



ENJEUX RELATIFS AU RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAIQUES AUX RESEAUX PUBLICS DES DISTRIBUTIONS

Analyse des coûts des opérations de raccordement, identification des impacts techniques et recommandations pour l'intégration des installations photovoltaïques en basse tension

Sommaire

Principaux résultats	3
Principales préconisations.....	3
Introduction.....	4
Note méthodologique	4
CHAPITRE 1 : LE RACCORDEMENT DES PRODUCTEURS AUX RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION	5
1. Le cadre réglementaire	5
2. Les études de raccordement menées par les gestionnaires de réseau	7
2.1. <i>La vérification des seuils électriques</i>	7
2.2. <i>L'importance des hypothèses utilisées dans les études</i>	8
2.3. <i>Principaux impacts pour les réseaux de distribution de la production photovoltaïque</i>	9
3. Périmètre de facturation et détermination des coûts	11
3.1. <i>Les coûts de raccordement liés au développement de la production photovoltaïque</i>	11
3.2. <i>Périmètre de facturation du producteur</i>	12
3.3. <i>Principes de déterminations de coûts facturés à un producteur</i>	13
CHAPITRE 2 : UNE EVALUATION DES COUTS FINANCES PAR LE TURPE DANS UN CONTEXTE DE DEVELOPPEMENT DU PHOTOVOLTAIQUE	15
1. Analyse du développement de la puissance photovoltaïque raccordée au réseau de distribution ERDF.....	15
1.1. <i>Point sur la situation actuelle</i>	15
1.2. <i>Scenarios proposés</i>	17
2. Evaluation du coût de raccordement et de développement du réseau	18
2.1. <i>Développement de réseau</i>	19
2.2. <i>Evaluation des coûts pour le gestionnaire de réseau</i>	24
CHAPITRE 3 : ELEMENTS DE REFLEXION POUR OPTIMISER LE RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAIQUES SUR LES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION	25
1. Minimiser les impacts des contraintes de tension.....	25
2. Compléter et préciser la Documentation Technique de Référence.....	26
3. Préparer l'avenir.....	27
CHAPITRE 4 : PRINCIPALES PRECONISATIONS.....	27
BIBLIOGRAPHIE.....	30
Documentation ERDF	30
Autres sources.....	30
ANNEXE 1 : DEFINITIONS.....	31
ANNEXE 2- LES SEUILS DE CONTRAINTES SUR LE RESEAU BT.	32
ANNEXE 3- PERIMETRE DE FINANCEMENT DU PRODUCTEUR RACCORDE EN BT.....	34
ANNEXE 4- PERIMETRE DE FINANCEMENT DU PRODUCTEUR EN HTA.....	37
ANNEXE 5- METHODE DE CALCUL DE LA TENSION	38
Qualité de la tension des réseaux de distribution électrique : Estimations des proportions d'utilisateurs mal desservis	38
<i>Le réseau électrique</i>	38
<i>Estimation de la proportion d'utilisateurs subissant des chutes de tension excessives</i>	40
ANNEXE 6 : SCHEMA DE RACCORDEMENT D'UN PRODUCTEUR <36kVa.....	43

Principaux résultats

Les principaux résultats de cette étude sont les suivants :

La réglementation relative au raccordement des installations de production fixe le principe que **toute opération de raccordement est majoritairement financée par le demandeur (au moins 60 % du coût du raccordement)**

Sur la base de scénarios de développement du photovoltaïques allant de 500 à 1000 MW par an, les **coûts de raccordement et de développement à charge des gestionnaires de réseaux et financés dans le cadre du TURPE sont évalués entre 70M€/an et 140 M€/an. Ces éléments de chiffrage sont donc inférieurs d'un facteur 10 à ceux annoncés par ERDF (1 000M€ / an).**

Concernant les enjeux techniques, **le développement des installations photovoltaïques sur les réseaux BT présente plusieurs avantages pour le gestionnaire de réseau** : diminution des transits au niveau des départs et réduction de la facture d'accès au réseau, réduction des chutes de tension, etc. Les éventuelles situations de contraintes de tension, limitées à des configurations particulières, **ne risquent pas de provoquer de black-out** ; et la mise en œuvre de mesures simples (régulation de tension, ...) permet de traiter ce phénomène en optimisant l'intégration de systèmes photovoltaïques sur ces réseaux.

Principales préconisations

1. **Prolonger les travaux du consortium ESPRIT¹ et établir une expertise française sur le raccordement et l'impact des installations photovoltaïques sur les réseaux BT.**
2. **Tirer pleinement profit des performances électriques des installations de production photovoltaïques**
3. **Palier aux carences du cadre réglementaire et technique français relatif au raccordement des installations photovoltaïques**
4. **Améliorer la transparence dans les activités d'ERDF**
5. **Favoriser la réalisation des travaux de branchements par les installateurs photovoltaïques**

¹ Etudes Scientifiques Prénormatives sur le Raccordement au réseau électrique d'Installations Techniques photovoltaïques (CEA, INES, TRANSENERGIE, EDF, HESPUL, IDEA, G2E Lab)

Introduction

Le développement du photovoltaïque a récemment fait l'objet de nombreuses critiques de la part d'ERDF, qui considère le coût de raccordement de ces installations est trop élevé et qu'elles font courir des risques de black-out. L'argumentaire incomplet d'ERDF et les quelques éléments de chiffrage qui ont pu être rendus publics et repris dans la presse ont créé une grande confusion concernant le raccordement des installations photovoltaïques et leur influence sur les réseaux publics de distribution d'électricité.

Dans ce contexte, il nous paraît nécessaire de faire le point sur le raccordement de telles installations : tout d'abord, sur les coûts engendrés et sur leur prise en charge, puis sur les enjeux techniques liés au développement du photovoltaïque, en particulier sur les réseaux publics d'électricité de Basse Tension.

Note méthodologique

Par souci de simplification, nous avons retenu les éléments communiqués par ERDF dans la mesure où : le distributeur du groupe EDF gère 95% du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain ce qui représente 1,3 millions de km de lignes électriques 20kV. le distributeur ERDF met en ligne une documentation importante, ce qui n'est pas toujours le cas des autres distributeurs en France.

Par ailleurs dans ce document, on considèrera qu'en règle générale la production de photovoltaïque se développe sur des sites consommateurs déjà raccordés au réseau ou nouveaux: ce sont des sites consommation/production dits mixtes pour l'ensemble des installations en toitures y compris les grandes toitures jusqu'à 2-3 MW. Seules les fermes au sol sont des sites producteurs « purs », comparables à une installation de production de type biomasse, éolien...

CHAPITRE 1 : LE RACCORDEMENT DES PRODUCTEURS AUX RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION

Le raccordement des installations de production aux réseaux publics de distribution est encadré par plusieurs textes réglementaires, et la documentation technique de référence des gestionnaires de réseaux précise les études électriques qui sont menées lors d'une demande de raccordement. Ces textes permettent de comprendre les travaux pouvant être menés sur le réseau lors du raccordement d'installations photovoltaïques et les principes de prise en charge de leurs couts répartition de leurs coûts.

Le raccordement et le développement du réseau sont deux notions liées. En effet, le raccordement d'une nouvelle installation de production d'électricité sur le réseau peut amener celui-ci à atteindre des seuils limites de fonctionnement. Dans de telles conditions, une adaptation de réseau ou une création de réseau peut s'avérer nécessaire.

Les textes qui réglementent l'activité des gestionnaires de réseaux ont, en conséquence, associé ces deux notions : raccordement et développement de réseau

1. Le cadre réglementaire

La loi n°2000-108 du 10 février 2000 dans ses articles 4,18 et 21-3 prévoit explicitement que :

- Les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité sont responsables du développement du réseau public de distribution d'électricité, en vue notamment de permettre le raccordement des installations de consommation et de production dans leur zone de desserte exclusive.
- Le raccordement d'un utilisateur aux réseaux publics comprend la création d'ouvrage d'extension, d'ouvrage de branchement en basse tension et, le cas échéant, le renforcement des réseaux existants.
- Les coûts de raccordement des nouvelles installations sont couverts en partie par le tarif d'utilisation des réseaux, le reste faisant l'objet d'une contribution de la part des demandeurs des raccordements.

La loi SRU du 13 décembre 2000 complétée par la loi du 2 juillet 2003 (loi UH) permettent aux communes ou aux EPCI de faire supporter aux pétitionnaires tout ou partie des équipements dont elles ont la charge. Le financement de ces équipements publics inclut notamment la partie extension du réseau électrique.

Deux textes viennent préciser les modalités d'application pour la facturation des raccordements au réseau public de distribution d'électricité :

- Le décret du 28 août 2007 détermine la consistance des ouvrages de branchements et d'extension
- L'arrêté du 28 août 2007 qui fixe les principes de calcul de la contribution financière des bénéficiaires d'un raccordement au coût de réalisation des ouvrages mentionnés dans la loi du 10 février 2000.

D'autres textes précisent certains éléments qui sont pris en compte soit dans le cadre d'un raccordement, soit encore dans le cadre du développement du réseau :

- Le décret et l'arrêté du 24/12/2007 qui définissent les obligations des gestionnaires de réseaux et les prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.
- Le décret et l'arrêté du 23 avril 2008 qui définissent les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité. Ils définissent notamment la tension de référence rappelée ci-dessous

DOMAINE DE TENSION	PUISSANCE Pmax LIMITE
BT monophasé	18 kVA
BT triphasé	250 kVA
HTA	12 MW

Par ailleurs, l'arrêté du 17 juillet 2008 publié en novembre 2009 :

- fixe le taux de réfaction applicable pour les extensions et les branchements à 40% et son entrée en vigueur au 1er janvier 2009.
- précise que le barème du gestionnaire de réseaux public de distribution ERDF approuvé par la CRE entre en vigueur le 1er janvier 2009. Ce barème est publié par le gestionnaire de réseaux ERDF sur son site web et accessible à tous les utilisateurs.
- définit l'opération de raccordement de référence comme celle qui minimise la somme des coûts de réalisation des ouvrages de raccordement au réseau à la tension de référence (cf. ci-dessous)

L'arrêté du 29 mars 2010 relatif aux modalités pratiques de mise en œuvre du contrôle des performances des installations de production raccordées en basse tension aux réseaux publics de distribution d'électricité.

C'est dans ce cadre que les gestionnaires de réseaux de distribution instruisent les demandes de raccordement avec la distinction entre le branchement et l'extension² (développement de réseau).

