).

Une étude réalisée par l'IEEE avec des taux de pénétration de 11,25 % en puissance au niveau des postes source et 75 % au niveau de poste transformation HTA/BT (2,5 KWc par point de livraison) ne permet pas de démontrer de sortie des bandes de réglage* en tension en cas de production répartie sur le réseau (R. Tonkoski, D. Turcotte, EL Fouly - IEE).

Une campagne de mesures réalisée dans le cadre du projet PV-UPSCALE (WP 4 PV-UPSCALE , 2006) dans trois villes allemandes et hollandaise avec des taux de pénétration de 33 à 110 % de la puissance appelée au niveau des postes de transformation HTA/BT a permis de démontrer :

- Qu'il était possible d'atteindre sans difficulté au niveau des plans de tension des taux de pénétration de 80 % par poste de transformation (3,2 KWc par point de livraison),
- Qu'il était possible d'atteindre des taux de pénétration supérieur par une baisse de la tension de réglage de 5 Volts,
- Que des déséquilibres entre phases pouvaient être observés en cas de mauvaise répartition entre les onduleurs injectant en monophasé,
- Que, lors des pics de production PV, des exportations d'énergie du réseau BT vers le réseau HTA pouvait être observé pour des volumes pouvant atteindre 50 % de la puissance du poste de transformation sans sortie des bandes de réglage en tension.

Une étude théorique exhaustive confortée par plusieurs observations de terrain montre néanmoins que la limite en matière d'injection massive de photovoltaïque dans les zones urbaines pour ce qui est du respect des plages de tension peut être estimée à 3,5 kWc par point de livraison (Scheffler, J.- Technical University Chemnitz, 2002).

Il ressort de l'ensemble de ces études, comme d'autres études réalisées (Rick Meeker, FSU) (EDF R&D, Ines, G2ELab, Idea, Transénergie, Hespul, 2012), que les facteurs déterminants dans les capacités des réseaux BT à accepter une production PV sans surtension localisée sont :

- Le positionnement de la production en fin ou en début de circuit : dans la situation actuelle les gestionnaires de réseau gère le réseau suivant un mode descendant. La tension est maintenue à son niveau maximum en début de circuit et l'injection de production additionnelle peut provoquer des sorties de la plage de réglage,

- Le positionnement près ou loin d'un point de consommation : plus la production PV sera proche d'un point de consommation et plus le courant injecté pourra trouver un débouché de consommation sans impliquer de remontée de tension sur le circuit,
- Le type de ligne : la qualité physique des câbles utilisés sur la ligne peut engendrer une perte plus ou moins importante de tension et ce faisant offrir plus ou moins de marge de manœuvre pour le maintien de la tension de la bande de réglage,
- la distance de la ligne : dans les zones rurales la distance entre le transformateur et le dernier point de tension est en général deux à trois fois plus importante que dans les zones à forte densité ; les risques de surtension sont alors renforcés,
- la puissance minimum consommée sur la ligne : plus la charge minimum au moment du pic de production PV sera élevée et moins les risques de surtension seront importants. A l'inverse une zone industrielle qui présenterait une consommation quasi nulle pendant le weekend présente des risques accrus de surtension

Les études aboutissent ainsi aux conclusions suivantes :

- Aucun problème majeur ne peut être observé au niveau du réseau HTA
- Des niveaux d'injection de PV de l'ordre de 3 kWc par point de livraison peuvent être réalisés sans impacts,
- Des niveaux d'injection de l'ordre de 80 % ne posent pas de problème majeur en matière de plan de tension,
- Des niveaux d'injection supérieurs peuvent être réalisés moyennant une optimisation dans la conception des lignes ou une réduction de la tension au niveau du poste HTA/BT,
- La topologie du réseau, la qualité des lignes électriques et le positionnement des centrales de production ont plus d'influence que le taux de pénétration du PV à proprement parler,
- Les problématiques principales concernent les cas d'injection massive en tête de réseau et surtout en queue de réseau dans les zones à faible densité de population et pendant les périodes de faible consommation (surtension),
- Des problématiques de déséquilibre de phases, harmoniques et principalement défaut d'énergie réactive étaient observables au-delà d'un niveau d'injection de 50 % (cas abordé dans le chapitre 2.4).

2.3.3.3 Etude de cas - Analyse de l'impact du photovoltaïque sur la stabilité du réseau à une minute

2.3.3.3.1 Présentation du cas d'étude

Dans le cadre de notre étude sur le comportement à court terme du réseau (1 minute) nous avons pu exploiter les données de production de parcs solaires exploités par Solaire Direct sur l'intégralité de la journée du 25 mai 2013. Cette journée a été sélectionnée car elle présentait de nombreux passages nuageux et donc des variations importantes du niveau d'ensoleillement.

Les parcs exploités sont les suivants :

- Les Mées 1 et 2 : 2 x 12 MW (Alpes-de-Haute-Provence)
- Vinon : 4,2 MW (Var)
- Esparron 1 et 2: 8,6 et 5,2 MW (Var)
- Varages 1 et 2 : 2,2 et 5,9 MW (Var)

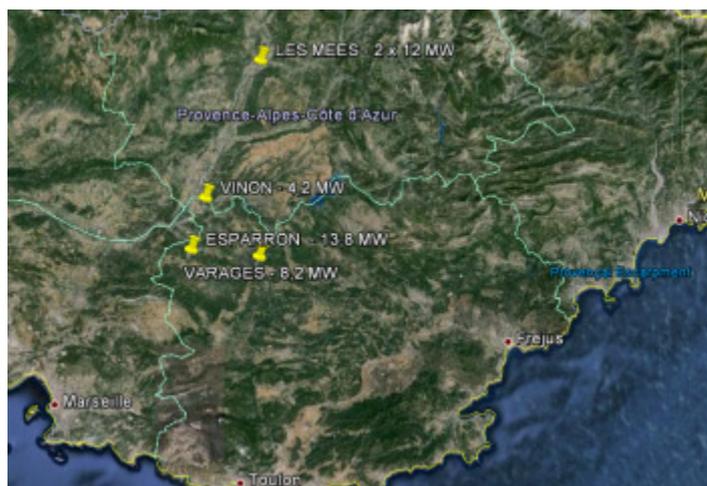


Figure 27 - Emplacement des centrales photovoltaïques étudiées (Source : Google Earth)

Pour les besoins de l'étude la production des parcs a été estimée sur la base de 5 parcs de puissance équivalente¹⁴. Les résultats des variations moyennes de production sont les suivants :

	Variation max à la hausse en une minute	Variation max à la baisse en une minute	Variation moyenne d'une minute à l'autre
Les Mées 1	37 %	-34 %	2,8 %
Les Mées 2	52 %	-52 %	4,0 %
Les Mées 1+2	25 %	-25 %	2,9 %
Vinon+Esparon+Varage	44 %	-33 %	4,7 %
Moyenne des 5 sites	24 %	-24 %	3,4 %

Tableau 5 - Etude de cas PV - Variation des puissances de centrales PV (source : Solaire Direct)

Si les résultats montrent un certain foisonnement entre les centrales solaires de Les Mées 1 et Les Mées 2, l'adjonction de 3 centrales supplémentaires situées à une vingtaine de kilomètres de distance ne permet pas de réduire sensiblement le niveau de variabilité et les 5 centrales conservent un régime de production corrélé représentatif d'un régime météorologique commun dans la zone.

La répartition statistique des variations de production à une minute des 5 sites est le suivant (en % de la puissance PV installée) :

¹⁴ A noter que concernant les sites de Vinon, Esparon et Varage seules les données d'irradiation étaient disponibles

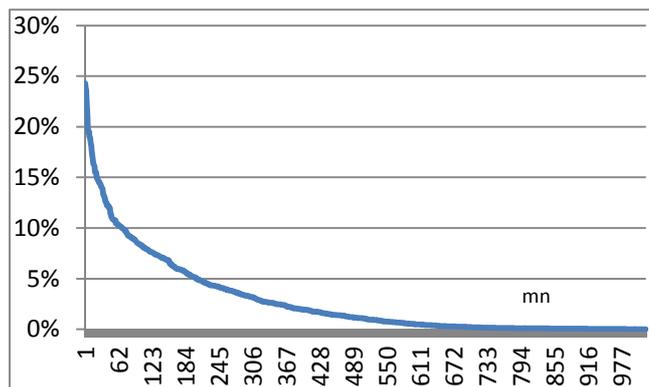


Figure 28 - Etude de cas PV – Répartition statistique des variations de puissance sur 5 parcs photovoltaïques le 25 mai 2013 entre 5h et 22h

Ainsi un poste source qui aurait une puissance PV installée égale ou proche de la puissance du poste source verrait la production varier de plus de 15 % en une minute environ 25 fois dans une journée.

A noter qu’une analyse de ces cas particuliers montre que dans 70 % des cas la production PV varie dans le sens inverse (à hauteur de 10 % au moins) dans la minute suivante et dans plus de 90 % des cas la production PV varie dans le sens inverse (à hauteur de 10 % au moins en moins d’une minute) dans les 3 minutes suivantes.

Il est à noter que pour ce qui a trait au respect du plan de tension, les distributeurs sont évalués sur la base de la moyenne de la tension lissée sur 10 minutes. Il est donc intéressant d’évaluer quelle est la variabilité de la production sur 10 minutes lissées.

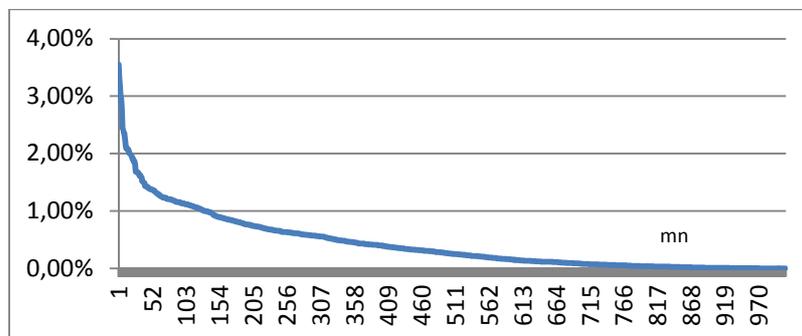


Figure 29 - Etude de cas PV – Répartition statistique des variations de tension sur 5 parcs photovoltaïques le 25 mai 2013 entre 5h et 22h

L’analyse montre que les pics de production du photovoltaïque ne sont plus représentatifs et l’on retrouve avec introduction d’un lissage sur 10 minutes une production qui varie assez peu (variation maximum de 3,55 % et variation de plus de 3% dans 4 cas seulement).

Une analyse complémentaire a été réalisée visant à étudier la puissance instantanée qu’il serait nécessaire de stocker afin de permettre à une source photovoltaïque de conserver une variabilité maximale de sa production de 3% d’une minute à l’autre (et incidemment de ne pas impacter l’équilibre du poste source, y compris à court terme). La courbe représentant les volumes d’énergie à stocker (en % de la puissance de photovoltaïque installée) est indiquée ci-dessous.

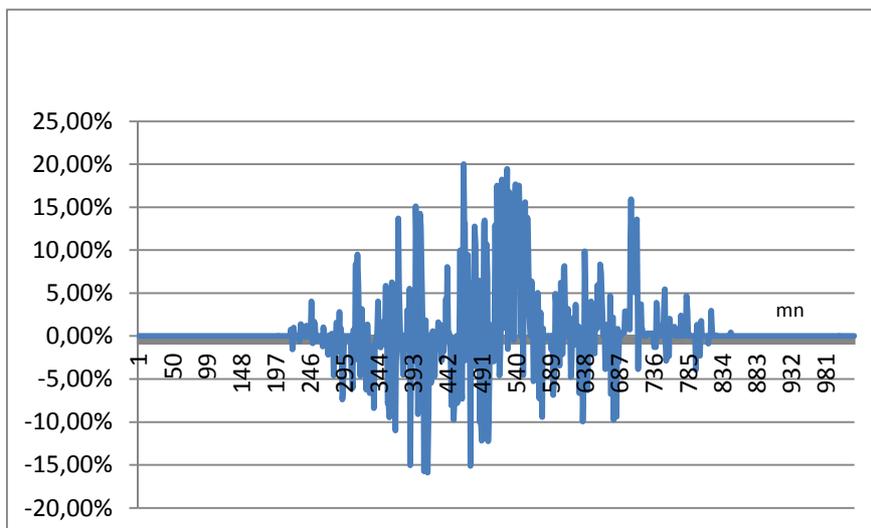


Figure 30 - Etude de cas PV – Puissance à stocker afin de limiter les variations de puissance à 3% sur 1 mn sur 5 parcs photovoltaïques le 25 mai 2013 entre 5h et 22h

A partir de ces variations de flux il est possible de modéliser le volume d'énergie à stocker sous forme de batterie ou d'un volant à inertie pour absorber l'ensemble des variations de puissance ci-dessus (l'échelle retenue est % de la puissance PV installée x 1 minute).

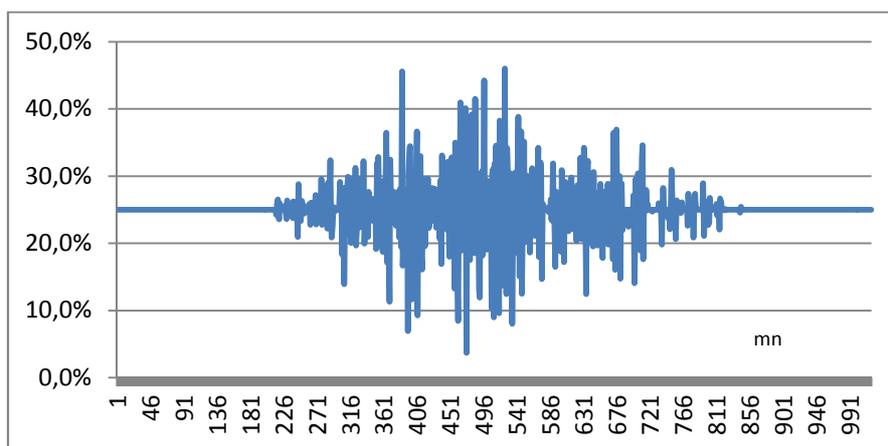


Figure 31 - Etude de cas PV – Energie à stocker afin de limiter les variations de puissance à 3% sur 1 mn sur 5 parcs photovoltaïques le 25 mai 2013 entre 5h et 22h

On voit donc qu'un poste source qui disposerait d'une injection de panneaux solaires photovoltaïques de 50 MW devrait disposer d'une capacité de stockage de 500 kWh environ si cette solution était envisagée pour lisser (à 3% près) les pics de production à court terme de ce mode de production.

Plusieurs postes sources sont actuellement en situation d'absorber un volume de production excédentaire en regard de la consommation locale du fait d'une surproduction éolienne ou photovoltaïque. A titre d'exemple la courbe ci-dessous présente les flux en entrée et sortie du poste de Saint-Auban au cours d'une année. Ce poste est celui qui absorbe la production des centrales photovoltaïques de Les Mées.

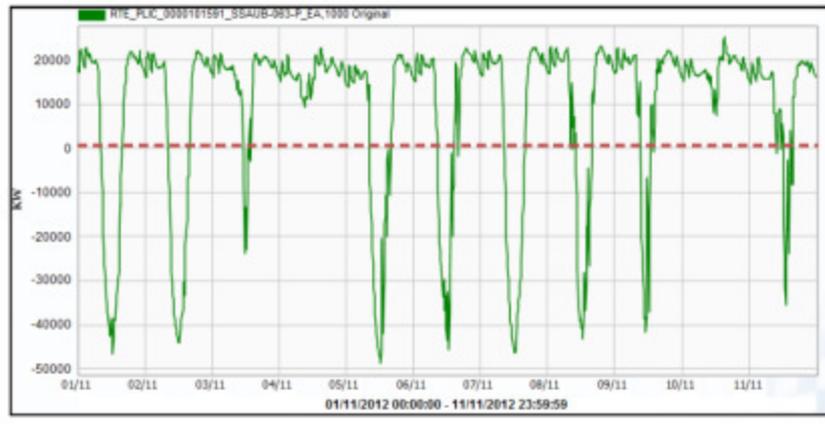


Figure 32- Courbe de charge du poste source St Auban (source : ERDF)

Ces éléments nous montrent que le poste source est bien en mesure actuellement d’absorber un volume important de production photovoltaïque tout en assurant le respect du plan de tension. Il convient néanmoins de prendre en considération les deux éléments modérateurs suivants.

Tout d’abord il convient de noter que, si le plan de tension est respecté, la production d’énergie décentralisée n’est pas sans impact sur le niveau de tension et l’utilisation des régleurs en tension.

A titre d’exemple, nous avons repris ci-dessous la production photovoltaïque en entrée du poste source de Saint Auban pour la journée du 25 Mai 2013, journée qui a la spécificité d’être ensoleillée avec de nombreux passages nuageux impactant directement la production PV.



Figure 33 - Production PV en entrée du poste source St Auban le 25/05/13 – En intensité (source : ERDF)

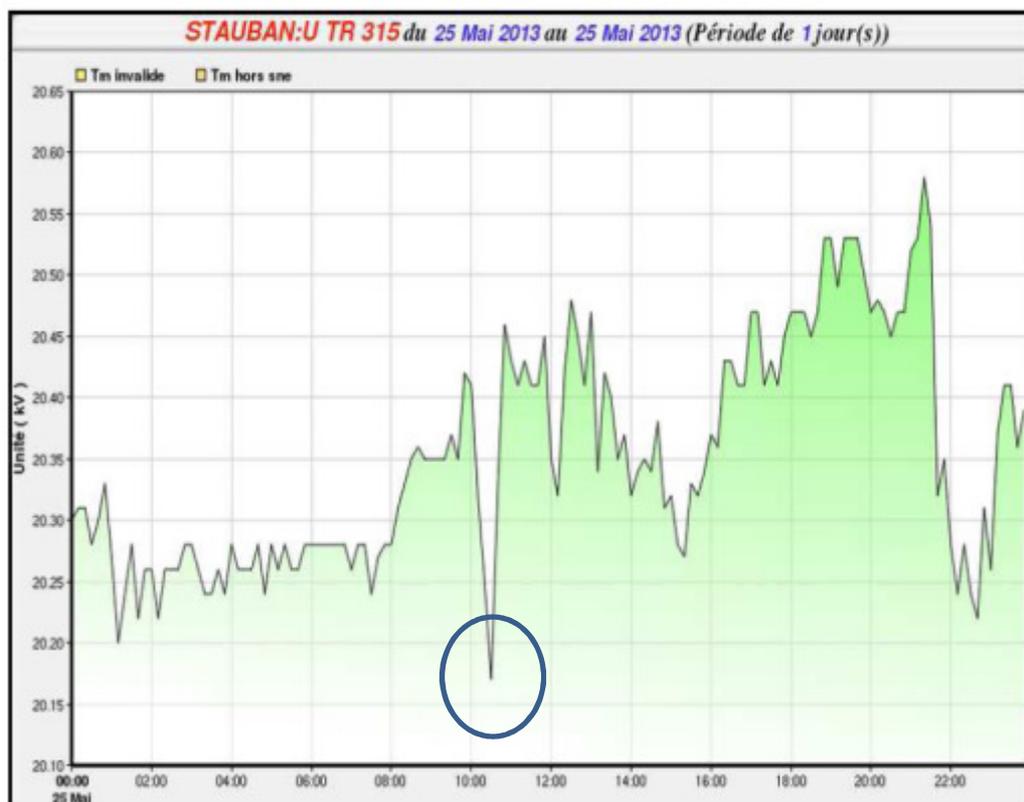


Figure 34 - Production PV en entrée du poste source St Auban le 25/05/13 – En puissance (source : ERDF)

Le suivi du plan de tension (moyenné à 10 minutes) fait clairement apparaître l'intervention d'un réglage en tension intervenant afin de contrer (vers 11 :00) la montée en tension inhérente à l'accroissement de la production des centrales photovoltaïques. Ainsi bien que la production sur le poste de Saint-Auban soit principalement injectée en HTA, la production photovoltaïque aura pour conséquence une augmentation de la fréquence d'utilisation des régleurs en tension et ce particulièrement les jours où la variabilité de l'ensoleillement sera importante¹⁵.

Les postes sources en situation de refoulement de production sont actuellement alimentés par des producteurs éoliens ou photovoltaïques raccordé en HTA (20 kV). Il est évident que les sautes de tension (associées à la difficulté d'évacuer les électrons vers le niveau de tension supérieur) seront d'autant plus importantes que l'injection de production photovoltaïque s'effectuera de manière massive au niveau basse-tension. Pour se prémunir de ce problème, les distributeurs utilisent actuellement des marges de sécurité importante lors des demandes de connexion de centrales de plus de 36 kVA mais ces marges de sécurité conservent néanmoins trois inconvénients :

- plus on additionne les demandes de raccordement et moins les capacités d'accueil sont élevées,

¹⁵ A noter qu'ERDF n'a pas été en mesure de nous fournir des statistiques précises sur ce phénomène.

- plus les marges de sécurité sont importantes et plus les surcoûts associés à un raccordement sont élevés,
- aucune étude n'est réalisée pour les raccordements de centrales de moins de 36 kVA or celles-ci pourraient in fine impacter aussi le plan de tension à terme si elles devaient être amenées à se multiplier.

2.3.3.3.2 Conséquences pour la mise en œuvre du SRCAE

2.3.3.3.2.1 *Inadéquation du mode de détermination de la qualité de service des distributeurs*

Afin d'assurer la sécurité des consommateurs, les distributeurs ont la charge de respecter des plages de tension maximum et minimum à chacun des points de livraison (plan de tension). Les écarts par rapport à ces obligations sont signalés dans les rapports annuels d'activités aux autorités concédantes. Compte tenu du mode de fonctionnement historique du réseau de distribution, la tension était relativement stable et ce faisant le respect du plan de tension est déterminé sur les mesures effectuées par des instruments effectuant une moyenne des tensions observées sur 10 minutes.

La variabilité importante du photovoltaïque engendre des pics de production très ponctuels et d'une durée inférieure à 3 minutes dans la quasi totalité de cas. Ces pics pourraient engendrer une variabilité importante de la tension sur le réseau basse tension (Wolfram Heckmann). Le mode de calcul imposé par le réglementation actuelle pourrait donc engendrer des cas de dépassement des seuils de tension susceptibles de poser des problèmes de sécurité pour les consommateurs sans que les distributeurs ne soient pour autant en non-conformité avec leurs objectifs au titre du plan de tension tel qu'il est calculé aujourd'hui.

2.3.3.4 *Horizon et probabilité d'occurrence de ces problématiques dans le cadre du SRCAE*

Le SRCAE prend pour hypothèse une capacité installée de 900 MW en toiture (950 MW au sol) en 2020 et 2 x 1,9 MW installé en 2030 soit un niveau d'injection sur le réseau BT en 2030 d'environ 575 Wc/point de livraison et d'injection global au niveau du réseau HTA/BT de 1 150 Wc/point de livraison (sur la base de 3,3 millions de points de livraison tel qu'estimé par ERDF) Ce niveau d'injection ne présente pas de barrière a priori pour ce qui a trait du respect du plan de tension à l'échelle régionale, mais pourrait présenter localement des niveaux dépassant les 3 500 Wc/ point de livraison.

Il est à noter que le scénario Negawatt prévoit un développement sensiblement plus important du photovoltaïque (correspondant à une puissance d'environ 1500 Wc/point de livraison en 2030 et qu'une étude réalisée pour le compte de l'ADEME en 2009 estime le potentiel de la région à environ 1850 Wc/point de livraison). Nonobstant les problématiques de répartition de la puissance injectée et des autres problématiques de régulation présentées dans les chapitres ultérieurs, **le réseau de distribution ne semble pas présenter, du seul fait du plan de tension, de limitation importante en regard de ces objectifs.**

2.3.4 Mesures palliatives

2.3.4.1 *Solutions pour le respect du plan de tension à court terme*

L'analyse de la production de centrales solaires en Provence-Alpes-Côte d'Azur montre un niveau de variabilité important de la production. Celle-ci semble impacter la fréquence d'usage des régulateurs en tension lorsque les centrales sont raccordées en HTA. Cette variabilité serait susceptible de perturber le plan de tension lorsque les injections au niveau basse-tension seront effectuées de manière massive sur des lignes à faible densité de population. Afin de faciliter le respect des exigences les distributeurs disposent de plusieurs options :

- Limiter le volume d'injection photovoltaïque,
- Mettre en place des moyens de stockage tampon,
- Mettre en place des moyens de régulation actifs sur le réseau,
- Agir plus souvent sur les réglages de tension en début de ligne,
- Agir directement sur la consommation ou la production via des systèmes de pilotage dédiés comme le délestage de puissance prévu sur les compteurs Linky,
- Disposer d'onduleurs intelligents qui vont automatiquement réduire ou ajuster le rapport énergie active/énergie réactive en fonction de la tension observée au point d'injection.

La limitation de la production photovoltaïque est la méthode qu'a retenue la société EDF/SEI dans certaines zones non interconnectées (notamment DOM TOM). EDF/SEI a ainsi imposé un volume maximum de 30 % de puissance photovoltaïque. Au-delà les producteurs sont susceptibles d'être déconnectés du réseau et de perdre leur production. EDF/SEI ne s'engage pas sur un nombre maximum d'heures de déconnexion ce qui complexifie le processus de financement. Une telle limitation ne permettrait pas de respecter les objectifs du SRCAE en Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Compte tenu des caractéristiques de variation observées de la production PV en Provence-Alpes-Côte d'Azur on peut penser que le système de dispatching de la consommation (tel que celui prévu dans Linky) n'est pas non plus adapté à la problématique. En effet que ce soit dans le cadre de la génération actuellement déployée (technologie de communication G1/SFSK) ou future (G3), les délais de communication envisagés avec le compteur n'offriront pas le niveau de réactivité requis pour participer à la régulation primaire du réseau.

La mise en place d'onduleurs intelligents susceptibles de modifier les caractéristiques de leur injection en fonction de l'état du réseau semble particulièrement adaptée. C'est l'une des options mise en place actuellement en Allemagne. Cette solution présente l'intérêt d'être relativement peu onéreuse car l'onduleur représente moins de 5 % du coût global d'un projet photovoltaïque. Les onduleurs peuvent modifier leur comportement chaque seconde ce qui rend ce moyen de régulation particulièrement adapté à la variabilité de la production PV. Il convient néanmoins de noter que cette solution nécessite une évolution de la réglementation Française actuelle (qui ne prévoit qu'une injection en permanence et à 100 % en énergie active pour les onduleurs photovoltaïques). Cette solution a par ailleurs un temps d'inertie important puisque seuls les nouveaux onduleurs installés seront susceptibles de participer à la régulation du réseau.

Les distributeurs pourraient aussi mettre en place un système de délestage à distance des plus grosses centrales. L'utilisation par ERDF d'outils de modélisation fine (inexistant à ce jour) permettrait probablement de proposer à des producteurs de raccorder des centrales importantes sans renforcement du réseau moyennant l'engagement de leur part de se déconnecter en cas de surtension observée sur le réseau. Cet engagement pourrait porter sur un nombre contractuellement limité d'heures ce qui permettrait à la fois de faciliter la régulation du réseau sans nuire à la capacité des promoteurs des projets de trouver des sources de financement. Il est à noter que la réglementation française ne permet pas actuellement ce type de raccordement.

L'étude de la variabilité de la production photovoltaïque en Provence-Alpes-Côte d'Azur montre un niveau de variabilité important (y compris après foisonnement de la production) mais aussi que les variations sont généralement de courtes durées (passage nuageux). De ce fait le volume de l'énergie à stocker pour la gestion de la réserve primaire est globalement limité mais la puissance à livrer et la fréquence des appels au stockage sont en revanche élevées. Les solutions technologiques adaptées à ce type de problématique sont les super capacités ou les volants à inertie (les batteries classiques ne permettent pas un nombre de cycle de charge/décharge satisfaisant). Un poste source de 50 MW pourrait nécessiter une batterie d'un volume de 500 kWh uniquement mais susceptible de délivrer jusqu'à 10 MW de capacité à un instant donné. Le prix de ce type de technologie est hélas fonction de la puissance instantanée livrable et peut être estimé à 3€/Watt¹⁶. L'addition d'un mécanisme de régulation primaire pour un poste source de 50 MW, qui serait alimenté à 100 % à un instant donné par de l'énergie photovoltaïque, et qui serait régulé par le seul biais d'un mécanisme de stockage centralisé pourrait donc représenter un investissement d'environ 30 M€. Il apparaît donc clairement que cette solution ne peut être envisagée qu'en complément éventuel des autres techniques proposées ci-dessus et ne peut constituer le mécanisme principal de régulation.

