

GUIDE

INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES EN AUTOCONSOMMATION

JUIN 2019

● NEUF ● RÉNOVATION



PROGRAMME D'ACTION POUR LA QUALITÉ DE LA CONSTRUCTION ET DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

AVANT-PROPOS

Programme PACTE

Le Programme d'Action pour la qualité de la Construction et la Transition Énergétique a pour objectif d'accompagner la montée en compétences des professionnels du bâtiment dans le champ de l'efficacité énergétique dans le but d'améliorer la qualité dans la construction et les travaux de rénovation.

Financé par les Pouvoirs publics, le programme PACTE s'attache depuis 2015 à favoriser le développement de la connaissance, la mise à disposition de référentiels techniques et d'outils pratiques modernes adaptés aux pratiques des professionnels et, à soutenir les territoires dans toutes leurs initiatives dans ce champ.

Les actions menées s'inscrivent dans la continuité des travaux de modernisation des Règles de l'art initiés dans le cadre du programme RAGE.

Les Guides PACTE

Les Guides PACTE sont des documents techniques sur une solution technique innovante améliorant les performances énergétiques des bâtiments. Leur objectif est de donner aux professionnels de la filière les règles à suivre pour assurer une bonne conception, ainsi qu'une bonne mise en œuvre et réaliser une maintenance de la solution technique considérée. Ils présentent les conditions techniques minimales à respecter. Ils n'ont pas vocation à se substituer aux textes de références en vigueur (NF, DTU, ATec ou DTA, etc.).

Retrouvez gratuitement la collection sur www.programmepacte.fr

UNE COLLECTION
UNIQUE



PROGRAMME D'ACTION POUR LA QUALITÉ DE LA CONSTRUCTION ET DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

SOMMAIRE

01 • Préambule.....	4
02 • Domaine d'application.....	5
03 • Documents de référence.....	7
04 • Définitions utiles et glossaire des acronymes.....	11
05 • Éléments de contexte.....	13
06 • Vérifications préalables à la mise en œuvre d'une installation en autoconsommation.....	32
07 • Méthodologie de conception et de dimensionnement.....	37
08 • Démarches administratives et coûts réglementaires.....	64
09 • Mise en œuvre électrique.....	71
10 • Exploitation et maintenance.....	86
11 • Sécurité.....	89
12 • Annexes.....	94
• Table des matières.....	111
• Table des tableaux.....	113
• Table des figures.....	114



VERSION	DATE DE LA PUBLICATION	MODIFICATIONS
INITIALE	Juin 2019	

Ce document a été élaboré dans le cadre du programme PACTE (Programme d'Action pour la qualité de la Construction et la Transition Énergétique) qui s'inscrit dans la continuité du programme RAGE (Règles de l'Art Grenelle Environnement).

Il constitue un guide destiné à donner aux professionnels du bâtiment (installateurs, mainteneurs, bureaux d'études, architectes, conducteurs d'opération) les clés pour les phases de faisabilité, de conception, de mise en œuvre, d'exploitation et de maintenance d'installations photovoltaïques en autoconsommation.

Il n'a cependant pas vocation à se substituer à une évaluation technique de la satisfaction aux exigences réglementaires ainsi que de l'aptitude à l'emploi. Cette évaluation est à réaliser au cas par cas pour chaque système dans le cadre d'avis techniques (ATec).

Ce guide traite principalement des spécificités des installations en autoconsommation. Il n'a pas vocation à être autoporteur pour la réalisation d'une installation photovoltaïque. Il existe en effet d'autres guides, notamment dans le cadre du programme PACTE, qui traitent plus généralement des installations photovoltaïques. Ce guide y fera alors référence.

 **Certains éléments de ce guide (références réglementaires, dispositifs de soutien...) sont sujets à des évolutions importantes, dans ce domaine en pleine mutation. Nous attirons donc l'attention des lecteurs sur l'importance de suivre par ailleurs les modifications réglementaires.**

Par ailleurs, et compte tenu des informations apportées dans l'avertissement ci-dessus, ce guide se focalise davantage sur les aspects énergétiques de l'autoconsommation, que sur ses aspects financiers. Ces derniers ne sont pour autant pas occultés.

Enfin, les éléments de conception fournis n'ont pas vocation à maximiser à tout prix le *taux d'autoconsommation* d'une installation, mais plutôt à chercher le compromis le plus intéressant entre les potentialités du site en matière de production, et l'adéquation avec la courbe de charge du bâtiment. On raisonne ainsi à la fois sur les *taux d'autoconsommation* et *d'autoproduction*.



Ce guide est dédié aux systèmes photovoltaïques fonctionnant en auto-consommation, qu'elle soit partielle ou totale. Sont concernées aussi bien les installations connectées au réseau électrique public en métropole continentale qu'en zone non interconnectée (ZNI). Les installations en sites isolés ne sont pas traitées dans ce guide. Nous invitons le lecteur à consulter la référence fournie au chapitre suivant sur le sujet. De plus, ce guide couvre aussi bien les installations en autoconsommation individuelle que collective dans la mesure où les éléments traités sont avant tout techniques.

Les **typologies d'installations** visées sont principalement les installations situées sur les bâtiments (toiture, façades) ou aux alentours des bâtiments (ombrières de parking ou autres structures porteuses). Les centrales au sol ne sont pas traitées dans ce guide.

Ce guide traite de l'ensemble des **typologies d'usage des bâtiments**, en réalisant une différenciation entre les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel qui présentent des profils de consommation, donnant lieu à des *taux d'auto-consommation* et *d'autoproduction* bien particuliers.

Concernant **les domaines de puissance**, les installations visées sont celles de petite à moyenne puissance raccordées aux réseaux publics Basse Tension (BT) et Moyenne Tension (HTA). Les segments de puissance vont quant à eux se caractériser par des solutions techniques (notamment de raccordement) spécifiques.

Le tableau ci-dessous donne un aperçu synthétique de ces différences selon les secteurs et/ou selon les domaines de puissance.

Dans le guide, les types d'installations concernées sont précisés à chaque paragraphe.

Tableau 1 – Éléments de différenciation selon le type de bâtiment ou d'installation

RÉSIDENTIEL	TERTIAIRE	INDUSTRIEL ET COMMERCIAL
BT ≤ 36	BT > 36	HTA
Cadre réglementaire (en vigueur à la date de parution)		
Obligation d'achat (prime et vente du surplus)	Obligation d'achat ou Appels d'Offres	Appels d'Offres
Autoconsommation individuelle ou collective	Autoconsommation individuelle ou collective ou avec consommateurs associés sur site	Autoconsommation individuelle ou avec consommateurs associés sur site
Conception		
Consommation : données de comptage via le compteur communicant ou à défaut, profils types	Consommation : données de comptage et/ou analyse facture et/ou campagne de mesure sur site	
Production : profils types		Production : génération de courbe
Analyse du potentiel de production du site, détermination des taux (autoconsommation, autoproduction, etc.) et évaluation de l'intérêt d'un dispositif de pilotage et/ou de stockage, le cas échéant.	Analyse du potentiel de production du site, détermination des taux (autoconsommation, autoproduction, etc.) et optimisation par orientation est/ouest, écrêtement, pilotage de charge, etc.	
Cas de l'autoconsommation collective : définir les clés de répartition		
Plan d'affaires : importance de valoriser le surplus	Plan d'affaires : analyse de l'intérêt de valoriser le surplus ou non	Plan d'affaires : possibilité de ne pas valoriser le surplus (taux d'autoconsommation entre 80 et 100 %)
Mise en œuvre		
Guides UTE C 15-712 avec CONSUEL	Guide UTE C 15-712-1 avec CONSUEL et rapport de contrôle si Établissement à Réglementation Particulière	Guide UTE C 15-712-1 avec rapport de contrôle exigé par le gestionnaire de réseau Normes NF C 13-100 et rapport de contrôle pour le poste de livraison si modification et NF C 13-200 pour la distribution privée
Branchement avec compteur mutualisé		
Cas spécifique des colonnes montantes		Caractéristiques spécifiques du site, notamment du poste de livraison et de(s) poste(s) de transformation
Exploitation		
Matériel de pilotage consommation/production développé dans le cadre de l'autoconsommation	Suivi de production classique et suivi d'autoconsommation via les suivis de consommation existants (compteurs ou GTB) ou les dispositifs spécifiques mis en place à la réalisation du projet	

Les caractéristiques d'une installation photovoltaïque en autoconsommation sont abordées en se focalisant sur celles qui diffèrent d'une installation en injection de la totalité. Par exemple, la partie mise en œuvre est axée prioritairement sur les aspects électriques. La partie entretien et maintenance aborde prioritairement les outils permettant le suivi de la production et de la consommation, ainsi que l'entretien des solutions de stockage.