2. Les études de raccordement menées par les gestionnaires de réseau

Les études de raccordement menées par les gestionnaires de réseaux ont pour objectifs de déterminer les ouvrages à établir ou modifier pour assurer une desserte dans des conditions techniques et économiques optimales. En effet, le dimensionnement du raccordement projeté doit permettre d'assurer le maintien du réseau existant et futur dans un domaine de fonctionnement acceptable.

L'arrêté du 23 avril 2008 précise les points qui sont examinés par le gestionnaire de réseau et ERDF publie un document synthétique qui récapitule l'ensemble des études menées pour le raccordement en basse tension d'un consommateur. Ce même arrêté définit les exigences du gestionnaire de réseaux vis à vis des installations de production se raccordant aux réseaux de distribution. Ces exigences diffèrent selon la puissance de l'installation de production.

2.1. La vérification des seuils électriques

L'étude menée systématiquement lors du raccordement d'un utilisateur, producteur ou consommateur, est la vérification des seuils de contraintes électriques (intensité et tension) : le gestionnaire de réseau calcule ces seuils en se basant sur la description topologique du réseau, sur une modélisation des charges à partir des éléments de comptage et de profils de consommation.

2.1.1. Contraintes d'intensité

Chaque ouvrage électrique possède des limitations en termes d'intensité pouvant y transiter (une charge maximale). Cette charge est la somme algébrique de la consommation (+) et de la production injectée sur le réseau (-). **En l'absence de contrainte sur le réseau, l'ajout d'une production sur le réseau BT a pour effet initial de diminuer les transits et donc de limiter donc le risque d'atteinte d'une contrainte d'intensité.**

L'ajout d'une installation de production sur un site mixte n'entraînera jamais une contrainte d'intensité dès lors que la puissance de la production raccordée est inférieure ou égale à la puissance souscrite pour un site mixte.

² Notion définie en Annexe 1

2.1.2. Contraintes de tension

La tension normale de distribution en basse tension est régie par l'arrêté ministériel du 24/12/2007. Celui-ci fixe à 230/400 V le niveau de la tension nominale sur les réseaux de distributions BT en France. Sont également définis :

- les valeurs maximales admissibles (valeurs moyennées sur 10 mn) correspondant à une plage de ($\pm 10\%$) autour des valeurs nominales
- et une valeur maximale du gradient de chute de tension (2%).

Il y a contrainte de tension lorsque la tension (franchit le niveau autorisé Ce seuil est compris entre 12.5% et 10% du niveau de tension nominal définit dans les textes réglementaires, en fonction de la chute de tension HTA entre le poste source et le transformateur HTA/BT. Ce seuil est lié au plan de tension en vigueur sur le réseau HTA/BT en France.

Les écarts de tension dépendent notamment des transits d'énergie active et réactive dans chaque élément du réseau, des caractéristiques physiques des réseaux (longueur, section, matériaux) et des moyens de réglage de la tension qui permettent de compenser partiellement certains écarts de tension (régleurs en charge dans les postes HTA/BT).

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.

Certaines études complémentaires peuvent venir s'ajouter dans le cas d'un raccordement d'une installation photovoltaïque, afin de prendre en compte l'ensemble des impacts potentiels sur le réseau de distribution :

- variation rapide de puissance
- harmonique de courant
- perturbation du signal tarifaire
- contribution aux courants de courts circuits

2.2. L'importance des hypothèses utilisées dans les études

La puissance prise en compte pour l'étude de raccordement d'un producteur est la puissance de raccordement qu'il communique, ce qui n'est pas le cas lorsqu'il s'agit du raccordement de consommateur où la puissance des utilisateurs domestiques peut être pondérée.

Les études de seuil électrique reposent d'une part sur la topologie du réseau, c'est à dire la description du réseau existant et d'autre part sur la description des charges qui transitent à l'instant t sur le réseau via le comptage.

Cette description des charges est essentielle pour la qualité du résultat. L'absence de compteurs à courbe de charge en basse tension conduit à utiliser des méthodes statistiques faisant appel à des profils d'utilisateurs établis par le gestionnaire de réseau. Dans le cadre de l'étude d'un raccordement, le risque d'écart par rapport au profil moyen est fonction de la dispersion du comportement de chaque utilisateur par rapport à la moyenne. On comprend bien que plus le nombre d'utilisateurs sur un départ basse tension est faible plus le risque d'un écart par rapport aux profils utilisés est important.

Les règles retenues pour le raccordement d'une production classique, ne peuvent s'appliquer sans être adaptées pour le photovoltaïque : en général pour les contraintes d'intensité, le gestionnaire de réseau retient une hypothèse de consommation dans le creux de nuit l'été, ce qui n'a pas de sens dans le cas de la production photovoltaïque dont la production est alors nulle. De même pour les études de tension, le gestionnaire de réseau analyse quelques points sur la pointe en hiver, où en règle générale la production est aussi au maximum (éolien, cogénération, hydraulique...) mais pas dans le cas du photovoltaïque où la production est faible à la pointe hiver.

Il semble évident que le gestionnaire de réseau a adapté les hypothèses qu'il retient dans le cadre de ces études de raccordement. Néanmoins, les hypothèses retenues par le gestionnaire de réseau ne sont pas publiées, ni communiquées au producteur lors de la remise de proposition de raccordement lorsque celles-ci incluent des modifications du réseau à la tension supérieure.

2.3. Principaux impacts pour les réseaux de distribution de la production photovoltaïque

Sur les réseaux HTA, le raccordement d'installations photovoltaïques de grandes tailles a le même impact que le raccordement d'un parc éolien d'une taille équivalente pour lesquels existe un retour d'expérience plus conséquent. Ces raccordements peuvent créer des contraintes tant pour le réseau HTA que pour le réseau HTB dès lors que le potentiel de raccordement du poste HTB est nul. RTE publie cette information sur son site web poste par poste.

Néanmoins, une part importante des installations photovoltaïques se raccordent majoritairement sur les réseaux Basse Tension, sur lesquels la production était jusqu'alors rare.

2.3.1. L'apport des installations photovoltaïques aux réseaux de distribution.

Comme nous l'avons déjà dit, le premier impact du développement d'une production décentralisée, répartie sur le réseau basse tension comme les installations photovoltaïques, est de limiter les transits. En règle générale et en l'absence de contrainte réseau, la production est consommée localement ce qui a pour effet de :

- diminuer les appels de puissance au niveau des postes HTA/BT sur lesquels on trouve de la production photovoltaïque, ce qui se traduit pour ERDF par une baisse de sa facture d'accès au réseau.
- contribuer à diminuer les chutes de tension sur les départs basse tension aux périodes où il y a une injection de la production photovoltaïque.
- réduire les pertes du réseau de distribution. L'énergie produite par les installations de production photovoltaïques raccordées en basse tension réduit le transit d'énergie et, par conséquent les pertes qui sont proportionnelles à ce transit.³

Les installations raccordées au réseau d'ERDF sont à 80% des installations BT <250kVA, et viennent donc diminuer les pertes réseaux pour le distributeur.

2.3.2. Les hausses de tension localisées

De nombreuses études internationales montrent que **l'impact principal du développement d'installations photovoltaïques sur le réseau Basse Tension est un phénomène de hausse localisée de la tension**. Ce phénomène positif, tant que l'on n'atteint pas de seuil limite, devient ensuite une contrainte que le gestionnaire de réseau devra lever pour raccorder une nouvelle installation de production.

Ce phénomène de hausse localisée est particulièrement sensible en France du fait des caractéristiques du réseau de distribution et des choix de réglage de la tension dans les postes de distribution.

2.3.2.1. Impact des caractéristiques du réseau de distribution

Les contraintes liées à la tension apparaissent principalement dans les zones rurales où l'habitat est peu dense, la consommation réduite et les départs basse tension longs (distance au poste HTA/BT supérieure à 250m bien souvent). Dans ce cas, la puissance injectée par la production photovoltaïque qui transite sur le réseau basse tension peut créer des contraintes de tension. Ce type de situation peut conduire le gestionnaire de réseau à inclure dans le devis de raccordement des éléments de développement de réseau pour lever la contrainte qui apparaît.

En zone urbaine ou dense, la situation se rencontre plus rarement car, d'une part, le réseau est souvent plus récent et, d'autre part son dimensionnement intègre une croissance de la zone en question. De manière générale le réseau est plus dense, les départs basse tension sont plus courts (<100m.) ce qui limite les hausses localisées de tension.

³ Sauf pour les installations raccordées en HTA dès lors qu'il y a création d'un départ dédié.

2.3.2.2. Impact des choix de réglage de tension

La règle du GDO BT qui est utilisée par le gestionnaire de réseau de distribution pour calculer les chutes de tension à partir d'une description fine du réseau, des compteurs des utilisateurs basse tension et d'une typologie des utilisateurs (profils de consommation), est une méthode d'évaluation de la tenue globale de tension⁴. Cette méthode, développée par le groupe EDF dans les années 1970, à une époque où il n'y avait pas de production sur le réseau basse tension, favorise l'apparition de contraintes de tension lors de l'ajout de production sur le réseau BT.

Ainsi, le gestionnaire de réseau, pour respecter ses obligations, cale les dispositifs de réglage de la tension dans les postes HTA/BT le plus proche possible de la butée haute admissible (110%). Ce réglage maximise ainsi la chute de tension admissible sur le réseau basse tension mais limite très fortement les hausses de tensions admissibles sur ce même départ.

En France, la pénétration des installations photovoltaïques risque donc à moyen terme d'être freinée par les caractéristiques du réseau de distribution et par la méthode de calcul des chutes de tension.

2.3.3. Les autres impacts possibles

L'étude ESPRIT récapitule d'autres impacts pour le réseau de distribution des installations photovoltaïques sur le réseau basse tension. **L'ensemble de ces impacts est de deuxième ordre et se rencontrent lorsque la densité d'installations photovoltaïques est forte, ce qui n'est pas le cas de la France avec une production raccordée de 422 MW très répartie sur le territoire français.**⁵

3. Périmètre de facturation et détermination des coûts

3.1. Les coûts de raccordement liés au développement de la production photovoltaïque

La loi du 10 février 2000 établit que les coûts de raccordement des nouvelles installations est **couvert en partie par le tarif d'utilisation des réseaux (TURPE)⁶, le solde faisant l'objet d'une contribution de la part des demandeurs des raccordements.**

L'arrêté du 17 juillet 2008 fixe le taux de réfaction à 40%. Autrement dit, pour un raccordement de référence, 40% du devis de raccordement est à la charge du distributeur.