2.3.4.2 Autres mesures facilitant la mise en œuvre du SRCAE

Les mesures précédentes ayant montré de nombreuses limites contraignantes, de nouvelles pistes d'action sont apparues.

En dehors de la problématique de la réserve primaire abordée ci-avant, le réseau de distribution d'électricité ne présente pas de limitations significatives en regard des objectifs du SRCAE. En revanche, il est probable que les distributeurs rencontreront des difficultés croissantes pour connecter les centrales en début et surtout en fin de ligne au fur et à mesure de l'augmentation du taux de pénétration du photovoltaïque. Les niveaux de 680 Wc/point de livraison seront alors régulièrement dépassés localement ce qui pourrait engendrer des difficultés d'écoulement des flux électriques et par là-même de régulation de la tension. De ce point de vue, il semble important que les distributeurs disposent dans le futur d'outils permettant de s'assurer que les conditions de connexion proposées soient à la fois techniquement et économiquement optimisées.

2.3.4.2.1 Mise en œuvre des onduleurs intelligents

D'un point de vue du plan de tension la principale contrainte semble être celle du raccordement de centrale de puissance de 100 à 250 kWc, raccordées en basse tension et en bout de ligne. Cette configuration sera d'autant plus problématique sur les lignes rurales (plus longues) et en dehors des

¹⁶La ville de New York a fait l'acquisition d'un volant à inertie de 20 MW pour 70 M\$ en 2010 auprès de la société Beacon Power

zones industrielles et commerciales (dont la courbe de consommation est en général corrélée à la courbe de production des centrales). Dans ces cas précis et afin d'éviter de rendre les projets économiquement non viable de par des coûts de raccordement élevés, la mise en œuvre d'onduleurs avec injection d'énergie réactive semble une option intéressante à plusieurs niveaux :

- D'une part elle permet d'adapter la tension d'injection et par la même de faciliter le respect du plan de tension,
- D'autre part, elle permet une injection limitée d'énergie réactive décentralisée permettant de compenser les pertes en lignes,
- Elle permet de réduire les pertes en ligne subit par ERDF sur le transport de l'énergie réactive,
- Finalement elle offre aux distributeurs une courbe d'apprentissage de ce nouveau mode de régulation du réseau.

Cette option nécessite la mise en œuvre d'onduleurs plus onéreux ce qui semble néanmoins possible compte tenu du fait que les onduleurs ne sont pas le premier poste de coût des projets photovoltaïques. La mise en œuvre de cette solution nécessiterait une modification réglementaire pour que l'énergie réactive soit incluse dans le principe des obligations d'achat.

Cette option est discutée plus en détail dans le chapitre 2.4 relatif à l'énergie réactive.

2.3.4.2.2 Amélioration des outils de modélisation en vue du raccordement

Compte tenu de la montée en puissance du photovoltaïque de nouveaux investissements seront requis pour faciliter son déploiement. Ils sont globalement de divers ordres :

- Renforcement des lignes électriques
- Installation de nouveaux équipements réseau (super condensateurs)
- Déploiement de solutions de pilotage des moyens de production décentralisés
- Mise en place d'onduleurs à injection d'énergie réactive
- Déploiement de solutions de pilotage de la consommation (notamment des postes de raccordement des véhicules électriques)
- Modification des rapports de tension au niveau des postes de transformation

Une analyse détaillée permettant de déterminer les niveaux d'équipements nécessaire sur le territoire de Provence-Alpes-Côte d'Azur supposerait de disposer d'information détaillées de la part des gestionnaires de réseaux auxquelles l'accès est aujourd'hui restreint. Par ailleurs elle supposerait de définir des hypothèses sur la vitesse et les modalités de déploiement du photovoltaïque en région (localisation, niveau de tension,...) qui sortent des limites de la présente étude. Ce point est cependant ajouté et détaillé dans le dernier chapitre.

L'identification des évolutions éventuelles à apporter au réseau pour rester dans une plage de tension acceptable nécessitera donc de disposer d'outils prenant en compte :

- Les capacités de réglage en tension de la zone et notamment la possibilité de baisser la tension en sortie de transformateur,

- Le foisonnement au niveau des différents outils de production (avec notamment la prise en compte des caractéristiques détaillées des moyens de production),
- Les profils de consommation en regard des profils de production,
- Les dispositifs éventuels de réglage en tension (condensateur, volant à inertie, batteries, ...)
- Les données historiques détaillées de production,
- Les données historiques détaillées de consommation,
- Les données historiques des niveaux de tension sur l'ensemble des segments des réseaux de distribution ;
- L'existence d'onduleurs avec régulation de tension,
- L'existence de moyens de déconnexion en production,
- L'existence de moyens de limitation de la puissance livrée,
- L'existence de boîtiers d'écrêtage de la consommation.

Ce type d'outillage ne semble actuellement mis en œuvre par aucun distributeur d'électricité Français.

A titre d'exemple on pourra noter que la société Southern California Electricity développe un modèle prédictif de l'injection PV. Le modèle prend en considération l'ensemble des moyens de production et leurs caractéristiques (technologie, orientation, tracker, ...). Le volume estimé de l'injection peut être obtenu par code postal, par transformateur, par régleur en charge, par sous station.

De même cette société a entrepris de développer un modèle permettant d'estimer le volume maximum d'électricité photovoltaïque injectable sur les différents régulateurs en charge en fonction de la caractéristique de ceux-ci et des points projetés pour l'injection sur le réseau (Jeff Smith - EPRI). Des modélisations peuvent aussi être effectuées pour estimer le nombre maximum d'heures de délestage sur une année pour une centrale photovoltaïque qui souhaiterait être connectée sans renforcement du réseau existant. Le coût de développement de ce type de logiciels (quelques millions d'Euros) est significativement inférieur aux coûts des renforcements de réseau évités.

Ce type de modélisation permettrait aux promoteurs de projets d'arbitrer entre les investissements dans le renforcement du réseau ou la perte éventuelle d'une partie de leur injection. Il est à noter enfin que si ERDF est en mesure de réaliser une modélisation de l'impact d'une modification de la tension de consigne en sortie de feeder sur les capacités de raccordement d'un nouveau producteur injectant en HTA, cette fonction n'est pas mise en œuvre pour les raccordements à des niveaux de tension inférieur.

2.3.5 Pistes d'actions

Légende

- En vert : les actions régionales ou ayant une déclinaison régionales.
- En bleu : les actions nationales



2015

- ☞ Evolution de la réglementation en vue de s'assurer que les injections PV et où micro-éolienne participe à la régulation en tension du réseau (injection d'énergie réactive)
- ☞ Mise en place d'un régime de raccordement permettant le découplage d'un producteur par le distributeur sur un volume maximum garanti d'heures ; dans ce cas de figure détermination d'un régime de pénalité en cas de non respect du découplage par le producteur.
- ☞ Mise en place d'un outil de pilotage (tension, actif/réactif, découplage) des principales centrales connectées au réseau MT/BT. Sur cette thématique la région Provence-Alpes-Côte d'Azur pourrait être considérée comme « région pilote »



2020

- ☞ Mise en place d'un outil de remontée des informations sur les tensions par phase sur l'ensemble des postes de transformation en profitant du déploiement du projet Linky
- ☞ Mise en place d'un outil favorisant l'équilibrage entre phases
- ☞ Développement d'un outil statistique sur la fiabilité des équipements réseau prenant en considération les informations détaillées disponibles sur l'état du réseau
- ☞ Evaluation de l'écart entre les niveaux tension min et max et les niveaux mesurés par les systèmes instrumentaux actuels.
- ☞ Etude le cas échéant d'une évolution de la réglementation en vue de modifier le mode de calcul des dépassements des seuils de tension des distributeurs (raccourcissement de la période utilisée pour moyenner les tensions, actuellement de 10 mn)
- ☞ Mise en place d'un outil global de synchronisation sur l'ensemble des équipements de mesures des réseaux HTA/BT
- ☞ Mise en place d'un outil permettant d'estimer la production spatio-temporelle de la consommation et de la production sur une ligne électrique particulière et ce faisant de limiter les travaux éventuels de renforcement nécessaires à la connexion d'un nouveau producteur
- ☞ Mise en place d'un outil permettant de modéliser la production des centrales de petites puissances
- ☞ Mise en place d'un outil permettant de modéliser le volume de déconnection potentielle imposé pour accepter un point d'injection additionnel sans renforcement du réseau
- ☞ Mise en place d'un outil permettant de modéliser l'impact d'une modification de la tension de consigne des feeders, des capacités d'injection d'énergie réactive et des capacités de délestages de la consommation sur les capacités de raccordement en basse tension



2025

- ☞ Mise en place, autant que nécessaire, d'équipements actifs de régulation de la tension aux points de réseau sous contrainte
- ☞ Mise en place d'un outil d'optimisation des coûts de maintenance du réseau par identification d'actions de maintenance préventive
- ☞ Mise en place, autant que nécessaire, d'équipements de stockage en puissance aux points du réseau sous contrainte en matière de réserve primaire
- ☞ Adaptation de la réglementation concernant les boîtiers de pilotage de la consommation pour faciliter le pilotage de la puissance tant active que réactive (notamment pour les clients industriels)
- ☞ Mise en place progressive d'un outil de suivi du plan de tension pour l'ensemble des points de livraison.



2030

- ☞ Mise en place d'un outil prospectif du plan de tension et besoins en service systèmes d'équilibrage pour l'ensemble du réseau BT
- ☞ Détermination d'une réglementation et des outils pour la délocalisation des services système de régulation de la réserve primaire au niveau des réseaux de distribution BT. Cette problématique est nationale mais la problématique devrait apparaître en premier dans la région Provence-Alpes-Côte d'Azur et à ce titre la région pourrait être considérée comme 'région pilote' ;
- ☞ Détermination d'une réglementation et des outils pour la fourniture de services de stockage d'énergie par des tiers. De la même manière la région pourrait être considérée comme 'région pilote'.

2.4 Gestion de la puissance réactive

2.4.1 Objectifs recherchés

Tout système électrique mettant en œuvre un courant alternatif met en jeu deux types d'énergie : l'énergie active et réactive. L'énergie active sert essentiellement à la transformation de l'énergie électrique en chaleur. L'énergie réactive sert à la magnétisation des moteurs ou des tubes fluorescents.

L'énergie réactive se traduit physiquement par un décalage entre les sinusoïdes de tension et d'intensité que l'on représente par le coefficient ϕ . Elle est fonction des caractéristiques des réseaux et appareils connectés. Plus le $\cos(\phi)$ d'une installation est faible et plus son rendement électrique est médiocre.

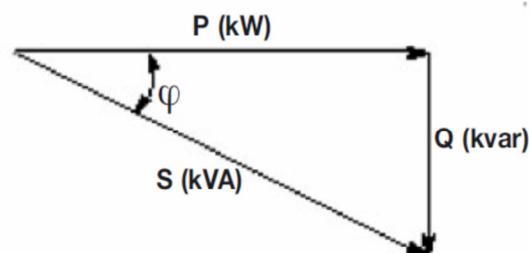


Figure 35 - Représentation vectorielle des puissances actives (P), réactives (Q) et apparentes (S)

La consommation d'énergie réactive n'est pas facturée aux clients domestiques car ERDF ne peut socialement les contraindre à la compenser. La consommation d'énergie réactive des industriels au tarif vert (> 250 kVA) est mesurée et fait l'objet d'une facturation complémentaire du 01^{er} novembre au 31 mars au-delà de 40 % de la puissance réactive consommée (ce qui correspond à un Cos (ϕ) inférieur à 0,93). Le réseau électrique lui-même, en fonction de son impédance, consomme de l'énergie réactive (Cos (ϕ)=0,95 en moyenne).

L'intensité réactive nécessaire à l'alimentation des clients et du réseau a comme conséquence d'accroître l'intensité effective transitée et par la même d'augmenter les pertes joules sur le réseau (et les puissances de raccordement au niveau des points de livraison). Elle a indirectement comme conséquence d'accélérer le vieillissement du matériel (transformateurs comme lignes).

2.4.2 Techniques actuelles

Afin d'éviter tout problème de tension, les distributeurs doivent s'assurer d'équilibrer les flux circulants sur le réseau tant en matière de puissance active que de puissance réactive. Les quatre principales technologies utilisées pour ce faire sont :

- Les centrales de puissance connectées au réseau HT qui disposent de mécanisme d'injection de puissance réactive,
- Les condensateurs raccordés au départ HTA des postes sources HTB/HTA et qui permettent de compenser l'inductance du réseau HTA et HTB,
- Les condensateurs raccordés au départ BT des postes HTA/BT et qui servent à compenser les appels d'énergie réactive des réseaux BT vers le réseau HT ; les condensateurs peuvent être fixes ou connectables en fonction des variations de l'impédance du réseau, ceux-ci peuvent donc être commandés en fonction de la température, de l'heure ou de la tension du réseau,
- Les FACTS (Flexible AC Transmission System) qui sont des systèmes d'électronique de puissance s'apparentant à une impédance dont la valeur fluctuerait en fonction de la différence de tension entre deux points du réseau. Ils permettent, ce faisant, un contrôle précis des flux de puissances réactives, une optimisation des flux et une amélioration de la stabilité dynamique des niveaux de tension.

2.4.3 Impacts du photovoltaïque

2.4.3.1 *Origines principales des difficultés*

Les standards historiques de conception des onduleurs photovoltaïques indiquaient que ceux-ci ne devaient pas intervenir de manière active sur la tension du réseau au point d'injection. Les onduleurs ont donc été conçus pour fournir exclusivement de l'énergie active (et dans les faits les retours d'expérience montrent qu'ils consomment même de l'énergie réactive y compris pendant les périodes de production (PV Upscale -Impact of PV systems in high capacity PV settlements – page 32)).

En cas de fort niveau de pénétration du PV, la production d'énergie injectée sur le réseau peut dépasser les besoins locaux de consommation en énergie active. Pour autant les besoins en énergie réactive de la zone perdurent nécessitant potentiellement un besoin de transfert en sens inverse de l'énergie active. Ces besoins antinomiques induisent des problématiques importantes de régulation de la tension. Celles-ci ont été observées :

- En Allemagne où le taux national de pénétration a dépassé en 2012 les 50 %,
- En Californie (PG&E) pour des taux de pénétration du PV dépassant les 50 % en puissance.

Il est à noter que le développement des éoliennes asynchrones (qui ne peuvent pas injecter d'énergie réactive sans système de compensation dédié) ne fait que renforcer ces difficultés.

2.4.3.2 Horizon de ces problématiques dans le cadre du SRCAE

Sur la base des perspectives de développement du photovoltaïque tels que prévus dans le cadre du SRCAE de Provence-Alpes-Côte d'Azur des taux de pénétration de plus de 50 % devraient être atteints en 2022 environ. La mise en œuvre de mesures préventives est donc indispensable à cet horizon de temps. La question serait de savoir sur quelle partie du réseau cela va se produire, a priori tel que vu précédemment plutôt dans des zones rurales et non sur le littoral fortement urbanisé.

2.4.4 Mesures palliatives

La réglementation française actuelle prévoit que les onduleurs photovoltaïques ne participent pas à l'équilibrage du réseau. Par conséquent, les onduleurs installés ne fournissent que de la puissance active, car cette configuration optimise le volume d'énergie livrée au réseau. Cette limitation est une question réglementaire et nullement d'ordre technique car de nombreux onduleurs ont la capacité de fournir une puissance réactive, en plus de transformer le courant continu en courant alternatif.

Lorsque les onduleurs intègrent ce type d'électronique, ils se comportent alors comme un condensateur ou comme une inductance. L'avantage d'un onduleur par rapport à un condensateur fixe est qu'il peut modifier son comportement en temps réel (millisecondes) en fonction des besoins de régulation du réseau. Le volume d'énergie réactive sur lequel l'onduleur peut influencer dépend de sa puissance et de l'énergie active fournie au réseau. La nuit, l'onduleur dispose du maximum de plage de réglage. A l'inverse les onduleurs n'ont plus de possibilité de régulation en puissance réactive lorsqu'ils fonctionnent à leur maximum de puissance.

La majeure partie des onduleurs photovoltaïques étant de petite puissance, ils ne sont pas pilotés par les gestionnaires de réseaux et donc pas dispatchables. La communication entre les onduleurs et le gestionnaire du réseau de distribution est donc limitée voire inexistante, ce qui induit des difficultés dans l'application des algorithmes de répartition optimale des puissances active et réactive. Ce faisant, le développement d'un régulateur de tension intégré aux onduleurs semble être une option intéressante pour favoriser la participation des centrales photovoltaïques à la régulation du réseau sans augmentation des coûts pour le distributeur. Cette solution est celle qui est favorisée sur le réseau Allemand. Les coûts sont supportés par les producteurs mais restent marginaux sur le coût global d'une centrale de production photovoltaïque (moins de 2%).

Il est à noter que le projet ESPRIT (EDF R&D, Ines, G2ELab, Idea, Transénergie, Hespul, 2011) a mis en avant la possibilité d'utiliser des onduleurs pour un nombre important de services systèmes et notamment :

- Régulation de la tension
- Régulation de l'énergie réactive injectée
- Limitation des harmoniques

- Equilibrage entre les phases sur les réseaux triphasés

Une étude (36) du NREL (National Renewable Energy Laboratory) a aussi montré, dans le cadre d'une étude portant sur 56 configurations réseau différentes et 3 niveaux d'injection PV (5%, 10% et 50 %) qu'à des niveaux de :

- 5 % : les onduleurs intelligents avaient peu d'impact sur la régulation de la tension au niveau des postes sources,
- 10% : les supports des onduleurs intelligents étaient susceptibles de réduire de 40 % la puissance requise au niveau des condensateurs actuellement utilisé au niveau des postes sources pour stabiliser la tension,
- 50 % : les onduleurs intelligents étaient susceptibles d'apporter les services nécessaires et suffisants pour alimenter la totalité de l'énergie réactive nécessaire au niveau des postes sources.

Ce type d'approche a été mis en œuvre au Japon (IEA PVPS) et en Allemagne.

Compte tenu de l'inertie liée au temps de développement et de diffusion de ce type de technologie, l'adoption d'un nouveau standard visant à une meilleure gestion en tension du réseau devrait être envisagée par les distributeurs dans les deux ans à venir.

Il convient de noter qu'au-delà de la problématique technique, une évolution de la réglementation pourrait être nécessaire afin de prendre en compte les gains économiques (réduction des pertes joules estimées à 7% pour un taux de pénétration de 50 % d'onduleur intelligents, réduction significative des besoins d'investissement en condensateur et inductance au niveau des postes source, etc ...) apportés par ce nouveau type d'onduleur à la régulation du réseau.

2.4.5 Pistes d'actions

Légende

- En vert : les actions régionales ou ayant une déclinaison régionales.
- En bleu : les actions nationales



- ☞ Lancement d'un groupe de réflexion sur l'évolution des standards concernant la régulation en tension des onduleurs injectant sur le réseau basse tension.
- ☞ Lancement d'un groupe de réflexion sur l'évolution des systèmes de pilotage des onduleurs susceptible de délivrer des services système.



- ☞ Mise en place d'un mécanisme automatisé (et couplé au système de pilotage de la tension) de gestion des découplages des injections décentralisées ; utilisation de ce système en régulation de tension ou en fonctionnement en mode dégradé (perte d'une liaison à HT). La région Provence-Alpes-Côte d'Azur pourrait servir de région pilote sur ce thème.

2.5 Ilotage non désiré

2.5.1 Description

Bien qu'un réseau électrique soit par essence conçu pour alimenter les clients en permanence, il peut être nécessaire de s'assurer que l'on puisse couper celui-ci notamment pour les interventions de maintenance.

Le système de pilotage historique du réseau est basé sur une alimentation descendante des réseaux THT vers les réseaux BT. Sans injection déportée, toute coupure de l'alimentation engendre une baisse importante de la tension et de la fréquence sur la partie aval du réseau. Ce phénomène est utilisé comme signal pour procéder à la déconnexion des moyens de production connectés en aval engendrant un effondrement en chaîne rapide de l'ensemble des moyens de production de la zone à déconnecter.

Un risque d'ilotage intempestif peut survenir lorsque les niveaux de la consommation et de production délocalisés sont dans une situation de quasi équilibre sur la partie de réseau que l'on souhaite couper. Il en résulte une faible variation de la tension et de la fréquence au moment de la coupure et ce faisant la partie de réseau que l'on souhaitait isoler continue de fonctionner normalement.

L'ilotage est possible au niveau de l'ensemble d'une branche alimentée par un feeder*, au niveau d'un poste de transformation voire à un niveau inférieur comme celui d'un bâtiment .

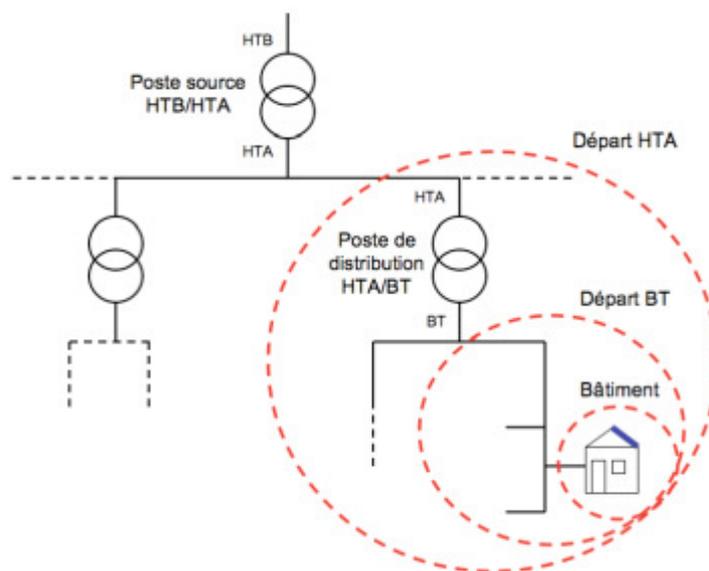


Figure 36 -Zones d'ilotage possibles sur un réseau de distribution électrique

2.5.2 Techniques actuelles

Afin d'éviter tout risque d'ilotage les onduleurs injectant de l'énergie sur les réseaux HTA/BT (essentiellement éolien et photovoltaïque) scrutent les caractéristiques du réseau au point de connexion et se déconnectent en cas de modification importante de ces valeurs. Ces dispositifs sont appelés protection de découplage.

Il convient de noter que les normes en matière de protection de découplage ne sont pas les mêmes dans les différents pays. Ainsi il existe des différences importantes tant en ce qui concerne les valeurs physiques scrutées (certaines normes préconisent la tension et la fréquence, d'autres ajoutant l'impédance du réseau) qu'en matière de tolérance (à titre d'exemple la norme en Allemagne recommande un découplage en dehors de la plage de fréquence 47-52 Hz alors qu'en Italie cette plage a été fixée à 49,9-50,3 Hz).

Plus les plages de découplage sont serrées, moins les risques d'ilotage sont importants mais plus les risques d'instabilité du réseau sont accrus. Lors du dernier black-out italien les normes de découplage serrées ont engendré la perte de plus de 3600 MW de production photovoltaïque immédiatement après la perte de la liaison THT avec l'Autriche ce qui a compliqué d'autant plus le travail du dispatcheur en poste au moment de l'événement. Tant que les techniques d'ilotage sont basées sur une analyse des paramètres de raccordement au point d'injection, la décision de déconnexion est toujours un compromis entre l'instabilité du réseau et la probabilité d'un ilotage dû à une trop forte résilience de celui-ci.

En France la réglementation en vigueur stipule que les centrales de production doivent¹⁷ :

- Soit disposer d'onduleur conforme à la norme DIN VDE 0126 (qui impose un suivi de la tension, de la fréquence et de l'impédance du réseau)
- Soit disposer d'un dispositif de découplage externe conforme à la norme NF EN 61727.

Il est intéressant de noter que le dispositif normatif d'ERDF se réfère à deux normes incohérentes (Projet Esprit – Interaction onduleur réseau : les services apportés par les onduleurs PV 2011, 2011). Ainsi

- la norme EN 61727¹⁸ prévoit une plage de couplage en fréquence de 49,5-50,5 Hz alors que celle de la norme DIN 0126 se situe entre 47-50,4 Hz.
- La norme DIN 0126 autorise un niveau d'injection de courant continu jusqu'à 1 A alors que la norme française 61727 interdit toute injection de continu

Des onduleurs satisfaisant la norme DIN 0126 peuvent donc ne pas respecter la norme française.

En dehors de ces incohérences dans les normes il convient de noter que le référentiel d'ERDF prévoit qu'un producteur, sur demande explicite, puisse découpler les systèmes de découplage basés sur les mesures d'impédance du réseau tel que prévu dans la norme DIN 0126 ce qui accroît encore l'hétérogénéité du parc actuellement en production.

¹⁷ ERDF-FOR-CF_15E Version 0,1/11/2010 : Modèle de CRAE pour une installation de production de puissance <= 36 KVA raccordée au réseau public de distribution basse tension

¹⁸ Norme NF EN 61727 : Caractéristiques de l'interface de raccordement au réseau des systèmes PV

2.5.3 Impacts du photovoltaïque

2.5.3.1 Origines principales des difficultés

Des cas concrets d'ilotage ont été rapportés par la société Iberdrola (Iberdrola, 2010). Le premier cas concerne une intervention de maintenance sur un poste HTA/BT. Celui-ci ne disposant pas de dispositif de coupure, Iberdrola a procédé à une coupure du disjoncteur HTA au niveau du poste source 20 kV amont. Lors de l'intervention, et alors que le poste de transformation était censé être non alimenté, un arc électrique s'est produit mettant en danger les techniciens. Cette situation a pu être reproduite par Iberdrola avec des durées de stabilité observées de plus de 40 minutes qui sont liées en l'espèce à un quasi équilibre offre-demande sur la zone mais aussi à une grande stabilité de la consommation (l'essentielle de celle-ci étant consommée pour alimenter en continu des moteurs d'irrigation en cours de journée).

Au niveau Européen deux projets ont principalement étudié les effets du photovoltaïque sur les risques d'ilotage : le projet DISPOWER (Bueldlinge, 2006) et le projet ESPRIT.

De nombreuses études internationales souvent contradictoires ont aussi été publiées sur les problématiques d'ilotage. Le fait que les conclusions soient parfois radicalement différentes (avec des écarts de 10^3 dans les calculs de probabilité) tient notamment au fait qu'il s'agit le plus souvent de modélisations statistiques basées sur des hypothèses différentes (notamment, car il n'existe pas de norme internationale unique- et parfois comme en France coexistent plusieurs normes-, sur les dispositifs de découplage).

Sur la base du retour d'expérience et des études de modélisation, il semble néanmoins possible d'arriver aux conclusions suivantes :

- A des niveaux d'injection PV inférieurs de 30 à 50 % en puissance le risque d'ilotage intempestif semble minime (H. Kobayashi, 1994) ;
- A des niveaux d'injection inférieurs à 400 W/point de livraison et sans injection d'énergie réactive la probabilité annuelle d'un ilotage intempestif est quasi inexistante (inférieure à 10^{-6}) (B. Verhoeven - IEA PSPV, 2002) et d'une durée inférieure à la minute sur une phase et à 5 secondes en triphasé,
- Le taux d'injection d'énergie délocalisée joue un rôle important dans les probabilités d'ilotage avec un niveau maximum de probabilité d'occurrence à des niveaux d'injection en puissance compris entre 100 et 200 % de puissance photovoltaïque installée en rapport à la puissance appelée. La probabilité d'occurrence semble non négligeable à compter de 1200 W/point de livraison¹⁹,
- La mise en œuvre des technologies d'injection réactive, en renforçant la stabilité intrinsèque du réseau, augmente considérablement les risques d'ilotage. En cas de quasi équilibre du réseau en énergie active l'injection d'un important volume d'énergie réactive ($\cos(\phi)=0,95$) augmente la probabilité de risque de 3 à 4 ordres de grandeur,

¹⁹ Ce qui sera le niveau projeté en PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR en 2030

Plus la zone îlotée est importante et plus le foisonnement au niveau des consommations et de la production joue en faveur du maintien de la stabilité de la zone. La durée de fonctionnement en ilotage intempestif est donc inversement proportionnelle à la taille de la zone fonctionnant en condition d'ilotement.

Les probabilités d'ilotage augmentant dans des zones de forte consommation d'énergie réactive, un ilotage est plus susceptible de subvenir dans des zones ayant une forte densité d'industries, demandeuses d'énergie réactive, que résidentielles.