La **cible du guide** est constituée par les petites entreprises (TPE-PME), il a donc vocation à être didactique, et concret. Il est ainsi fait référence dans le guide à des projets réels d'opération d'autoconsommation, que ce soit pour évoquer des retours d'expérience, ou étayer les points abordés par des focus sur des installations existantes.

Les documents de référence viennent en complément des documents listés dans le guide RAGE « Systèmes photovoltaïques par modules rigides en toitures inclinées – guide de conception, de mise en œuvre et de maintenance » – mars 2013.

Certains éléments de ce guide, dont les références réglementaires, sont sujets à des évolutions importantes. Nous attirons donc l'attention des lecteurs sur l'importance de suivre par ailleurs les évolutions réglementaires.

3.1 Références législatives et réglementaires

Le contexte législatif et réglementaire évolue rapidement. L'objectif de ce paragraphe est de présenter brièvement le cadre actuel et son implication du point de vue de la valorisation économique de la production photovoltaïque. Cette liste, non exhaustive, est valable à la date de rédaction du guide.

- Codes législatifs et réglementaires
 - Code de l'énergie : partie législative et réglementaire) : Livre III : les dispositions relatives à l'électricité/Titre 1 : la production/Chapitre V : L'autoconsommation/articles L315-1 et suivants, articles D315-1 et suivants (autoconsommation individuelle et collective)
 - Code des douanes : article 266 quinquies C (conditions d'exonération de CSPE)
 - Code général des collectivités territoriales : article L3333-2 (conditions d'exonération de TCFE)
 - Code général et bulletin officiel des impôts
 - BOI-TVA-LIQ-30-20-90 (conditions pour bénéficier du taux de TVA réduit à l'investissement)
 - BOI-TFP-IFER-10 (conditions d'imposition de l'IFER)
- Textes d'application
 - Arrêtés tarifaires
 - Arrêté du 4 mai 2017 pour les ZNI (prime fixe et vente du surplus pour $P \leq 100$ kWc sur bâtiment)
 - Arrêté du 9 mai 2017 pour la France métropolitaine continentale (prime fixe et vente du surplus pour $P \leq 100$ kWc sur bâtiment)
 - Appels d'offres :
 - Appels d'offres pour les installations en autoconsommation et situées en métropole continentale (complément de rémunération pour l'autoconsommation et la vente en surplus pour $100 \text{ kW} < P \leq 1 \text{ MW}$)
 - *Appels d'offres pour les installations en autoconsommation et situées en ZNI (complément de rémunération pour l'autoconsommation et la vente en surplus pour $100 < P \leq 500 \text{ kW}$) – clos*

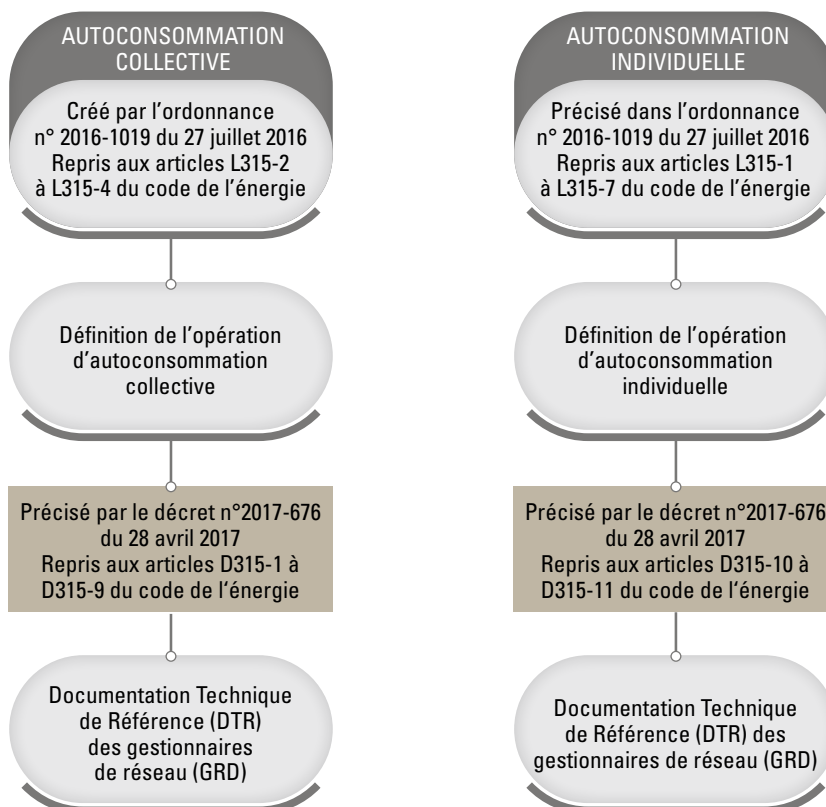
- Appels d'offres pour les installations sur bâtiment en métropole continentale (contrat d'achat pour $100 < P \leq 500\text{kWc}$ – option possible en vente du surplus).
- Documentation Technique de Référence (DTR) du Gestionnaire de Réseau de Distribution (GRD)
 - Conditions de raccordement, d'accès au réseau et d'exploitation : voir l'ensemble des documents sur <https://www.enedis.fr/documents>
 - Protections de découplage : Enedis-NOI-RES_13E
 - Conditions d'accès aux données de comptage : Enedis-NOI-CPT_01E (documentation technique), Enedis-OPE-CF_08E (procédure de communication)
 - Conditions de raccordement d'une installation de stockage : Enedis-PRO-RES_78E
 - SEI REF 02 : Documentation technique de référence pour le raccordement des installations de production d'électricité aux réseaux des ZNI
 - SEI REF 03 : Déconnexion des installations de production mettant en œuvre de l'énergie fatale à caractère aléatoire dans les ZNI
- Délibérations de la CRE sur le TURPE
 - Délibération 2018-148 sur le TURPE à compter du 1^{er} août 2018
 - Délibération 2018-115 sur la tarification de l'autoconsommation

L'ensemble des textes législatifs et réglementaires sont consultables sur <https://www.legifrance.gouv.fr/>

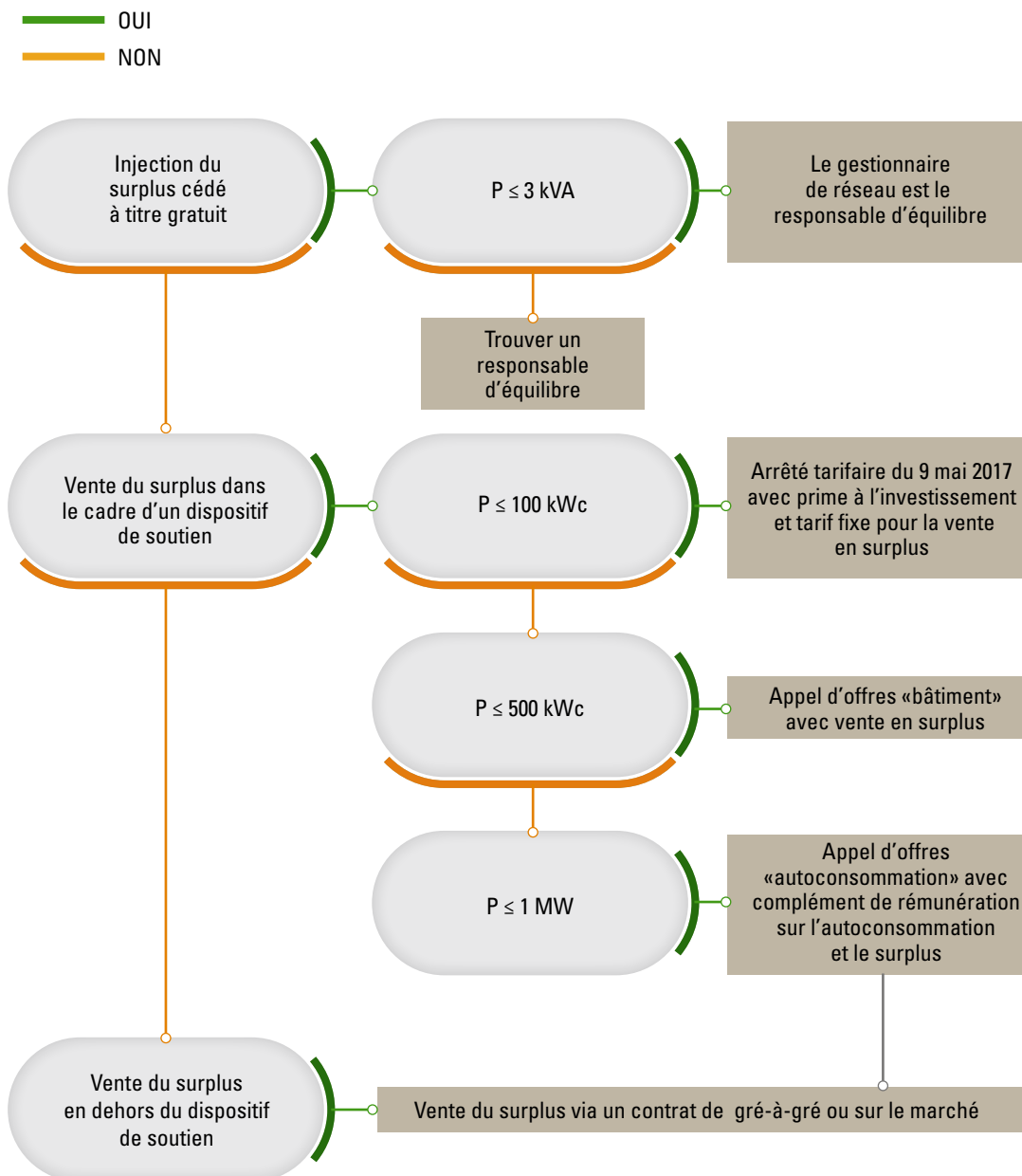
Les bulletins officiels des impôts sont accessibles sur <http://bofip.impots.gouv.fr>