⁴ Cf annexe 1

⁵ On invitera le lecteur qui souhaite approfondir ces impacts secondaire à lire l'étude Scientifiques Prénormative sur le Raccordement au réseau public de d'Installations Techniques photovoltaïque. (CEA-INES/EDF/TRANSENERGIE/HESPUL/IDEA) disponible sur le site du SER.

⁶ Ce tarif a pour objectif de couvrir les coûts engagés dans la gestion des réseaux et de rémunérer les investissements: amélioration de la qualité d'alimentation, adaptation du réseau aux énergies renouvelables, modernisation et sécurisation du réseau par enfouissement des lignes et renforcement des parties fragiles.

Cette charge étant bien couverte par le TURPE. De manière générale, le développement du réseau en dehors du périmètre du financement du producteur est par construction couvert par le TURPE.

Il est difficile d'apprécier la part du TURPE affectée au développement du réseau pour répondre au développement de la production décentralisée ou répartie. ERDF ne publie pas d'éléments détaillés sur ses investissements. On peut néanmoins relever que pour le RTE, la CRE, fixe les investissements nécessaires et donne l'autorisation, contrairement aux réseaux de distribution pour lesquels il n'existe pas de régulation de l'investissement. Par ailleurs, la CRE a récemment souligné la non-transparence de l'utilisation des recettes du TURPE, celles-ci n'étant pas spécifiquement allouées à un poste de dépense en particulier.⁷

3.2. Périmètre de facturation du producteur

Les composantes du réseau qui peuvent être facturées à un producteur selon les termes du décret du 28/08/2007 pour un raccordement à la tension de référence, sont :

- le branchement (en basse tension)⁸ qui inclut l'accessoire de dérivation, ainsi que les installations de comptage.
- l'extension⁹ qui est constituée des ouvrages, nouvellement créés ou créés en remplacement d'ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement et nouvellement créés dans le domaine de tension supérieur qui, à leur création, concourent à l'alimentation des installations du demandeur ou à l'évacuation de l'électricité produite par celles-ci.

Le producteur prend donc à sa charge une partie du développement du réseau pouvant être rendu nécessaire

Le périmètre diffère selon la puissance de l'installation de production raccordée au réseau et sa distance au poste HTA/BT le plus proche. D'une manière générale, plus la puissance de l'installation est importante plus le périmètre de financement du producteur sera large et comprendra les travaux que le gestionnaire de réseau devra effectuer. On souligne aussi que le périmètre de financement dans le cas de la construction d'un bâtiment neuf de type mixte (production et consommation) est plus large que lors de l'ajout d'une installation de production sur un bâtiment déjà raccordé au réseau.¹⁰

⁷ Compte rendu de la commission de l'économie du sénat du 31 mai 2010

⁸ La définition est rappelée en annexe 1 et découle du décret du 28 août 2007

⁹ La définition de cette notion est rappelée en annexe 1 et découle du décret du 28/08/2007

¹⁰ Le tableau en annexe 3 récapitule le périmètre de financement à charge du producteur raccordé en basse tension et la figure, en annexe 4, décrit le périmètre de financement du producteur raccordé en HTA.

Les éléments qui seront réellement facturés aux producteurs sont fonction de l'étude de raccordement réalisée par le gestionnaire de réseau comme mentionné ci-dessus.

Dans la réalité, une grande partie des systèmes photovoltaïques sont installés sur des sites déjà raccordés au réseau électrique pour leur consommation. Pour ces installations, le périmètre de facturation est donc réduit aux modifications du branchement.

De même, les producteurs qui installent un système photovoltaïques à proximité d'un poste HTA/BT ont un périmètre réduit : le coût du raccordement est alors limité au branchement.

En revanche, les producteurs plus éloignés des postes, qui ont plus de risques de rencontrer des contraintes de seuil de tension, ont un périmètre de financement élargi. Les producteurs financent alors l'ensemble des modifications BT et HTA nécessaires à leur raccordement ce qui peut conduire à un devis élevé s'il y a des contraintes à lever.

3.3. Principes de déterminations de coûts facturés à un producteur

Pour les travaux de raccordement les plus fréquemment rencontrés, la contribution du producteur est calculée sur la base d'un barème. Celui-ci est approuvé par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) et peut être révisé si nécessaire. En l'espèce, le dernier barème ERDF a été approuvé le 7 janvier 2010.

Ce barème est établi sur la base des coûts complets pour réaliser les branchements et les extensions.

Ces coûts intègrent notamment le coût des démarches nécessaires à la réalisation des ouvrages de raccordement (étude de tracé, coordination sécurité, obtention des autorisations administratives) et l'ensemble des coûts supportés par ERDF ou ses prestataires.

On peut citer à titre de rappel la documentation technique d'ERDF qui mentionne :

- les travaux d'entreprise nécessaires évalués en fonction des marchés d'ERDF : travaux de tranchée, de pose des matériels, de réfection de sol, etc.
- les matériels évalués en fonction des marchés d'approvisionnement en cours
- la main d'œuvre des personnels du distributeur
- les charges de suivi de l'opération de raccordement : *frais d'ingénierie, les frais liés à la relation avec les entreprises prestataires, la coordination de sécurité, les études de réalisation des travaux, la rédaction et passation des commandes et paiements associés, la préparation, le lancement et l'analyse technique et financière des appels*

d'offre éventuels, la programmation et la coordination des approvisionnements et des interventions, la mise à jour des bases de données

Pour les travaux dont l'occurrence est faible ou dont le coût est aléatoire, un devis est effectué. Les opérations suivantes font notamment l'objet de devis :

- les coûts de transformation vers le domaine de tension supérieur,
- les coûts de création de réseau dans le domaine de tension supérieur.

Dans tous les cas, les adaptations du réseau mises à la charge du producteur sont chiffrées sur la base du palier technique minimum satisfaisant la demande. La documentation technique de référence d'ERDF décrit les composants normalisés pour la réalisation des réseaux.

Le producteur paie donc 60% des coûts complets dans son périmètre de financement.

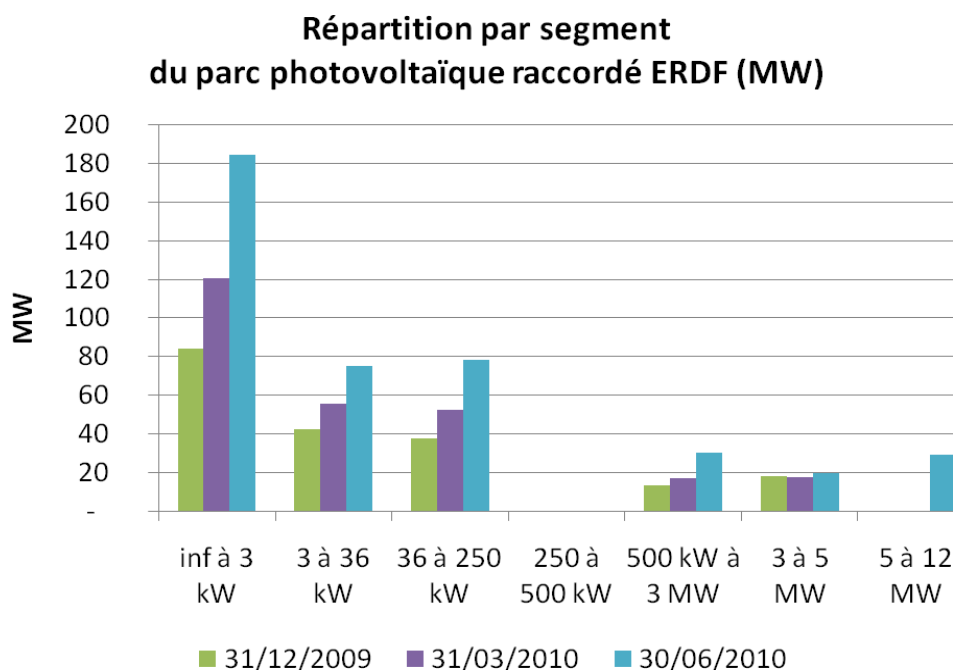
CHAPITRE 2 : UNE EVALUATION DES COÛTS FINANCES PAR LE TURPE DANS UN CONTEXTE DE DEVELOPPEMENT DU PHOTOVOLTAÏQUE

1. Analyse du développement de la puissance photovoltaïque raccordée au réseau de distribution ERDF

1.1. Point sur la situation actuelle

1.1.1. La puissance Installée à fin juin 2010

Le parc des installations raccordées au réseau en France est constitué essentiellement de systèmes photovoltaïques de faible et moyenne puissance intégrés en toiture des habitations. La puissance installée s'élève à 422 MW dont plus des ¾ est raccordée en basse tension. Au 30 juin 2010, seules 18 installations >3 MW de type centrale au sol étaient raccordées au réseau et 39 grandes toitures de puissance supérieure à >250 kWc.