2.5.3.2 Horizon et probabilité d'occurrence de ces problématiques dans le cadre du SRCAE

Compte tenu du niveau actuel d'injection la problématique d'ilotage est inexistante et le restera pour une quinzaine d'années. En revanche le niveau d'injection à l'échelon régional représentera plus de 1200 W/point de livraison à horizon 2030 et la mise en place de mesures visant à injecter de l'énergie réactive sera nécessaire à compter de 2022 ce qui renforcera les risques. Il est donc impératif pour ERDF d'améliorer son système actuel de gestion des découplages d'ici 9 ans environ.

2.5.4 Impacts du véhicule électrique

Les bornes de recharge des véhicules électriques et notamment les bornes rapides ont, du point de vue de l'ilotage, un comportement positif dans la mesure où le branchement d'un véhicule engendre un appel de puissance significatif sur la ligne et ce faisant une modification des valeurs électriques (tension, fréquence) qui augmente la probabilité de détection d'une situation d'ilotage par les boîtiers de découplage.

Par ailleurs, les bornes de recharge (hors celles des particuliers en maisons individuelles), parce qu'elles sont aussi associées à des mécanismes monétaires²⁰, disposeront d'un canal de communication externe direct les raccordant au centre de supervision des réseaux de distribution. Correctement conçues, elles pourraient, donc être utilisées, sans surcôt additionnel, comme des moyens de perturbations du réseau en vue de favoriser le découplage des onduleurs à proximité. Un mécanisme similaire pourrait du reste être envisagé pour le pilotage des relais des compteurs Linky.

²⁰ Les modalités de ce nouveau marché n'ont pas encore de contours précis. À ce jour, l'article 57 de la loi du 12 juillet 2010 prévoit que les opérateurs d'infrastructures publiques de recharge puissent revendre l'énergie électrique. Elle prévoit aussi que les points de recharge situés dans les copropriétés puissent venir en décompte de la consommation des parties communes (source : CRE)

2.5.5 Pistes d'actions

Légende

- En vert : les actions régionales ou ayant une déclinaison régionales.
- En bleu : les actions nationales

 2020

- ☞ Mise en place d'une réglementation concernant le déploiement des bornes de recharges rapides afin de limiter les impacts réseaux

 2025

- ☞ Mise en place d'un mécanisme de coupure de tout ou partie des principales centrales de production photovoltaïque raccordées au réseau BT/MT afin de se prémunir des fonctionnements en mode ilotés (déséquilibre de tension à un niveau suffisant pour être détectable par les autres onduleurs).
- ☞ Mise en place d'un mécanisme de pilotage des bornes de recharges de véhicules électriques en vue de favoriser les déséquilibres sur le réseau pendant les périodes de découplage. La région PACA pourrait être « région pilote » au plan national pour tester ce type de fonctionnement de même que celui mentionné ci-dessus.
- ☞ Modification des règles d'intervention sur le réseau BT afin de réduire les risques d'intervention sur une partie de réseau en fonctionnement iloté.
- ☞ Etude de l'opportunité de faire évoluer les plages de découplage des onduleurs en vue d'en favoriser le découplage en cas d'intervention planifiée.

2.6 Organisation du système électrique

2.6.1 Evolution du système national

Il ressort des différents chapitres précédents que la mise en œuvre de mesures techniques (participation des onduleurs à l'injection d'énergie active et réactive) ou réglementaires (mise en œuvre de signaux tarifaires permettant d'influer sur le niveau de la demande en électricité) devraient permettre de couvrir les dix premières années du SRCAE sans nécessiter de modification substantielle de l'organisation actuelle des rôles entre les différents acteurs du système électrique français.

Les modifications réglementaires portent néanmoins en germe une évolution importante dans le principe de fonctionnement de la régulation du système électrique. De manière historique, les principes de fonctionnement du système électrique français sont basés sur le principe d'un tarif d'acheminement uniforme de l'électricité sur l'ensemble du territoire national. C'est sur ces bases qu'ont été mises en œuvre le fond de péréquation tarifaire permettant aux habitants des DOM-TOM de disposer d'électricité au même titre qu'en métropole alors que la production sur les îles est

notablement plus chère. C'est sur ce même principe que les surcoûts payés par le dispatching du RTE pour faire appels aux centrales thermiques sont mutualisés et payés in fine par l'ensemble des français.

Le développement progressif des énergies météo dépendante va nécessiter progressivement de faire émerger un signal prix pour la vente qui sera fonction de l'état de stress du réseau. Plus le signal prix sera délocalisé et meilleure devrait être la réactivité des clients finaux (ou indirectement de leurs fournisseurs). La problématique principale en matière d'organisation du système électrique sera donc de faire évoluer le système afin de mettre en œuvre des mécanismes qui soient à la fois efficaces et respectueux de la culture de mutualisation du système électrique. Des systèmes ont d'ores et déjà été testés dans certains pays basés sur la mise en place de solutions dites RTP (Real Time Pricing). Ces solutions visent à faire évoluer le prix de l'électricité en temps réel en fonction du prix des technologies (de production ou d'effacement) permettant à tout instant d'équilibrer les flux sur le réseau électrique. Il semble peu probable que cette solution puisse être implémentée dans le cadre national. Pour autant, le système de péréquation nationale tel qu'il existe aujourd'hui ne paraît pas adapté sur le moyen terme. Les Régions pourraient donc jouer un rôle à moyen terme dans l'émergence d'un premier niveau de décentralisation du pilotage des systèmes tarifaires. Ceci semblerait cohérent avec la mise en place d'un pilotage progressif de la stratégie de développement des moyens de production au plan régional. Elle représente la continuation du système de fixation régional du tarif de raccordement des moyens ENR en cours de définition. Cette approche risque néanmoins de se heurter à la culture très centralisatrice du modèle énergétique français.

2.6.2 Evolution du mode de gestion de la réserve primaire

A compter de 2025 néanmoins et en l'absence du développement de capacité de stockage décentralisée, le volume d'injection du photovoltaïque va impliquer un niveau de volatilité plus ou moins important sur le réseau en fonction du développement futur du stockage de l'électricité et par là même un besoin plus important en capacité d'ajustement notamment pour ce qui a trait de la réserve primaire (ajustement à la minute). Plusieurs mesures réglementaires ont été proposées dans les paragraphes précédents pour faciliter le traitement de cette problématique. Il n'en demeure pas moins que d'un point de vue purement organisationnel, la régulation primaire actuellement du seul ressort du RTE va progressivement devoir être mise en œuvre pour les réseaux de moyenne puis basse tension. Ceci correspond à une évolution majeure du marché en ce sens qui nécessitera la mise en œuvre de deux chantiers organisationnels importants :

- La définition d'un processus d'échange collaboratif entre RTE et ERDF pour ce qui a trait du management de la réserve primaire
- L'émergence progressive d'acteurs en charge de la fourniture de service de stockage et/ou de service d'agrégation de services d'ajustement.

2.6.3 Evolution du système de reporting patrimonial

Les auteurs de la présente étude se sont heurtés à une barrière importante liée au manque important de visibilité de la part des autorités concédantes sur l'état précis du patrimoine sous concession. Comme indiqué dans son rapport annuel 2013 par la cour des Comptes il apparaît que si ERDF dispose de données fiables pour 72 % des actifs concédés, 28 % font l'objet d'un suivi regroupé (notamment les postes de transformation, postes sources, compteurs individuels,...) et sont donc

indisponibles pour une étude effectuée à la maille d'un département ou d'une région. Cette connaissance fine est indispensable dans le cadre d'une étude sur l'intérêt et l'importance de la numérisation progressive du réseau. Il est donc pensable que des progrès soient rapidement réalisés pour permettre aux autorités concédantes de disposer de données techniques et financières détaillées sur les immobilisations corporelles sous concession actuellement gérées de manière regroupées.

2.6.4 Interlocuteur ERDF pour la modernisation du réseau

La présente étude a permis de mettre en avant que si l'essentiel des actifs physiques du réseau de distribution électrique était adapté à la réalisation du plan SRCAE Provence-Alpes-Côte d'Azur, un volume important d'évolutions tant réglementaires que parfois techniques devrait être réalisé. Compte tenu du caractère de service public du réseau concédé il apparaît important que les autorités concédantes puissent mettre à disposition un unique interlocuteur régional à la fois compétent et disponible pour pouvoir arbitrer entre les différentes solutions technologiques possibles et se mettre d'accord avec un pas de temps pluriannuel sur un plan à long terme de modernisation/numérisation du réseau électrique. Cet acteur devra être susceptible de représenter les autorités concédantes sur le long terme. Par ailleurs ERDF devrait pouvoir disposer d'un correspondant à la fois au niveau national pour discuter des grands choses d'architecture et de standard comme au niveau régional pour arbitrer entre les différents investissements à consentir.

Le mode d'organisation actuelle des autorités concédantes en plus de 38 entités juridiques distinctes en Provence-Alpes-Côte d'Azur et plus de 600 au plan national semble inadapté à cette problématique et il est probable, en l'état actuel, que seules les autorités concédantes les plus importantes auront les moyens suffisants pour rendre ces ressources disponibles à l'engagement d'un dialogue constructif avec les représentants de ERDF. Il faut donc que les autorités concédantes s'organise pour permettre à ERDF de disposer d'un acteur à la fois disponible et compétent.

2.6.5 Détermination des règles visant à la promotion de la production décentralisée d'énergie

Afin de respecter ses engagements européens en matière de développement des énergies renouvelables, l'Etat français a mis en œuvre et poursuit le développement de législations et réglementations favorisant le développement de ces modes de production. Ces réglementations sont en revanche souvent pilotées par des impératifs plus pécuniaires que techniques. A titre d'exemple, la dernière réglementation en date concernant le photovoltaïque prévoit des tarifs de rachat différenciés pour les centrales de moins de 9 KWc, moins de 100 KWc et autres. Si ces seuils présentent un intérêt d'un point de vue réglementaire ils induisent de facto une structuration importante des demandes de raccordement avec notamment un découpage juridique des projets en vue de ne pas dépasser les seuils. Ces effets d'aubaine bousculent le bon sens technique et induisent des impacts sur les réseaux électriques.

2.6.6 Evolution des modalités de rétribution d'ERDF pour les investissements de modernisation

Des différents paragraphes précédents il ressort qu'ERDF devra procéder, dans les années à venir, à des efforts significatifs de modernisation - du réseau public de distribution. Ceci va nécessairement

engendrer des investissements financiers qui seront amortis, suivant les règles actuelles des distributeurs sur une durée d'environ 20 à 50 ans. Or il apparaît que les règles actuelles de détermination de la rémunération du TURPE, principal source de revenu des distributeurs, sont modifiées tous les 4 ans et ont fait l'objet lors des dernières évolutions de recours rendant ces modalités particulièrement mouvantes. Si ce mode de fixation des tarifs d'usage des réseaux était approprié dans un environnement où il convenait essentiellement de procéder à la maintenance et une évolution progressive de l'emprise des réseaux, il semble en revanche peu adapté à la réalisation d'une évolution majeure du système de contrôle de ces mêmes réseaux. Le mode de fixation des tarifs TURPE d'une part et la nécessité de procéder à la reconduction d'un volume important de concessions dans les années à venir semblent donc peu appropriés à inciter les distributeurs à procéder aux investissements de modernisation requis. Pendant la phase ponctuelle mais inéluctable de renforcement des investissements visant à accompagner la transition énergétique du modèle électrique français, il convient donc de réfléchir à une évolution du modèle du TURPE visant à découpler la part qui revient à la rémunération des activités d'entretien, opération ou extension des réseaux de celle qui est liée à la numérisation du réseau d'électricité.

2.6.7 Pistes d'actions

Légende

- En vert : les actions régionales ou ayant une déclinaison régionales.
- En bleu : les actions nationales



2015

- ☞ Mise en place d'un mécanisme de suivi détaillé des immobilisations corporelles actuellement gérées de manière regroupée avec fourniture d'informations technique détaillées notamment pour l'ensemble des équipements disposant de moyens de télécommunication.
²¹
- ☞ S'assurer que le protocole d'accord entre ERDF et la FNCCR intitulé « programmation et coordination des investissements » intègre les problématiques de numérisation du réseau de distribution au titre des travaux de modernisation de celui-ci ; mettre en place un comité technique national pour traiter spécifiquement des problématiques de numérisation du réseau de distribution électrique
- ☞ .
- ☞ Avec l'accord des autorités concédantes et des gestionnaires de réseaux, s'assurer de disposer d'une standardisation des formats de rapport, d'une numérisation et d'un outil de reporting facilitant une consolidation à la maille régionale des suivis financiers, techniques et patrimoniaux produits par les gestionnaires de réseaux.
- ☞ Etudier la possibilité de découpler dans le TURPE la part revenant à l'exploitation et à l'entretien courant des réseaux basse tension des investissements requis pour son extension et sa numérisation complète et déterminer un mode de fixation permettant aux distributeurs de s'assurer d'une stabilité de la rémunération des investissements consentis (par exemple Linky n'est pas financé dans la TURPE).

²¹ Il est à noter que cette action est mentionnée dans le cadre du protocole d'accord entre la FNCCR et ERDF signé en date du 18 septembre 2013

- ☞ S'assurer que le ministère de l'énergie produise des législations ou réglementations favorisant les économies d'énergie ou la production décentralisée en phase avec les paliers techniques électriques (injection en monophasé, triphasé, HTA, ...).



2025

- ☞ Soutenir un rapprochement des autorités concédantes pour aboutir à terme à une organisation des concessions à la maille régionale.
- ☞ Favoriser l'émergence d'un acteur (intégrant les autorités concédantes) au plan régional susceptible d'être l'interlocuteur d'ERDF pour négocier le plan de numérisation du réseau et les investissements associés
- ☞ Favoriser l'émergence d'un acteur (intégrant les autorités concédantes et représentant les régions) au plan national susceptible d'être l'interlocuteur d'ERDF pour négocier les grands choix d'architecture, de modèles de régulation et de standards techniques

3 Impacts techniques de l'injection du biométhane et du développement du GNV sur les réseaux de gaz

3.1 Scenario prospectif

3.1.1 Evolution du développement des différentes filières de production de biométhane et impact sur les injections

3.1.1.1 *Filières*

La production de biogaz est valorisable de différentes manières :

- Electricité
- Chaleur (réseau)
- Carburant bio GNV
- Injection directe sur le réseau (pour la part autorisée à l'injection – voir ci-dessous)

Il existe différentes filières de production de biogaz.

Biogaz issu des installations de stockage de déchets non dangereux

Du fait de l'obligation de captage, la valorisation électrique du biogaz de centre de stockage s'est développée assez largement. La valorisation sous forme de chaleur est plus difficile du fait de l'absence de débouchés situés à proximité des centres de stockage. Ces valorisations ne permettent toutefois pas d'exploiter la totalité du biogaz au fil de sa production. En effet, les équipements énergétiques étant d'une puissance donnée, ils nécessitent une alimentation en biogaz suffisante et constante. Une partie du biogaz est alors inexploitée et brûlée en torchère.

Biogaz issu de la méthanisation en digesteur :

Filière complémentaire à l'incinération et au compostage, la méthanisation produit du biogaz par dégradation naturelle de la matière organique en absence d'oxygène, processus appelé digestion anaérobie.

Il existe différentes ressources méthanisables :

- Déchets ménagers fermentescibles (débit : 500 Nm³/h^{22*})
- Effluents agricoles
- Industrie agroalimentaire (abattoirs, lactosérum, produits périmés)
- Industries autres (papeteries, eaux de lavage, transformation)
- Boues de stations d'épuration (STEP) (débits entre 60 et 100 nm³/h)

Le biométhane est le biogaz purifié injectable sur le réseau. Depuis fin 2011 l'injection de biométhane issu des déchets ménagers, agricoles et de l'industrie agroalimentaire est autorisée.

²² Normal m³ : Quantité de gaz enfermée dans 1 m³ pour des conditions de pression et de température standards (1 atm et 0°C).

Un décret est attendu courant 2013 pour les stations de boues urbaines toutefois la réglementation relative aux atmosphères explosives (ATEX) rend compliquée leur exploitation. Les principaux phénomènes dangereux à considérer sont les incendies, les explosions, l'émission imprévue de substances toxiques gazeuses (H₂S).

Gazéification de la biomasse (biométhane de 2^{ème} génération) :

La gazéification est une transformation thermochimique qui consiste à décomposer, en présence d'un gaz réactif (air, O₂, H₂O, etc.), un solide carboné pour obtenir un gaz combustible chargé en hydrogène et en monoxyde de carbone. Ce biogaz, produit à partir de biomasse ligno-cellulosique, a un champ d'application très vaste à toutes les matières organiques solides (bois, paille, farines...).

La biomasse est d'abord convertie en gaz de synthèse au travers d'une pyrolyse. Celui-ci est ensuite transformé en biométhane par synthèse catalytique.

La réaction étant endothermique, il est nécessaire d'apporter de la chaleur au procédé, en brûlant une partie du résidu solide produit (le char, sorte de charbon de bois) ou oxydant une partie du gaz de synthèse.

Cette technologie, permet de réduire les émissions atmosphériques polluantes (absence de dioxine et furane), ainsi que les déchets solides. La gazéification offre d'excellentes performances, au niveau technique (rendement de 56 % avec un rendement global pouvant atteindre près de 75% en considérant la valorisation de la chaleur produite, rapidité de démarrage, régulation de puissance), environnemental et économique, c'est pourquoi cette filière devrait émerger dans les années à venir avec une capacité de production en Provence-Alpes-Côte d'Azur près de 4 fois (Negawatt, 2011) importante que la filière méthanisation à horizon 2030.

Le biométhane issu de gazéification a fait l'objet d'une étude d'injection par GRDF (GRdF, 2013) Il a été précisé que les conditions d'injection doivent faire l'objet d'études au cas par cas (comme c'est le cas actuellement pour la méthanisation). Le débit d'injection des potentiels sites industriels étant faible (au plus 4% du débit transitant sur le réseau de transport) il n'y a pas a priori de problème d'injection sur le réseau de transport. Une étude conduite par GRTgaz est d'ailleurs en cours.

Micro-algues (biométhane de 3^e génération)

Ce méthane est conçu à partir de la transformation directe de micro-algues cultivées dans des réacteurs photosynthétiques à très haut rendement à partir de lumière naturelle, d'eau et de minéraux tout en recyclant du CO₂. Il s'agit d'une technologie émergente, dont le développement à l'échelle industrielle est prévu à horizon 2020-2030 (source : GrDF)



Figure 37 - Filières de production de biométhane dans le temps (source: Evaluation du potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050 - GrDf)

3.1.1.2 Etat des lieux en Europe

En Europe en 2013 il existe 202 unités de biométhane dont 155 sont connectées aux réseaux nationaux de distribution de gaz naturel²³, les autres étant destinées à une consommation en îlotage comme carburant notamment.

L'Allemagne pèse lourd dans le paysage en détenant 50% des unités de méthanisation.

Tandis que la production d'électricité par biogaz en Allemagne s'est élevée en 2011 à 19 TWh à partir de 7 215 unités représentant 3% de la consommation d'électricité nationale, l'injection de biométhane est autorisée depuis 2005 (après une tentative dans les années 80 d'injection du biogaz de décharge interdite par la suite car posant de graves problèmes sanitaires).

A la différence des autres pays, l'Allemagne a essentiellement développé le biogaz de méthanisation alors que le Royaume Uni, l'Italie et dans une moindre mesure la France ont développé l'exploitation du biogaz de décharge qui n'a qu'une destination, la production d'électricité.

L'injection en réseaux est effective dans plusieurs pays : Allemagne, Suisse, Autriche, Suède, Pays-Bas, France, République Tchèque, Danemark, Espagne, Finlande, Norvège, Luxembourg, Royaume-Uni.

La première centrale de méthanisation en injection en France est le centre de valorisation organique de Lille Métropole suivi depuis avril 2013 par le site de production Méthavalor situé à Forbach en Moselle. Le site de Forbach est exemplaire en ce sens qu'il propose une quadruple valorisation énergétique : biométhane, biocarburant (GNV), électricité et chaleur profitant du nouveau cadre tarifaire permettant de bénéficier simultanément de tarifs d'achat pour la production de gaz et d'électricité à partir de biodéchets. Les résidus forment un compost valorisable pour l'épandage des terres agricoles, formant ainsi un modèle exemplaire d'économie circulaire.

L'injection sur le réseau représentera 4 GWh/an.

²³ Projet GreenGasGrid

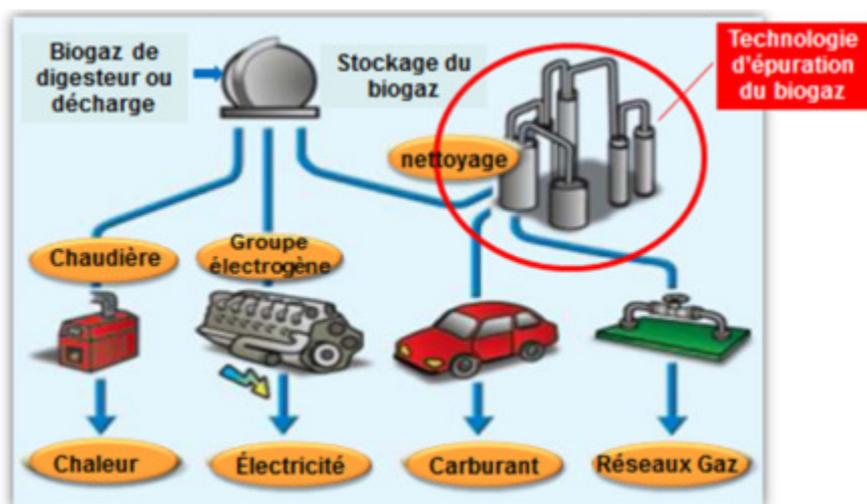


Figure 38-Filières de valorisation du biogaz

Selon le scénario « facteur 4 » de GRDF édité dans le cadre de la réflexion sur la transition énergétique, à horizon 2020 les réseaux contiendront en 2020 plus de 15 % de biométhane issu d’une des filières décrites au chapitre 3.1.1.1. Ce pourcentage pourrait atteindre 60% en 2050. Ce mix serait complété par de l’hydrogène craqué par un processus de méthanation (cf chapitre 4.3.5) qui pourrait couvrir 8% de la consommation.

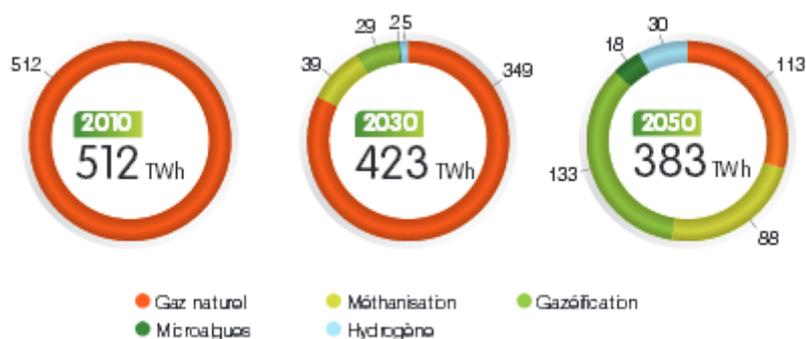


Figure 39 - Origine des gaz distribués par le réseau en France (source: scénario facteur 4 - GrDF)

3.1.1.3 Perspectives de développement en Provence-Alpes-Côte d’Azur

Selon le scénario SRCAE, l’objectif de biogaz issu de la filière méthanisation des déchets s’élève à 1100 GWh/an à horizon 2030 avec un potentiel particulièrement important dans les Bouches-du-Rhône (potentiel de 250 GWh en méthanisation dans ce département, essentiellement dans le canton de Chateaurenard (CHAMBRE D’AGRICULTURE PROVENCE ALPES COTE D’AZUR , 2009)). Cela représente 200 unités de méthanisation de la taille de l’usine Methavalor à Forbach. Quant au potentiel de biogaz issu de la filière gazéification il s’élève à 3000 GWh/an couvrant ainsi 10% de la consommation à cette échéance.

Une étude pilotée par la Région concernant le potentiel énergétique régional des sources de méthanisation a été initiée fin 2013. Les résultats de celle-ci permettront d'identifier plus précisément les valorisations possibles du biogaz et notamment les zones d'injection au réseau.

En effet actuellement, les 14 sites de méthanisation²⁴ en Provence-Alpes-Côte d'Azur ne sont pas valorisés pour l'injection réseau.

Le biogaz produit non épuré est soit torché, soit utilisé pour la production d'électricité, voire en cogénération (électricité + chaleur).



	Méthanisation à la ferme
	Méthanisation territoriale
	Méthanisation sur un site industriel
	Méthanisation dans une station d'épuration

	Méthanisation d'ordures ménagères
	Récupération de gaz de décharge
	Type de méthanisation non identifié dans les sources de données utilisées

Figure 40- Installations de méthanisation en Provence-Alpes-Côte d'Azur en 2012 (source : ATEE – club biogaz – site <http://atee.fr/biogaz>)

GRTgaz a créé un site interactif appelé Réso'Vert destiné aux producteurs permettant de visualiser les sites susceptibles d'accueillir les projets d'injection de biométhane (voir figure 41).

²⁴ Cartographie disponible et actualisée sur la page <http://carto.sinoe.org/carto/methanisation/>



Figure 41 - Possibilité de raccordement de biométhane sur le réseau GRTgaz en Provence-Alpes-Côte d'Azur (source: www.grtgaz.com)

3.1.2 Evolution du développement des véhicules GNV et impacts sur les soutirages

3.1.2.1 Filières

Le gaz naturel pour véhicule (GNV) est un carburant alternatif majoritairement composé de méthane (CH₄ > 90%). Il est strictement identique au gaz naturel circulant dans les réseaux de distribution. Il n'y a aucun besoin de créer de nouvelles infrastructures gazières étant donné que les stations-services GNV peuvent se connecter aisément au réseau de gaz existant.

Le GNV est en général issu des gisements de gaz naturel, mais peut aussi être obtenu par épuration du biogaz, énergie renouvelable. Il se liquéfie à des températures plus basse que le GPL (-161°C), à pression atmosphérique. Il est donc transporté dans les réservoirs à une pression de 200 bars.

Le biogaz doit répondre à la norme ISO 15403 Gaz naturel pour usage comme carburant comprimé pour véhicules. A titre d'ordre de grandeur 4l de GNV comprimé à 200 bars (1 Nm³) correspond à 1 l de gazole et il faut 6,5 Nm³ pour faire 100 km avec une petite berline.

3.1.2.2 Etat des lieux en Europe

L'usage du GNV se consolide dans le Monde depuis 20 ans et connaît un nouvel essor en Europe et en France. Entre 1990 et 2010, le nombre des véhicules fonctionnant au GNV a augmenté de 18 % par an dans le monde pour atteindre 13 millions de véhicules (400 000 bus, 200 000 PL, 12,4 millions de VL). Dans certaines zones du monde, comme l'Amérique et l'Asie, le rythme s'est récemment accéléré. L'Association NGVA²⁵ Europe et le groupe d'étude 5.3 de l'IGU²⁶ prévoient qu'en 2020, il y aura 65 millions de véhicules au GNV dans le Monde, soit 4 à 5 % du marché. Les principales villes européennes, sont équipées en bus GNV à hauteur de 13 %, en moyenne, de leurs flottes (Italie, France, Allemagne, Espagne, Suède, Grèce, Portugal, Hollande). Cet engouement pour le GNV s'accroît. Par exemple, des villes comme Madrid et Barcelone ont décidé en 2010 d'augmenter, de manière significative, la part de leur parc de bus au GNV (de 25 à 50 %). Après des hésitations, des villes comme Lille, Strasbourg, Bordeaux et Clermont-Ferrand développent de nouveau leurs flottes

²⁵ Natural and bio Gas Vehicle Association

²⁶ International Gas Union : le groupe d'étude 5.3 porte sur le GNV

de bus GNV. Sur les 20 000 bennes à ordures ménagères (BOM) en service dans les grandes villes d'Europe, 3 000 sont au GNV, soit 15 % du parc.