Les cahiers des charges des appels d'offres et les délibérations de la CRE sont disponibles sur <https://www.cre.fr/Documents>

Des appels à projets régionaux peuvent également concerner des installations photovoltaïques en autoconsommation. Une liste est disponible sur <https://www.photovoltaique.info/fr/tarifs-dachat-et-autoconsommation/autres-aides-financieres/appels-a-projets-et-aides-regionales/>



Logigramme 1 – Cadre législatif et réglementaire de l'autoconsommation



Logigramme 2 – Textes réglementaires applicables selon la puissance et le mode de valorisation économique

3.2 Autres références

■ Guides de recommandations

- Guide RAGE « Systèmes photovoltaïques par modules rigides en toitures inclinées – Neuf et rénovation » – mars 2013.
- Calepin de chantier PACTE « Systèmes photovoltaïques par modules rigides intégrés en couverture » – février 2017.
- Guide « Installations solaires photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution et inférieures ou égales à 250 kVA » édité dans les cahiers pratiques de l'association Promotelec.
- Plaque AQC du « Photovoltaïque raccordé au réseau dans le bâtiment ».
- Plaque AQC du « Photovoltaïque en autoconsommation – points de vigilance ».

- Guide ADEME pour « la réalisation de projets photovoltaïque en auto-consommation, dans les secteurs tertiaire, industriel et agricole » – juillet 2017
- Guide ADEME – SER : « Maîtriser le risque lié aux installations photovoltaïques » – juin 2013
- Règles Professionnelles des Systèmes de Pergolas à ossature aluminium – SNFA – septembre 2017
- Normes et guides électriques :
 - NF C 15-100 : Installations électriques à basse tension
 - Guide UTE C 15-712-1 – version juillet 2013 : Installations photovoltaïques sans stockage et raccordées au réseau public de distribution
 - Norme expérimentale XP C 15-712-3 – version février 2016 jusqu'au 1^{er} février 2019 : Installations photovoltaïques avec dispositif de stockage et raccordées à un réseau public de distribution
 - NF C 13-100 : Poste de livraison alimenté par un réseau de distribution publique HTA
 - NF C 13-200 : Installations électriques à haute tension
- Sites isolés :
 - Guide UTE C 15-712-2 – Installations électriques à basse tension – Installations photovoltaïques autonomes non raccordées au réseau public de distribution avec stockage par batterie – Juillet 2013
 - « Le photovoltaïque pour tous (deuxième édition) – Conception et réalisation d'installations » – Chapitre 5 pour les systèmes autonomes de janvier 2010
Éditeur : Observ'ER, Solarpraxis et Le moniteur
Rédacteur : Falk Antony, Christian Dürschner & Karl-Heinz Remmers
ISBN : 978-2-913620-48-3
 - « L'électrification solaire photovoltaïque » d'octobre 2016
Éditeur : Observ'ER
Auteur : Gérard Moine
ISBN : 978-2-913620-56-8
- Véhicules électriques :
 - Individual Mobility : From conventional to electric cars – European Commission, Joint Research Centre (JRC) Science and Policy Report – 2015
 - La voiture de demain : carburants et électricité – Centre d'analyse stratégique – Rapport de la mission présidée par Jean Syrota – 2011
 - IEA PVPSTASK 17: Photovoltaic and mobility (<http://www.iea-pvps.org>)



Ces mots seront repérés dans le document en apparaissant en italique.

4.1 Définitions utiles

Consommation totale (kWh) : somme de la consommation autoproduite et de la consommation soutirée du réseau public

Injection (kVA ou kW) : Part de la production injectée sur le réseau public de distribution

Production totale (kWh) : somme de la production autoconsommée et de la production injectée au réseau public

Puissance injectée (kVA ou kW) : puissance injectée maximale sur le réseau public correspondant à la puissance apparente en BT (kVA) et à la puissance active en HTA (kW).

Puissance installée (kW ou kWc) : puissance maximale que peut générer l'installation photovoltaïque

Puissance souscrite (kVA ou kW) : puissance référente pour le domaine de tension du site

Soutirage (kWh) : part de la consommation soutirée du réseau public de distribution

Talon de consommation (kW) : puissance de consommation minimale sur une période donnée

Taux d'autoconsommation (%) : rapport entre la part de l'énergie produite consommée sur place et la *production totale*.

Taux d'autoproduction (%) : rapport entre la part de l'énergie consommée produite sur place et la *consommation totale*

Taux de couverture (%) : correspond au rapport entre la production annuelle et la consommation annuelle

4.2 Liste des acronymes

AC : Courant alternatif

AGCP : Appareil Général de Coupure et de Protection

BMS : Battery Management System

BT : Basse Tension

CCTP : Cahier des Clauses Techniques Particulières

CGI : Conditions Générales d'Utilisation

CRE : Commission de Régulation de l'Énergie

CSPE : Contribution au Service Public d'Electricité
CTA : Contribution Tarifaire d'Acheminement
CTP : Cheminement Technique Protégé
DC : Courant continu
DEIE : Dispositif d'Échange d'Informations d'Exploitation
DDR : Dispositif Différentiel Résiduel
DTR : Documentation Technique de Référence des Gestionnaires de Réseaux
GE : Groupe Électrogène
GRD : Gestionnaire de Réseau Public de Distribution
GTB/GTC : Gestion Technique du Bâtiment/Gestion technique Centralisée
GTL : Gaine Technique Logement
HTA : Moyenne tension
ICPE : Installation Classée pour la Protection de l'Environnement
IFER : Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux
LCOE : (Levelized Cost of Energy) Coût actualisé de la production
LTECV : Loi relative à la Transition Energétique pour la Croissance Verte
MDE : Maîtrise de la Demande en Electricité
PDL : Point De Livraison
PPM (ou MPP en anglais) : Point de Puissance Maximale
PV : Photovoltaïque
RPD : Réseau Public de Distribution
SDIS : Service Départemental d'Incendie et de Secours
SLT : Schéma de Liaison à la Terre
TC : Transformateur de Courant
TCFE : Taxe (locale) sur la Consommation Finale d'Electricité
TGBT : Tableau Général Basse Tension (tableau électrique)
TURPE : Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité
ZNI : Zone Non Interconnectée ou « Petits réseaux isolés » : Zones du territoire français qui ne sont pas connectées au réseau public de distribution continental



5.1 Contexte du développement de l'autoconsommation en France

Autoconsommer ou consommer directement sa propre production électrique n'est pas un phénomène récent.

En effet, les premières installations photovoltaïques ont été développées dans les années 50 pour permettre de fournir directement de l'énergie à des applications nomades (applications militaires de télécommunication), aux satellites géostationnaires puis aux bâtiments en sites isolés.

Le premier raccordement au réseau d'une installation photovoltaïque a eu lieu en France en 1992 : à cette époque, il s'agissait d'une installation en autoconsommation avec un compteur qui tournait à l'envers (interdit depuis).