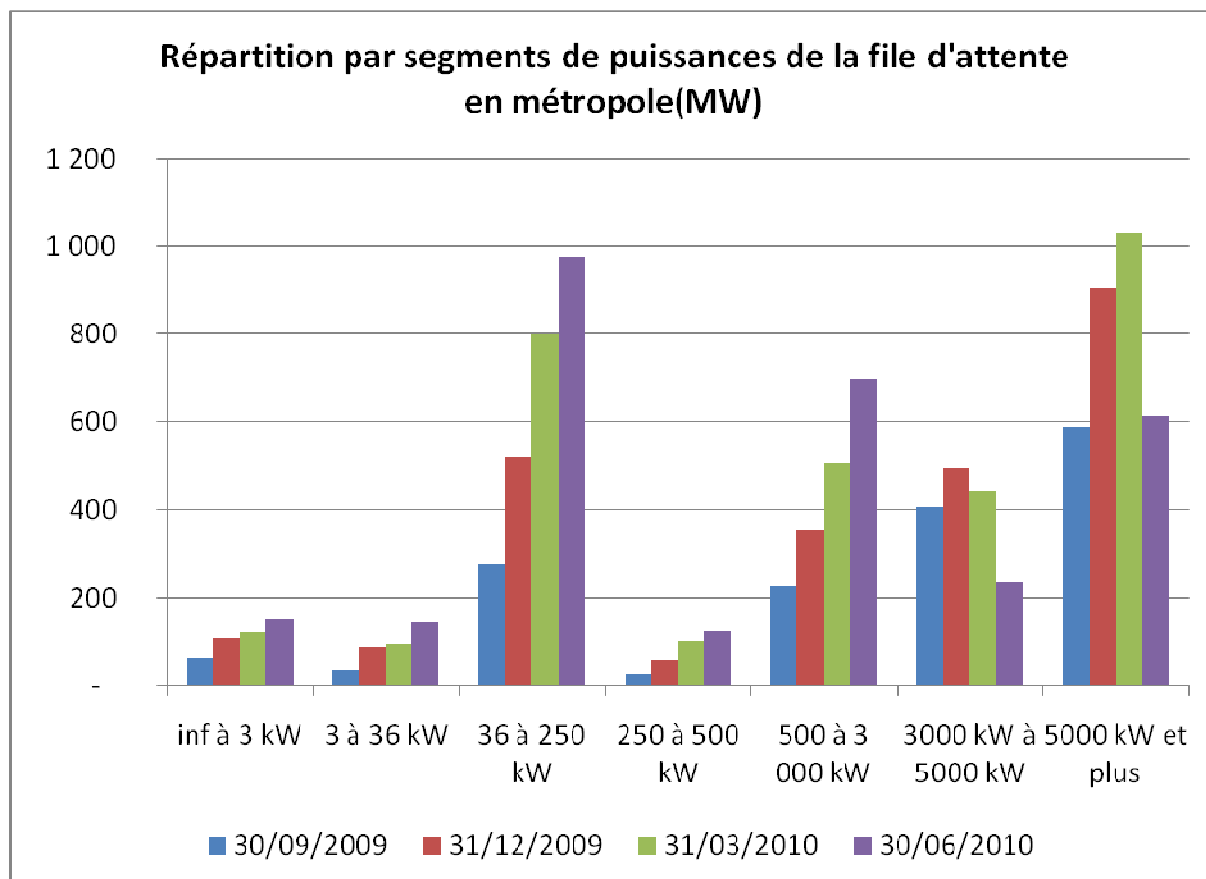
Répartition de la puissance Installée en France à juin 2010	P<=36kVa	36<P<=250 kVa	P>=250 kVa
Nombre de raccordement	98,5%	0,9%	0,05%
Puissance cumulée raccordée	61,5%	18,5%	19,8%

Source ERDF

1.1.2. File d'attente à fin juin 2010

La puissance en file d'attente à fin juin 2010 s'élève à 2953 MW.

Les installations raccordées en HTA (très grandes toitures et centrales au sol) représentent près de 57% de la puissance en file d'attente, soit 1682,8 MW. Depuis 2009, on assiste à une hausse significative des demandes de raccordement d'installations de puissance > à 250 kWc.



Répartition de la puissance en file d'attente en France à juin 2010	P<=36kVa	36<P<=250 kVa	P>=250 kVa
Nombre de raccordement	88,7%	9,95%	1,35%
Puissance	10,2%	33,8%	56,9%

Source ERDF

1.1.3. Le traitement de la file d'attente

Les professionnels attendent un taux de sortie important des projets en file d'attente sur les segments supérieurs à 10 kVa .

En effet, plusieurs effets se conjuguent et laissent à penser qu'un grand nombre de projets en file d'attente ne seront pas réalisés :

- l'ensemble des modifications tant au niveau des règles d'urbanisme, de la modification des tarifs de l'obligation d'achat et de la procédure de la file d'attente n'ont pas encore atteint leur plein effet. Un certain nombre de projets et plus particulièrement sur le segment >36kWc bien qu'entré en file d'attente ne verront pas le jour, faute des financements.
- Du fait de la précipitation avec laquelle certains dossiers ont été montés fin 2009 pour entrer en file d'attente, le montant de l'investissement a été très sous évalué, notamment le poste rénovation de la toiture des bâtiments existants.
- Du fait de l'application plus rigoureuse des règles de l'urbanisme par les DDEA pour les bâtiments agricoles (l'agriculteur doit justifier l'accroissement de son activité pour obtenir le PC).

1.1.4. Le flux des demandes

Les contrats se répartissent en trois familles :

- Particuliers (< 10 kWc) : 95% des demandes
- le tertiaire-agricole (de 10 à 250 kWc) raccordés en BT : 4,9% des demandes
- les grandes installations (> 250 kWc) raccordées en HTA : 0,1% des demandes.

La puissance moyenne s'établit à 3 kW pour les particuliers, 36 kW pour le tertiaire-agricole et 1500 kW pour les grandes installations raccordées en HTA.

Le flux d'entrée au dernier trimestre montre que cette répartition est stable et la dernière révision des tarifs continue de favoriser les installations individuelles intégrées au bâti dont les prix ont été maintenus au même niveau que dans l'arrêté de janvier 2010.

Le nombre de demandes reçues se stabilise depuis le début de l'année 2010 autour de 28 000/30 000 demandes par trimestre, ce qui équivaut à environ 120 000 demandes par an. Les petites installations (<=36kVA) représentent plus de 95% des demandes de raccordement soit, environ 50 MW lors du dernier trimestre.

1.2. Scenarios proposés

Les estimations de développement photovoltaïque varient très fortement. On rappelle ci-dessous les principaux scénarios évoqués publiquement.

- RTE dans la dernière mise à jour du bilan prévisionnel publié en juin 2010 fait état de 3000 MW de photovoltaïque raccordés au réseau d'ici à 2015, soit une accélération par rapport au rythme retenu en 2009 et aux objectifs de la PPI.

- ERDF a évoqué de son côté en juin 2010 devant la commission économique du Sénat un scénario de 2000 MW/an, soit 7000 MW d'ici à fin 2015 et 17000 MW en 2020. Ce scénario n'est pas jugé réaliste au vu du rythme de développement du photovoltaïque en 2010 et 2011.
- La recommandation de l'IGF se situe entre 300 et 500 MW par an.

Compte tenu de ces éléments nous n'avons pas retenu de scénario en particulier mais plutôt un ensemble de scénarios et de coûts associés.

Nous examinerons donc quatre rythmes de croissance annuelle des installations raccordées aux réseaux de distribution :

- 500 MW/an
- 700 MW/an
- 1000 MW/an
- 2000 MW/an

Nous retiendrons une hypothèse de répartition selon les segments différente selon le rythme de croissance. En effet dans le cas d'un scénario de croissance élevée, nous avons estimé que les grandes installations représenteront une part plus importante.

	<=36kVa	>36kVa	>250KVa
Répartition en puissance MW en deca de 1000 MW/an	33%	33%	33%
Répartition en puissance au delà de 1000 MW/an	20%	20%	60%

2. Evaluation du coût de raccordement et de développement du réseau

Nous adoptons la méthodologie suivante : pour chaque scénario de croissance et pour chaque segment, nous examinons en premier lieu la probabilité d'un développement de réseau hors périmètre de financement du producteur. En second lieu, nous utilisons des données en provenance des industriels du secteur sur le prix moyen du raccordement observés en 2010 ou des données publiques.

2.1. Développement de réseau

Il est important de pouvoir apprécier l'occurrence des raccordements nécessitant des travaux pris en charge dans le cadre du TURPE au delà des 40% du devis de raccordement.

Ces travaux ne sont nécessaires que si des contraintes apparaissent, et nous allons donc examiner le risque d'occurrence de ces contraintes.

2.1.1. Production raccordée en basse tension

2.1.1.1. Production <6kVA en monophasé et 18 kVa en triphasé

Il s'agit du segment des installations en toitures individuelles et, dans la quasi totalité des cas d'un raccordement d'une installation dont la puissance est inférieure ou égale à 3kVA, de manière à permettre au propriétaire de bénéficier du crédit d'impôt. En règle générale le raccordement de ce type d'installations ne génère pas de contraintes d'intensité sur le réseau car la puissance injectée est inférieure à la puissance de consommation souscrite. La situation est évidemment différente dans le cas de la construction d'un bâtiment neuf où l'extension du réseau est dans le périmètre de financement du producteur.

On peut rencontrer des contraintes de tension, marginales aujourd'hui, sans doute plus nombreuses dans le futur, au fur et à mesure que la production photovoltaïque se développe sur un même départ basse tension.

On soulignera cependant que ce segment correspond à environ 200MW/an des demandes de raccordement et devrait rester stables en l'absence de facteurs de rupture.

Dans ces cas là, la réponse du gestionnaire de réseau fait état de contraintes et annonce la levée de celles-ci dans le cadre de la planification des investissements réseaux. La visibilité sur la planification des investissements étant faibles, le producteur devrait renoncer la plupart du temps à son projet.

2.1.1.2. Production > 6KVA en monophasé et 18kVA mais inférieure à 36kVA

On trouve principalement ces installations photovoltaïques en toiture de bâtiments agricoles. De la même manière que précédemment, les contraintes d'intensité n'existent pas dans le cas d'un bâtiment existant tant que la puissance de l'installation de production reste inférieure à la puissance de consommation souscrite. L'ajout d'un bâtiment neuf peut créer des contraintes d'intensité. On notera que dans ce dernier cas le périmètre du devis du producteur comprend alors l'extension¹¹ du réseau et voir même le poste de transformation.

¹¹ Dans le cas d'un bâtiment neuf le producteur financera l'extension du réseau. On peut estimer à l'aide du barème publié par ERDF ce coût entre 5494€ et 11 850 € HT pour une extension de 100m. selon la zone (rurale, urbaine...). Le périmètre de financement du producteur peut aussi inclure le poste HTA/BT si la distance du point de livraison au poste est >250m.

On peut aussi rencontrer des contraintes de tension au fur et à mesure du raccordement d'installations photovoltaïque sur le même départ. Ces contraintes se produisent plutôt lorsque le poste HTA/BT est éloigné et la consommation faible, en zone rurale notamment.

Dès lors que la distance entre le point de livraison et le poste est supérieur à 250m, le barème d'ERDF indique que le producteur pourra financer un périmètre de travaux comprenant les modifications du réseau et des équipements basse tension mais aussi les modifications nécessaires sur le réseau HTA

Ainsi, compte tenu du périmètre du devis de raccordement, le producteur prend à sa charge les éléments de développements de réseau jusqu'au niveau de tension supérieur et il sera donc sensible au montant du devis au regard de l'investissement¹². Les professionnels des énergies renouvelables estiment que le devis de raccordement ne doit pas excéder sur ce segment 0,3€/Wc à la charge du producteur et par conséquent dès que le raccordement nécessitera une adaptation trop importante du réseau, le producteur risque de renoncer à son projet.

Si le gestionnaire de réseau doit financer des éléments hors périmètre de financement du producteur (réseau HTA, modification du poste source), alors cela signifie que les capacités d'accueil du réseau sont saturées. Dans un tel cas, la réalisation des projets est fortement compromise car elle est reportée de plusieurs années et le plus souvent le devis de raccordement dépasse le seuil économique.