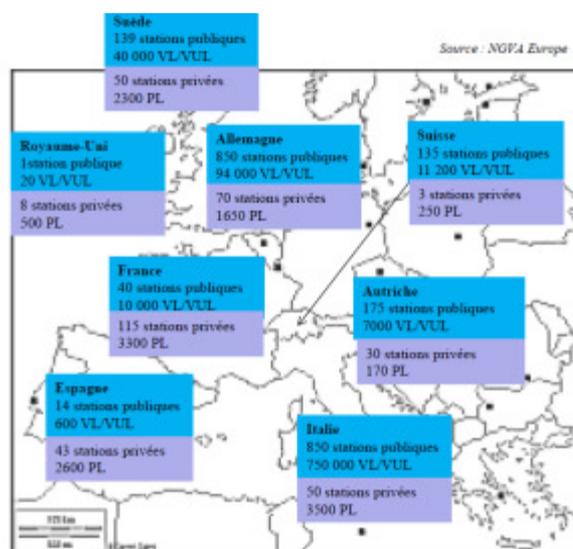


Figure 42 - Stations GNV en Europe (source; NGVA Europe)

3.1.2.3 Perspectives de développement en Provence-Alpes-Côte d'Azur

Les stations GNV publiques sont encore peu nombreuses en France. Sur les 40 stations de France, 3 stations GNV sont en service au niveau de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, avec un quasi-monopole de GNVert, filiale de GDF-Suez.

Toutefois on a pu voir arriver de nouveaux fournisseurs de stations de compression pour le GNV avec GNDrive (filiale du distributeur Martenat), Atlas Copco et surtout le spécialiste Cirrus. Ce dernier, basé en Haute-Savoie, peut fournir des stations de compression de 9 m³/h à 80 m³/h. Il a conclu dernièrement un accord avec le fabricant de volucompteurs Tokheim ce qui permet d'envisager une offre clefs en main (compression, distribution, facturation). GNDrive peut également assurer la mise en concurrence des fournisseurs pour le compte de ses clients.

Concernant les stations domestiques, il existe une offre de location d'une mini-station de charge PHILL mais celle-ci est réservée aux collectivités territoriales, les particuliers ne pouvant y avoir accès à cause de l'arrêté du 2 août 1977 qui limite à 4 bars la pression maximale dans les installations de gaz combustible à l'intérieur des bâtiments d'habitation ou de leurs dépendances.

Le cadre réglementaire positionne favorablement le GNV :

- La directive européenne 2009/33/CE impose aux acheteurs publics d'investir dans des véhicules propres et économes en énergie avec un barème de prise en compte des externalités favorable au GNV
- Les motorisations GNV vont au-delà des normes requises par EuroVI (2014)
- Le barème Ecotaxe Poids Lourds, qui aurait dû rentrer en application le 01^{er} janvier 2014²⁷, positionne le GNV au niveau de l'hybride, le démarquant des motorisations Diesel.

²⁷ Au moment où est rédigé ce rapport, le projet de taxe est suspendu

- Le 24 janvier 2013, la Commission Européenne a annoncé un ensemble de mesures (Commission Européenne, 2013) visant à mettre en place, dans toute l'Europe, des stations solutions d'avitaillement pour les solutions de mobilité alternatives. GNV et GNL sont spécifiquement concernés

Une étude ADEME / GDF SUEZ a démontré le caractère vertueux du biogaz utilisé comme carburant qui offre le meilleur bilan en gaz à effet de serre (-20% d'émissions de CO2 comparé à la motorisation essence) comparé à d'autres substitutions d'énergies non renouvelables ainsi qu'aucun rejet de particules fines et 90% en moins de rejets de NOx (dioxyde d'azote) que les moteurs diesel.

Son impact sur le réseau d'un point de vue équilibre chimique est nul car le biogaz est totalement substituable au gaz naturel (même molécule) sans aucune contrainte d'incorporation ni sur les véhicules ni sur les infrastructures.

En termes de scénarios, seul le scénario Négawatt envisage le développement à grande échelle du GNV, avec des perspectives telles que le GNV devient dans ce scénario le premier carburant à l'horizon 2035.

Ainsi en 2030, 1/3 des véhicules particuliers, utilitaires et des collectivités, ainsi que 20% des poids lourds utiliseraient le GNV, ce qui représenterait 5 TWh de consommation annuelle de méthane en région Provence-Alpes-Côte d'Azur pour un trafic annuel équivalent de 330 000 véhicules légers.

Cela nécessite bien entendu un changement de paradigme chez les motoristes français, essentiellement diésélistes, changement qui pourrait être mû par des différents leviers incitatifs comme une augmentation du coût du pétrole, une fiscalité écologique sur le principe « pollueur-payeur », comme l'écotaxe poids lourd²⁸ ou au contraire des aides pour le développement du GNV (exemple : une TICPE²⁹ plus faible et modulée en fonction du poids CO2 des carburants).

Le développement est également envisagé sous l'œil de la disponibilité des offres de rechargement.

Or à la différence des infrastructures de recharge électrique, le réseau de gaz étant proche des principales infrastructures routières, le déploiement à grande échelle pourrait être rapide (comme c'est le cas en Italie ou en Allemagne).

Lors d'une réunion en septembre 2013 avec le Smed 13 et GrDF, l'autorité concédante a confirmé sa volonté de développer le GNV comme alternative aux véhicules essence et diesel et en considérant comme sous-estimé la part du GNV dans le SRCAE. Le SMED 13, associé à l'Agence Technique Départementale des Bouches-du-Rhône, a d'ailleurs réalisé un référentiel juridique présentant les différents modes d'acquisition et de gestion des stations de distribution de GNV.

Le couplage stations GNV/stations de méthanisation offre de plus des perspectives de développement particulièrement pertinentes en permettant un bon équilibrage offre/demande (courbes de charge de production et de consommation étant alors constantes sur l'année), ce qui n'est pas le cas d'autres usages du gaz comme le chauffage ou la production d'eau chaude sanitaire.

²⁸ Au moment où est rédigé ce rapport, le projet d'écotaxe, qui devrait rentrer en vigueur le 01^{er} janvier 2014, est reporté, sur la pression des opposants à la loi

²⁹ Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (ex TIPP)

Cela est d'autant plus justifié que les demandes de GNV, à l'égard du scénario Negawatt, devraient être plus importantes que la production totale de biométhane sur la région.

Au regard des chiffres précédents du scénario Negawatt, en exploitant un rapport du club biogaz de l'ATEE (ATEE - club biogaz, 2011), cela implique le développement de 750 stations de distribution de GNV à l'horizon 2030. Un tel réseau nécessite le développement d'un vaste réseau de postes de distribution de GNV essentiellement sur le réseau autoroutier, sinon le développement du GNV sera limité à des flottes captives bien en-deça des ambitions affichées par le scénario Negawatt.

3.2 Règles d'injection dans le réseau de gaz

3.2.1 Principes et modalités de raccordement

Le processus de raccordement à un réseau de distribution doit respecter les étapes suivantes conduites par le gestionnaire³⁰ :

- Etude de faisabilité : contrôle de l'adéquation du débit d'injection avec les consommations de gaz naturel
- Etude de définition du prix de raccordement et du poste d'injection
- Etude de dimensionnement
- Signature des contrats de raccordement et d'injection
- Construction du poste d'injection

Le gestionnaire est propriétaire de l'installation d'injection et assure au producteur une prestation de location dans le cadre du contrat d'injection. Il faut près de 30 mois actuellement pour aboutir à une centrale de méthanisation (Ademe - Solagro, 2011).

3.2.2 Règles de traitement sanitaire

Le biogaz est un mélange composé principalement de méthane (CH₄) et de dioxyde de carbone (CO₂). Il contient également, à l'état de trace, des composés, tels que le sulfure d'hydrogène (H₂S), l'ammoniac (NH₃) et d'autres composés organiques volatils. Pour pouvoir atteindre les spécifications du gaz naturel, le biogaz doit être composé de 95 à 98 % de méthane et ne doit pas contenir d'eau, d'ammoniac, de sulfure d'hydrogène ni de gaz carbonique.

En effet :

- Le CO₂, en grande concentration, diminue la capacité énergétique du biogaz,
- Le H₂S est toxique et corrosif
- Le NH₃ lors de sa combustion produit des oxydes d'azote (NO_x) dangereux,
- l'H₂O en présence de NH₃, CO₂ et H₂S est susceptible de provoquer une corrosion des conduits.

³⁰ Site www.injectionbiomethane.fr

Toutefois, une exception porte sur la teneur en oxygène, pour laquelle la spécification est particulièrement contraignante (100 ppm) et difficile à atteindre avec les systèmes d'épuration actuels. C'est pourquoi, sauf conditions particulières liées notamment à la nature des réseaux (canalisations métalliques par exemple), certains opérateurs autorisent des teneurs en O₂ plus élevées (jusqu'à 0.75%).

3.2.3 Ajustement du pouvoir calorifique

Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) du biogaz est inférieur à celui du gaz naturel. Il est donc important de le remonter pour atteindre les spécifications françaises, à savoir 1 PCS entre 10,7 et 12,8 kWh/Nm³.

Il faut également atteindre l'indice de Wobbe³¹ requis.

Cette chaîne, telle qu'envisagée actuellement sur les bases des travaux de recherche menés chez GDF SUEZ sur la production de biométhane injectable, comprend différentes étapes de séparation, dont les principales sont (GRdF, 2013) :

- une condensation de l'eau combinée à une déshydratation poussée,
- une séparation du dioxyde de carbone présent à hauteur de près de 45% molaire sec dans le mélange issu du réacteur de méthanation en configuration standard (mélange stœchiométrique, température et pression optimales...),
- l'abaissement des teneurs en azote, hydrogène et éventuellement monoxyde de carbone afin d'atteindre in fine le PCS et l'indice de Wobbe requis.

Après passage dans ces différents procédés de séparation, basés sur l'absorption (physique ou chimique), ou la perméation membranaire ou l'adsorption sur solide (ou leurs combinaisons), le biométhane obtenu est prêt à être injecté dans le réseau.

3.2.4 Respect des seuils de pression

Conformément à l'article 21 de la loi du 3 janvier 2003, les gestionnaires du réseau de transport de gaz (GRT) sont responsables de l'équilibrage physique global du réseau sur lequel ils opèrent. Le bon fonctionnement de ces réseaux implique une gestion rigoureuse de l'équilibrage, c'est à dire le respect de l'égalité, à tout instant, entre les injections et les soutirages de gaz.

A titre individuel, chaque expéditeur est soumis, sur chaque zone d'équilibrage et pour chaque qualité de gaz, à une obligation d'équilibrage journalier (utilisateurs du réseau de transport ayant contracté avec le transporteur un contrat d'acheminement).

Le gaz est acheminé depuis des antennes importantes vers les antennes de plus petit diamètre, puis aux différents points de livraison. Des organes physiques empêchent le rebours du gaz sur des antennes exploitées à une pression supérieure. On définit ainsi des « bulles d'injection », qui correspondent à la zone d'influence du biométhane qui pourra y être injecté.

³¹ Quotient entre le pouvoir calorifique supérieur (PCS) du gaz et la racine carrée de sa densité par rapport à l'air. C'est un indicateur de l'interchangeabilité des gaz .

L'intégralité de la production injectée doit être donc consommée localement. La difficulté principale proviendrait d'une zone où il y aurait une consommation saisonnière inférieure au débit de production constant, typiquement en été. L'étude de faisabilité demandée par le gestionnaire du réseau doit vérifier cette adéquation afin de limiter ces problèmes.

Le réseau de Provence-Alpes-Côte d'Azur ne présente pas de problème d'instabilité : il est plutôt surdimensionné par rapport aux besoins actuels. Toutefois, avec le développement de centrales de méthanisation avec une production continue, la recherche de l'adéquation offre-demande justifie le développement de véhicules GNV qui offrirait un moyen d'effacement de production identique à celui que représente le véhicule électrique au regard de la production photovoltaïque.

Concernant le développement du GNV, sa demande ne peut aucunement déséquilibrer le réseau car il y a toujours entre le réseau et l'utilisateur une bouteille tampon de stockage avec gaz comprimé dans les stations-service. Seules les flottes captives de véhicule se passent de ce type de bouteille quand elles sont raccordées sur un réseau isolé.

3.2.5 Capacité de stockage

Aucune étude n'ayant à ce jour traité de l'interaction entre le biométhane et l'eau souterraine contenue dans les stockages en nappe aquifère, l'injection de biométhane sera limitée aux parties du réseau de transport n'acheminant pas de gaz vers les stockages. Selon notre échange d'email avec le Directeur Général Adjoint de STORENGY, Monsieur Georges LIENS, les études concernant le stockage du biométhane sont en cours et devraient aboutir fin 2013.

En revanche, le méthane étant le composant de base le plus « neutre » du gaz naturel, le méthane de synthèse issu d'une production par méthanation est donc totalement miscible avec le gaz naturel. Il n'y aurait aucun problème de la stocker. [

En région Provence-Alpes-Côte d'Azur, seule une capacité de stockage souterrain existe. Elle est située à Manosque et ne contribue que très marginalement à la pointe.

En revanche les capacités de stockage de conduite sont bien plus importantes mais ne devraient pas nécessairement augmenter en région Provence-Alpes-Côte d'Azur car la baisse prévisionnelle de la consommation domestique devrait être compensée par le développement de CCCG³² dans le secteur de Fos³³

Toutefois le stockage en conduite ou souterrain ne peut être envisagé du fait que le biométhane ne peut remonter à rebours au-delà de sa zone d'injection.

3.3 Synthèse et pistes d'actions

Le principal frein au développement des centrales de méthanisation est actuellement plus lié à une problématique financière (coûts d'investissements pour une centrale à un coût de 53€/MW PCS de

³² Centrale à Cycle Combiné Gaz

³³ Actuellement nombreux CCCG sont à l'arrêt du fait de la crise, de la concurrence d'un charbon peu cher lié au développement du gaz de schiste aux Etats-Unis et à une augmentation du prix de gaz suite à une utilisation accrue de cette énergie dans la production électrique japonaise après la catastrophe de la centrale nucléaire de Fukushima.

gaz – ou 133 €/MWe³⁴ (Ademe - Solagro, 2011) et son système de traitement pour transformer le biogaz en biométhane, tarifs d'achat peu élevés) qu'à des limitations techniques du réseau.

De même pour les stations GNV, leur développement est assujéti à des choix industriels et politiques, comme le mettent en évidence les difficultés de mise en place d'une fiscalité écologique. Toutefois, le développement des centrales de méthanisation ou gazéification étant assujéti à une consommation sur un réseau de même pression ou pression inférieure, l'implantation de stations GNV à proximité permet d'éviter d'avoir des poches d'engorgement et valoriser ainsi en carburant une production de biométhane qui ne peut être modulable selon des usages saisonniers.

Légende :

- En vert : les actions régionales ou ayant une déclinaison régionales.
- En bleu : les actions nationales

 2015
 Favoriser une première expérimentation d'une injection biométhane en Provence-Alpes-Côte d'Azur
 Mise en place d'une politique régionale incitative pour le développement des centrales de méthanisation auprès des collectivités locales et autorités concédantes
 Favoriser une étude de développement des postes de distribution GNV en Provence-Alpes-Côte d'Azur
 2020
 Favoriser le stock de conduite en étudiant la possibilité de remonter le biométhane à rebours dans le réseau
 Promouvoir l'usage du GNV – et essentiellement bio-GNV- pour les collectivités, les flottes d'entreprises
 2025
 Promouvoir l'usage du GNV – et essentiellement bio-GNV- pour les particuliers

³⁴ MW électrique

4 Impacts des technologies smart grid sur le réseau électrique

4.1 Scénario prospectif

4.1.1 Objectifs des smart grid

A l'horizon 2030, la consommation d'électricité en Provence-Alpes-Côte d'Azur pourrait être assurée à 70% par des centrales de production à partir de ressources renouvelables, dont 40% par des productions dites fatales, c'est-à-dire non adaptables à la demande. Or ces puissances électriques fatales d'origine éolienne, photovoltaïque ou petite hydraulique au fil de l'eau pourraient dépasser sur certaines périodes de l'année les pointes de consommation

Une partie de la production excédentaire pourrait être évacuée vers d'autres territoires, le réseau de transport acheminerait ainsi le flux selon un axe Sud-Nord inexistant aujourd'hui.

La gestion des réseaux électriques, jusqu'à présent centralisée et unidirectionnelle allant de la production à la consommation, sera demain répartie et bidirectionnelle. Les réseaux auront non seulement un rôle de distribution mais également d'agrégation et dispatching des productions décentralisées.

L'intégration des nouvelles technologies de l'information et de la communication aux réseaux les rendra communicants et permettra de prendre en compte les actions des acteurs du système électrique, tout en assurant une livraison d'électricité plus efficace, économiquement viable et sûre.

Ces objectifs conduisent à privilégier le déploiement de technologies smart grid plutôt que le renforcement des réseaux.

L'enjeu est de rendre communicant l'ensemble du réseau suivant le modèle proposé en figure Figure 43, ce qui est l'apanage actuel du seul réseau de transport.

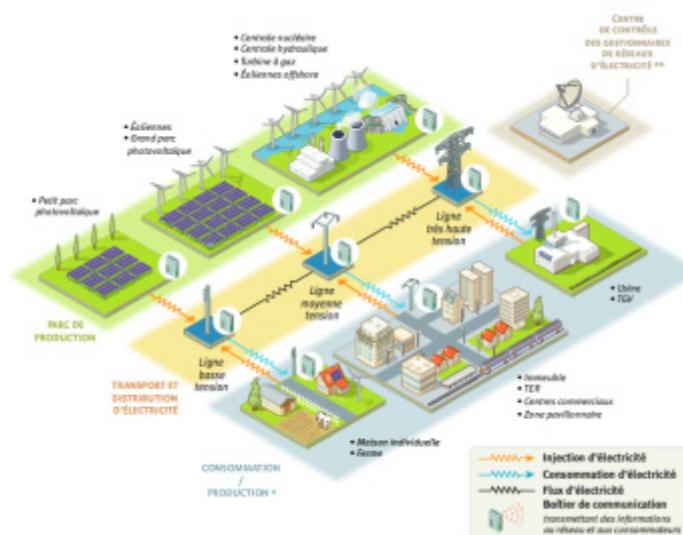


Figure 43-Modèle de smart grid (source:www.smartgrids-cre.fr)

Les smart grid se gouvernent selon 3 principes: observabilité, pilotage et flexibilité.

Observabilité :

Les technologies offrent :

- Des moyens de communication en temps réel (au travers des compteurs communicants)
- Des moyens de prévisions, notamment météorologiques

Elles permettent de contrôler en tout point l'état du réseau en temps réel et d'assurer l'équilibre offre-demande.

Ainsi en Espagne, le gestionnaire du réseau de transport, REE, a ouvert un centre de contrôle des EnR. Les informations collectées toutes les douze secondes concernent l'état du réseau, la production et la tension à chaque point de connexion.

Pilotage :

Les technologies offrent :

- de nouvelles fonctions d'automatisation des réseaux de distribution (voir les notions de centrales virtuelles dans le chapitre 4.2.4) – alors qu'actuellement seuls les réseaux de transport sont automatisés
- le contrôle et le pilotage de la puissance active permettant de résoudre les problèmes d'équilibre du système
- le contrôle et le pilotage de la puissance réactive permettant de résoudre les problèmes de tension locaux.

Flexibilité :

Les technologies offrent :

- le transfert d'une plus grande capacité d'énergie sur les lignes électriques tout en améliorant la stabilité de la tension et la résistance du réseau aux perturbations
- Le stockage de masse (décentralisé ou centralisé)
- Le développement des interconnexions transfrontalières (au sein d'un « supergrid » européen), impliquant la création de gestionnaire de réseaux de transport paneuropéens (exemple : Coreso, centre de coordination commun français, belge, italien et est de l'Allemagne).

4.1.2 Principaux programmes européens

4.1.2.1 *Programme E-Energy (Allemagne)*

Le gouvernement allemand a décidé en 2006 d'investir près de 140 millions d'euros dans le projet « E-Energy : ICT-based Energy system of the Future » afin de développer l'intelligence et les technologies de réseaux nécessaires aux Smart grids.

L'Allemagne a donc développé un concept de 6 régions pionnières en matière de Smart grids (régions-modèles, ou démonstrateurs)

Chaque région-modèle développe et teste des technologies spécifiques :

- **ETelligence** – La région-modèle de Cuxhaven : Intelligence dans la gestion de l'énergie
- **RegModHarz** – La région-modèle de Harz : Système de prévision solaire et éolien
- **E-DeMa** – La région-modèle de Rhin-Ruhr : Développement et démonstrateurs de systèmes énergétiques décentralisés
- **Smart Watts** – La région-modèle d'Aix-la-Chapelle : Meilleure efficacité et bénéfices des consommateurs avec les Smart grids
- **La ville-modèle de Mannheim** – Nouveaux moyens d'approvisionnement énergétique
- **MeREGIO** – La région-modèle du Bade-Wurtemberg : Réduction maximale des émissions de gaz à effet de serre.

Un seul de ces programmes est achevé : le programme ETelligence. Il avait pour objectif d'étudier les indicateurs tarifaires permettant d'ajuster l'offre à la demande et optimiser les services systèmes que peuvent apporter les moyens de production décentralisés.

Les principales conclusions sont les suivantes :

- Le principal instrument pour l'optimisation de l'équilibre offre-demande dans le résidentiel est la proposition de plages tarifaires (une électricité peu chère quand la production décentralisée est élevée et vice-versa) au travers des compteurs intelligents.
- Les grandes centrales de cogénération, les petites centrales agrégées sous forme de centrales virtuelles, les gros consommateurs participent activement au marché de l'énergie en favorisant la production ou l'effacement en lien avec des signaux tarifaires envoyés par le gestionnaire du réseau.
- Les données du réseau (puissance active et réactive, tension, fréquence) sont collectées à partir d'une centaine de postes de distribution. Ces informations permettent d'éviter un développement aléatoire du réseau, optimisent les investissements, assurent la qualité et la sûreté d'approvisionnement et favorisent l'intégration des énergies décentralisées.

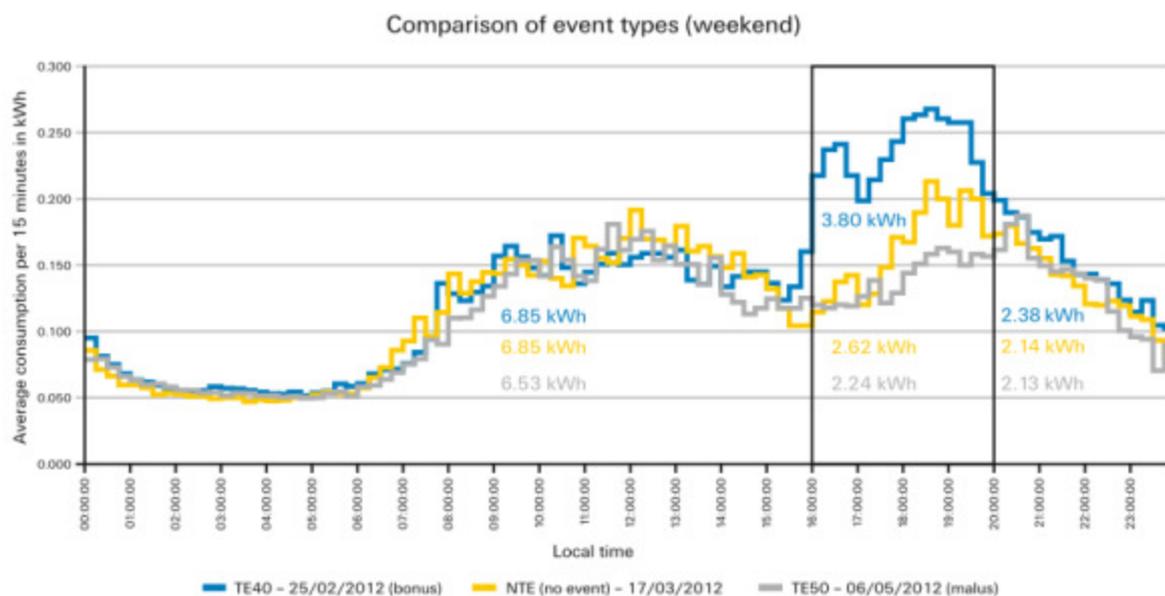


Figure 44 - Impact des indicateurs prix sur la consommation (source: ETelligence final report)

4.1.2.2 Programmes de compteurs communicants (Italie et Suède)

Alors que la France va bientôt commencer à déployer le compteur Linky, d'autres pays d'Europe ont déjà équipé la majeure partie de leurs clients finaux, comme l'Italie ou la Suède où le taux de pénétration est respectivement de 90 et 99%.

En **Suède**, le changement du parc de compteur a été causé par l'obligation de facturation mensuelle sur la base de données de consommations réelles à partir du 1^{er} juillet 2009. Le relevé (à distance) est donc mensuel mais le consommateur peut avoir un relevé plus fréquent par Internet, sur la base d'un abonnement.

En **Italie**, Enel, le principal producteur d'électricité du pays, a déployé dès 2001 un système de comptage évolué. Les données de consommation sont relevées à un rythme bimestriel. Enel affirme avoir déjà rentabilisé son investissement grâce à la réduction de la fraude. Les périodes d'interruption de service par consommateur ont été divisées par deux (de 128 minutes par an à 49 minutes) diminuant les coûts des gestionnaires de réseau de distribution de 80 à 49 euros par consommateur et par an. Enel estime également que les pics de consommation ont été réduits de 5 % grâce à la plus grande prise de conscience des consommateurs et des signaux tarifaires.

4.1.2.3 Les projets en France

En 2011, un projet de smart grid a été lancé par un groupe de six distributeurs européens dont ERDF, représentant 50% de l'électricité acheminée en Europe, associé à 27 partenaires (industriels, fournisseurs d'énergie, instituts de recherche, université). Pour un budget de 54 millions d'euros, GRID4EU prévoit la mise en place de 6 démonstrateurs de grande taille (Nice Grid en France) permettant de tester pendant 4 ans des solutions innovantes de gestion de l'électricité au travers de 6 projets.

En France, une quinzaine de projet de recherche et de développement sont actuellement en cours pour un total engagé de 1,2 milliards d’Euros.

Seuls les plus importants sont présentés ici. Excepté Premio, les résultats des projets en cours ne sont pas encore connus ou publiés du fait de la confidentialité des résultats au regard des stratégies industrielles qui y sont associées.

Nom	Localisation	Période	Périmètre	Budget	Objectifs
REFLEXE	Nice (06)	2011-2014	Une vingtaine de bâtiment	9M€	Piloter un réseau électrique intégrant différentes sources de consommation, de production et de stockage
NICE GRID	Carros (06)	2012-2015	jusqu’à 1500 clients résidentiels, professionnels et collectifs	30 M€	Démonstrateur de quartier solaire intelligent : 2,5 MWc de puissance PV, 2 MW de capacités de stockage et 3 MW d’effacement volontaire des usagers
GreenLys	Lyon, Grenoble	2011-2015	1000 clients résidentiels et 40 sites tertiaires	40M€	Démonstrateur de technologies Smart-Grid à échelle réelle
Smart Grid Vendée	Vendée	2013-2017	6 parcs éoliens, 30 sites photovoltaïques, 100 bâtiments publics, 10.000 points lumineux, 8 sites industriels, 6 postes sources et 300 compteurs communicants	28M€	Visé à éprouver les capacités de simulation et de pilotage du réseau électrique par des solutions informatiques
Postes électriques intelligents	Somme	2013-2017	2 postes électriques	32M€	Optimiser les capacités du poste électrique afin de l’adapter au développement massif des énergies renouvelables.
Une Bretagne d’avance	Bretagne	2009-	Environ 500 participants annuels		Effacement chauffage et ECS
PREMIO	Lambesc (13)	2008-2011	Une zone d’environ 800 habitants parmi des particuliers, écoles, commerces, bureaux et éclairage public	5,6 M€	Optimiser la demande locale en électricité par les moyens suivants : effacement et/ou déplacement pointe (80 kW hiver/100 kW été), production locale, stockage
PREMIO+	Fréjus (83)	2014-2016	1000 participants et 25 partenaires	2,5 M€	Elaboration d’un territoire autonome, tester l’autoconsommation, développer la sociologie des usages, déterminer des modèles d’affaires

Figure 45 - Les principales expérimentations smart grid en France

Seul le projet Premio a publié des résultats (Capenergies).