Dix ans après, en 2002, les premières aides financières de l'État proposaient un tarif d'achat dont le montant était équivalent au prix de l'électricité, incitant ainsi à autoconsommer et à ne vendre que le surplus (et nécessitant à cette époque des aides complémentaires, le tarif d'achat n'étant pas suffisant pour rentabiliser l'installation).

En 2006, la tendance s'inversa : les tarifs d'achat mis en place incitaient fortement à la vente de la totalité de la production photovoltaïque (bien que l'option « vente du surplus » soit toujours possible) et le développement du marché s'est fortement réalisé en ce sens.

Ce n'est qu'après le moratoire, fin 2011, que le marché s'est de nouveau orienté vers l'autoconsommation, en réponse notamment à un désir plus fort des consommateurs de maîtriser leur consommation d'énergie et leur approvisionnement d'électricité.

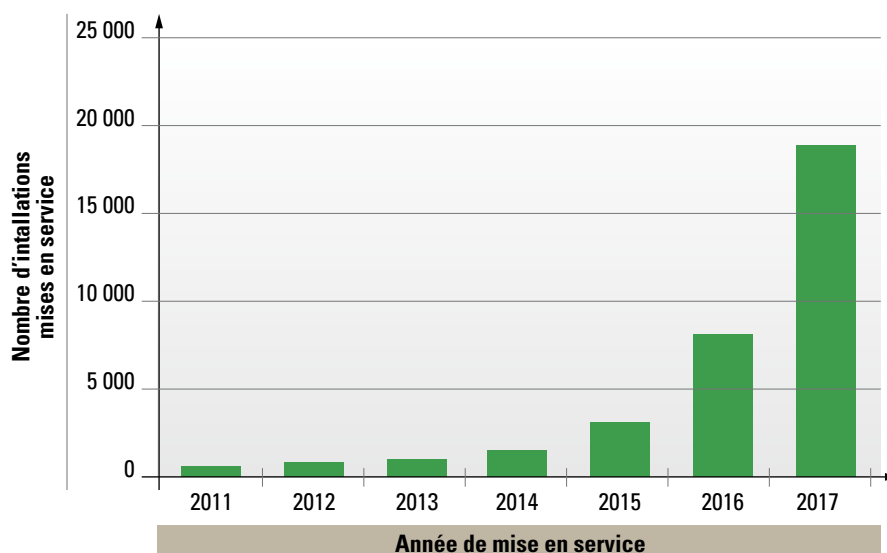


Figure 1 – Nombre d'installations mises en service en autoconsommation (totale et partielle)

La loi LTECV en 2015 avec des textes d'application en 2016-2017 a permis de définir ce qu'était l'autoconsommation individuelle et collective et de mettre en place des dispositifs spécifiques de soutien à l'autoconsommation.

5.2 Principe électrique de l'autoconsommation

D'un point de vue physique, l'électricité est le résultat du déplacement d'électrons aux bornes d'un conducteur métallique sous l'effet d'une différence de potentiel. La densité des électrons est d'autant plus importante que la résistance du conducteur est faible et donc que celui-ci est court. Les électrons générés par le champ PV seront ainsi « autoconsommés » majoritairement au plus près de leur lieu de production.

COMMENTAIRE

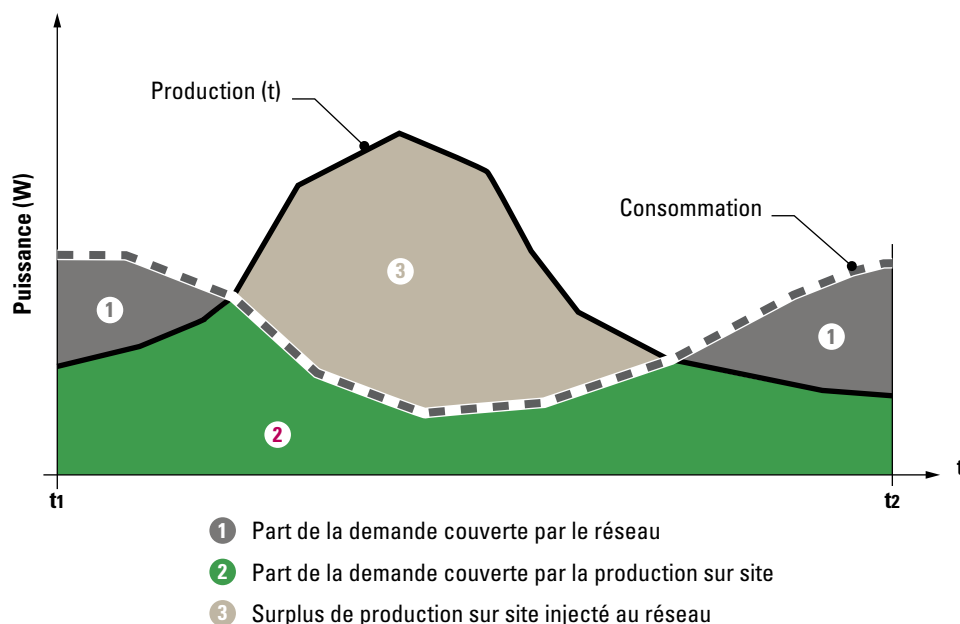
Quelles que soient les configurations électriques d'une installation photovoltaïque, le flux d'énergie produit sera consommé instantanément au plus proche.

Cette consommation (ou autoconsommation) se fait sur l'instant, l'électricité étant un vecteur énergétique qui n'a pas une capacité de stockage intrinsèque (et qui de manière générale est difficile à stocker).

Si la production électrique est supérieure à la consommation sur une période donnée, l'énergie autoconsommée sera égale à la consommation. Le surplus de production sera alors consommé par d'autres consommateurs raccordés au réseau (zone 3 de la figure ci-dessous).

Si la production électrique est inférieure à la consommation sur une période donnée, l'énergie autoconsommée sera égale à la production. Un complément d'approvisionnement électrique provenant du réseau sera alors nécessaire (zones 1 de la figure ci-dessous).

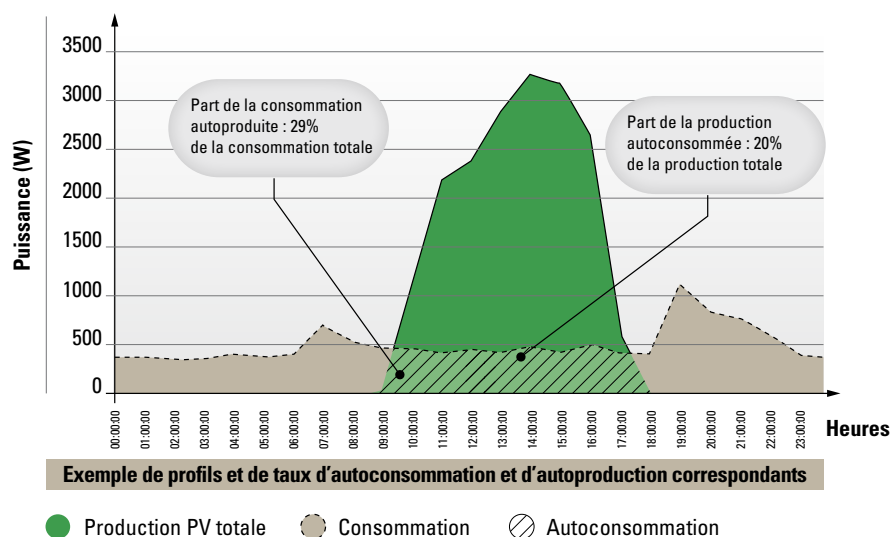
Figure 2 – Illustration du principe de l'autoconsommation au sens physique



L'enjeu est d'évaluer la part de production consommée sur place (autoconsommation) et la part de consommation produite sur place (autoproduction) avec les deux indicateurs suivants :

- le **Taux d'autoconsommation**, rapport entre la part de l'énergie produite consommée sur place et la *production totale* ;
- le **Taux d'autoproduction**, rapport entre la part de l'énergie consommée produite sur place et la *consommation totale* ;

Figure 3 – Exemple de profils et de taux d'autoconsommation et d'autoproduction correspondants



Le **taux de couverture** correspond quant à lui au rapport entre la *production totale* sur la *consommation totale*, sans prendre en compte la corrélation instantanée entre les deux. Dans ce cas, l'approche consiste à percevoir d'un côté la production annuelle d'énergie, de l'autre la quantité consommée sur le site.

COMMENTAIRE

Les *taux d'autoconsommation* et *d'autoproduction* sont des taux qui peuvent être affichés à l'échelle d'une année mais qui sont calculés sur un pas de temps le plus fin possible (comparaison entre production et consommation à chaque pas de mesure). Le *taux de couverture* est calculé généralement sur un pas de temps annuel.