2.1.1.3. Production >36 kVa

On trouve sur ce segment des toitures de grands bâtiments agricoles ou tertiaires. Dans le cas de ces bâtiments, la puissance injectée peut être supérieure à la puissance souscrite (essentiellement en zone rurale). On peut donc rencontrer des contraintes d'intensité, comme des contraintes de tension lors des études de raccordements. Ces dernières contraintes devraient se multiplier en zone rurale mais rester relativement rares en zone urbaine où se développent les toitures des bâtiments tertiaires fortement consommateurs d'électricité.

L'écart type dans les devis de raccordement est important mais l'échantillonnage est suffisamment large pour construire un prix moyen sur ce segment. Le périmètre du devis de raccordement à charge du producteur est important et peu inclure le cas échéant les travaux sur le réseau BT mais aussi les modifications sur le réseau HTA. Les devis peuvent donc atteindre des niveaux de prix qui peuvent remettre en cause l'investissement du producteur. Les professionnels estiment qu'un devis de raccordement à charge du producteur supérieur

¹² Selon le barème ERDF, le coût du changement de câble sur 300 m entre 16500€ HT et 36 000€ HT selon la zone auquel il faut éventuellement ajouter le remplacement du transformateur soit environ 10k€ d'après le barème ERDF et le réseau HTA. L'investissement pour 36kVA de panneaux peut être estimé dans une fourchette de 216 – 290 k€. (Intégrés au bâti).

0,3€/Wc peut remettre en cause le projet d'investissement, de même qu'un délai de travaux trop important.

Là encore le développement hors périmètre de financement du producteur signifie que les équipements du réseau étaient déjà exploités à leur capacité limite.

2.1.1.4. Production raccordée en HTA

Dans ce cas, le périmètre de financement du producteur inclut l'ensemble des éléments de raccordement et de développement/modifications des installations en HTA y compris le financement d'un nouveau poste source¹³ et le réseau HTB afférent. Par conséquent, dans le cas d'apparition de contraintes, le devis de raccordement peut très vite s'élever et les délais de travaux peuvent être importants :

- Création de poste source : 3 à 4 ans en moyenne.
- Travaux sur le réseau HTB : quelques mois à plusieurs années.

La plupart des projets de production photovoltaïques raccordés en HTA sont financés par de la dette et les délais des travaux doivent assurer une visibilité sur le prix d'achat de l'électricité.

Les projets raccordés étant peu nombreux, il est difficile d'établir un prix moyen et ce d'autant plus que la dispersion des devis est importante. Néanmoins les coûts de raccordement de la production photovoltaïque en HTA ne devraient pas être très différents de ceux observés dans le cas de la production éolienne.

ERDF¹⁴ a indiqué prévoir un coût de 120 M€/an pour le développement de 1200 MW/an de production éolienne, soit 0,1 €/W financé par le TURPE. Pour un gestionnaire de réseau, le coût du développement n'est pas lié à un type de production mais à la puissance et au lieu d'implantation d'une nouvelle installation de production quelque soit la nature de la source primaire (soleil, vent, biomasse...).

De leur côté, les professionnels estiment que le coût moyen de raccordement financé par le producteur photovoltaïque, raccordé en HTA, s'élève à 0,15€/Wc, soit pour le distributeur un coût de réfaction estimé à 0.1€/Wc. On a donc une convergence entre les estimations d'ERDF et celles de la profession.

Ce coût du raccordement pourrait évoluer à la hausse, notamment dans un scénario de croissance élevée mais ne pourrait excéder d'après l'industrie 0,2 à 0,3€/Wc sans remettre en cause la décision d'investissement.

¹³ ERDF demande un devis à RTE pour le raccordement d'un nouveau poste source.

¹⁴ Rapport de la commission économique du Sénat – chiffres cités par ERDF.

2.1.1.5. Synthèse

On retiendra que la définition de l'extension permet au gestionnaire de réseau de mettre à charge du demandeur, ici un producteur, le développement du réseau à la tension de raccordement mais aussi à la tension supérieure le cas échéant.

Le barème d'ERDF montre que dans certains cas le gestionnaire de réseau n'a pas inclus tout ou une partie de l'extension du réseau (petites installations de productions sur des sites de consommation ou encore dans le cas où le poste HTA/BT est proche du lieu de livraison), ce qui doit refléter la réalité des impacts du raccordement d'une nouvelle installation de production de ce type pour le gestionnaire de réseau. On peut donc déduire que les cas où le gestionnaire de réseau effectue des travaux en dehors du périmètre de financement du demandeur sont rares. **En conséquence, le coût supporté par le gestionnaire de réseau lors du raccordement d'une nouvelle installation de production correspond essentiellement à la réfaction.**

Le tableau ci-dessous récapitule l'ensemble des éléments financés dans le cadre du TURPE par le gestionnaire de réseau ainsi que l'occurrence des situations où le gestionnaire de réseau effectue des travaux au-delà du périmètre à charge du producteur.

	BT<6kV en monophasé ou 18 kV en triphasé	BT>6 ou 18kV et <36 KV et distance au poste<250 m	BT>6 ou 18kV et <=36 KV et distance au poste>250 m	BT>36kV et <=250kV	HTA
Branchement (création ou modification)	40% du devis	40% du devis	40% du devis	40% du devis	
Extension (création ou remplacement) du réseau BT existant	40% du devis cas des bâtiments neufs et producteurs purs A la charge du gestionnaire de réseau le cas échéant pour le bâti existant occurrence faible	40% du devis de raccordement	40% du devis de raccordement	40% du devis de raccordement	
Modification ou remplacement du poste HTA/BT existant	100% à charge du gestionnaire de réseau le cas échéant sauf bâtiments neufs ou producteur pur. occurrence faible	40% du devis de raccordement	40% du devis de raccordement	40% du devis de raccordement	40% du devis de raccordement
Création du réseau HTA	100% à charge du gestionnaire de réseau le cas échéant sauf bâtiments neufs. occurrence inexistante	100% à charge du gestionnaire de réseau le cas échéant occurrence inexistante	40% du devis de raccordement	40% du devis de raccordement	40% du devis de raccordement
Création de poste source et réseau HTB lié au poste	100% à charge du gestionnaire de réseau le cas échéant occurrence inexistante	100% à charge du gestionnaire de réseau le cas échéant occurrence inexistante	100% à charge du gestionnaire de réseau le cas échéant occurrence inexistante	100% à charge du gestionnaire de réseau le cas échéant occurrence inexistante	40% du devis de raccordement
Adaptation du réseau HTB amont	A charge de RTE	A charge de RTE	A charge de RTE	A charge de RTE	A charge de RTE

2.2. Evaluation des coûts pour le gestionnaire de réseau

Cette évaluation repose sur des coûts moyens observés par l'industrie et dans le cas de la HTA sur des données communiquées oralement par le gestionnaire du réseau de distribution ERDF.

Comme nous l'avons expliqué précédemment, ces coûts reflètent quasi exclusivement la charge de la réfaction. En effet on considère que les développements de réseau au niveau de tension supérieur à celui de la tension de raccordement intègrent des travaux de renforcement globaux nécessaires à l'amélioration de la qualité pour l'ensemble des utilisateurs du réseau (y compris les consommateurs).

Les coûts de raccordement et de développement charge des gestionnaires de réseaux et financés dans le cadre du TURPE sont évalués, dans le cadre de cette étude, entre 70M€/an et 248 M€/an selon le rythme de développement des installations photovoltaïques raccordées aux réseaux de distribution.

Le tableau ci-dessous récapitule les hypothèses retenues et les résultats par scénario et segment de marché :

	P<=36kVA	36kV<P<=250kV	P>250kV	TOTAL
Montant moyen du devis de raccordement à charge du TURPE (40%).	0,22€/Wc	0,1€/Wc	0,1€/Wc	
Développement hors périmètre de facturation.	non significatif	non significatif	non significatif	
500MW/an	36 M€	16M€	16M€	70M€/an
700 MW/an	51 M€	23 M€	23 M€	98 M€/an
1000 MW/an	73 M€	33 M€	33 M€	140 M€/an
2000 MW/an	88 M€	40 M€	120 M€	248 M€/an

CHAPITRE 3 : ELEMENTS DE REFLEXION POUR OPTIMISER LE RACCORDEMENT DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAIQUES SUR LES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION

Dans ce chapitre, nous évoquons un certain nombre de pistes pour faciliter l'insertion d'un grand nombre d'installations photovoltaïque sur les réseaux de distribution à court terme et à moyen terme.

1. Minimiser les impacts des contraintes de tension

Nous avons vu que l'impact majeur du développement des installations de production photovoltaïques sur les réseaux Basse Tension était une hausse locale de tension. Le maintien de la tension se pose déjà aux gestionnaires du réseau de distribution de manière encore marginale.

Plusieurs pistes de réflexions peuvent être avancées pour favoriser le taux de pénétration de la production photovoltaïque :

1/ Tenir compte des capacités de réglage de la tension des installations photovoltaïque : Les installations photovoltaïques ont intrinsèquement la capacité de régler la tension. Ces installations de production peuvent en effet consommer ou produire de la puissance réactive selon la période de la journée, dès lors que les onduleurs sont équipés de cette fonction en option.

La prise en compte de cette capacité nécessiterait sans doute de modifier les méthodes de calcul utilisées pour contrôler le maintien de la tension, notamment la méthode GDO BT. Une évolution pourrait permettre de modifier le réglage de tension en tête des départs BT en le réglant à un niveau plus faible qu'aujourd'hui.

2/ Mettre en place des dispositif de limitation de puissance. En effet, les onduleurs ont la possibilité de diminuer la puissance lorsque l'élévation de la tension du réseau devient très forte. Ce type de solution existe déjà au Japon où L'inconvénient est bien entendu une limitation du productible qui risque de pénaliser le producteur. En tout état de cause, si des fonctions évoluées sont mises en place, elles doivent être définies par norme pour tous les constructeurs

3/ Améliorer les procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau basse tension de manière à ce que les gestionnaires de réseaux de distribution soient en mesure de développer de nouveaux réseaux BT dimensionnés pour prendre en compte la présence future de systèmes photovoltaïques, dans le cas de constructions de nouveaux quartiers ou de ZAC solaires. La procédure en vigueur ne prévoit pas de traiter des demandes groupées

de raccordement de production photovoltaïque au réseau en provenance d'aménageurs ou de promoteurs.