Premio a mis en œuvre différentes technologies en servant de laboratoires à différentes entreprises :

- Pilotage de l’éclairage public
- Effacement de charge (2 technologies)

- Stockage électrique
- Stockage de froid
- Stockage eau chaude (2 technologies)
- Production électrique sur stockage solaire

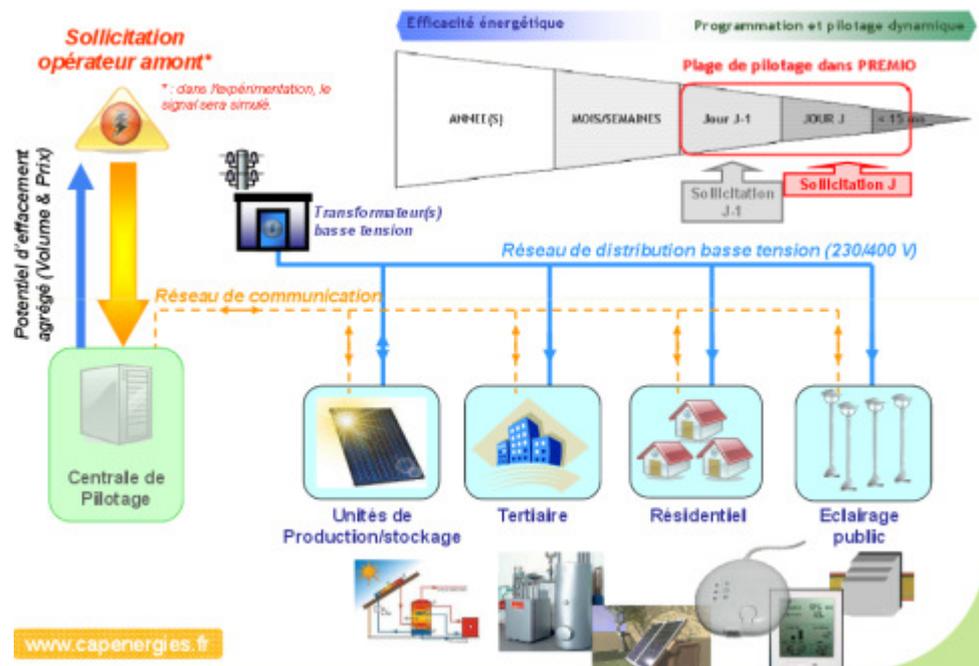


Figure 46 - Architecture du projet Premio (source: Capenergies)

Résultats techniques : Réponses positives aux consignes, agrégation au niveau d'une centrale de pilotage, ordres individualisés correspondant aux requêtes d'un opérateur amont. Le réseau électrique a été soulagé en période de pointe et les participants n'ont pas vu leur confort se dégrader.

Acceptabilité sociale : Le projet a mis en évidence certaines problématiques :

- Montage projet : L'intervention de plusieurs experts différents aux domiciles des hébergeurs ³⁵ a suscité certains mécontentements
- Juridique : Problèmes de propriété et de confidentialité des données
- Gouvernance d'un ensemble constitué de technologies hétérogènes provenant de plusieurs sociétés
- Interface globale du démonstrateur avec le reste du territoire

³⁵ Personnes participant aux projets et hébergeant les technologies

4.2 Service systèmes

4.2.1 Comptage communicant

4.2.1.1 Objectifs

Le compteur communicant est la première brique des réseaux intelligents.

Le réseau de transport de l'électricité étant déjà intelligent, l'enjeu d'intercommunication se situe essentiellement sur les réseaux de distribution, notamment le réseau BT qui n'offre actuellement aucun moyen de supervision et sur lequel le gestionnaire est aveugle. Les objectifs et impacts sont précisés dans le chapitre 4.2.1.3.

4.2.1.2 Technologies

Les systèmes de comptage évolués (Smart metering) sont constitués des éléments suivants :

- Un réseau de capteurs chez les consommateurs remontant les informations par poste de consommation (éclairage, chauffage, chauffe-eau,...)
- des actionneurs permettant d'isoler certaines parties du réseau ou au contraire d'y injecter des productions locales,
- un compteur proprement dit, capable de stocker les informations résultant des mesures
- un système d'information
- un réseau de communication :
 - o Par courant porteur en ligne (CPL) vers des concentrateurs placés dans les transformateurs HTA/BT
 - o Par GPRS entre le gestionnaire de réseau de distribution et les concentrateurs
 - o Par informatique entre le gestionnaire et les fournisseurs d'énergie pour la facturation d'énergie et l'adressage des offres les plus adaptées à leurs clients au regard de leurs profils de consommations.

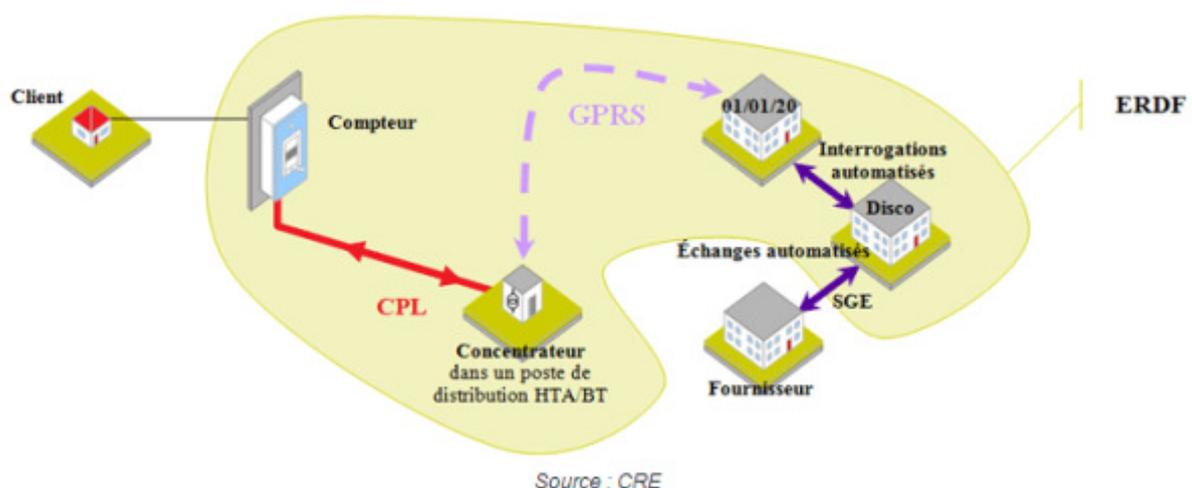


Figure 47 - Schéma d'un modèle de smart metering (source: CRE)

4.2.1.3 Atouts

4.2.1.3.1 Régulation distante

Le compteur communicant doit permettre, à terme, d'offrir de nombreuses possibilités pour le gestionnaire de réseaux :

- Gestion de la pointe mobile
- Mesure des variations sur la plage de tension
- Mesure de la durée des coupures
- Enregistrement de la production

Ces améliorations permettent de diminuer les charges d'exploitation du gestionnaire tout en assurant une continuité dans la qualité de service et de fonctionnement :

- Participation au suivi de qualité de fourniture
- Minimisation des coûts des interventions

4.2.1.3.2 Réduction des pertes réseau

Les compteurs communicants peuvent permettre de réduire les pertes non techniques réseaux qui sont près de 3 fois plus élevées en région Provence-Alpes-Côte d'Azur que sur l'ensemble du territoire national (cf chapitre 1.1.2.4.1).

Ces compteurs peuvent en effet transmettre des signaux de rareté marginaux pour que les utilisateurs du réseau internalisent l'effet produit par leurs actions sur la charge alors qu'un prix moyen ne transmet pas l'information nécessaire à des choix décentralisés efficaces. Pour que ce mécanisme fonctionne, il faut que les compteurs intelligents transmettent en temps réel non seulement la valeur de l'énergie sur le marché de gros mais aussi les pertes provoquées à chaque nœud des réseaux de transport et de distribution.

C'est le cas des compteurs déployés en Californie par PG&E et Southern California Edison mais pas celui de Linky dans sa version actuelle.

4.2.1.3.3 Diversification des offres tarifaires

Le nouveau compteur Linky devrait permettre dans ses versions ultérieures de déterminer un calendrier tarifaire pour l'usage du réseau et un autre pour la consommation d'électricité. Ce double système va favoriser la diversification des offres de fourniture d'électricité. Plus de 40 tarifs pourront ainsi être proposés aux consommateurs : 4 périodes tarifaires en fonction du TURPE, et pour chacune d'entre elles 10 autres en fonction de la consommation.

4.2.1.3.4 Télérelève

C'est la fonctionnalité de base de Linky.

Le compteur est doté de capacités de communication bidirectionnelles (transmission et réception des informations) et permet la relève à distance.

4.2.1.3.5 Informations pour le consommateur

Les compteurs assureront :

- le transfert des messages à distance des acteurs du marché pour le client consommateur/producteur
- Les informations de consommation par usages avec recueil des informations sur ordinateur, smartphone, tablette, avec un indice des consommations en temps réel, de valeurs maximales de puissances, le tout couplé à un équipement de régulation centrale qui permettrait à chaque consommateur d'agir en connaissance de cause pour réduire sa puissance souscrite, ses consommations et donc ses factures.

4.2.2 Compensation de l'énergie réactive

La compensation de l'énergie réactive été largement abordée dans le chapitre 2.4 tant du point de vue de l'intérêt technique et économique que des solutions technologiques.

Nous ne développerons donc pas davantage ce point.

Les technologies smart grid permettraient de piloter et réguler l'énergie réactive injectée, notamment les onduleurs photovoltaïques, qui éviteraient ainsi des surinvestissements en moyens de compensation de l'énergie réactive au niveau des postes sources ou chez les clients au tarif vert.

4.2.3 Ecrêtage et lissage de la consommation

4.2.3.1 *Objectifs*

Les objectifs sont ici de réduire les pics de consommation et de reporter les consommations pour des usages non prioritaires.

4.2.3.2 *Technologies*

Si le stockage (détaillé au chapitre 4.3) est constitué de technologies qui ne sont pas adaptés pour une installation chez les petits consommateurs, l'effacement est basé sur des limitations de puissance d'équipements à partir de compteurs intelligents qui seront disponibles chez tout usager. Le Linky, dans sa version actuelle, ne permet pas ce type d'effacement.

Il existe des systèmes de domotique constitués de sectionneurs sur les départs électriques des consommateurs, et qui permettent d'éviter les dépassements de puissance souscrite. Mais il s'agit pour ceux-ci d'éviter des coupures ou des surfacturations. Ces technologies ne permettent pas, sans une interface réseau que pourrait offrir le compteur communiquant, de répondre à une demande d'effacement souhaité par le gestionnaire du réseau.

De plus une réponse technologique seule n'est pas suffisante, l'effacement doit être en effet accompagné d'offres économiques intéressantes pour les usagers afin qu'ils acceptent ce qui apparaît comme une contrainte.

4.2.3.3 Atouts

4.2.3.3.1 Le lissage de la production

Le stockage permet de lisser la production des énergies renouvelables et ainsi réaliser une moyenne de charge régulière, sans quoi elle serait instable et trop variable (selon la météo).

Il assure ainsi un tampon permettant d'absorber à la minute les écarts de production EnR.

Il permet également de garantir la qualité de l'électricité produite en limitant les harmoniques*.

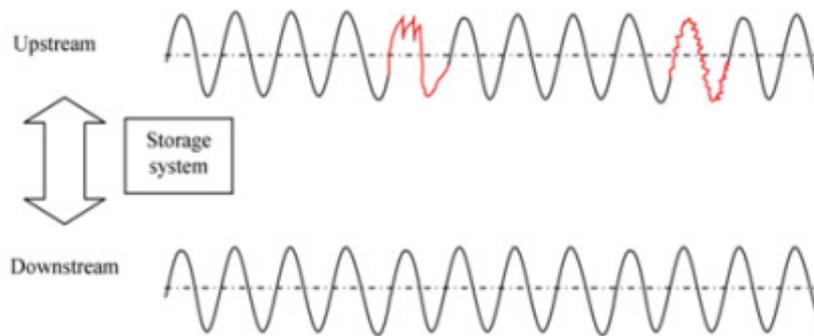


Figure 48 - Impact du stockage sur la qualité du signal électrique (Source - European White Book on Grid-Connected Storage)

D'un point de vue économique, le stockage local permet :

- d'améliorer la rentabilité des centrales photovoltaïques en évitant des pertes électriques liées aux transports de flux de zones excédentaires en production vers des zones de consommation. Les premiers résultats des démonstrateurs Smart Grids permettront d'estimer les gains que l'on peut espérer obtenir.
- De stocker l'électricité quand la demande (ou les prix) est faible et la restituer quand la demande est forte (effacement de pic)
- D'agir comme une réserve d'énergie secondaire ou tertiaire pour la régulation de fréquence et tension, en réduisant ainsi le recours aux moyens de production thermique de pointe carbonés (charbon, gaz, fioul).

4.2.3.3.2 L'effacement

L'intérêt majeur de l'effacement diffus est d'absorber les pics de consommation électrique essentiellement dus au chauffage électrique et cumulus.

Les premiers résultats d'une étude menée par le CSTB et l'ADEME en collaboration avec la société Voltalis montrent que l'effacement diffus permettrait, par des coupures de l'alimentation du chauffage et de l'eau chaude sanitaire de 15 à 20 mn par heure les jours de pointe, de réaliser une économie moyenne de l'ordre de 7 à 8% de la consommation totale journalière d'électricité en intégrant l'effet « report »³⁶ (Ademe, 2012).

Cette technique pourrait ainsi éviter la mise en route de centrales thermiques à flamme, allant jusqu'au démantèlement à terme de certaines d'entre elles.

³⁶ Avec l'effet report, les économies d'énergie sur l'eau chaude sanitaire sont nulles et celles de chauffage sont compensées par les besoins de chauffage supplémentaires pour regagner la température de consigne

4.2.4 Automatisation

4.2.4.1 *Objectifs*

Les objectifs sont de rendre intelligents la part de réseau HTA/BT qui ne l'est pas actuellement afin de gérer finement l'offre et la demande.

Le besoin est d'autant plus prégnant que la part de la production décentralisée augmente et que celle-ci est avant tout injectée et consommée sur ce réseau de distribution «aveugle ».

4.2.4.2 *Technologies*

Les technologies smart grid offrent de nouvelles fonctions d'automatisation des réseaux de distribution assurant le pilotage des centrales de production décentralisées (réglage de la tension et de la puissance, reconfiguration), voire de contrôler des productions décentralisées par agrégation au sein de centrales virtuelles.

Il s'agit par là d'interagir avec la production décentralisée en développant les fonctions d'automatisation (réglages de la tension et de la puissance active et réactive, reconfiguration après défaut, reconfiguration en régime normal), voire d'agréger les productions décentralisées à travers des « centrales virtuelles » locales.

La centrale virtuelle est à la fois un objet social (association de producteurs au sein d'une sorte de coopérative), économique (recherche du coût optimal de production) et technique (gestion de la charge, de la production et du stockage).

4.2.4.3 *Atouts*

Les solutions d'automatisation permettent :

- De piloter et contrôler l'état du réseau (qualité de la tension, puissances actives et réactives, reconfiguration après défaut ou en régime normal)
- De piloter et contrôler les productions décentralisées
- D'estimer les coûts de production et de prioriser l'utilisation de la production
- De diminuer les pertes sur les réseaux électriques en diminuant les phénomènes de congestion
- De limiter le renforcement des réseaux (la gestion dynamique de la charge permettant d'effacer les pointes locales ou inversement d'éviter les congestions de surproduction photovoltaïque)
- D'introduire des signaux tarifaires permettant de rendre les utilisateurs acteurs de leur consommation

4.3 **Stockage**

4.3.1 Objectifs

La fonction de stockage d'énergie est essentielle pour apporter de la flexibilité et renforcer la fiabilité des systèmes énergétiques. En effet le stockage d'électricité permet d'apporter une capacité de

production à faible émission en soutien des énergies intermittentes (éolien, solaire) ou pour répondre à des aléas systémiques (secours, systèmes de haute fiabilité).

Le stockage d'électricité s'inscrit dans un contexte d'augmentation de la part de l'électricité dans le mix d'énergie finale utilisée:

- L'utilisation de l'énergie électrique s'accroîtra fortement dans les prochaines décennies afin de réduire globalement les utilisations d'énergies fossiles ;
- Dans un souci de réduire les émissions de gaz à effet de serre, la part des énergies renouvelables intermittentes dans la production d'énergie électrique s'accroîtra également fortement ;
- L'intensité de la pointe de demande en électricité devrait augmenter fortement si les habitudes de consommation ne sont pas modifiées.

Ces trois aspects auront un impact majeur sur la sécurité des systèmes électriques, déjà soumis à de fortes tensions lors des pointes saisonnières. Le stockage de l'énergie, en permettant de réduire la quantité nécessaire en moyens de pointe et en fournissant d'important service au réseau apparaît comme l'une des solutions complémentaires à la maîtrise de la demande en énergie et au déploiement des réseaux énergétiques intelligents.

4.3.2 Technologies

Sauf dans des cas bien particuliers, il est difficile de stocker directement l'électricité. Il faut dès lors la transformer en une autre forme d'énergie plus facilement stockable. Les solutions de stockage stationnaire de l'énergie se divisent en quatre catégories principales (Supelec, 2013):

- L'énergie mécanique potentielle (barrage hydroélectrique, Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP), STEP en façade marine, stockage d'énergie par air comprimé (CAES) ;
- L'énergie mécanique cinétique (volants d'inertie) ;
- L'énergie électrochimique (piles, batteries, condensateurs, vecteur hydrogène) ;
- L'énergie thermique (chaleur latente ou sensible).

Le degré de maturité de diverses technologies de stockage est présenté ci-dessous. Nombre d'entre elles sont encore au stade de R&D. Les STEP sortent du lot en réunissant à ce jour 99% de la puissance de stockage installée dans le monde.

Les choix technologiques dépendent de nombreux paramètres, nécessitant une analyse précise pour chaque situation. De fait, chacune des technologies s'avèrera adaptée à un usage particulier. C'est la raison pour laquelle de nombreuses pistes de R&D sont actuellement explorées, avec le soutien de programmes gouvernementaux d'envergure comme celui du DoE (Department of Energy) américain ou du NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organization) au Japon.

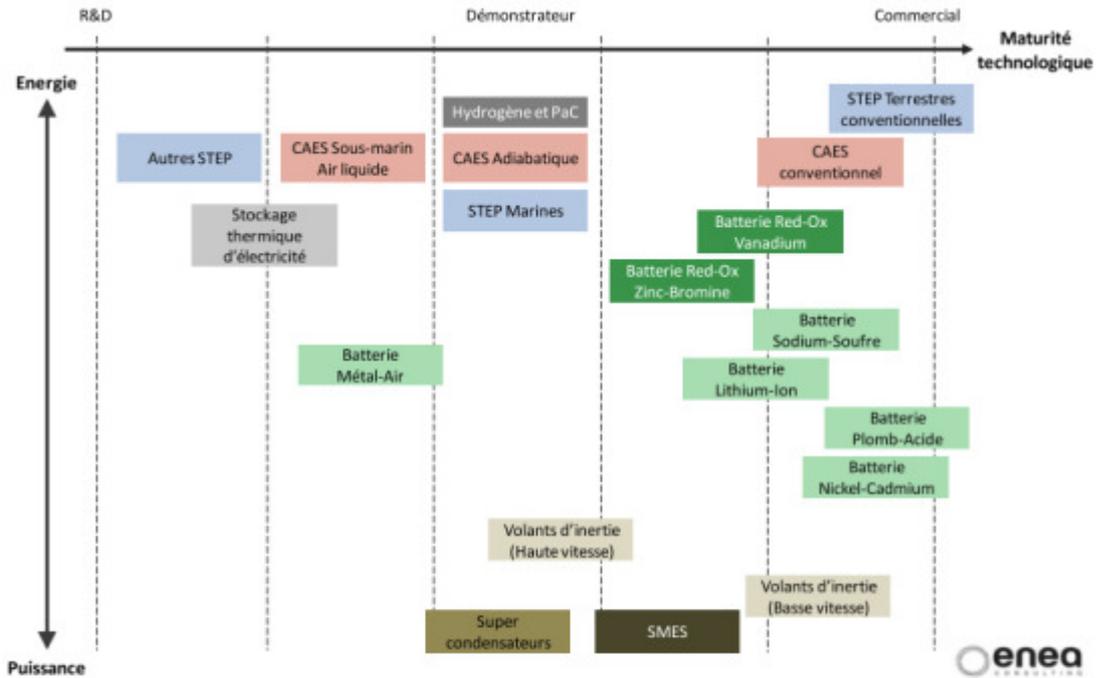


Figure 4 : Niveau de maturité technologique des différents moyens de stockage d'électricité

Typologie des moyens de stockage d'électricité

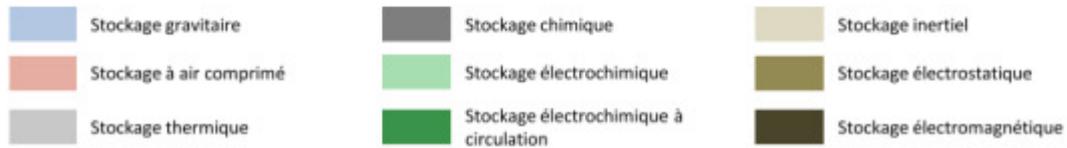


Figure 49 - Maturité des moyens de stockage d'électricité (source : Enea Consulting)

4.3.3 Atouts

Pour comparer les technologies de stockage et déterminer les plus pertinentes pour un usage particulier, plusieurs facteurs techniques doivent être pris en compte. En particulier, pour le stockage stationnaire d'électricité :

- La puissance disponible et la capacité énergétique. La combinaison de ces deux critères permet de définir le ratio énergie/puissance correspondant au temps de décharge réalisable, souvent caractéristique d'une application particulière.
- Le temps de réaction comme indicateur de la réactivité du moyen de stockage. Il est parfois préférable de définir la vitesse de montée et de descente en charge qui caractérise de manière plus fine le comportement réactif du système.
- L'efficacité, définie comme rapport entre l'énergie stockée et l'énergie restituée
- La durée de vie, qu'il est parfois préférable de définir en nombre de cycles de charge/décharge admissibles pour des technologies comme les batteries. Pour d'autres usages d'autres critères sont à prendre en compte, notamment la densité énergétique (en MWh/kg ou en MWh/m³) pour la mobilité par exemple.

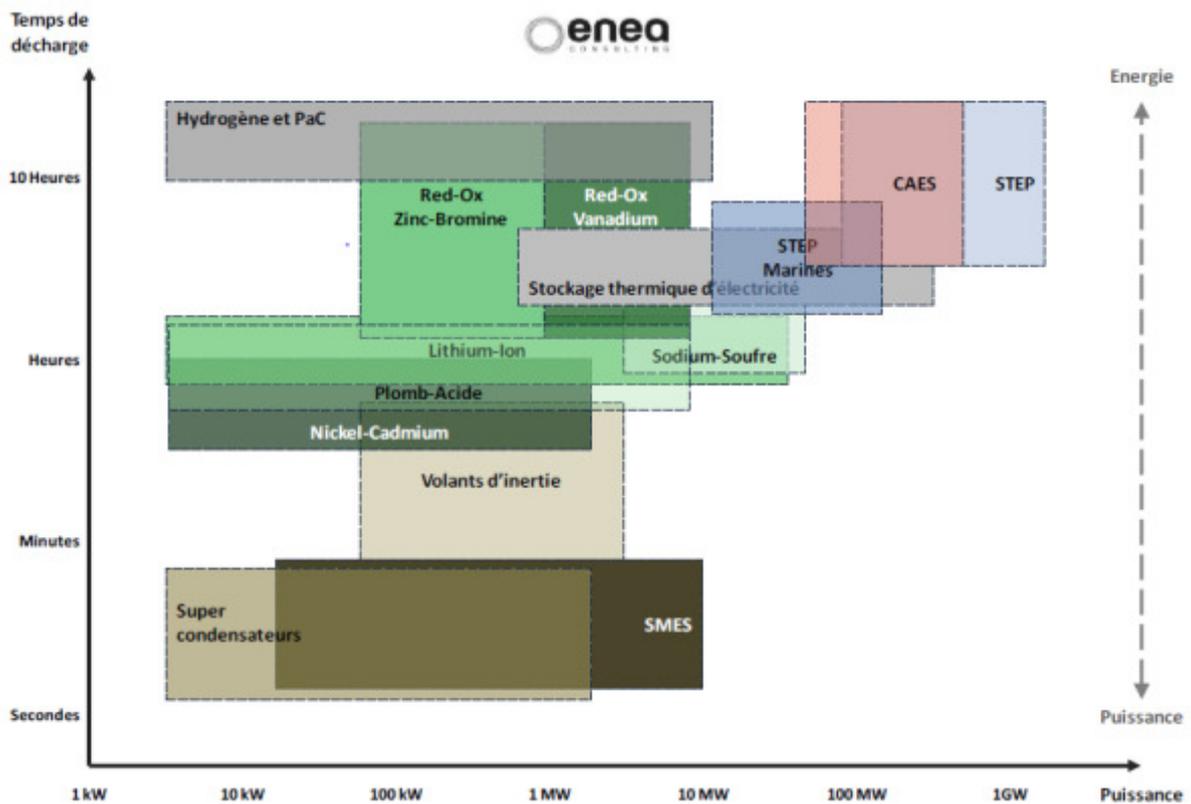


Figure 50 - Technologies de stockage en fonction du temps de charge et de la puissance (source: Enea Consulting)

L'étude comparative des différentes solutions de stockage ne peut se faire sans étudier avec attention les données économiques. Pour chaque technologie, les coûts d'investissement (CAPEX), que l'on peut décliner en termes de puissance ou d'énergie, ainsi que les coûts d'exploitation (OPEX), sont à prendre en compte. En outre, il convient de tenir compte des coûts de remplacement (et de fait, des fréquences de remplacement) des technologies telles que les batteries.

La diversité des technologies multiplie les structures de coûts associées. Les STEP, par exemple, sont très capitalistiques, tandis que les batteries ont des coûts élevés de remplacement. Pour certains systèmes, la puissance coûte cher (les batteries à circulation par exemple), tandis que pour d'autres c'est la capacité énergétique (les supercondensateurs par exemple).

Afin de comparer de façon pertinente les coûts réels des solutions de stockage, il est essentiel d'intégrer les paramètres d'usage (durée de vie, fréquence de sollicitation, etc.). Le caractère émergent de la filière et le manque de retour d'expérience soumettent cette analyse à des incertitudes encore significatives.

Les données technico-économiques chiffrées pour les principales technologies de stockage stationnaire d'électricité sont résumées dans le tableau ci-dessous. Les coûts d'investissement, issus d'une analyse de la littérature actuelle, sont fournis à titre indicatif et sont à observer avec précaution au vu de l'évolution rapide des technologies.

	Capacité disponible	Gamme de puissance	Temps de réaction	Efficacité	Durée de vie	CAPEX puissance (€/kW)	CAPEX énergie (€/kWh)
STEP	1 – 100 GWh	100 MW – 1 GW	s - min	70 – 85 %	> 40 ans	500 – 1 500	70 – 150
CAES	10 MWh – 10 GWh	10 – 300 MW	min	50 % (1 ^{ère} gén.) 70 % (AA-CAES)	> 30 ans	400 – 1 200	50 – 150
Hydrogène et Pile à Combustible	10 kWh – 10 GWh	1 kW – 10 MW	s - min	25 – 35 %	5 – 10 ans	6 000	< 500
Batteries Sodium-Soufre	< 100 MWh	< 10 MW	ms	75 – 85 %	2 000 – 5 000 cycles	500 – 1 500	150 – 500
Batteries Lithium-Ion	< 10 MWh	< 10 MW	ms	85 – 95 %	2 000 – 10 000 cycles	1 000 – 3 000	300 – 1 200
Batteries Red-Ox Flow	< 100 MWh	< 10 MW	ms	65 – 80 %	2 000 – 12 000 cycles	500 – 2 300	100 – 400
Volants d'inertie	5 – 10 kWh	1 – 20 MW	ms	> 90 %	100 000 cycles	500 – 2 000	2 000 – 8 000
SMES	1 – 10 kWh	10 kW – 5 MW	ms	> 90 %	20 – 30 ans	300	> 10 000
Super condensateurs	1 – 5 kWh	10 kW – 5 MW	ms	90 – 95 %	500 000 cycles	100 – 500	10 000 – 20 000

Figure 51 - Données technico-économiques des principales technologies de stockage stationnaire (source: Enea Consulting)

4.3.4 Véhicule électrique

Il existe de nombreuses expérimentations permettant d'intégrer les véhicules électriques comme composante des stratégies de régulation, stockage et effacement propres aux réseaux intelligents. Le projet le plus intéressant au regard de la présente étude prospective est le projet VERDI, pour Véhicule énergétique et Energies Renouvelables dans un Réseau de Distribution, en région Poitou-Charentes.