< FOCUS SUR LES RÉGLEMENTATIONS THERMIQUES ET LE LABEL E+C-

Dans le cadre des réglementations thermiques en vigueur (RT2012 pour les bâtiments neufs et RT existant pour les rénovations de bâtiments), il n'y a pas de calcul du *taux d'autoconsommation* des productions électriques réalisées sur site.

Cependant, cette production électrique peut venir en déduction des consommations d'énergies du bâtiment, en respectant une valeur maximale pour les bâtiments résidentiels (12 kWh_{ep}/m².an), et sans limitation pour les bâtiments tertiaires. Cette déduction peut permettre d'aider à respecter les exigences des réglementations thermiques en termes de consommations énergétiques (exigence dite $C_{ep_{max}}$).

Le lancement de l'expérimentation E+C- fin 2016 est venu changer ce paysage. En effet, dans cette expérimentation, un calcul du *taux d'autoconsommation* des productions électriques présentes sur la parcelle du bâtiment objet de l'expérimentation est réalisé, sur la base d'un calcul au pas de temps horaire. Il n'a pas pour but de refléter le *taux d'autoconsommation* rencontré sur le terrain, ou de servir de base à une exigence future, mais uniquement de permettre de définir quelle part de l'empreinte environnementale du système de production électrique doit reposer sur le bâtiment producteur (en effet, ce calcul se base, sur certains postes, sur des consommations conventionnelles, dont la valeur et la répartition journalière, peuvent être très différentes des éléments terrain).

Cette expérimentation pourrait préfigurer la future réglementation environnementale (et non plus seulement thermique) à l'horizon 2020, et donc indiquer l'introduction du calcul d'un *taux d'autoconsommation* dans celle-ci.

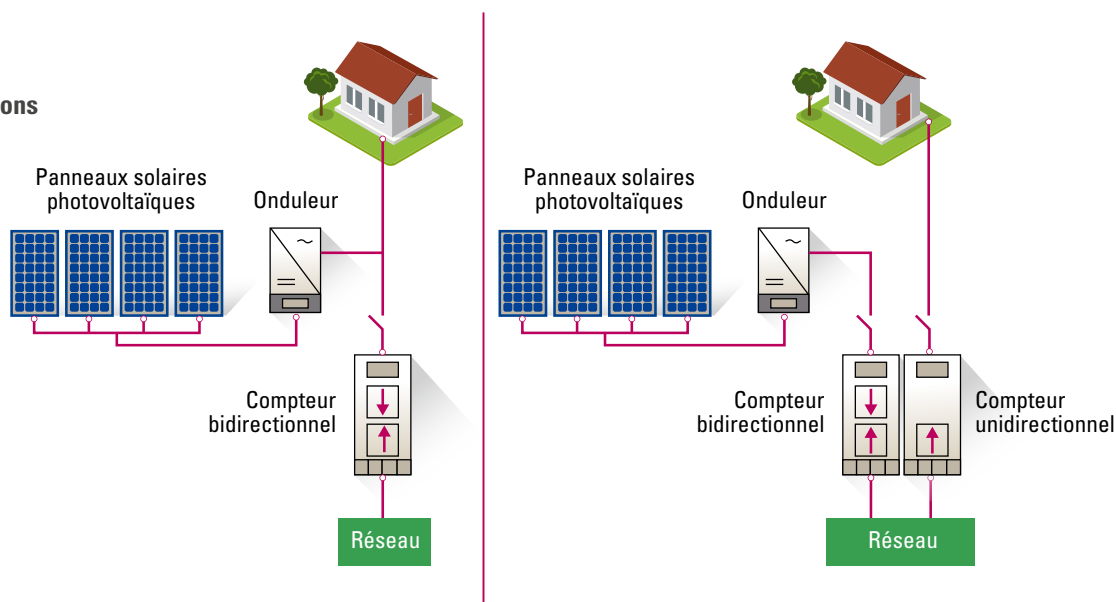
5.3 Valeur économique de l'autoconsommation

L'autoconsommation au sens physique du terme correspond à la consommation à un instant t de la production photovoltaïque. La question se pose alors de sa valorisation économique et de la différence possible entre flux physique et flux économique.

5.3.1 Modes de valorisation économique

On peut retenir quatre principaux modes de valorisation économique :

Figure 4 – Schéma de principe d'installations en autoconsommation avec vente du surplus et vente de la totalité



- **La vente totale (cas à droite sur schéma ci-dessus) :** le producteur vend la totalité de sa production énergétique à un acheteur, à un tarif fixé par ou avec l'État (dans le cadre de l'obligation d'achat ou des appels d'offres) ou à une offre de marché. Le consommateur achète la totalité de sa consommation à un fournisseur d'énergie, à un tarif réglementé ou une offre de marché. Dans ce cas, il n'y a pas de valorisation économique de l'autoconsommation, même si physiquement les électrons seront consommés au plus proche (donc en premier lieu par le consommateur).
- **La vente du surplus (cas à gauche sur schéma ci-dessus) :** le producteur vend la part de sa production qui n'est pas consommée sur place à un acheteur, à un tarif fixé par ou avec l'État (dans le cadre de l'obligation d'achat ou des appels d'offres) ou à une offre de marché. Le consommateur achète la part de sa consommation qui n'est pas produite sur place à un fournisseur d'énergie, à un tarif réglementé ou une offre de marché. La part consommée sur site permet une économie sur la facture correspondante à l'énergie économisée.
- **L'autoconsommation partielle avec *injection* du surplus sans vente :** Le producteur cède sans rémunération la part de sa production qui n'est pas consommée sur place et qui est injectée sur le réseau. Le consommateur achète au fournisseur la part de sa consommation qui n'est pas produite sur place. La part consommée sur site permet une économie sur la facture correspondante à l'énergie économisée.
- **L'autoconsommation totale sans *injection* :** le producteur dimensionne son installation ou prévoit un dispositif d'écrêtage de telle manière que la part de sa production qui n'est pas consommée sur place soit nulle. Le consommateur achète au fournisseur la part de sa consommation qui n'est pas produite sur place. La part consommée sur site permet une économie sur la facture correspondante à l'énergie économisée. La part d'énergie écrêtée est perdue physiquement et économiquement.

COMMENTAIRE

D'une manière générale, on parle d'autoconsommation lorsque la valorisation du kWh photovoltaïque repose sur les économies générées sur la facture de consommation ainsi que sur la vente du surplus de production.

5.3.2 Economies de facture de consommation

La facture de consommation d'électricité se décompose en plusieurs parts, l'ensemble étant soumis à la TVA (dont le taux varie selon les catégories) :

- **part fixe** (dit « abonnement ») en €/kW de puissance souscrite incluant les coûts fixes des fournisseurs, les composantes fixes du TURPE et la CTA ;
- **part variable** en c€/kWh d'énergie fournie incluant les coûts de fourniture, les composantes variables du TURPE et les taxes spécifiques à l'électricité (CSPE, TCFE).

L'économie de facture dans le cas d'autoconsommation va en premier lieu être générée sur la part variable puisque le nombre de kWh facturés par le fournisseur sera moindre. Ainsi, si 10 kWh sont autoconsommés, ce seront 10 kWh en moins qui seront facturés. Une économie de facture sur la part fixe ne peut être réalisée qu'uniquement si l'autoproduction permet de diminuer la puissance souscrite.

❗ **C'est le *taux d'autoproduction* qui permet de calculer la proportion de kWh qui seront autoproduits et donc de calculer l'économie de part variable sur la facture.**

L'évolution du prix de l'électricité est difficilement prévisible, ce qui impacte fortement la visibilité financière de l'autoconsommation, et variable selon les puissances souscrites et options tarifaires.

À titre d'exemple, le graphique ci-dessous est issu de données de tarifs réglementés avec les hypothèses d'un abonnement de 12 kVA avec une option heures pleines/heures creuses réparties 54 %/46 % et une consommation annuelle de 12 000 kWh/an.