Il existe donc des actions à la main des gestionnaires de réseaux permettant d'augmenter rapidement et à moindre coût la pénétration de la production photovoltaïque sur les réseaux basse tension.

4/ Associer aux départs basse tension des dispositifs de stockage : Au Japon, des études montrent qu'il est possible, de limiter la contrainte de tension en associant aux départs basse tension concernés des dispositifs de stockage. Ce dispositif permet également d'écarter la pointe de consommation qui se produit généralement lorsque la production photovoltaïque est faible voir nulle.

Des dispositifs de ce type, permettant aux installations photovoltaïques de participer au maintien du plan de tension sur les réseaux BT, pourraient faire l'objet d'une rémunération de la part du gestionnaire de réseau.

2. Compléter et préciser la Documentation Technique de Référence.

On souligne ici l'excellente qualité de la documentation mise en ligne par ERDF comparativement à d'autres gestionnaires de réseaux de distribution. Néanmoins, elle gagnerait à être complétée sur certains points. Il serait ainsi important de lui adjoindre les documents suivants :

1/ Un document construit à l'image de du document « principe d'étude et de développement du réseau pour le raccordement des clients consommateurs BT » qui concernerait le raccordement des installations en basse tension pour les producteurs. Ce document devrait décrire la procédure de décision des investissements de réseaux liés au raccordement de nouveaux producteurs en basse tension dès lors que des travaux hors périmètre de financement du producteur sont nécessaires.

2/ Un document définissant une règle simple sur la répartition des installations photovoltaïques monophasées¹⁵ sur les 3 phases. Il est fréquent que des installations photovoltaïques raccordées au réseau triphasé soient constituées d'onduleurs monophasés. Si la puissance de production n'est pas correctement répartie entre les 3 phases d'un même système PV triphasé, alors ce système va contribuer à déséquilibrer le réseau BT

3/ Un document qui définirait les hypothèses type retenues pour faire les études de réseaux (consommation et production).

¹⁵ Onduleurs monophasés

4/ Un document clarifiant le réglage des protections : harmonisation des critères de découplage, du seuil de déclenchement des relais de tension/fréquence ou encore définition de règles de priorité dans le cas de l'utilisation d'onduleurs avec sectionneur.

3. Préparer l'avenir

Nous avons vu que l'on n'écartait pas, un scénario de développement supérieur à la PPI. Il apparaît donc nécessaire que la profession s'organise pour favoriser une concertation sur des points secondaires aujourd'hui qui pourraient demain gêner le développement du nombre d'installations photovoltaïques.

On notera les points suivants, sans prétendre être exhaustif :

1/ La réévaluation de la pertinence de l'ensemble des méthodes et/ou règles de calcul appliquées aujourd'hui par les gestionnaires de réseaux avec l'arrivée des réseaux de type smart grid. En tout premier il convient d'examiner lieu la règle du GDO BT en annexe de l'arrêté du 24/12/2007 « à titre provisoire jusqu'au 31/12/2011 ».

2/ La limitation des harmoniques de courant en BT. Des études¹⁶ ont montré que les installations de production photovoltaïque pouvaient générer des courants harmoniques, en cas de forte densité, au delà du rang 40 et il convient d'étudier s'il est opportun de définir des spécifications au niveau BT et HTA. Sur le plan technique, les onduleurs peuvent être munis de filtres de sortie proposés en option par les constructeurs, mais en l'absence de normes, et pour réduire les coûts, cette option est rarement retenue.

3/ La prévision de production : La production d'origine photovoltaïque est par nature intermittente et sollicite, tout comme l'éolien, largement le système électrique pour assurer le maintien de l'équilibre offre demande. Il est donc particulièrement important pour le gestionnaire du système électrique français, RTE, de disposer d'une prévision de production photovoltaïque fiable mais aussi de mesures en temps réel. Il convient donc d'organiser au delà de ce qui est prévu dans la réglementation un dispositif minimal de communication de données aux gestionnaires de réseaux de la production basse tension.

CHAPITRE 4 : PRINCIPALES PRECONISATIONS

1. Prolonger les travaux du consortium ESPRIT et établir une expertise française sur le raccordement et l'impact des installations photovoltaïques sur les réseaux BT.

Le raccordement et l'impact des installations photovoltaïques sur les réseaux basses tension est un sujet relativement neuf en France. En effet, ces réseaux sont traditionnellement dédiés à la distribution d'électricité aux quartiers et communes et l'apparition d'installations de production y est une tendance récente. Dans un contexte de

¹⁶ UNIVERSOL

développement du photovoltaïque, il est nécessaire d'établir une expertise technique afin d'accompagner cette évolution : ceci nécessitera notamment une identification des carences réglementaires et techniques, une analyse précise des contraintes pouvant être rencontrées et par la publication de préconisations afin de répondre aux attentes des gestionnaires et des utilisateurs des réseaux publics de distribution.

Le projet de recherche ESPRIT¹⁷ cofinancé par l'ADEME et réunissant au sein d'un même consortium des organismes reconnus¹⁸, s'inscrit précisément dans cette démarche. Il est proposé de prolonger ce projet, en élargissant le consortium à d'autres organismes souhaitant le rejoindre, et notamment d'y associer ERDF.

2. Tirer pleinement profit des performances électriques des installations de production photovoltaïques

D'une manière générale, il est suggéré de faire évoluer les méthodes de réglage de la tension pour les réseaux Basse Tension, afin de prendre en compte au maximum les installations de production pouvant s'y trouver. En particulier, dans les cas de création de « quartiers solaires » nécessitant de nouveaux réseaux BT.

Les installations photovoltaïques, raccordées au réseau par l'intermédiaire de dispositifs d'électronique de puissance (onduleurs), ont des performances électriques pouvant être mises à profit dans la gestion du système électrique. La mise en œuvre des évolutions technologiques des onduleurs doit être incitée : Les performances de tenue aux creux de tension peuvent surpasser celles des installations de production traditionnelles, et les capacités de fourniture de réactif et de régulation de la tension peuvent être mises à profit pour une meilleure gestion des réseaux basse tension.

Enfin, afin de faciliter le dialogue entre les services décentralisé de ERDF et les producteurs, il serait utile que ERDF ce dote d'une base de données centralisée et à jour sur les onduleurs (caractéristiques technique, norme ...).

3. Palier aux carences du cadre réglementaire et technique français relatif au raccordement des installations photovoltaïques

Les prescriptions des gestionnaires de réseau pour le raccordement des installations photovoltaïques sont incomplètes et certaines carences devraient être comblées. Tout d'abord, les textes réglementaires ne prennent pas en compte les spécificités de ce type de production (notamment de la variabilité de la production fonction de l'ensoleillement). De plus, les textes réglementaires et les documents de la DTR concernant le raccordement des installations photovoltaïques font référence à des normes différentes (NFC 15-100 & 14-100,

¹⁷ Etudes Scientifiques Prénormatives sur le Raccordement au réseau électrique d'Installations Techniques photovoltaïques

¹⁸ Le consortium ESPRIT est initialement constitué des organismes suivants : CEA, INES, TRANSENERGIE, EDF, HESPUL, IDEA, G2E Lab

DIN VDE 126, ...). Par ailleurs, il subsiste de nombreuses interrogations concernant le paramétrage des protections de découplage.

Il est suggéré de mener un travail de fond afin de synthétiser et d'harmoniser les exigences envers les installations photovoltaïques et d'établir un document général les regroupant.

4. Améliorer la transparence dans les activités d'ERDF

Dans un contexte où un travail commun est nécessaire afin d'accompagner le développement des installations photovoltaïques sur les réseaux publics de distribution, la transparence des activités des gestionnaires de réseau doit être la plus grande possible.

Un accès aux informations relatives aux projets en file d'attente de raccordement permettrait d'avoir une vision précise des coûts globaux auxquels s'attendre pour le raccordement de ces installations.

Dans la même optique et concernant le résultat des demandes de raccordement, il est nécessaire d'apporter plus de précisions concernant les hypothèses utilisées pour la détermination de la solution de raccordement et les coûts présentés.

Enfin et dans un contexte de modification des procédures de raccordement, il est indispensable d'aboutir à une transparence supplémentaire dans le traitement des demandes.

Plus généralement, il convient d'assurer sur les réseaux BT, une transparence au moins équivalente à celle mise en place dans le cadre des raccordements en HTA. Nous recommandons à ce titre la publication par les gestionnaires de réseaux de distribution d'une ventilation des investissements effectués au titre de la qualité et au titre du développement de la production BT et HTA.

5. Favoriser la réalisation des travaux de branchements par les installateurs photovoltaïques (< 36 kVA)

Les professionnels du photovoltaïque estiment qu'une mesure permettant aux installateurs photovoltaïques (segment < 36 kVA) d'effectuer et de prendre en charge la totalité des travaux de branchements de leurs propres installations comporterait de nombreux avantages, tant pour le gestionnaire de réseau que pour le producteur et l'installateur. Cela permettrait tout d'abord une réduction globale des coûts, principalement par l'économie de déplacements sur site (l'installateur étant déjà sur place pour le raccordement de l'installation). Ensuite, cela serait un avantage conséquent pour ERDF qui rencontre des difficultés de traitement des nombreuses demandes de raccordement photovoltaïques : les délais de raccordement des installations pourraient être fortement réduits, profitant grandement aux producteurs eux-mêmes. Enfin, la prise en charge intégrale des coûts de branchement par les installateurs allégerait également la charge financière que représentent ces opérations par ERDF.

BIBLIOGRAPHIE

Documentation ERDF

ERDF-FOR-RES_18E « Fiches de collecte de renseignements pour une pré-étude (simple ou approfondie) et pour une offre de raccordement, au réseau public de distribution géré par ERDF d'une installation de production photovoltaïque de puissance > 36 kVA »

ERDF-OPE-RES_08E : « Mode d'emploi des fiches de collecte de renseignements pour une pré-étude (simple ou approfondie) et pour une offre de raccordement, au réseau public de distribution géré par ERDF, d'une installation de production de puissance > 36 kVA »

ERDF-FOR-RES_13E « Proposition technique et financière, selon les modalités du barème, pour le raccordement d'une installation de production au réseau public de distribution HTA »

ERDF-FOR-RES_14E « Proposition technique et financière, selon les modalités du barème, pour le raccordement d'une installation de production de puissance comprise entre 36 et 250 kVA au réseau public de distribution BT »

ERDF-FOR-RES_10E « Convention de raccordement au réseau public de distribution HTA, d'une installation de production d'énergie électrique »

ERDF-FOR-RES_17E « Convention de raccordement au réseau public de distribution BT, d'une installation de production de puissance comprise entre 36 et 250 kVA »

ERDF-PRO-RES_43E – 1 - (01/07/2009) : Principes d'étude et de développement du réseau pour le raccordement des clients consommateur BT.