Son objectif était la mise au point d'une méthode d'optimisation du réseau de distribution comme alternative à son renforcement résultant de l'augmentation de la consommation d'électricité et du raccordement des installations de production d'énergies renouvelables.

Deux ELD, gestionnaires du réseau, ont participé à ce projet, Geredis deux Sèvres et Seolis.

Les conclusions intéressantes à tirer de cette étude sont les suivantes :

- La mise en place d'une infrastructure intelligente et communicante permet d'éviter la charge des véhicules électrique pendant les heures de pointe
- Des services destinés à encourager la mobilité électrique tels que la commercialisation des capacités d'effacement pendant la période de pointe pourraient être proposées.

Comme cela a été vu dans le chapitre 2.1.2, on peut considérer qu'en 2030 la majorité des véhicules électriques sera équipée de la fonctionnalité d'injection sur le réseau (du moins cela est souhaitable). Ce service système étant activé au travers d'offres tarifaires adaptées favorisant le stockage et d'opérateurs offrant des capacités de rachat éventuellement différents des distributeurs d'électricité, les agrégateurs. Ce point fait l'objet d'une présentation plus détaillée au chapitre 5.4.1.

Le CSTB a conduit une étude en 2009 portant sur l'interaction photovoltaïque – véhicule électrique et les possibilités de soutien réseau.

Sur la base des données météorologiques de Grenoble, site de l'étude, et sur la base des hypothèses de déplacement et de consommation des véhicules décrites au chapitre 2.1.2, avec une installation photovoltaïque de 3 kWc à domicile et de 1 kWc au travail³⁷, sur la base d'un seul véhicule électrique par maison, sur une période d'un an :

- Sans moyen de stockage, la consommation de la maison et du véhicule sont assurées 35% du temps par les panneaux
- Avec moyen de stockage (typiquement les batteries du véhicule électrique), l'indépendance est assurée 80% du temps

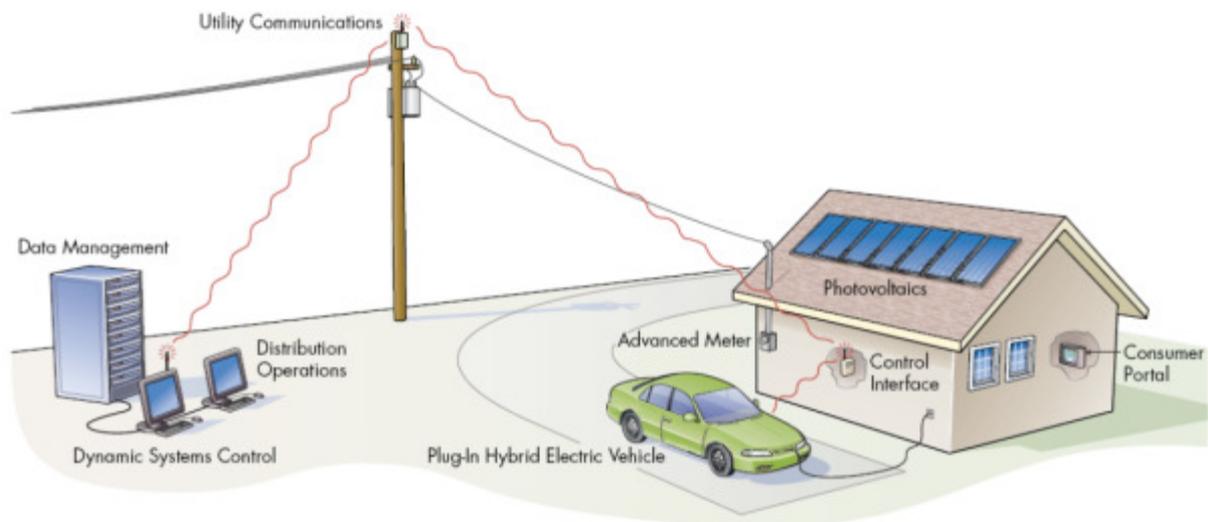


Figure 52 - Le véhicule comme composant des smart grids (source: projet EPRI - CSTB)

4.3.5 Méthanation

Des chercheurs de l'entreprise autrichienne Solar Fuel Technology (Salzbourg), en coopération avec l'Institut Fraunhofer de recherche sur l'énergie éolienne de Leipzig (IWES), le Centre de recherche sur l'énergie solaire et l'hydrogène de Stuttgart (ZSW) et l'université de Linz ont mis au point une solution de stockage de l'électricité sous forme de méthane. L'énergie électrique excédentaire d'origine éolienne ou photovoltaïque est utilisée pour décomposer de l'eau en dihydrogène et dioxygène (électrolyse de l'eau), puis le dihydrogène est utilisé pour méthaniser du dioxyde de carbone (réaction de Sabatier). L'un des principaux intérêts de ce procédé est d'utiliser les infrastructures (réservoirs et conduites de gaz) existantes, dont la capacité de stockage permettrait de couvrir les besoins pendant plusieurs mois.

La méthanation est une méthode de stockage particulière car il s'agit d'un moyen de transformation de l'électricité en gaz.

³⁷ Ratio de puissance photovoltaïque par véhicule électrique présent

Le gaz peut-être alors ensuite utilisé dans des centrales combinées pour une production d'électricité, en ce sens il s'agit bien de stockage mais également pour une production de chaleur au même titre que du gaz naturel fossile.

La méthanation a une place privilégiée dans le mix énergétique car elle offrira une complémentarité entre les réseaux de gaz, d'électricité et de chaleur comme précisé Figure 53.

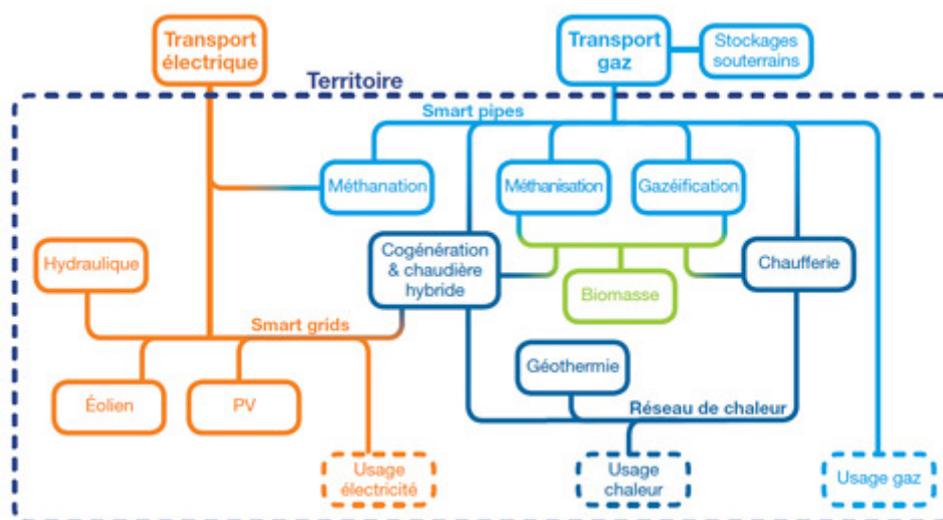


Figure 53 - Couplage des réseaux et processus de productions énergétiques (Source : Scénario 2050 GRDF transition énergétique)

Le principe général à retenir est que la multiplication des transformations réduit le rendement global du processus et augmente les coûts d'investissement et d'exploitation, ainsi la production de méthane à partir d'électricité offre un rendement faible entre 50 et 65% de rendement, alors que la conversion en hydrogène, partiellement injectable dans les réseaux dans une concentration inférieure à 5%, présente un rendement compris entre 57 et 73% (Solagro).

Si ce méthane est ensuite transformé de nouveau en électricité le processus global présente un rendement n'excédant pas 38%.

C'est pourquoi la méthanation ne devrait pas être exploitée en Provence-Alpes-Côte d'Azur avant 2035 lorsque les moyens de stockage conventionnels et additionnels ne permettront plus d'absorber les pics de production d'électricité fatale essentiellement d'origine photovoltaïque et éolienne.

Les projets de méthanation présentent des spécificités qui limitent leur implantation territoriale :

- Ils doivent se trouver à proximité de sites d'injection de CO₂ (cela peut-être le CO₂ dans l'air mais pour des raisons de volumes et de pertinence économique, il est plus envisageable qu'ils soient positionnés à proximité de site industriel)
- La réaction de méthanation est fortement exothermique ce qui nécessite pour une pleine valorisation du processus des besoins de chaleur à proximité (et du fait que le processus serait surtout utile en été ou mi-saison afin d'évacuer la surproduction photovoltaïque, une possibilité d'évacuation de chaleur en été)

Un projet de méthanation s'intègre donc parfaitement dans une réflexion d'écologie industrielle d'échanges avec un site émetteur de gaz carbonique et nécessitant des besoins de chaleur permanents dans leurs processus. En ce sens un méthaniseur ou gazeificateur pourrait être couplé avec de la méthanation.

Toutefois si le niveau d'injection reste faible l'injection d'hydrogène, voire la simple production d'hydrogène pour du stockage (pile à combustible), est privilégiée.

C'est le cas d'une installation d'Areva à La Croix Valmer couplée à une installation PV de 35 kWc permettant avant tout un décalage temporel de l'injection.

Plus intéressant dans le contexte de soutien dynamique au réseau, le projet MYRTE déployé en Corse par AREVA. L'objectif de la plateforme MYRTE est de développer un système et une stratégie de pilotage visant à améliorer la gestion et la stabilisation du réseau électrique. Il associe ainsi un champ photovoltaïque et une pile à combustible.

Cette plate-forme étudiera différentes stratégies de fonctionnement afin d'estimer leurs impacts sur le contrôle commande du système.

A l'échelle nationale GRDF a retenu à l'horizon 2030 un scénario où le mix énergétique gazier est constitué à 82% de gaz naturel, 15% de biométhane (9% issu de la méthanisation, 6% de la gazéification), 1% d'hydrogène.

A l'horizon 2050, les processus de méthanisation, gazéification ne pourraient pas couvrir plus de 60% des consommations de gaz (du fait de la nature même des ressources renouvelables limitées utilisées – biomasse et déchets organiques).

La méthanation n'est pas intégrée dans ce potentiel car elle n'est pas liée à une ressource renouvelable mais à la production de gaz de synthèse à partir d'électricité, quelle que soit son origine.

D'un autre côté, les moyens de stockage électriques conventionnels pourront faire défaut avec une couverture en énergie renouvelable météo-dépendante (photovoltaïque et éolien) couvrant à cette échéance 18% de la consommation d'électricité de la région et des productions pouvant nettement dépasser dans de nombreuses zones 100% des besoins à certains moments (cas de quartier résidentiel « solaire » à mi-journée), l'utilisation des conduites de gaz comme moyen de stockage de l'électricité (par conversion de l'électricité en hydrogène ou méthane) pourrait lever les dernières barrières à la transition vers un système énergétique 100% renouvelable.

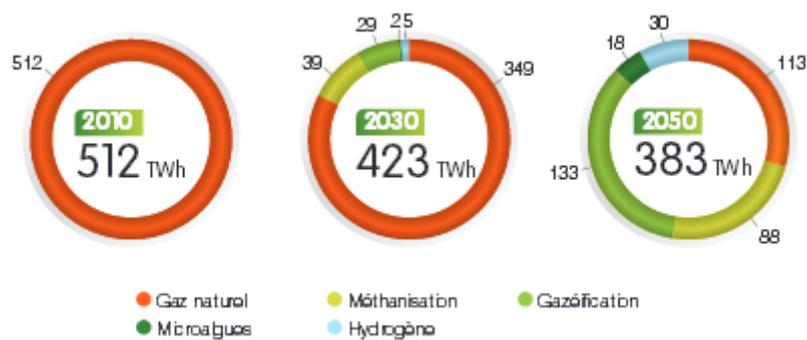


Figure 54 - Origine des gaz distribués dans le réseau en France (source: Scénario facteur 4 - GRDF transition énergétique)

4.4 Problématiques liées aux smart grid

En dépit des bénéfices potentiels qu'ils offrent, les réseaux intelligents sont porteurs de risques à la fois pour les gestionnaires de réseaux et les industriels (CRE):

- Le succès des réseaux intelligents reposant en partie sur leur capacité à intégrer efficacement les technologies de l'information et de la télécommunication, si les solutions ne sont pas au rendez-vous, ne sont pas encadrées par des normes et posent des problèmes de sûreté³⁸, cela pourra aboutir à des échecs commerciaux et une frilosité des industriels à proposer de nouvelles solutions ;
- les bénéfices liés aux nouveaux usages seront largement dépendants de variables telles que les prix futurs des énergies fossiles ou du CO2 dont l'évolution est largement indéterminée ;
- la rapidité d'adoption par les consommateurs de pratiques d'effacement, de partage de données et leur disposition à payer des biens d'équipement énergétiquement performants sont inconnues ;
- la capacité des gestionnaires à développer de nouveaux métiers pour assurer l'exploitation des réseaux intelligents. A titre d'exemple les gestionnaires de réseaux électriques vont devoir développer des compétences dans les domaines de la gestion de réseaux de télécommunication sécurisés, de l'équilibrage en fréquence de réseaux électriques (ce qui étaient l'apanage à ce jour des transporteurs), de la maintenance d'équipements électriques intelligents chez le particulier, météorologique, ...)
- les montants d'investissements initiaux sont importants, ce qui conduit à s'interroger sur les modes de financement des projets. A titre d'exemple on peut se demander qui du producteur, du fournisseur, du consommateur ou du distributeur doit financer les bornes de recharge des véhicules électriques ou demain les systèmes de stockage décentralisé d'énergie. Quelque soient les choix retenus il conviendra aussi de déterminer la part des coûts qui sera mutualisée entre l'ensemble des consommateurs et comment seront répartis les investissements entre les différentes catégories de clients.
- les modèles économiques sont à créer (gouvernance à préciser, création de nouveaux modèles d'affaires par les entreprises, voire de nouveaux métiers comme celui d'agrégateurs). Si des pistes existent tels les appels d'offres lancés dernièrement par de

³⁸ Il y a en cela une opposition de principe entre un monde de l'Internet des objets libres et ouverts et les objectifs de sûreté inhérentes aux services de distribution de l'électricité

grandes villes pour l'équipement de bornes de recharges électriques sous la forme de Partenariat Public Privé, chaque pays ou région en fonction de ses caractéristiques et sa propre histoire pourra faire des choix différents

L'émergence des smart grids bouleverse donc profondément les caractéristiques tant techniques, qu'organisationnelles et économiques des réseaux électriques.

4.5 Prospective concernant les programmes de recherche et développement sur les smart grid

Sous l'initiative de l'ADEME et du gouvernement plusieurs projets de déploiement exploratoires sont actuellement en cours de réalisation au plan national. Ces projets visent généralement à intégrer de manière collaborative différentes technologies de production, consommation ou stockage d'énergie ou à faciliter le déploiement des systèmes de télécollecte des index de relève ou les bornes de recharges des véhicules électriques. Certains projets tels SmartLyon visent plutôt les éléments proches du client final alors que le projet SmartGrid Vendée vise à favoriser un équilibre entre production et consommation au niveau de l'ensemble d'un département.

De manière liminaire il convient de noter qu'une partie importante des projets est basée sur la version des compteurs Linky utilisant la technologie de communication SFSK-G1. Or il convient de noter que cette technologie sélectionnée pour répondre aux exigences fixées par l'autorité de régulation, offre un débit de communication suffisant pour pouvoir effectuer une télé relève d'index et une modification à distance des paramètres des compteurs, mais un débit insuffisant pour assurer un suivi et un pilotage régulier des points de consommation ou d'injection. A ce titre, un certain nombre des projets exploratoires actuels seront d'une utilité limitée pour ce qui a trait au pilotage des réseaux basse tension et moyenne tension, problématique essentielle pour le déploiement du SRCAE de Provence-Alpes-Côte d'Azur. D'autres technologies permettant une communication à haut ou très haut débit entre les concentrateurs et les compteurs sont en cours de test par différents distributeurs. ERDF dispose lui-même d'un programme de recherche et développement sur une technologie dite 'G3'

Il convient aussi de noter que les technologies smartgrid ne pourront être déployées par les distributeurs que de manière progressive. De manière très logique, le phasage de déploiement sera réalisé en partant de trois principes essentiels :

- Installer les technologies pour lesquelles le retour sur investissement est le plus rapide,
- Adapter la vitesse de déploiement à la maturité des technologies
- Déployer les technologies progressivement à la fois de manière pyramidale et par zone géographique afin de passer progressivement d'une logique de gestion de réseau à une logique de gestion de systèmes d'objets électriques intelligents.

De ce fait il est évident que les technologies de smartgrid se déploieront avec d'autant plus de facilité qu'elles pourront s'autofinancer par une amélioration de la productivité des gestionnaires de réseau. A ce titre, nous notons qu'il pourrait être utile de développer des prototypes visant à étudier :

- l'impact que pourrait avoir la mise en place de capteurs répartis sur l'équilibrage entre phases, (si cette fonction est partiellement étudiée dans le cadre du projet Sogrid ce thème n'est pas l'objet spécifique de ce projet alors que les déséquilibres occasionnent des surcoûts pour les distributeurs) ; à titre d'exemple la société Orange&Rockland a été en mesure de réduire d'un facteur 3 les déséquilibres entre phases suite à la mise en œuvre d'un système avancé de pilotage du réseau de distribution (US department of Energy, 2013),
- l'impact que pourrait avoir la mise en place d'un module prédictif de consommation production par poste source sur l'optimisation des contrats de soutirage entre RTE et les distributeurs ; le fait que cette thématique ne soit abordée par aucun projet est d'autant plus étonnant que cette ligne budgétaire est la première de l'ensemble du centre de coût des distributeurs,
- l'impact que pourrait avoir l'injection d'énergie réactive sur la réduction des pertes en ligne ; comme dans le cas précédent aucun projet n'est réalisé actuellement spécifiquement pour évaluer ce sujet alors même que cette ligne de coût est l'une des principales dépenses des distributeurs,
- l'impact que pourrait avoir la mise en place d'un système de pilotage de la tension sur la possibilité de réduire la tension moyenne de consigne en sortie de feeder en vue de réduire les pertes en ligne (voir projet similaire mené par la société Southern Copany Service Inc).
- l'impact que pourraient avoir les variations de production d'énergie fatale (ou consommation liée aux véhicules électriques) sur la durée de vie des différents équipements de puissance des distributeurs ; de nouveau les frais financiers liés aux investissements consentis représentent l'une des principales lignes de coûts de distributeurs et à ce titre devraient faire l'objet d'une analyse prospective détaillée.

Ainsi bien que l'autorité de régulation de l'énergie ait été impliquée dans la sélection de nombre des projets en cours, force est de constater qu'un nombre très limité d'entre eux est centré sur les gains économiques qui pourraient être générés pour les consommateurs.

La seconde observation, en comparaison avec les programmes en cours à l'étranger, concerne la quasi inexistence de programmes visant à modéliser la consommation prévisionnelle, la production prévisionnelle et/ou les charges aux différents points du réseau. Différentes propositions en ce sens ont déjà été mentionnées dans les paragraphes précédents notamment pour ce qui a trait à la production d'énergie photovoltaïque. Il conviendrait de noter l'importance de conduire des recherches sur la problématique du traitement en temps réel de base de données réseau de très grand volume et du traitement analytique de données de consommation en vue de détecter automatiquement les changements comportementaux au niveau de point de livraison (par exemple détection automatique de l'installation d'un micro cogénérateur ou détection automatique de l'installation d'une borne de recharge électrique à domicile).

Enfin il convient de noter que la mise en place des technologies de supervision, pilotage ou reconfiguration automatique engendrera une évolution significative dans l'organisation des différents métiers des distributeurs (notamment en matière de gestion de maintenance préventive, de planification des interventions, de gestion des équipements, ...). Le déploiement d'un réseau entièrement numérisé au niveau de l'un des distributeurs actuels d'électricité (ou de l'une des régions d'ERDF) pourrait être planifié à compter de 2020. Ceci aurait l'avantage d'offrir un retour

d'expérience indispensable à un déploiement progressif mais à terme inéluctable de ces technologies au plan national.

4.6 Pistes d'actions

Légende :

- En vert : les actions régionales ou ayant une déclinaison régionales.
- En bleu : les actions nationales



- ☞ Compilation des différentes analyses sociologiques issues des démonstrations actuellement en cours sur l'acceptation par les consommateurs des solutions technologiques smart grid à domicile.
- ☞ Identification d'un territoire pour une mise en place d'une expérimentation de méthanation (Un tel projet est en train de naître sur le port de Marseille avec Areva, Air Liquide,...)
- ☞ Lancement de programmes de recherche et développement liés à l'analyse des gains économiques que peuvent procurer les smart grid auprès des gestionnaires de réseaux électriques
- ☞ Lancement de programmes de recherche sur la gestion temps réel de grande base de données de comptage et système d'analyse permettant de détecter automatiquement le changement dans les usages de consommation/production.



- ☞ Identification d'un territoire pour un déploiement massif de technologies de supervision et pilotage numérique du réseau.

5 Bilan socio-economique à horizon 2030

5.1 Investissements – CAPEX

Selon l'Agence internationale de l'énergie (AIE), le montant total cumulé d'investissements dans les EnR, majoritairement dans la production solaire et éolienne, entre 2007 et 2030, s'élève à 5.500 milliards de dollars. Mais l'intégration des EnR est également l'un des principaux moteurs de la modernisation des réseaux. Ainsi la Fondation Européenne pour le climat (FEC) a indiqué qu'un mix énergétique à 80% d'EnR en 2050 en Europe nécessiterait 2 860 milliards d'€ d'investissements en capacités nouvelles de production, renforcement des réseaux et développement de centrales de soutien. A cela il faut ajouter 5 705 milliards d'€ en OPEX (comprenant coûts énergies fossiles résiduelles, maintenance des centrales, perte de stockage).

Le coût total serait presque égal à un scénario BAU³⁹ fondé principalement sur des énergies fossiles, dans lequel les investissements en matière d'exploitation seraient plus élevés au regard de la forte volatilité des prix.

Parmi les coûts d'investissement nous devons considérer :

- Le coût du nouvel équipement, qui ne fait pas l'objet de la présente étude.
- Les coûts de raccordement
- Les coûts induits de renforcement du réseau

5.1.1 Coûts d'investissement pour le réseau électrique liés au développement du PV et du VE

5.1.1.1 *Impacts du photovoltaïque*

Jusqu'à maintenant, les coûts de raccordement des installations photovoltaïques étaient couverts par le TURPE, en-dehors des ouvrages spécifiques des producteurs (essentiellement le câble entre la centrale et le poste source). Le principe était que tant que qu'il y avait des capacités électriques disponibles, les producteurs pouvaient s'y raccorder mais quand le réseau arrivait à saturation, le dernier producteur demandeur de raccordement devait payer les frais de renforcement, ce qui créait un effet de barrière économique pour le développement de centrales photovoltaïques dans certaines régions saturées. Or cette saturation est déjà une réalité en région Provence-Alpes-Côte d'Azur dans les départements des Hautes-Alpes et Alpes-de-Haute-Provence.

³⁹ Business As Usual

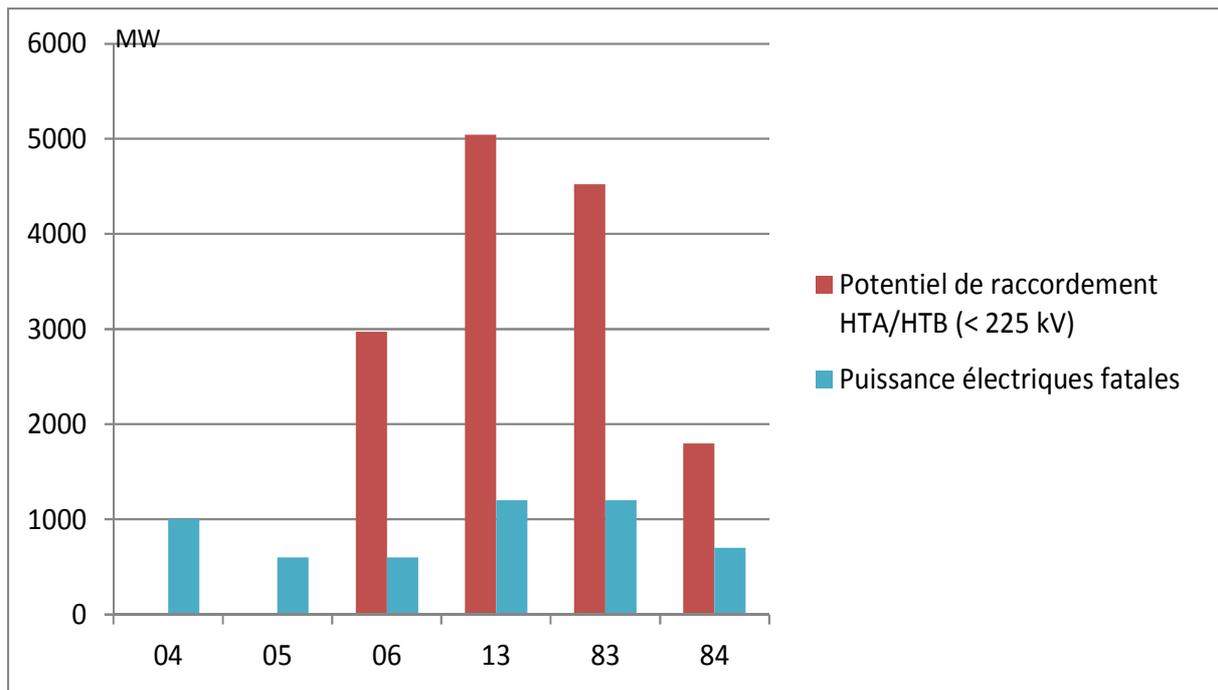


Figure 55 - Puissance électrique photovoltaïque par département en Provence-Alpes-Côte d'Azur à horizon 2030 (Source – SRCAE Provence-Alpes-Côte d'Azur / site RTE potentiel de raccordement)

Cette approche va changer avec la publication des Schémas Régionaux de raccordement des énergies renouvelables (S3R Enr), institués par la loi Grenelle II.

En effet avec ceux-ci est introduite une quote-part payable par les producteurs pour les projets supérieurs à 36 kVA.

Cette quote-part se calcule en totalisant, pour chaque région, l'ensemble des coûts de création d'ouvrages nécessaires à l'accueil des renouvelables en le divisant par la puissance prévue au SRCAE.

Or il y a divergence entre le SER et RTE/ERDF sur la nature des dépenses. En effet selon le décret la quote-part intègre les investissements relatifs aux créations d'ouvrages électriques et non ceux liés au renforcement finançables par le TURPE. Pour le SER des travaux classés comme investissements devraient être considérés comme du renforcement, notamment l'ajout de nouveaux transformateurs. Le SER considère ainsi que les coûts supportés sont de 80% pour le producteur et 20% pour le gestionnaire, or une quote-part trop élevée ne permet pas la rentabilité de certains projets et peut ainsi tuer dans l'œuf les ambitions du SRCAE.

De plus les services systèmes apportés par les centrales photovoltaïques (injection d'énergie réactive, ajustement du plan de tension) ne sont pas pris en compte alors qu'ils peuvent induire des gains indirects pour le réseau.

En Midi-Pyrénées, RTE et ERDF (Le journal des Energies Renouvelables » - pp14-19- n° 216 – juillet 2013, 2013) ont évalué à respectivement à 80 M€ et 46 M€ les nouveaux investissements pour une puissance additionnelle totale de 1 805 MW. La quote-part est donc de 70 k€/MW.

En revanche en Alsace la quote-part est nulle car les ouvrages existants suffisent à accueillir les ambitions du SRCAE.

La moyenne des quote-parts publiées tourne autour de 35 k€/MW.

Sur la base d'une puissance photovoltaïque de 2300 MW installée en 2020 en région Provence-Alpes-Côte d'Azur selon le SRCAE, correspondant à une puissance prévisionnelle additionnelle de 1800 MW entre la publication du SRCAE et 2020, avec une proportion conservée de 20% de la puissance constituée de centrales de moins de 36 kVA, la puissance additionnelle photovoltaïque supérieure à 36 kVA en 2020 serait donc de 1450 MW.