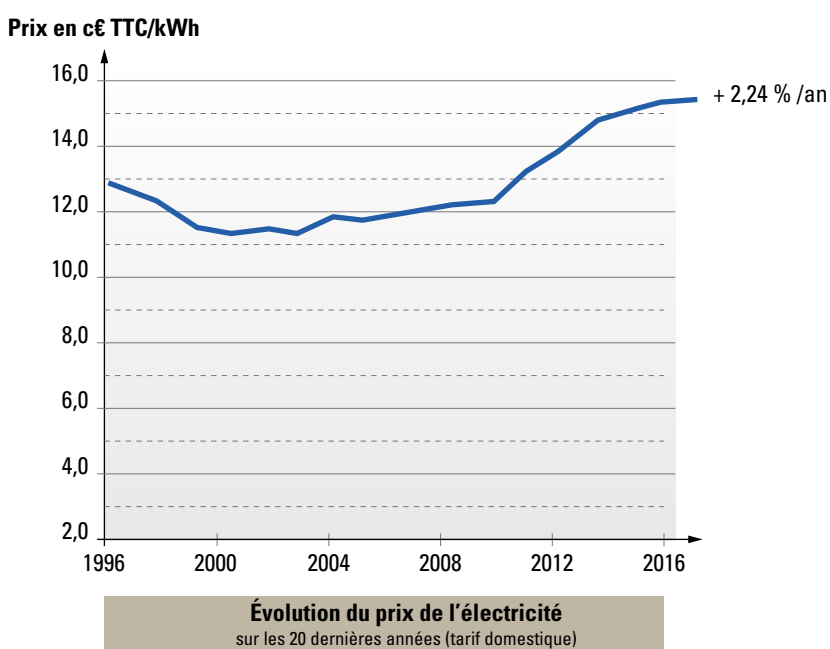


Figure 5 – Évolution du prix de l'électricité sur les 20 dernières années

À titre de comparaison, la part variable du tarif réglementé pour une option base puissance souscrite à 6 kVA était de :

- 11,060 c€TTC/kWh au 1^{er} août 2008 ;
- 13,289 c€TTC/kWh au 1^{er} août 2013 ;
- 14,51 c€TTC/kWh au 1^{er} août 2018.

Ce qui représente une augmentation moyenne annuelle de **2,75 %/an depuis 10 ans (1,77 %/an depuis 5 ans)**.

La part variable représente dans ce cas à ce jour 80 % du montant de la facture (hypothèse d'une consommation de 3 000 kWh/an).

■ COMMENTAIRE

Des simulations d'évolution passée des tarifs réglementés d'électricité (antériorité de 10 ans) sont possibles sur <https://calculettes.energie-info.fr/calculettes/evolution-electricite>.

5.3.3 Modèle économique

Le modèle économique se base sur la capacité de rentabiliser les coûts actualisés d'investissement et de fonctionnement de l'installation photovoltaïque (LCOE) par les économies financières d'énergie, tout en assurant un approvisionnement électrique au consommateur dont le coût est connu d'avance (globalement stable pendant la durée de vie de l'installation photovoltaïque).

Du point de vue du consommateur, l'objectif est de limiter le nombre de kWh fournis par le fournisseur, dont l'évolution des prix est imprévisible en augmentant la part des kWh autoproduits dont le coût est connu d'avance.

Du point de vue du producteur, l'objectif est d'assurer que le coût de production photovoltaïque est financé par les économies générées sur la facture, pendant la durée de vie de l'installation.

■ COMMENTAIRE

C'est le *taux d'autoconsommation* qui permet de calculer le montant économisé pour financer l'installation photovoltaïque.

Il est important de bien évaluer les coûts actualisés de production photovoltaïque (LCOE) afin de les comparer aux prix de l'électricité et de vérifier l'atteinte de la parité réseau (compétitivité des coûts).

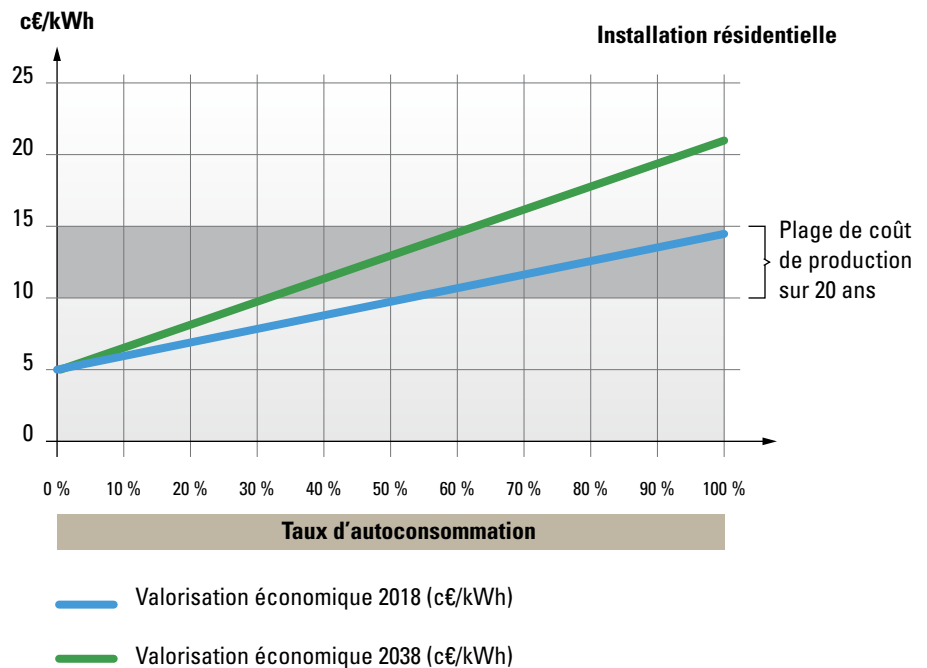
Il existe différentes parités réseau selon l'ensoleillement, les segments de puissance, les prix d'électricité de référence.

En particulier, les kWh autoconsommés et ceux en surplus ne correspondent pas à la même parité réseau :

- les kWh autoconsommés vont dépendre du prix au détail payé par le consommateur ;
- les kWh en surplus vont dépendre du prix du marché (hors dispositif de soutien).

Le modèle économique doit ainsi être équilibré sur l'ensemble des kWh produits, comme montré à titre d'exemple pour une installation résidentielle (hypothèse d'augmentation de la part variable du prix de l'électricité au détail de 2 %/an) :

Figure 6 – Évolution de la parité réseau selon le taux d'autoconsommation pour une installation résidentielle



Dans cet exemple, pour un taux d'autoconsommation de 30 % en dehors de tout dispositif de soutien, l'installation ne sera pas rentabilisée car le coût de production photovoltaïque est supérieur à la somme des économies sur la facture et de la vente du surplus, sur 20 ans.

En d'autres termes, la parité réseau est atteinte lors du croisement des courbes.

5.4 Présentation des secteurs de développement de l'autoconsommation et de leurs enjeux spécifiques

La corrélation entre production et consommation, ainsi que le prix de l'électricité, sont très variables selon les secteurs (résidentiel, tertiaire, industriel). Les profils d'autoconsommateurs/autoproducteurs ainsi que les modèles économiques sont alors très différents. L'objectif de cette partie est de mettre en évidence les caractéristiques principales de chaque profil, qui nécessiteront dans tous les cas une analyse approfondie selon la méthodologie d'étude présentée par la suite.

5.4.1 Secteur résidentiel

De base, la consommation d'électricité spécifique dans le secteur résidentiel est faiblement corrélée avec la production photovoltaïque : elle a lieu plutôt en début et fin de journée, en hiver, alors que l'ensoleillement est faible. Par ailleurs, en été, alors que la production d'électricité photovoltaïque est importante, la consommation est faible d'autant plus si les personnes sont absentes de leur logement en raison des congés estivaux.