ERDF-PRO-RAC_14_E : Procédure de traitement des demandes de raccordement individuel en BT >= 36 kVA et en HTA, au réseau public de distribution géré par ERDF.

ERDF-NOI-RES_07E - Version 2 - 01/04/2008

ERDF-NOI-RES_02E « Liste des études à mener pour le raccordement d'un utilisateur HTA au réseau public de distribution »

Autres sources

Rapport au Parlement /Programmation pluriannuelle des investissements /de production d'électricité /Période 2009 – 2020.

INSEE- Journées de Méthodologie Statistique – mars 2009.

Etudes Scientifiques Prénormatives Sur Le Raccordement Au Réseau Electrique D'Installations Techniques Photovoltaïques (ESPRIT).

ANNEXE 1 : DEFINITIONS

le branchement (en basse tension) : constitué, en application du décret du 28 août 2007, des ouvrages basse tension situés à l'amont des bornes de sortie du disjoncteur ou, à défaut, de tout appareil de coupure équipant le point de raccordement d'un utilisateur au réseau public et à l'aval du point du réseau basse tension électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation.

Le branchement inclut l'accessoire de dérivation, ainsi que les installations de comptage.

l'extension : constituée, en application du décret du 28 août 2007, des ouvrages, nouvellement créés ou créés en remplacement d'ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement et nouvellement créés dans le domaine de tension supérieur qui, à leur création, concourent à l'alimentation des installations du demandeur ou à l'évacuation de l'électricité produite par celles-ci, énumérés ci-dessous :

- canalisations électriques souterraines ou aériennes et leurs canalisations électriques souterraines ou aériennes et leurs équipements terminaux lorsque, à leur création, elles ne concourent ni à l'alimentation ni à l'évacuation de l'électricité consommée ou produite par des installations autres que celles du demandeur du raccordement ;
- canalisations électriques souterraines ou aériennes, au niveau de tension de raccordement, nouvellement créées ou créées en remplacement, en parallèle d'une liaison existante ou en coupure sur une liaison existante, ainsi que leurs équipements terminaux lorsque ces canalisations relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) de transformation vers un domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement le(s) plus proche(s) ;
- les jeux de barres HTB et HTA et tableaux BT ;
- transformateurs dont le niveau de tension aval est celui de la tension de raccordement, leurs équipements de protection, ainsi que les ouvrages de génie civil.

Lorsque le raccordement s'effectue à une tension inférieure au domaine de tension de raccordement de référence, défini par les règlements pris en application des articles 14 et 18 de la loi du 10 février 2000 susvisée, l'extension est également constituée des ouvrages nouvellement créés ou créés en remplacement des ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement de référence et reliant le site du demandeur au(x) poste(s) de transformation vers le domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement de référence le(s) plus proche(s).[...]

L'extension inclut les installations de comptage des utilisateurs raccordés dans le domaine de tension HTA. ».

ANNEXE 2- LES SEUILS DE CONTRAINTES SUR LE RESEAU BT.

Le réseau BT est composé des départs issus des postes de transformation HTA/BT. Sauf cas particulier, la meilleure structure est la plus simple : moins de connectique possible, moins de longueur possible. Aucun bouclage n'est en principe réalisé sur le réseau BT, toute longueur supplémentaire entraînant des dépenses d'investissement et une augmentation du risque d'incidents.

La longueur des départs BT est limitée par l'intensité et les chutes de tension admissibles : 100 à 200 mètres en souterrain, quelques centaines de mètres en aérien. En zone rurale, on la distance du poste HTA/BT le plus proche est plus importante, voir dans certains cas >à 500 m.

Un poste rural, sur poteau ou en cabine simplifiée, peut alimenter un ou deux départs BT.

Un poste urbain en cabine, enterré ou en immeuble, peut alimenter de un à huit départs. Dans les zones alimentées en souterrain, un poste de transformation HTA/ BT peut desservir:

- 120 à 150 maisons individuelles (50 à 60 avec chauffage électrique),
- 250 à 300 logements en immeuble collectif groupé (100 à 130 avec chauffage électrique).

ERDF publie certaines valeurs de seuil rappelées ci-dessous.

1. Transformateur HTA/BT

Un transformateur HTA/BT est en contrainte d'intensité lorsque sa charge est supérieure ou égal à 110% à un instant t pendant une durée<3h. Par ailleurs la puissance maximale transitée dans un poste est < d'environ 15% à la puissance nominale du transformateur et l'on obtient ainsi pour les principaux équipements présents sur le réseau ERDF les seuils suivants :

Puissance nominale du transformateur	100kVA	160kVA	250kVA	400kVA	630kVA	1000kVA (zone urbaine)
Puissance maximale transitée	85kW	135kW	210kW	335kW	525kW	835

dans le transformateur						
------------------------	--	--	--	--	--	--

2. Les départs en BT

La charge maximale tient compte notamment des distances minimales de sécurité pour le réseau aérien et pour le réseau souterrain de l'échauffement admissible compte tenu de la durée de vie de l'équipement.

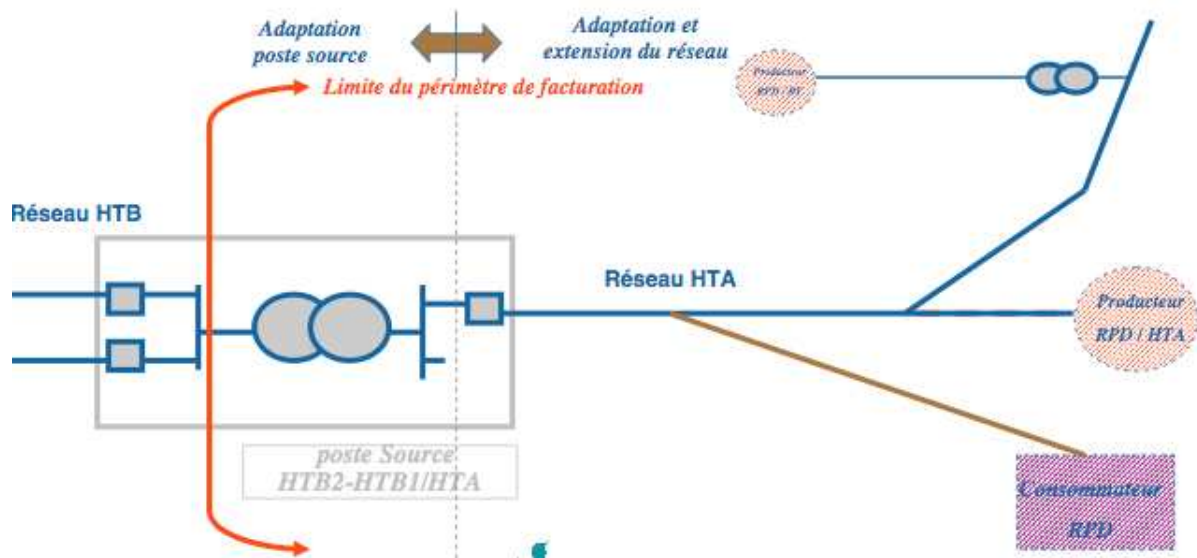
	Aérien		Souterrain	
Section du réseau	70 ² alu	150 ² alu	150 ² alu	240 ² alu
Puissance maximale transitée dans le réseau	<50kW	>=50 kW	<70kW	>= 70kW

ANNEXE 3- PERIMETRE DE FINANCEMENT DU PRODUCTEUR RACCORDE EN BT

	P<=6kVA en monophasé P<=18kVA en triphasé	P>6kVA en monophasé P>18kVA en triphasé	36kV<P<=250kV	
		D au poste HTA/BT<250m	D au poste HTA/BT>250m	
Branchement	Facturé selon barème - branchement si nouvelle installation. - modification du branchement existant.	Facturé selon barème : - branchement si nouvelle installation. - modification du branchement existant.	Facturé selon barème	Facturé selon barème
Extension BT	Facturé selon barème le cas échéant dans le cas d'un bâtiment neuf.	Facturé selon barème le cas échéant	Facturé selon barème le cas échéant	Facturé selon devis

Modification ou remplacement du réseau BT existant	NON	Facturé selon barème ordre de grandeur 100 €/m linéaire	Facturé selon barème ordre de grandeur 100 €/m linéaire	Facturé selon barème ordre de grandeur 100 €/m linéaire
Poste BT/HTA	NON	Modification du poste HTA/BT facturé sur devis si nécessaire.	Modification et/ou création du poste HTA/BT facturé sur devis si nécessaire. Remplacement d'un poste : ordre de grandeur 120k€	Modification ou création du poste HTA/BT facturé sur devis si nécessaire. Remplacement d'un poste : ordre de grandeur 120k€
Réseau HTA d'alimentation du poste crée	NON	NON	Facturé sur devis Ordre de grandeur : 500k€/km	Facturé sur devis Ordre de grandeur : 500k€/km
Poste source HTB/HTA	NON	NON	NON	NON

ANNEXE 4- PERIMETRE DE FINANCEMENT DU PRODUCTEUR EN HTA



ANNEXE 5- METHODE DE CALCUL DE LA TENSION

Source INSEE : Journées de Méthodologie Statistique – mars 2009

Qualité de la tension des réseaux de distribution électrique : Estimations des proportions d'utilisateurs mal desservis

Hélène CASTERMANT (*), Michel DIEBOLT (**), Myriam MAUMY-BERTRAND (***), Claire REINHARDT (****)

(*)Université de Strasbourg /(**)Électricité de Strasbourg /(***)IRMA, Université de Strasbourg /(****)Université de Strasbourg

La tension est exprimée en Volts (V), l'intensité du courant est exprimée en Ampères (A) et la puissance est exprimée en Watts (W). De plus la puissance est calculée en fonction de la tension et de l'intensité du courant.

La tension reçue par un utilisateur est inconnue en général et peut varier au cours du temps.

La tension « autorisée » peut varier de plus ou moins 10% par rapport à la tension nominale. Si la valeur efficace de la tension moyennée sur dix minutes est en dehors de ces limites, l'utilisateur est considéré comme mal desservi par rapport au décret cité en début de document. Une tension inférieure à 207V correspond à une chute de tension excessive et une tension supérieure à 253V correspond à une surtension excessive.