A un coût moyen de 35 k€/MW, les investissements nécessaires pour la création des nouveaux ouvrages imputables aux producteurs photovoltaïques sont donc estimés à 50 M€. A cela s'ajoutent les coûts de renforcement à hauteur de 10 M€ à horizon 2020. Le potentiel doublant entre 2020 et 2030, les investissements seraient donc de **120 M€** à horizon 2030.

Le renforcement impacterait le TURPE en moyenne de 1,11 M€/an. Sur la base du scénario de consommation « engageant » du SRCAE de 32 TWh/an, cela générerait une augmentation potentielle du coût de l'électricité de 0,03 €/MWh.

Cette augmentation minime n'est que virtuelle du fait de la non dé-péréquation tarifaire à un échelon régional mais permet de préciser la tendance si l'ensemble du territoire national présente le même taux de développement du PV (ce qui ne sera certainement pas le cas donc l'impact réel du photovoltaïque sur le TURPE devrait être encore plus faible).

5.1.1.2 Impacts du véhicule électrique

Afin d'estimer l'investissement à déployer pour le développement du véhicule électrique à l'horizon 2030, nous nous sommes basés sur les données chiffrées du Plan national de développement du véhicule électrique calculées à partir d'une hypothèse de 2.2 prises par véhicule électrique. D'après le scénario des transports du SRCAE Provence-Alpes-Côte d'Azur, le nombre de véhicules électriques dans la région atteindra 282 000 en 2030. Soit, en considérant la même hypothèse que le Plan national, un total de 620 400 prises de recharge à un prix unitaire moyen de 140 €.

L'investissement total pour le déploiement des bornes de recharge en région Provence-Alpes-Côte d'Azur atteindrait ainsi 181 Millions d'Euros dont 46 Millions d'Euros pour le raccordement et 48 Millions d'Euros pour le renforcement du réseau (source : *Plan national de développement des VE*).

Les demandeurs des raccordements des points de recharge ne paient que 60% du coût du raccordement et ne contribuent pas au renforcement du réseau. Ces coûts sont supportés par le gestionnaire qui les retranscrit dans le TURPE.

En définitive 70% du coût est à la charge du gestionnaire du réseau de distribution⁴⁰, soit en région PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR 3,6 M€/an et est répercutée chez tout consommateur au travers du TURPE, soit un investissement de **66 Millions d'Euros**.

Le prix de revient pour la collectivité est donc de 235€/VE.

⁴⁰ 70% : (40% de 46 M€ + 100% de 48 M€)/94 M€

Sur la base de la consommation engageante du SRCAE 32 TWh/an, cela générerait une augmentation potentielle du coût de l'électricité de 0,11 €/MWh. Tout comme le PV cette augmentation reste virtuelle du fait du principe de la péréquation tarifaire.

5.1.1.3 Impacts des smart grid

Les estimations officielles faites par le gestionnaire de réseau (ERDF) pour l'installation du compteur Linky sont de 4,5 milliards d'euros, soit environ 128 euros par compteur, financé au travers du TURPE au titre de l'article 5 du décret n° 2010-1022 du 31 août 2010.

Le temps de retour au regard des économies sur les simples charges d'exploitation est estimé à plus de 20 ans, ce qui est au-delà d'un temps de retour industriel viable.

Mais les Linky, même imparfaits dans leur première version sont la première brique des réseaux intelligents.

Ce que pourrait présenter en terme de coûts pour le réseau la mise en œuvre des autres solutions smart grid en phase de généralisation n'est pour l'instant pas estimable, les solutions étant encore à l'état de projet ou intégrés dans des démonstrateurs à des coûts propres à la fabrication de petites unités en R&D (exemple : le coût d'1MW lithium-ion vaut 1 millions d'Euros- source : *projet Nice Grid*). La plupart des solutions de stockage valent cher et seul leur usage régulier et indispensable, associé à un coût d'électricité plus élevé, permettent de réduire les durées d'amortissement.

5.1.2 Coûts d'investissement pour le réseau gazier liés au développement du biométhane et du GNV

5.1.2.1 Impacts du biométhane

Les coûts fixes de raccordement et d'injection (Ademe/Solagro) pénalisent les installations de petite taille d'une production inférieure à 3 GWh/an.

Au-dessus de 3 GWh/an l'investissement est d'environ 20 €/MWh.

L'investissement se répartit entre la construction du poste d'injection (75%) et le raccordement (25%). Le respect des dispositions de raccordement ne nécessitant pas un renforcement du réseau, il n'y a pas de coûts indirects.

En région Provence-Alpes-Côte d'Azur, le scénario Negawatt prévoit 3 800 GWh de production de biogaz (par méthanisation et gazéification), soit un coût de raccordement total de **76 Millions d'Euros**.

Le scénario SRCAE prévoit une production de 1 100 GWh à horizon 2030 , soit un investissement de **22 Millions d'Euros**.

5.1.2.2 Impacts du GNV

Comme expliqué dans le chapitre 3.2, le développement du GNV ne nécessite aucun renforcement du réseau de gaz, le réseau étant suffisamment dense à proximité des principaux axes autoroutiers de la région.

5.2 Coûts d'exploitation – OPEX

5.2.1 Coûts d'exploitation du réseau électrique

5.2.1.1 Coût actuel d'exploitation du réseau de distribution d'électricité

Au niveau national le réseau ERDF (ErDF) représente :

- 681 000 km de réseaux
- 738 000 postes HTA/BT

Les investissements sur le réseau BT représentent 2000 M€/an dont la moitié est consacrée à l'électrification rurale.

Les dépenses effectuées par ERDF dans le rachat de l'électricité perdue⁴¹ (20 TWh⁴²) s'élèvent à 1,5 milliard €/an. Ce poste de dépense est donc extrêmement important et sa réduction au travers d'une limitation des longueurs de transit, d'une optimisation de la gestion offre-demande et du développement de technologies de stockage permettrait des gains significatifs.

Au niveau régional, le réseau ERDF dispose :

- D'un patrimoine de 5 milliards d'Euros⁴³
- De charges d'exploitation de 1,183 millions/an (source : ERDF)
- De recettes de 1 178 millions/an (source : ERDF)

Comme il a été précisé au chapitre 1.1.2.4.1, les pertes sur le réseau représentent 7% de la consommation, soit 2,2 TWh à horizon 2030. Elles sont intégralement compensées par le TURPE à hauteur de 75 €/MWh en 2012 , soit 165 M€/an en 2030 sur la base du coût 2012.

5.2.1.2 Coûts d'exploitation du réseau avec PV et VE avec technologies smart grid

Comme précisé dans le chapitre 5.1.1, les coûts destinés au raccordement et au renforcement des réseaux pour le développement du photovoltaïque et du véhicule électrique aux niveaux prévus par le SRCAE sont de 4,7 M€/an.

Cet investissement représente moins de 3% du montant 2012 des pertes.

⁴¹ Les pertes sont constituées des pertes fer – survenant dans les transformateurs- et pertes cuivre ou Joule – survenant dans les câbles

⁴² Cela représente la production de 3 réacteurs nucléaires ou également la production totale éolienne et photovoltaïque de France en 2013 !

⁴³ Patrimoine estimé sur la base d'une corrélation entre les données issues de ERDF sur les longueurs totales de lignes dans la région et les informations issues des entretiens des autorités concédantes.

Or la production décentralisée sur toiture étant intégralement consommée localement, les pertes associées à cette consommation sont totalement supprimées, soit près de 200 GWh de pertes effacées générant 15 M€/an de gains.

Le photovoltaïque intégré à un réseau intelligent ne générant pas de surcoût d'exploitation, on peut donc estimer que le photovoltaïque seul permet de réduire en Provence-Alpes-Côte d'Azur les charges d'exploitation d'au moins **10 M€/an**]. Même si cette valeur est insignifiante au regard du coût du rachat du photovoltaïque (autour de 300 M€/an dus aux seules centrales installées en 2013 pour la région Provence-Alpes-Côte d'Azur), il ne faut pas omettre que le photovoltaïque apporte des services systèmes difficilement chiffrables mais qui seront à terme valorisables.

Ce développement ne peut éviter la hausse inéluctable du prix de vente de l'électricité du fait de deux aspects :

- La règle de la péréquation tarifaire amoindrira l'impact sur le TURPE si celui-ci était régionalisé, la production photovoltaïque étant évidemment plus importante en Provence-Alpes-Côte d'Azur que dans les autres régions
- La CSPE dont une partie couvre le rachat du photovoltaïque à hauteur de 7,5 €/MWh (soit 40% du montant global), représenterait en 2030 (du moins si ce tarif restait le même, or ce ne sera pas le cas car il est condamné à augmenter du fait du développement même des filières PV et éoliennes) une dépense d'environ 240 M€/an répercutée sur les consommateurs de Provence-Alpes-Côte d'Azur

Comme cela a été vu dans le chapitre 2.1.2, on peut considérer qu'en 2030 la majorité des véhicules électriques sera équipée de la fonctionnalité d'injection sur le réseau. Ce service système étant activé au travers d'offres tarifaires adaptées favorisant le stockage. Le potentiel brut de stockage nomade est de 846 MW (en considérant une décharge instantanée simultanée de 3 kVA pour les 282 000 véhicules électriques prévus en 2030) et une capacité de 3,7 GWh. En considérant qu'une partie du parc de véhicules n'est pas exploitable (en déplacement, raccordé mais avec un taux de décharge trop élevé, ne bénéficiant pas de la fonction V2G ou ne souhaitant pas en utiliser le potentiel), on peut estimer que la capacité instantanée s'élève à 70% du parc, soit 600 MW, ce qui représente la capacité d'une STEP.

Sachant qu'une batterie de 1 MW lithium-ion vaut 1 M€⁴⁴, financement qui serait répercuté dans les TURPE, et que cette même capacité est offerte par 330 véhicules, financés par les usagers, avec un coût retranscrit sur le TURPE de 150 k€, il suffirait que seulement 15% du parc de véhicules électriques offre cette capacité de soutien réseau pour que le coût du raccordement du parc total soit compensé par le non investissement dans des moyens de stockage supplémentaires.

En réalité le potentiel pourrait être bien plus important si l'on considère que le véhicule n'injecte pas directement sur demande du gestionnaire de réseau mais plutôt vend son électricité à un agrégateur de stockage disposant de capacités bien plus importantes.

⁴⁴ Prix d'une batterie SAFT positionnée dans le poste source de Carros dans le cadre du projet Nice Grid

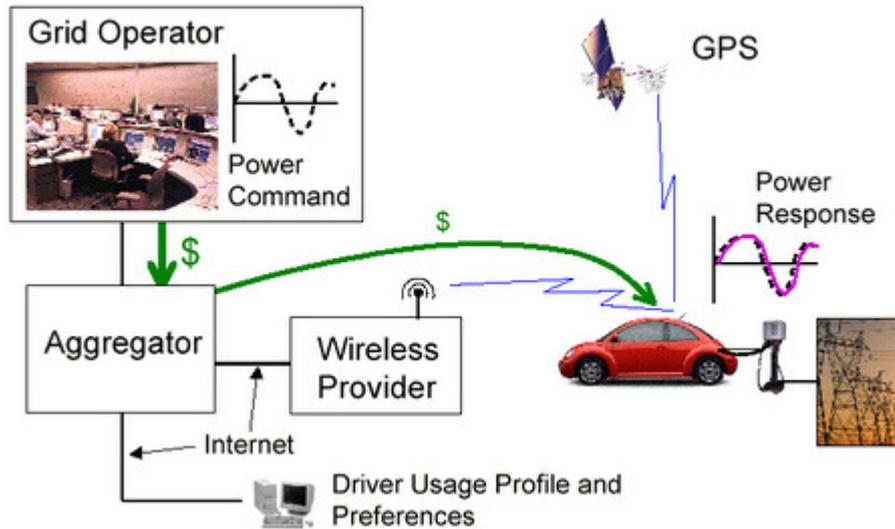


Figure 56 - Intégration du V2G dans le marché de l'électricité (source:<http://www.futurelab.net>)

5.2.2 Coûts d'exploitation du réseau de gaz

5.2.2.1 *Coût d'exploitation du réseau avec biogaz et GNV*

Au regard des conditions actuelles d'injection du biométhane, qui doivent avoir les mêmes caractéristiques que le gaz naturel, les coûts d'exploitation du réseau ne devraient pas être impactés directement par l'injection. Ce n'est pas le cas des coûts de vente de gaz.

Actuellement les coûts de production du biométhane sont supérieurs au gaz naturel (du fait notamment de l'épuration). Afin d'assurer la rentabilité économique des installations, le prix d'achat du biométhane injecté varie entre 45 et 125 €/MWh en fonction de la capacité et des caractéristiques des installations (source : <http://www.developpement-durable.gouv>).

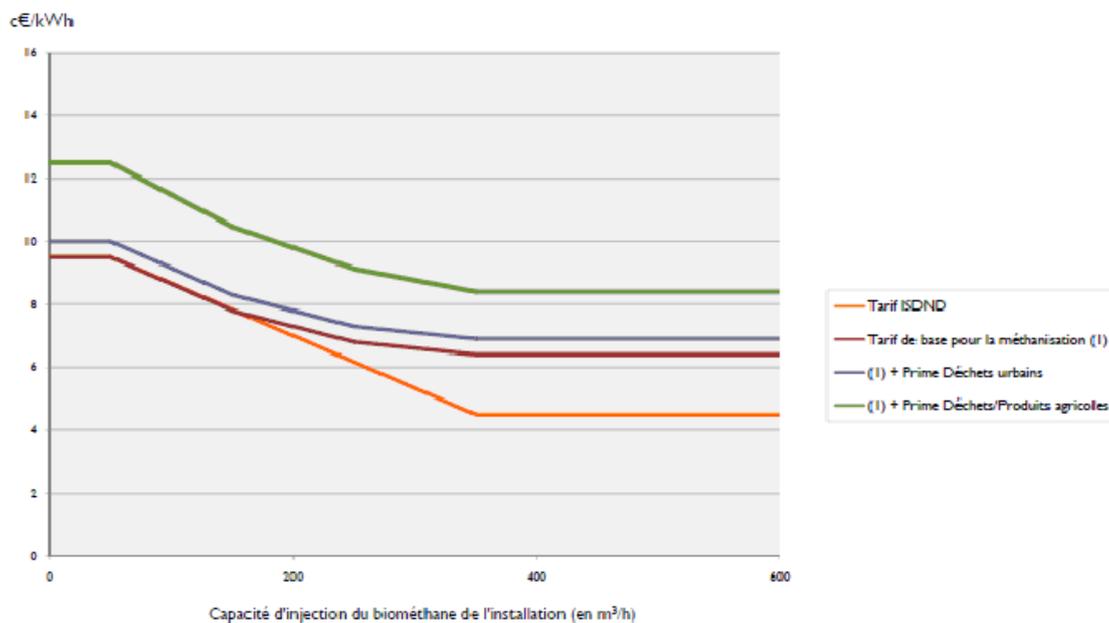


Figure 57 - Tarif d'achat applicable pour le biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel (source : <http://www.developpement-durable.gouv.fr>)

Dans l'étude de GRDF sur le potentiel de développement du biométhane, le prix d'achat de la ressource biomasse d'origine industrielle et forestière augmenterait de 2010 à 2020 de 13 et 23 €/MWh. Ce dernier coût étant estimé sur la base de tensions prévisionnelles autour de la mobilisation de la biomasse à cette échéance. Même si les techniques de production permettaient de dégager des gains de productivité permettant de compenser partiellement cette hausse de 6%/an en moyenne, il est probable qu'il faille donc augmenter les coûts d'achat pour assurer la rentabilité des installations.

On peut donc légitimement estimer qu'avec ces hypothèses l'augmentation du prix du gaz naturel, estimée selon le scénario 2011 de l'AIE à 3%/an ne sera donc pas infléchi par l'injection du biométhane dans les réseaux.

5.3 Potentiel de créations d'emplois

5.3.1 Potentiel de création d'emplois de la filière biogaz

L'étude conduite par le club biogaz de l'ATEE (ATEE - club biogaz, 2011) permet d'estimer le nombre d'emplois que pourrait créer la filière biogaz.

En se basant sur les hypothèses des scénarios SRCAE (pour le biogaz) et Negawatt (pour le GNV), les perspectives pour 2030 sont :

- 410 MW de biogaz et 160 MW d'électricité en cogénération
- 3,8 TWh PCS de gaz injectés sur le réseau

- 750 stations de distribution GNV pour une consommation de 5 TWh

Le nombre d'emplois créés seraient le suivant :

	Biogaz-électricité	Biométhane	Distribution GNV
Développement de projets <i>emplois temporaires</i>	1 690 dont 1070 non délocalisables	2 170 emplois dont 1 370 non délocalisables	750 emplois dont 600 non délocalisables
Exploitation maintenance <i>emplois permanents</i>	750 dont 490 non délocalisables	960 dont 630 non délocalisables	75 emplois non délocalisables

Tableau 6 - Nombre d'emplois créés par la filière biogaz en 2030 (source: ATEE club biogaz)

Globalement l'ATEE prévoit dans son rapport une forte augmentation des emplois permanents liés à l'exploitation, comprenant la maintenance mais surtout la filière amont (collecte des matières organiques, approvisionnement, gestion du processus) et aval (valorisation des digestats avec 4,7 emplois créés pour 1 MW).

En résumé, la filière biogaz devrait permettre d'ici 2030 la création en région Provence-Alpes-Côte d'Azur de :

- **1 700 emplois permanents en exploitation-maintenance dont près de 70% non délocalisables.**
- **4 620 emplois temporaires en développement de projet dont 65% non délocalisables.**

5.3.2 Potentiel de création d'emplois de la filière smart grid

Du fait de la problématique de sécurisation électrique de l'est de la région, de l'accueil de deux démonstrateurs majeurs, Reflex et Nice Grid, du cadre de développement offert par l'opération Eco Vallée, des entreprises et centres de formation et de recherche (comme Mines ParisTech) de la technopôle Sophia Antipolis, le département des Alpes-Maritimes offre un cadre particulièrement favorable aux développements des emplois autour des smart grid.

Dans l'étude conduite par François Dauphin pour la CCI Nice Côte d'Azur en 2010 (Ken Wittaker, François Dauphin - CCI NCA, 2010), il avait été estimé que le nombre d'emplois créés par la filière smart grid pourraient atteindre 1000 à 1400 emplois directs (et localisables) dans les métiers suivants d'ici 2015 dans les Alpes-Maritimes :

- Fabrication de solutions : 600 emplois
- Normalisations et accréditations : 100 emplois
- Démonstrations/simulations : 300 emplois
- Forums/Formations/Informations : 150 emplois

La CRE estime que le marché des smart grid pourrait peser 1 à 2 milliards d'Euros/an jusqu'en 2030 en France.

Quant à la pose du compteur Linky dans les 3,2 millions de foyers de Provence-Alpes-Côte d'Azur d'ici 2020, elle devrait permettre la création de 500 emplois pour son déploiement.

5.4 Les marchés émergents de l'électricité

Le marché de l'électricité est organisé actuellement en 4 pôles : production, transport, distribution, commercialisation.

Le processus de la vente est le suivant :

- Sur le marché libre
 - o Vente au détail de l'électricité achetée en gros ou produite (si le commercialisateur est également producteur) – Seuls les grossistes et les gros consommateurs sont autorisés à acheter l'électricité directement chez les producteurs.
 - o Echanges au gré à gré ou sur la bourse de l'électricité, Powernext.
- Sur le marché réglementé
 - o Vente suivant un coût fixé par la CRE, permettant de couvrir les coûts de production et commerciaux du fournisseur historique (EDF)

Les tarifs réglementés jaune et vert, concernant les clients > 36 kVA sont appelés à disparaître d'ici le 31 décembre 2015.

Les marchés de capacité prévus par la loi NOME pourront être fonctionnels au plus tôt à cette échéance. Ces marchés présentent de nouveaux gisements de métiers.

5.4.1 L'agrégation

L'agrégation s'organise autour de deux principaux types d'activité : l'agrégation de la flexibilité de la demande, intégrant tout particulièrement les capacités de report de consommation et d'effacement, et celle de la production décentralisée.

En dégageant de la flexibilité destinée à être vendue au système électrique, l'agrégateur permet de monétiser au travers d'un portefeuille conséquent de clients ce qui n'a pas de valeur à une échelle individuelle. Il crée donc de la valeur pour ses clients et monétise son service au service des producteurs et des marchés financiers.

Il existe deux types d'agrégateurs : les agrégateurs de charge et les agrégateurs de production décentralisée.

Les agrégateurs de charge agissent :

- **sur la réduction de la consommation au travers d'indications tarifaires incitatives auprès de leurs clients,**
- **sur la sécurité du réseau en cas de déséquilibre**

Leurs actions sont monétisables sur 3 marchés différents

- le marché de capacité (en disposant par exemple de moyens de stockage ou de moyens d'effacement chez leurs clients)
- le marché de vente d'énergie (en disposant par exemple de mécanismes d'ajustement forfaitaires pour leur client)
- les services ancillaires (participation aux demandes de réserves ou à la régulation du réseau)

Au regard des premières commercialisations de services d'agrégation offerts en Californie par des sociétés telles que EnerNOC, CPower, Energy Connect ou North American Power Partners, c'est de loin le marché de capacité qui génère le plus grand flux financier avec 500 millions de dollars de chiffre d'affaire pour le PJM (l'un des 7 gestionnaires de réseau de transport américains). Même si actuellement tous les marchés ne sont pas ouverts aux agrégateurs, la finalité est qu'ils puissent couvrir tous ces services.

L'agrégation nécessite de disposer d'informations de charge de la part des sites pilotés, de modèles de prédiction des résultats des actions (exemple : coupure ou ajustement du chauffage), de moyens d'effacement et de stockage mais également de moyens d'information permettant d'anticiper les évolutions du marché afin de valoriser économiquement la puissance d'effacement disponible.

Avec le déploiement du comptage intelligent et les progrès informatiques en traitement et gestion de données, il devrait être plus en plus intéressant économiquement pour les agrégateurs de se positionner sur le secteur résidentiel qui, jusqu'à présent, n'offrait pas une marge jugée suffisamment confortable.

Les **agrégateurs de production décentralisée**, agissent sur :

- la gestion des services systèmes
- le développement des moyens de stockage

Ce type d'agrégation, pour l'instant peu développé, devrait rapidement émerger avec le besoin croissant des opérateurs d'agréger les prévisions de production pour assurer la stabilité du réseau.

Ces agrégateurs permettraient d'offrir entre autre les services systèmes qui pourraient être proposés par les installations photovoltaïques.

La monétarisation de l'effacement peut se faire en termes de puissance (€/MW) ou en énergie (€/MWh).

En Provence-Alpes-Côte d'Azur, le projet REFLEXE (Réponse de Flexibilité Electrique des sites tertiaires et industriels pour les réseaux intelligents) piloté par le groupe VEOLIA/Dalkia doit vérifier la faisabilité économique, technique, comportementale et sociétale de cette approche appliquée aux sites industriels et tertiaires au tarif vert (> 250 kVA).

Ce projet regroupe 300 000 m² de surfaces tertiaires et industrielles , 19 MW de puissance souscrite (Heure plein hiver), de 1 à 6 MW de capacité d'ajustement.

Dans le cadre du projet NICE GRID, la filiale de EDF, NETSEENERGY, va tester des offres tarifaires d'agrégation pour 3 typologies de clients : les particuliers, les entreprises, les collectivités. Ce type

d'emplois étant en devenir, il est impossible de dire quelles structures pourraient porter ce type de missions.

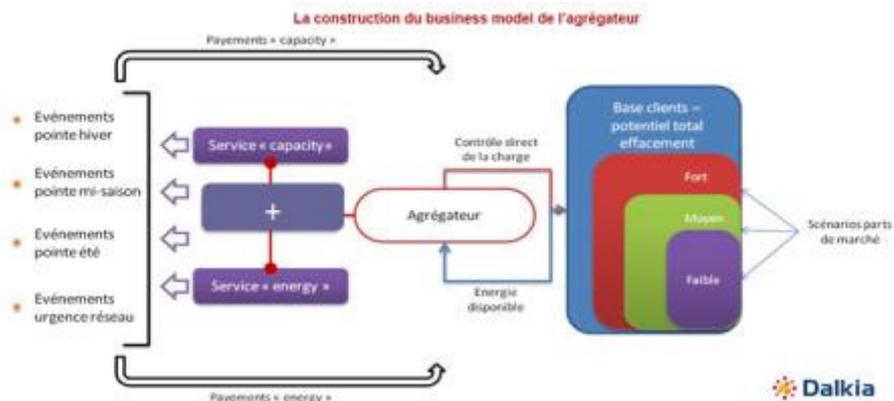


Figure 58 - Les fonctions de l'agrégateur (source : Dalkia)

5.4.2 La gestion multi-réseaux

Actuellement les réseaux de gaz et d'électricité sont disjoints.

La perspective de développement de systèmes de méthanation pourraient rendre pertinents la création d'un centre de dispatching multi-réseau permettant d'assurer la sûreté de fonctionnement d'un système constitué de réseaux de chaleurs, réseaux électriques et réseaux de chaleur comme précisé en Figure 53. Ce modèle n'a toutefois pas été mis en place à ce jour.

6 Conclusions et études complémentaires

L'étude aboutit à plusieurs constats.

Concernant le réseau de distribution d'électricité :

- Les données transmises par ERDF et les autorités concédantes ne permettent pas d'avoir un état du réseau et des courbes de charges à la maille d'un poste source.
- Le SRCAE ne donne pas une déclinaison des projets de production d'électricité d'origine renouvelable à la maille d'un poste source et leur diffusion dans le temps
- L'état de numérisation des transformateurs et postes source n'est pas connu et cette donnée n'est pas précisée dans les rapports remis aux autorités concédantes
- Aucune étude n'envisage l'utilisation des services systèmes que peuvent apporter les centrales photovoltaïques.
- Les projets smart grid sont portés par des consortiums industriels . Pour des raisons de protection commerciale, les résultats ne sont pas ou peu partagés.

Concernant le réseau de distribution de gaz :

- Les données transmises par GrDF et les autorités concédantes ne permettent pas d'avoir un état du réseau et des courbes de charges à une maille infra-régionale
- Le SRCAE ne fournit pas une déclinaison territoriale des projets biogaz ainsi que les parts de production électricité/gaz pour injection/chaleur de chacun, le tout dans la durée

Le niveau de centralisation des réseaux et le cadre fortement réglementaire qui les régissent nécessitent une approche nationale de la plupart des problématiques évoquées dans ce rapport. Toutefois la région Provence-Alpes-Côte d'Azur peut élaborer à son niveau un plan d'action dont les principales actions sont rappelées dans la note de synthèse en introduction du présent rapport.

Mais fort des constats énumérés ci-dessus, il est au préalable nécessaire de renforcer la connaissance du réseau régional. Les études complémentaires suivantes permettent d'établir cette cartographie.

1) Impact de la nébulosité sur le niveau d'irradiation

Objectifs : Déterminer, de la zone littorale jusqu'à 50 à 100 km à l'intérieur des terres, les niveaux de nébulosité et les impacts sur l'ensoleillement. Vérifier la possibilité de mettre en place un modèle prédictif de production à court terme basé sur l'analyse de nébulosité du littoral (réplication de l'étude menée par l'Université de San Diego en Californie ou par EDF/SEI à La Réunion)

Moyens : Atlas solaire PACA/ Etude conduite en Californie (San Diego)

Organismes ressources : Mines-Paris Tech / Météo France

Exploitations:

- En exploitation réseau, à partir des prévisions de nébulosité, anticipation de la production photovoltaïque

2) Modèle de diffusion du photovoltaïque sur la région Provence-Alpes-Côte d'Azur

Objectifs : Construire le programme prévisionnel de développement du photovoltaïque à la maille des postes sources et identifier ainsi les première zones potentiellement à risque compte tenu de la configuration du réseau et de son niveau d'équipement actuel.