Afin d'avoir une idée du *taux d'autoconsommation* « naturel » annuel à partir de situations concrètes, sont présentées ci-dessous les données de deux installations résidentielles existantes d'une puissance de 3 kWc, sans pilotage de charge ni stockage :

Figure 7 – Exemples de productions réparties par mois sur l'année 2017

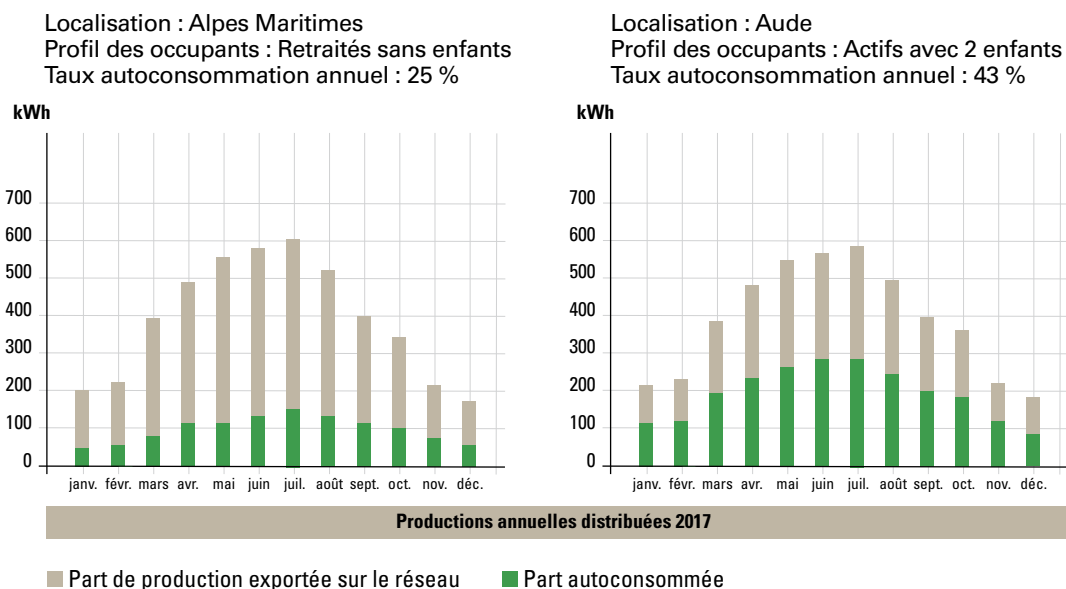
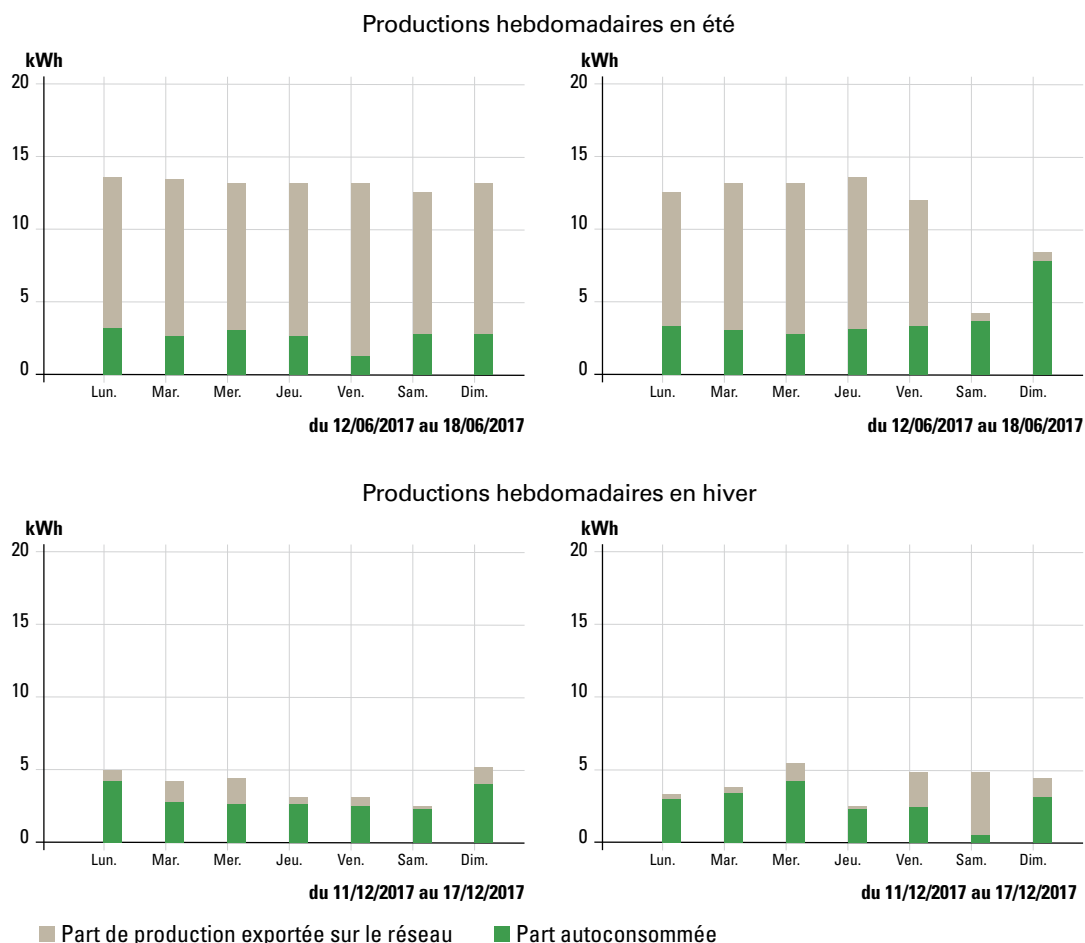


Figure 8 – Exemples de productions réparties sur une semaine, en période estivale et en période hivernale



On remarque bien que le *taux d'autoconsommation* en hiver dans les deux cas est plus élevé qu'en été car la production solaire est moindre et la consommation plus importante.

COMMENTAIRE

Le *taux d'autoconsommation* annuel « naturel » peut connaître de fortes variations en fonction notamment de la situation des occupants, de leurs habitudes de consommation, du nombre de jours de présence ou d'absence. Il est primordial de connaître avec le plus de précision possible la consommation réelle des occupants.

Deux approches restent possibles au niveau du dimensionnement :

- soit on maximise l'autoconsommation (100 %) et auquel cas, cela revient à minimiser fortement la taille de l'installation (1 ou 2 panneaux) et donc l'autoproduction (moins de 1 %). La production photovoltaïque revient ainsi à combler le « bruit de fond » électrique (sous réserve d'avoir mis en place des actions de maîtrise de la demande d'électricité, pour éviter de surconsommer inutilement) et l'intérêt économique est limité ;
- soit on maximise l'autoproduction et dans ce cas, le modèle économique est conditionné par la valorisation économique du surplus.

Les premières actions à mettre en œuvre avant d'étudier un projet d'autoconsommation sont les actions de maîtrise de la demande en électricité pour faire des économies d'énergie. L'autoconsommation n'est pas une économie d'énergie mais une économie financière.

5.4.2 Secteurs tertiaire et industriel

Les profils de consommations dans les secteurs tertiaire et industriel sont à priori plus favorables à l'autoproduction : consommations diurnes, talons de consommation plutôt stables dans l'année.

Cependant, le prix de l'électricité est potentiellement plus faible dans ces secteurs, ce qui peut limiter l'intérêt économique de l'autoconsommation si la parité réseau dans ces segments n'est pas atteinte.

COMMENTAIRE

D'une manière générale, il sera possible d'atteindre, sur des profils favorables et avec un dimensionnement adéquat pour la production photovoltaïque, des *taux d'autoconsommation* « naturels » de 90 % tout en offrant un *taux d'autoproduction* supérieur à 10 %.

À titre d'exemple, sont présentés ci-dessous des profils moyennés simulés de consommation hebdomadaires pour différents secteurs d'activités :

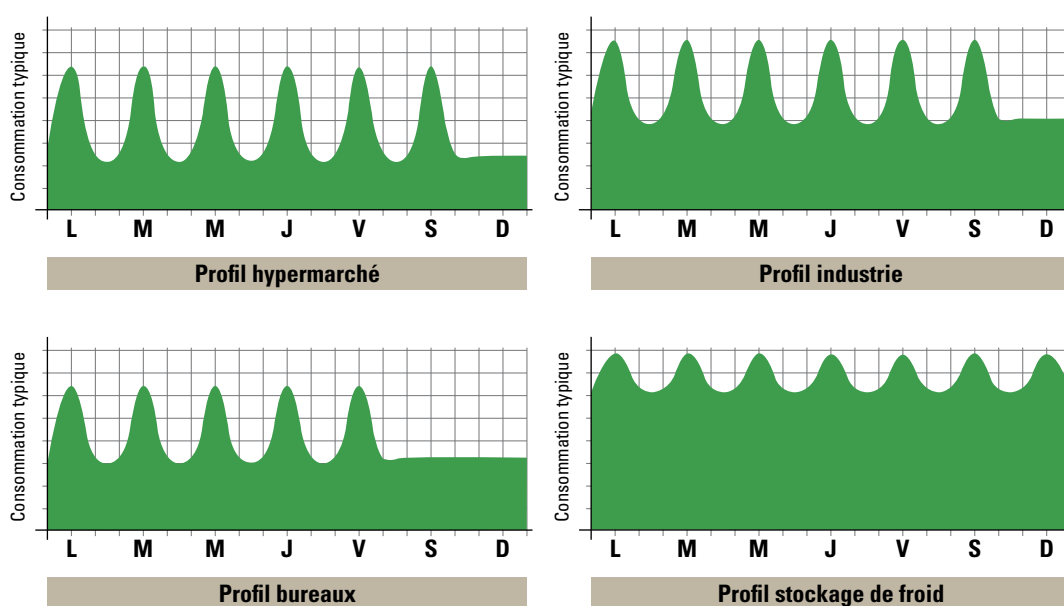


Figure 9 – Profils de consommations typiques pour différents secteurs d'activités

Ces courbes de consommation sont des profils moyennés qui donnent une idée du type de consommation en fonction de l'activité dans le bâtiment. Ces profils doivent être utilisés en dernier recours car il faut privilégier les données réelles mesurées dans un premier temps. Pour le profil « hypermarché », on peut noter que dans les régions les plus touristiques, les hypermarchés sont souvent ouverts le dimanche matin, ce qui engendrerait une courbe de consommation parabolique le dimanche, à mi-hauteur des courbes des jours précédents. Pour le secteur industriel, les profils peuvent également présenter des variations selon les situations spécifiques d'activité : 2/8, 3/8, activité le week-end ou non.