Le réseau électrique

Les différents réseaux

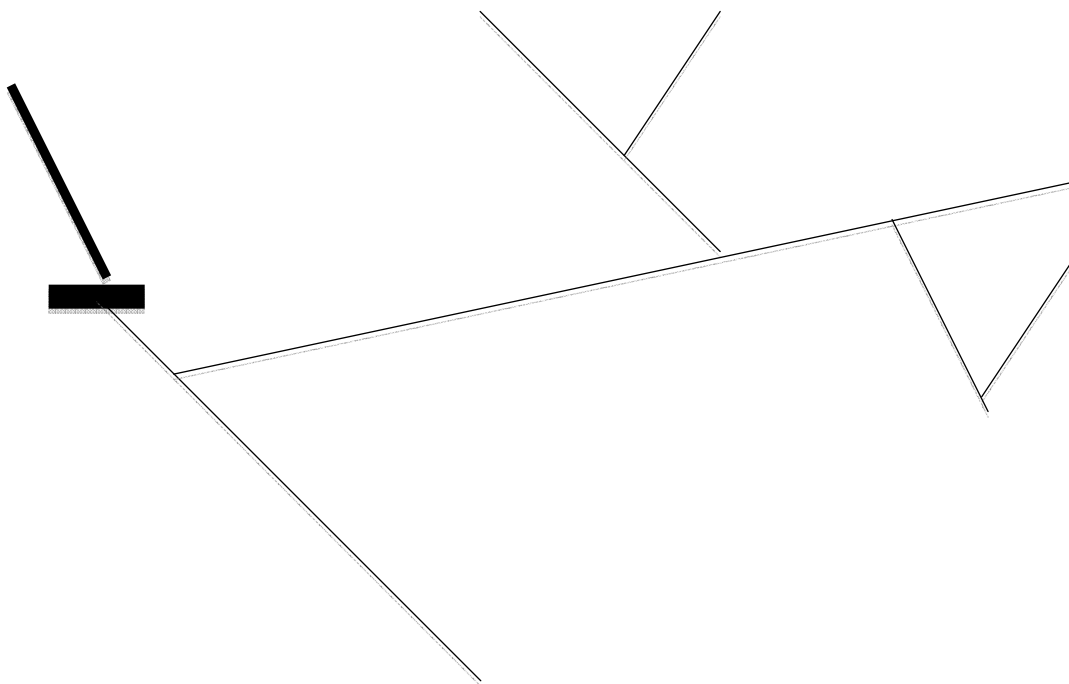
Le réseau électrique se compose de l'ensemble des câbles électriques connectés entre eux. Il existe différents types de réseaux :

- le réseau HT (Haute Tension) qui est utilisé pour le transport et la répartition de l'électricité. Il se décompose en deux sous-réseaux :
 - o le réseau HTB (Haute Tension B) qui sert à l'alimentation générale du niveau national (réseau 400kV) au niveau régional (réseau 63kV ou 90kV) ;
 - o le réseau HTA (Haute Tension A) qui est le réseau de distribution local en moyenne tension (rayon de 10 à 20km autour d'un poste source) ;
- le réseau BT (Basse Tension) (tension inférieure à 1000V) qui sert à la distribution électrique dans les quartiers ou communes (rayon d'environ 500m autour des postes de distribution).

Les câbles reliant les utilisateurs aux postes d'alimentation sont de types divers. En effet, il existe plusieurs sections de câbles. De plus, les câbles sont soit en aluminium, soit en cuivre et ils sont soit aériens (sur des « poteaux »), soit souterrains.

La figure 1 représente un poste d'alimentation et le réseau BT qu'il alimente.

Légende : *réseau HTA* *poste HTA/BT* *Réseau BT*



Système triphasé et monophasé

L'alimentation d'un utilisateur en monophasé nécessite deux fils, le neutre et une phase. La majeure partie des particuliers sont alimentés en courant alternatif monophasé. Par contre, lors de la production d'électricité et de son transport jusque chez l'utilisateur, l'énergie électrique est sous forme triphasée. L'alimentation électrique triphasée utilise quatre câbles : trois phases et le neutre qui est relié à la terre. Chaque phase est parcourue par un courant

alternatif sinusoïdal décalé de 120 degrés par rapport aux deux autres phases. Lorsque la somme vectorielle des trois phases est nulle le courant est dit équilibré.

Afin de rester le plus équilibré possible entre les phases, le Distributeur répartit au mieux les utilisateurs sur les trois phases. Le déséquilibre entre les phases est un des facteurs qui peut modifier la tension chez l'utilisateur.

Estimation de la proportion d'utilisateurs subissant des chutes de tension excessives

Une chute de tension se produit lorsque la tension est inférieure à la tension nominale. Le décret 2007-1826 cité au début de ce document autorise une baisse de la tension moyennée sur dix minutes jusqu'à -10% de la tension nominale (c'est-à-dire 207V) avant de considérer qu'il s'agit d'une chute de tension excessive.

Phénomène de chute de tension

Calcul de la chute de tension en réseau 230/400V

Le réseau est dimensionné et construit de telle sorte qu'entre le tableau de basse tension (dans le poste de transformation) et le coffret de branchement le plus mal desservi, la chute de tension maximale soit de 10%. Cependant, il peut arriver que les chutes de tension dépassent la valeur admissible. En effet, bien qu'à la base le réseau soit monté de sorte à ne pas connaître ce problème de tension, les cinq points suivants énoncent les raisons possibles :

- les calculs qui doivent être faits pour savoir comment ajouter un raccordement ne sont pas toujours traités jusqu'au bout par manque de temps ;
- les puissances consommées des utilisateurs peuvent augmenter selon les ajouts d'installations des utilisateurs ;
- les industries se développent sur le réseau BT ;
- pour raisons économiques, les rajouts de raccordement ne sont pas toujours faits comme il le faudrait ;
- Le réseau est mis en place sachant que dans 95% des cas, les utilisateurs ne consomment pas simultanément leur puissance maximale. Mais des problèmes de tension peuvent survenir dans les 5% de cas restants.

La chute de tension relative en système triphasé peut être calculée par l'expression suivante :

$$\text{avec } (\Delta U/U)\% = \frac{P \cdot L [R_0 + X_0 \cdot \tan \phi \cdot 100]}{U}$$

- ΔU : chute de tension en triphasé en Volts ;

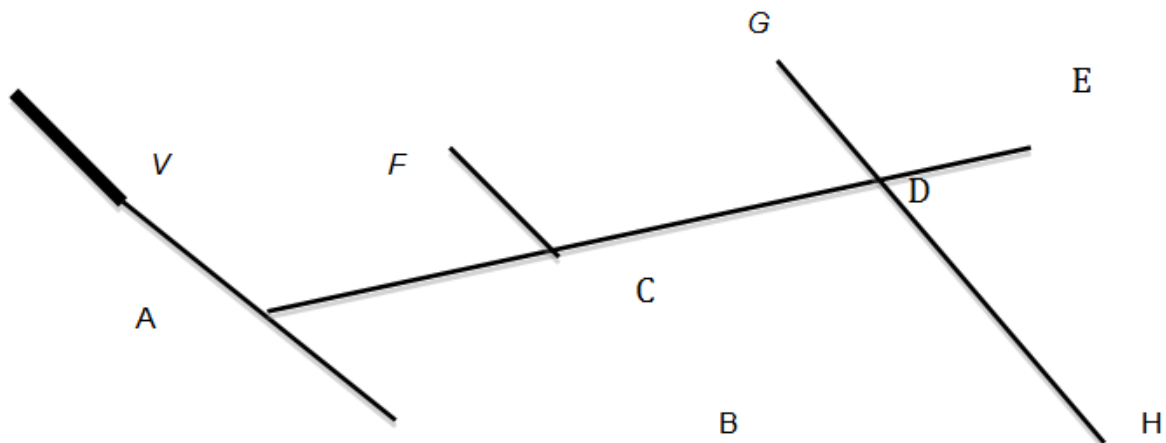
- U : tension composée du réseau en Volts (= 400V) ;
- P : puissance active transitant dans le tronçon en Watts ;
- L : longueur du tronçon en kilomètres ;
- R_0 : résistance linéique du conducteur en Ω . ;
- X_0 : réactance linéique du conducteur en Ω . ;
- ϕ : déphasage entre la tension et l'intensité qui sont en régime alternatif sinusoïdal. En l'absence de mesure du déphasage, on considère en pratique que $\tan \phi = 0,4$.

Cette expression montre que la chute de tension relative est proportionnelle à la distance du tronçon et à la puissance active transitant dans le tronçon. Les résistances et réactances linéiques du conducteur dépendantes de la nature des câbles (aluminium, cuivre...) et de leur section jouent également un rôle dans la chute de tension relative.

Après avoir fait le calcul des chutes de tension relatives de chaque tronçon du réseau BT, il suffit de les sommer sur le trajet EDL-poste pour obtenir une estimation de la chute de tension constatée effectivement chez l'utilisateur étudié.

Exemple de calcul de chute de tension

Considérons le schéma électrique du réseau BT ci-dessous :



Calculons les chutes de tension sur chaque tronçon avec les éléments suivants :

Tronçon	Section (mm ²)	Longueur (km)	R0 (Ohm/km)	X0 (Ohm/km)	Puissance (W)
VA	240	0,03	0,125	0,1	89000
AB	70	0,13	0,443	0,1	17000
AC	70	0,12	0,443	0,1	12000
CD	70	0,05	0,443	0,1	12000
DE	50	0,04	0,641	0,1	9000
CF	70	0,06	0,443	0,1	13000
DG	70	0,06	0,443	0,1	13000
DH	70	0,06	0,443	0,1	13000

Tableau 1 : Données du réseau BT

Noter que nous considérons sur chaque tronçon la puissance de pointe (pour estimer la chute de tension maximale possible) et des câbles en aluminium. Le tronçon VA contient la puissance cumulée à desservir pour tous les EDL de ce poste.

Nous effectuons pour chaque tronçon le calcul suivant :

$$(\Delta U/U)^{\%}$$

A partir de ces calculs, nous pouvons déterminer la chute de tension sur les EDL :

Cumul en %

Chute de tension en B : VA + AB = **0,94**

Chute de tension en G : VA + AC + CD + DG = **1,13**

Chute de tension en E : VA + AC + CD + DE = **1,03**

ANNEXE 6 : SCHEMA DE RACCORDEMENT D'UN PRODUCTEUR <36kVa

Exemple de raccordement d'une installation de production inférieure à 36kVA avec extension de réseau car le réseau existant n'arrivait pas en regard de la parcelle.