Moyens : SRCAE décliné territorialement / Plan précis du réseau / Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables

Organismes ressources : ERDF

Exploitations :

- Détermination des politiques de renforcement et/ou modernisation des réseaux

3) Etat de numérisation des réseaux en région Provence-Alpes-Côte d'Azur

Objectifs : Définir un modèle de reporting sur l'état de numérisation des réseaux et de mise en place des équipements actifs de pilotage

Moyens : Contrat autorité concédante / ERDF

Organismes ressources : ERDF /autorités concédantes

Exploitations :

- Détermination des politiques de renforcement et/ou modernisation des réseaux

4) Exploitation et analyse des données de sous-stations numérisées

Objectifs : Exploiter les données au travers de centres d'analyse « big data » et identifier les problèmes (déséquilibre entre phases, pilotage de la puissance réactive, pertes en lignes) en lien avec les charges et productions raccordées au poste source

Moyens : Technologie d'analyse BigData temps réel

Organismes ressources : ERDF

Exploitations :

- Détermination des politiques de renforcement et/ou modernisation des réseaux, réduction des pertes liées au déséquilibre de phase, analyse des possibilités d'injection d'énergie réactive, maintenance préventive, amélioration de la durée de vie des équipements réseau

5) Pilotage de l'injection d'énergie réactive à partir des centrales photovoltaïques

Objectifs : Prototyper certaines centrales avec des onduleurs « intelligents » permettant de réguler à la demande la puissance réactive. Mettre en place un pilote utilisant à la fois la régulation des onduleurs en parallèle avec le pilotage de la consommation.

Moyens : Centrale photovoltaïque instrumentée équipée d'onduleurs intelligents .

Organismes ressources : ERDF / Producteur PV

Exploitations :

- Détermination de l'impact économique de l'exploitation des onduleurs photovoltaïques pour la régulation du réseau en comparaison avec les autres technologies possibles de régulation (soit par régulateur de tension en ligne soit par pilotage de la consommation)

6) Modèle de développement des centrales biogaz sur la région Provence-Alpes-Côte d'Azur

Objectifs : Construire le programme prévisionnel de développement de la méthanisation et gazéification à une maille infrarégionale et identifier les zones en limite de capacités de stockage en conduite.

Moyens : SRCAE décliné territorialement / Plan précis du réseau de gaz

Organismes ressources : GrDF

Exploitations :

- Détermination des politiques de renforcement et/ou modernisation des réseaux

7) Etude du potentiel de méthanation en région Provence-Alpes-Côte d'Azur

Objectifs : Identifier, à partir notamment des résultats de l'étude 2, les zones favorables au développement de groupes de méthanation (zones de surproduction électrique) et les investissements ad-hoc à horizon 2050

Moyens : Etude 2 sur la diffusion du photovoltaïque / Plans précis réseaux GrDF et ERDF pour les zones étudiées

Organismes ressources : GrDF/ERDF

Exploitations :

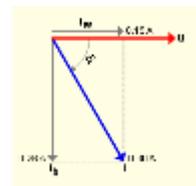
- Détermination du potentiel de développement de la méthanation en région Provence-Alpes-Côte d'Azur

Glossaire

Bande de réglage : La bande de réglage en tension caractérise la plage acceptable de variation de tension.

Perequation tarifaire : Principe régissant le marché de l'électricité permettant à tout consommateur de payer le même prix alors que les coûts de production et de transport sont différents évitant ainsi de pénaliser fortement les zones insulaires et rurales isolées.

Energie et puissance active : Dans les circuits à courant alternatif, il existe trois types de récepteurs : résistances, inductances et condensateurs. Seule la résistance va développer de la puissance, dite puissance active. Les autres récepteurs vont consommer du courant et vont générer un déphasage « phi » entre le courant et l'intensité. La puissance active est le produit de la tension et de la composante de l'intensité en phase avec cette tension (I_w), appelé courant actif.



La puissance active s'écrit $P = U \times I \times \cos(\phi)$

Energie et puissance réactive : La puissance réactive est consommée par les récepteurs inductifs (moteurs, lampes fluorescentes,...) et capacitifs (condensateurs). Elle est le produit de la composante de l'intensité déphasée de 90° avec la tension (I_b).

La puissance réactive s'écrit $P = U \times I \times \sin(\phi)$

Energie fatale : Energie produite par une source de production ne pouvant être réglée à la demande et qui, si elle n'est pas consommée ou stockée, sera perdue.

Feeder : Le feeder est un moyen de maintenir une continuité de courant afin de maintenir une puissance constante et assurer l'équilibrage entre plusieurs circuits.

FNCCR : Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies

GNV : Gaz Naturel pour Véhicules. Gaz utilisé comme carburant.

Méthanation (ou « Power to Gas »): Procédé industriel de conversion de l'hydrogène et du dioxyde de carbone en méthane de synthèse. Ce procédé pourrait permettre de stocker et transporter de l'électricité d'origine renouvelable, au travers d'une production préalable d'hydrogène par électrolyse de l'eau.

PCET : Plan Climat Energie Territorial

PCCN : Protections et Contrôle Commande Numérique. Ces technologies doivent équiper les ouvrages neufs et remplacer les matériels anciens dont la maintenance est trop coûteuse. Les interventions sont ainsi facilitées par cette utilisation d'outils informatiques de maintenance et de configuration.

Ramp-up/ramp-down : En électricité, sur une courbe de charge caractérise la variation de la puissance à la hausse (« up ») ou à la baisse (« down »).

SR3Enr : Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies renouvelables. Traduit les besoins d'évolution des réseaux de transport et distribution d'électricité permettant d'atteindre les objectifs du SRCAE.

SMES : Superconducting Magnetic Energy Storage (Stockage d'énergie magnétique supraconductrice). Stockage d'électricité sous la forme d'un champ magnétique créé par la circulation d'un courant continu dans un anneau supraconducteur refroidi sous sa « température critique ».

TURPE : Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité. Ce tarif payé par les consommateurs permet à ERDF de financer ses activités d'entretien, renforcement et modernisation du réseau.

UCTE : Union for the Coordination of Transport of Electricity est l'association des gestionnaires de réseaux de transport électriques interconnectés de l'Europe continentale.

Bibliographie

- Matt Heling, John Carruthers, Dan Pearson- PG&E . (n.d.). *Evaluation of high level of penetration of photovoltaic in distribution circuit* .
- Ademe - Solagro. (2011). *La méthanisation à la ferme - Guide pratique*.
- Ademe. (2012). *L'effacement des consommations électriques résidentielles*.
- Ademe/Solagro. (n.d.). *Etude d'expertise et rentabilité de la méthanisation agricole* .
- ATEE - club biogaz. (2011). *Emplois dans la filière biogaz de 2005 à 2020*.
- B. Verhoeven - IEA PSPV . (2002). *Probability of islanding in Utility networks due to grid connected PV power systems* .
- Bueldinge, R. (2006). *Deliverable 2.2 : State of the art solutions and new concepts for islanding protection – project DISPOWER*.
- CHAMBRE D'AGRICULTURE PROVENCE ALPES COTE D'AZUR . (2009). *Etude de la biomasse agricole et de première transformation mobiliable en région PACA*.
- Champsaur, P. (2009). *Rapport de la commission sur l'organisation du marché de l'électricité* .
- Commission Européenne. (2013). *Energie propre et transports: la stratégie européenne en matière de carburants de substitution*.
- CRE. (2010). *Courbe de charge annuelle du gaz en France*.
- CRE. (2010). *Les dispositifs de couverture des pertes d'énergie des réseaux publics d'électricité*.
- CRE. (2010). *Rapport sur la qualité de l'électricité*.
- CRE. (2012). *Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 6 novembre 2012 sur les quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité* .
- CRE. (n.d.). <http://www.smartgrids-cre.fr>. Retrieved 2013, from SmartGrids-CRE.
- EDF R&D, Ines, G2ELab, Idea, Transénergie, Hespul. (2011). *Projet Esprit – Interaction onduleur réseau : les services apportés par les onduleurs PV*.
- EDF R&D, Ines, G2ELab, Idea, Transénergie, Hespul. (2012). *Synthèse et Conclusion du projet ESPRIT (études scientifiques prénormatives sur le raccordement au réseau électrique d'installations techniques photovoltaïques)*.
- ERDF. (n.d.). *Principes d'étude et de développement du réseau pour le raccordement des clients consommateurs et producteurs BT*.
- ERDF. (n.d.). *Principe d'étude et de développement pour les clients et producteurs sur le réseau BT*.

- GRdF. (2013). *Biométhane de gazéification – évaluation du potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050.*
- GRTgaz. (2010). *Réponse aux besoins de modulation infra-journalière - Etude prospective période 2013-2020 .*
- GRTGaz/TIGF. (2010). *Etude de la capacité des infrastructures gazières à répondre aux besoins des centrales prévues .*
- H. Kobayashi, K. T. (1994). *Statistical evaluation of unintentional islanding preventive method for small scale PV dispersed generation.*
- Iberdrola. (2010). *Failures in photovoltaics.*
- IEA PVPS. (n.d.). *Rapport T10-06-2009 Overcoming PV grid issues in the urban areas .*
- Jeff Smith - EPRI. (n.d.). *PV hosting capacity, Power System Studies.*
- Ken Wittaker, François Dauphin - CCI NCA. (2010). *Etude sur les smart grids sur la Côte d'Azur.*
- (2013). *Le journal des Energies Renouvelables » - pp14-19- n° 216 – juillet 2013.*
- Negawatt. (2011). *Scénario Negawatt pour la région Provence-Alpes Côte d'Azur.*
- Nègre, S. L. (2011). *Livre vert sur les infrastructures de recharge ouvertes au public pour les véhicules décarbonées.*
- NREL, C. W.–M. (2008). *Distribution System Impacts of penetration zero energy homes .*
- (2011). *Projet Esprit – Interaction onduleur réseau : les services apportés par les onduleurs PV 2011.*
- (n.d.). *PV Upscale - Impact of PV systems in high capacity PV settlements .*
- (n.d.). *PV Upscale -Impact of PV systems in high capacity PV settlements .*
- (n.d.). *PV Upscale -Impact of PV systems in high capacity PV settlements – page 32.*
- R. Tonkoski, D. Turcotte, EL Fouly - IEE. (n.d.). *Impact of High Penetration on Voltage profiles in Residential Neighbourhoods .*
- Rick Meeker, FSU. (n.d.). *High Penetration Solar PV Test Cases in the Florida Grid.*
- Scheffler, J.- Technical University Chemnitz. (2002). *Determination of the maximum permissible power capacity of PV systems in residential areas.*
- SER – Fractal 1.0. (2010). *Enjeux relatifs au raccordement des installations photovoltaïques aux réseaux publics de distribution .*
- Solagro . (n.d.). *Quelle place pour le Biogaz et le Bois-Energie dans la transition énergétique ? .*
- Supelec. (2013). *Étude technico-économique du stockage de l'électricité.*
- US department of Energy. (2013). *SGIC- Program Progress Report II.*

US department of Energy. (2013). *SGIG Program Progress Report II* .

Wolfram Heckmann, A. B. (n.d.). *Intelligent Local Grids For High PV penetration* .

WP 4 PV-UPSCALE . (2006). *Impact of photovoltaic on power quality in urban area with high PV penetration* .

TABLE DES ILLUSTRATIONS

FIGURES

Figure 1 - Champ d'intervention des autorités concédantes (source : FNCCR)	19
Figure 2 - Schéma général classique de la production, transport et distribution d'électricité (source: ERDF)	20
Figure 3 – Chiffre d'affaires par concession	33
Figure 4 - Décomposition du coût de l'électricité pour un consommateur au tarif bleu (source: RTE) 39	
Figure 5 - La distribution de gaz naturel (source: INSA 2008/2009-Didier Jost)	41
Figure 6 - Courbe de charge annuelle du gaz en France (source : www.connaissancedesenergies.org)	42
Figure 7 - Les 9 mailles du réseau de transport de gaz en France (source: www.grtgaz.com)	43
Figure 8 - Courbe de charge annuelle journalière à la maille Provence (source : <i>ETUDE DE LA CAPACITE DES INFRASTRUCTURES GAZIERES A REPONDRE AUX BESOINS DES CENTRALES PREVUES – GRTGaz/TIGF</i>)	43
Figure 9 – Tarifs réglementaires de vente du gaz (source : CRE)	47
Figure 10-Décomposition du coût du gaz pour un client moyen en distribution publique (source - CRE 2012).....	48
Figure 11 - Capacité photovoltaïque installée en Europe en 2012 (Source : Global Market Outlook for Photovoltaic – EPIA)	49
Figure 12 - Répartition des installations photovoltaïques en nombre et en puissance au 30/06/2013 (source : ERDF)	50
Figure 13 - Le réseau de transport électrique régional (source: RTE).....	51
Figure 14 - Part du photovoltaïque dans la consommation régionale PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR (source: SRCAE - mise en forme Atiane)	52
Figure 15 - Les types de recharges (source : <i>La mobilité électrique : un nouveau défi – ERDF</i>)	53
Figure 16 - les types d'infrastructures de recharge (source : Véhicules électriques et infrastructures de recharge - Observatoire du véhicule d'entreprise)	54
Figure 17 - Profils de charge (source: Livre vert sur les infrastructures de recharge)	56
Figure 18 - Impact des VE seuls sur la courbe de charge Provence-Alpes-Côte d'Azur	58
Figure 19- Courbe de charge hiver 2030	59
Figure 20 - Courbe de charge printemps 2030.....	60
Figure 21 - Courbe de charge été 2030	61
Figure 22 - Scénarios de gestion du VE en 2030	67
Figure 23 - Modèle de smart home avec Vehicle to Grid (source: CSTB)	68
Figure 24 - Impact d'une centrale photovoltaïque sur le plan de tension	73
Figure 25- Modélisation réseau HTA Cayetano –Injection 100% PV – Centrales PV importantes (source: Pacific Gas&Electricity).....	75
Figure 26 - Modélisation réseau HTA Memlo –Injection 100% PV – Petites centrales PV foisonnées (source: Pacific Gas&Electricity).....	75
Figure 27 - Emplacement des centrales photovoltaïques étudiées (Source : Google Earth).....	78
Figure 28 - Etude de cas PV – Répartition statistique des variations de puissance sur 5 parcs photovoltaïques le 25 mai 2013 entre 5h et 22h.....	79

Figure 29 - Etude de cas PV – Répartition statistique des variations de tension sur 5 parcs photovoltaïques le 25 mai 2013 entre 5h et 22h.....	79
Figure 30 - Etude de cas PV – Puissance à stocker afin de limiter les variations de puissance à 3% sur 1 mn sur 5 parcs photovoltaïques le 25 mai 2013 entre 5h et 22h	80
Figure 31 - Etude de cas PV – Energie à stocker afin de limiter les variations de puissance à 3% sur 1 mn sur 5 parcs photovoltaïques le 25 mai 2013 entre 5h et 22h	80
Figure 32- Courbe de charge du poste source St Auban (source : ERDF)	81
Figure 33 - Production PV en entrée du poste source St Auban le 25/05/13 – En intensité (source : ERDF)	81
Figure 34 - Production PV en entrée du poste source St Auban le 25/05/13 – En puissance (source : ERDF)	82
Figure 35 - Représentation vectorielle des puissances actives (P), réactives (Q) et apparentes (S)....	89
Figure 36 -Zones d'ilotage possibles sur un réseau de distribution électrique.....	93
Figure 37 - Filières de production de biométhane dans le temps (source: Evaluation du potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050 - GrDf).....	104
Figure 38-Filières de valorisation du biogaz.....	105
Figure 39 - Origine des gaz distribués par le réseau en France (source: scénario facteur 4 - GrDF) ..	105
Figure 40- Installations de méthanisation en Provence-Alpes-Côte d'Azur en 2012 (source : ATEE – club biogaz – site http://atee.fr/biogaz)	106
Figure 41 - Possibilité de raccordement de biométhane sur le réseau GRTgaz en Provence-Alpes-Côte d'Azur (source: www.grtgaz.com).....	107
Figure 42 - Stations GNV en Europe (source; NGVA Europe).....	108
Figure 43-Modèle de smart grid (source: www.smartgrids-cre.fr).....	114
Figure 44 - Impact des indicateurs prix sur la consommation (source: ETelligence final report.....	117
Figure 45 - Les principales expérimentations smart grid en France	118
Figure 46 - Architecture du projet Premio (source: Capenergies)	119
Figure 47 - Schéma d'un modèle de smart metering (source: CRE).....	120
Figure 48 - Impact du stockage sur la qualité du signal électrique (Source - European White Book on Grid-Connected Storage).....	123
Figure 49 - Maturité des moyens de stockage d'électricité (source : Enea Consulting)	126
Figure 50 - Technologies de stockage en fonction du temps de charge et de la puissance (source: Enea Consulting).....	127
Figure 51 - Données technico-économiques des principales technologies de stockage stationnaire (source: Enea Consulting).....	128
Figure 52 - Le véhicule comme composant des smart grids (source: projet EPRI - CSTB)	129
Figure 53 - Couplage des réseaux et processus de productions énergétiques (Source : Scénario 2050 GRDF transition énergétique).....	130
Figure 54 - Origine des gaz distribués dans le réseau en France (source: Scénario facteur 4 - GRDF transition énergétique)	132
Figure 55 - Puissance électrique photovoltaïque par département en Provence-Alpes-Côte d'Azur à horizon 2030 (Source – SRCAE Provence-Alpes-Côte d'Azur / site RTE potentiel de raccordement)	137
Figure 56 - Intégration du V2G dans le marché de l'électricité (source: http://www.futurelab.net)..	142
Figure 57 - Tarif d'achat applicable pour le biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel (source : http://www.developpement-durable.gouv.fr)	143
Figure 58 - Les fonctions de l'agrégateur (source : Dalkia)	147

TABLEAUX

Tableau 1 - Liste des concessions de Provence-Alpes-Côte d'Azur ayant répondu à l'enquête.....	31
Tableau 2- Age moyen des réseaux de Provence Alpes Côte d'Azur	31
Tableau 3 - Plages de variation de tension maximales	71
Tableau 4 - Plages de variation de tension retenues	71
Tableau 5 - Etude de cas PV - Variation des puissances de centrales PV (source : Solaire Direct)	78
Tableau 6 - Nombre d'emplois créés par la filière biogaz en 2030 (source: ATEE club biogaz).....	144

Annexes

ANNEXE 1 – Liste des autorités concédantes

Département	DT ERDF	TYPE_CONCESSION	NOM_CONCEDANT
04	Alpes du Sud	Syndicale - départementale	FDCE 04
05	Alpes du Sud	Communale	GAP
05	Alpes du Sud	Syndicale - intercommunale	SYME 05
06	Alpes Maritimes	Communale	CANNES-06
06	Alpes Maritimes	Communale	NICE-06
06	Alpes Maritimes	Syndicale - intercommunale	SDEG-06
13	Bouches-du-Rhône	Communale	VILLE DE MARSEILLE-13
13	Bouches-du-Rhône	Syndicale - intercommunale	SMED-13
83	Var	Communale	LES ARCS
83	Var	Syndicale - intercommunale	SIEB-83
83	Var	Syndicale - intercommunale	SYMIELECVAR-83
83	Var	Communale	DRAGUIGNAN
83	Var	Syndicale - intercommunale	SIEF-83
83	Var	Communale	FREJUS
83	Var	Communale	LA GARDE
83	Var	Communale	HYERES
83	Var	Communale	LA MOTTE
83	Var	Communale	LE MUY
83	Var	Communale	LE PLAN-DE-LA-TOUR
83	Var	Communale	PUGET-SUR-ARGENS
83	Var	Communale	ROQUEBRUNE-SUR-ARGENS
83	Var	Communale	SAINTE-MAXIME
83	Var	Communale	SAINT-RAPHAEL
83	Var	Communale	SAINT-TROPEZ
83	Var	Communale	TOULON
83	Var	Communale	TRANS-EN-PROVENCE
83	Var	Communale	VINON SUR VERDON
83	Var	Communale	VINS-SUR-CARAMY
84	Vaucluse	Syndicale - intercommunale	SIE R. APT-84
84	Vaucluse	Communale	AVIGNON
84	Vaucluse	Syndicale - intercommunale	SIE ORANGE-84
84	Vaucluse	Communale	CARPENTRAS
84	Vaucluse	Communale	CAVAILLON
84	Vaucluse	Syndicale - intercommunale	SIE R. CAVAILLON-84
84	Vaucluse	Communale	L'ISLE-SUR-LA-SORGUE
84	Vaucluse	Communale	MAZAN
84	Vaucluse	Syndicale - intercommunale	SIE BOLLENE-84
84	Vaucluse	Communale	ORANGE
84	Vaucluse	Communale	PERNES-LES-FONTAINES
84	Vaucluse	Syndicale - intercommunale	SICE PERTUIS CADENET-84
84	Vaucluse	Communale	LE PONTET
84	Vaucluse	Syndicale - intercommunale	SIE CARPENTRAS OUEST-84
84	Vaucluse	Communale	SAINT-ROMAN-DE-MALEGARD
84	Vaucluse	Communale	SORGUES
84	Vaucluse	Communale	VAISON-LA-ROMAINE
84	Vaucluse	Syndicale - intercommunale	C.O.P.A.V.O-84
84	Vaucluse	Syndicale - intercommunale	SIE REG AVIGNON-84
84	Vaucluse	Syndicale - intercommunale	SEV84

ANNEXE 2 – Questionnaire d’enquête

QUESTIONNAIRE - RECUEIL DE DONNEES

1- Réseau électrique

- Longueur et âge moyen des lignes existantes :

BT - Kilomètres

BT - Années

HTA - Kilomètres

HTA - - Années

- Nombre de postes sources et données de sous-tirage :

Catégorie	Nombre	Puissance (MW)	Energie annuelle (GWh)
63 kVA			
90 kVA			
150 kVA			

- Nombre de transformateurs :.....

- Producteurs raccordés (toute source confondue) :

Nombre	Puissance (MW)	Production annuelle (GWh)

- Centrales photovoltaïques raccordées et coûts moyens estimés des raccordements :

Catégorie	Nombre	Puissance (MWc)	Energie annuelle (GWh)	Coûts (en k€)
≤ 3 kW				
>3 et ≤ 36 kW				
> 36 kW				

- Centrales éoliennes raccordées et coûts moyens estimés des raccordements :

Nombre	Puissance (MWc)	Energie annuelle (GWh)	Coûts (en k€)

- Nombre de points de livraison (PDL) :.....
- Consommation 2011 des utilisateurs du réseau (en GWh) :.....
- Nombre de postes sources équipés en PCCN⁴⁵ :.....
- Nombre de postes sources équipés en mini-PCCN:.....
- Nombre de transformateurs BT/HT avec supervision de la tension :.....
- Part des lignes disposant d'équipements actifs de reconfiguration de réseau (en %) :
.....
- Taux de producteurs disposant de fonction de délestage (en % de la puissance par poste - source) :
- Taux de producteurs disposant de fonction de régulation de l'énergie réactive (en % de la puissance par poste source) :
- Taux de clients disposant de système actif de délestage de consommation (en % de la puissance par poste source) :
- Taux de clients en contrat EJP (par poste source) :
- Taux de clients en contrat HP/HC (par poste source) :
- Taux de défaut de respect du plan de tension:
- Valeur patrimoniale 2012 (en k€) :
- Recettes acheminement 2012 (en k€):
- Charges d'exploitation 2012 (en k€):

⁴⁵ Protection et Contrôle Commande Numérique

Si vous disposiez d'un plan, même général, de votre réseau ou de toute autre élément reprenant ces informations et nous permettant de territorialiser les données fournies, n'hésitez pas à nous le transmettre.

2 - Réseau gaz

- Longueur et âge moyen des conduites

BP - Kilomètres

BT - Années

MP - Kilomètres

MP - Années

- Centrales de méthanisation avec production injectée au réseau et coûts de raccordement :

Nombre	Puissance (MW)	Energie annuelle (GWh)	Coûts (en k€)

- Nombre de stations GNV raccordées au réseau et coûts de raccordement :

Nombre	Puissance (MW)	Energie annuelle (GWh)	Coûts (en k€)

- Nombre de points de livraison (PDL) :

- Consommation 2011 des utilisateurs du réseau (en GWh) :

- Valeur patrimoniale 2012 (en k€) :

- Recettes acheminement 2012 (en k€):

- Charges d'exploitation 2012 (en k€):

Si vous disposiez d'un plan, même général, de votre réseau ou de toute autre élément reprenant ces informations et nous permettant de territorialiser les données fournies, n'hésitez pas à nous le transmettre.

ANNEXE 3 – Questionnaire d’enquête modifié pour enquêtes ultérieures

QUESTIONNAIRE - RECUEIL DE DONNEES (sur la base des CRAC de l’année écoulée)

1- Réseau électrique

- Longueur et âge moyen des lignes existantes :

BT - Kilomètres

BT - Années

HTA - Kilomètres

HTA - Années

- Nombre de postes sources et données de sous-tirages :

Catégorie	Nombre	Puissance (MW)	Energie annuelle (GWh)
63 kVA			
150 kVA			
225 kVA			

- Nombre de transformateurs :

- Producteurs raccordés (toute source confondue) :

Nombre	Puissance (MW)	Production annuelle (GWh)

- Centrales photovoltaïques raccordées et coûts moyens estimés des raccordements :

Catégorie	Nombre	Puissance (MWc)	Energie annuelle (GWh)	Coûts (en k€)
≤ 3 kW				
>3 et ≤ 36 kW				
> 36 kW				

- Centrales éoliennes raccordées et coûts moyens estimés des raccordements :

Nombre	Puissance (MWc)	Energie annuelle (GWh)	Coûts (en k€)

- Nombre et puissance des bornes de recharge pour véhicules électriques

Nombre	Puissance (kVA)

- Nombre de points de livraison (PDL) :.....
- Consommation des utilisateurs du réseau (en GWh) :.....
- Nombre de postes sources équipés en PCCN⁴⁶ :.....
- Nombre de postes sources équipés en mini-PCCN:.....
- Nombre de transformateurs BT/HT avec supervision de la tension :.....
- Part des lignes disposant d'équipements actifs de reconfiguration de réseau (en %) :
.....

⁴⁶ Protection et Contrôle Commande Numérique

- Taux de producteurs disposant de fonction de délestage (en % de la puissance par poste - source) :

- Taux de producteurs disposant de fonction de régulation de l'énergie réactive (en % de la puissance par poste source) :

- Taux de clients disposant de système actif de délestage de consommation (en % de la puissance par poste source) :

- Taux de clients en contrat EJP (par poste source) :

- Taux de clients en contrat HP/HC (par poste source) :

- Taux de défaut de respect du plan de tension:

- Valeur patrimoniale (en k€) :

- Recettes acheminement (en k€):

- Charges d'exploitation (en k€):
- Parmi celles-ci charges dédiées à :
- Compensation des pertes :

- Investissements (en k€):
- Parmi ceux-ci investissements dédiés à :
- Raccordement des consommateurs :
- Raccordement des producteurs :
- Performance du réseau⁴⁷ :
- Numérisation des postes sources :

⁴⁷ Modernisation, renforcement, enfouissement des lignes, renforcement des moyens d'exploitations

- Qualité de service :.....
 - Taux clients tarifs bleus satisfaits :
 - Taux clients tarifs jaunes satisfaits :
 - Taux clients tarifs verts satisfaits :
 - Taux de coupure/durée de coupure :
 - Dépassement des seuils de tension :
 - Délai moyen de raccordement consommateurs :
 - Délai moyen de raccordement producteurs :

Si vous disposiez d'un plan, même général, de votre réseau ou de toute autre élément reprenant ces informations et nous permettant de territorialiser les données fournies, n'hésitez pas à nous le transmettre.

2 - Réseau gazier

- Longueur et âge moyen des conduites

BP - Kilomètres

BP - Années

MP - Kilomètres

MP - Années

- Centrales de méthanisation avec production injectée au réseau et coûts de raccordement :

Nombre	Puissance (MW)	Energie annuelle (GWh)	Coûts (en k€)

- Nombre de stations GNV raccordées au réseau et coûts de raccordement :

Nombre	Puissance (MW)	Energie annuelle (GWh)	Coûts (en k€)

- Nombre de points de livraison (PDL) :

- Consommation des utilisateurs du réseau (en GWh) :

- Valeur patrimoniale (en k€) :

- Recettes acheminement (en k€):

- Charges d'exploitation (en k€):

- Investissements (en k€):

Parmi ceux-ci investissements dédiés à :

▪ Extension du réseau :

▪ Sécurité industrielle :

- Qualité de service :.....

▪ Taux de clients particuliers satisfaits:

▪ Taux de clients professionnels satisfaits :

Si vous disposiez d'un plan, même général, de votre réseau ou de toute autre élément reprenant ces informations et nous permettant de territorialiser les données fournies, n'hésitez pas à nous le transmettre.

ANNEXE 4 – Annexe ERDF

ANNEXE 5 – Compte-rendu d’activité réseau électrique 2011 du SMED 13

ANNEXE 6 – Compte-rendu d'activité réseau gazier 2012 du SMED 13

ANNEXE 7 - Diagnostic qualité par Département issu des documents communs AODE ERDF présentés lors des conférences départementales 2012