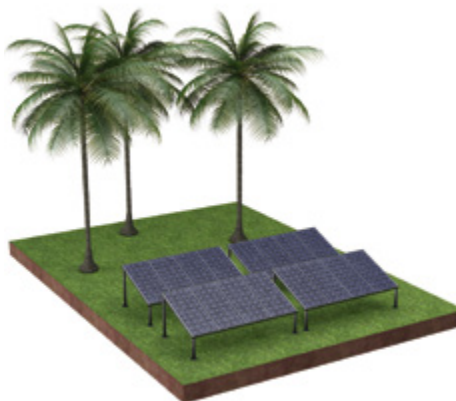
5.4.3 Spécificités dans les ZNI et en outre-mer

Les ZNI françaises sont les suivantes : La Martinique, la Guadeloupe, la Guyane, Saint Pierre et Miquelon, la Réunion, Wallis et Futuna, Mayotte, la Corse et les Iles du Ponant. La Polynésie française et la Nouvelle Calédonie ne sont pas juridiquement considérées comme des ZNI.

COMMENTAIRE

Du fait de leurs localisations géographiques et des contraintes énergétiques que connaissent ces zones (petitesse des systèmes électriques, problèmes de fragilité et de fiabilité, sources de production d'électricité encore majoritairement fortement carbonée et coûteuse), les ZNI présentent un enjeu de transition énergétique encore plus accentué que sur le territoire continental doté d'un maillage de distribution dense et robuste. Elles sont les candidates idéales pour l'autoconsommation d'électricité photovoltaïque, de par leur fort potentiel solaire et leurs contraintes évoquées précédemment.

Figure 10 – Illustration d'une installation photovoltaïque en ZNI



L'objectif de la LTECV est d'ailleurs plus ambitieux que pour la France continentale (indépendance énergétique à horizon 2030 et objectif intermédiaire de 50 % de part d'énergie renouvelable en 2020). Pour les installations de 0 à 100 kWc, il existe également un arrêté fixant les conditions d'achat pour la vente totale et la vente de surplus différent de celui pour la France métropolitaine (« Arrêté du 4 mai 2017 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts telles que visées au 3o de l'article D. 314-15 du code de l'énergie et situé en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique, à Mayotte et à La Réunion ») afin d'accélérer le développement de l'autoconsommation sur ces secteurs.

Les installations en ZNI de plus de 3 kWc peuvent être déconnectées du réseau par les fournisseurs historiques (EDF Systèmes Electriques Insulaires, Electricité de Mayotte et Electricité et Eau de Wallis-et-Futuna) lorsque le réseau approche le taux maximal de pénétration des sources intermittentes. Ce dernier est fixé à 30 % par arrêté du 23 avril 2008 modifié.

En effet, des demandes de déconnexion sont envoyées aux installations par le gestionnaire lorsque le réseau approche ce taux. Il est néanmoins prévu des compensations des pertes de production dans les contrats de raccordement.

Deux documents de références ont été publiés par EDF SEI (SEI REF 02 et SEI REF 03). Ils précisent les règles de raccordements aux réseaux isolés d'installations de plus de 3 kWc. Ces dernières peuvent avoir un impact important sur la faisabilité des projets.

En ZNI, la période de production d'électricité photovoltaïque est en très bonne corrélation avec la période de forte consommation, à savoir lors des heures les plus chaudes de la journée pour répondre au besoin de climatisation. Cela permet de constater que les *taux d'autoconsommation* naturels dans le secteur résidentiel sont plus importants en ZNI qu'en France métropolitaine.

De plus, le secteur des zones non-interconnectées présente une demande forte en stockage, complémentaire aux installations en autoconsommation, car il permet de pallier l'instabilité des moyens de production d'électricité des réseaux locaux qui engendre souvent des coupures aléatoires.

Concernant la mobilité durable, l'éloignement des ZNI engendre souvent des trajets courts, ce qui a tendance à favoriser l'intérêt du déploiement des véhicules électriques, qui seront considérés dans ce guide comme une charge supplémentaire (élément de consommation électrique supplémentaire – cf. annexe), au même titre que le reste des charges sans intégrer la notion de stockage mobile.

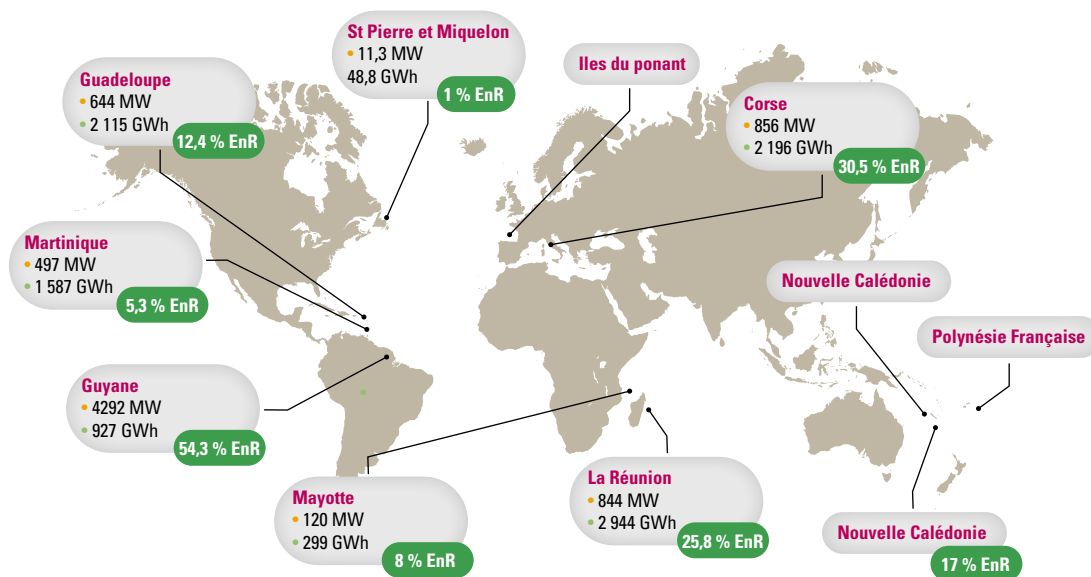


Figure 11 –
Représentation des ZNI,
puissance électrique
installée et production,
septembre 2017

5.5 Classification des installations selon leur puissance et leurs caractéristiques

Les conditions de raccordement, d'exploitation et d'accès au réseau public de distribution se différencient selon les segments de puissance (BT $\leq$ 36 kVA, BT entre 36 et 250 kVA et HTA).

Trois puissances peuvent être prises en référence :

- **la puissance maximale installée de l'installation de production** : elle correspond à la puissance minimale entre la puissance crête et la puissance en sortie d'onduleurs.

Cette puissance est prise en compte pour la conduite des réseaux (obligation de protection de découplage externe au-delà de 250 kVA par exemple) ;

- **la puissance maximale injectée de l'installation de production au point de livraison** : elle correspond à la puissance maximale qui sera injectée sur le réseau public (puissance de production à laquelle est soustraite la puissance de consommation du site à la même période).

Cette puissance est prise en référence dans l'étude de raccordement pour le dimensionnement des ouvrages du réseau. Cette puissance est nulle si toute la production est consommée sur place et/ou si un dispositif de bridage d'injection est mis en place ;

- **la puissance de raccordement du site au point de livraison** : elle correspond à la puissance souscrite.

Cette puissance est prise en référence pour les ouvrages de branchement et les conditions d'application du TURPE. D'une manière générale, elle définit le domaine de tension auquel est raccordée l'installation (BT $\leq$ 36 kVA, BT > 36 kVA, HTA).

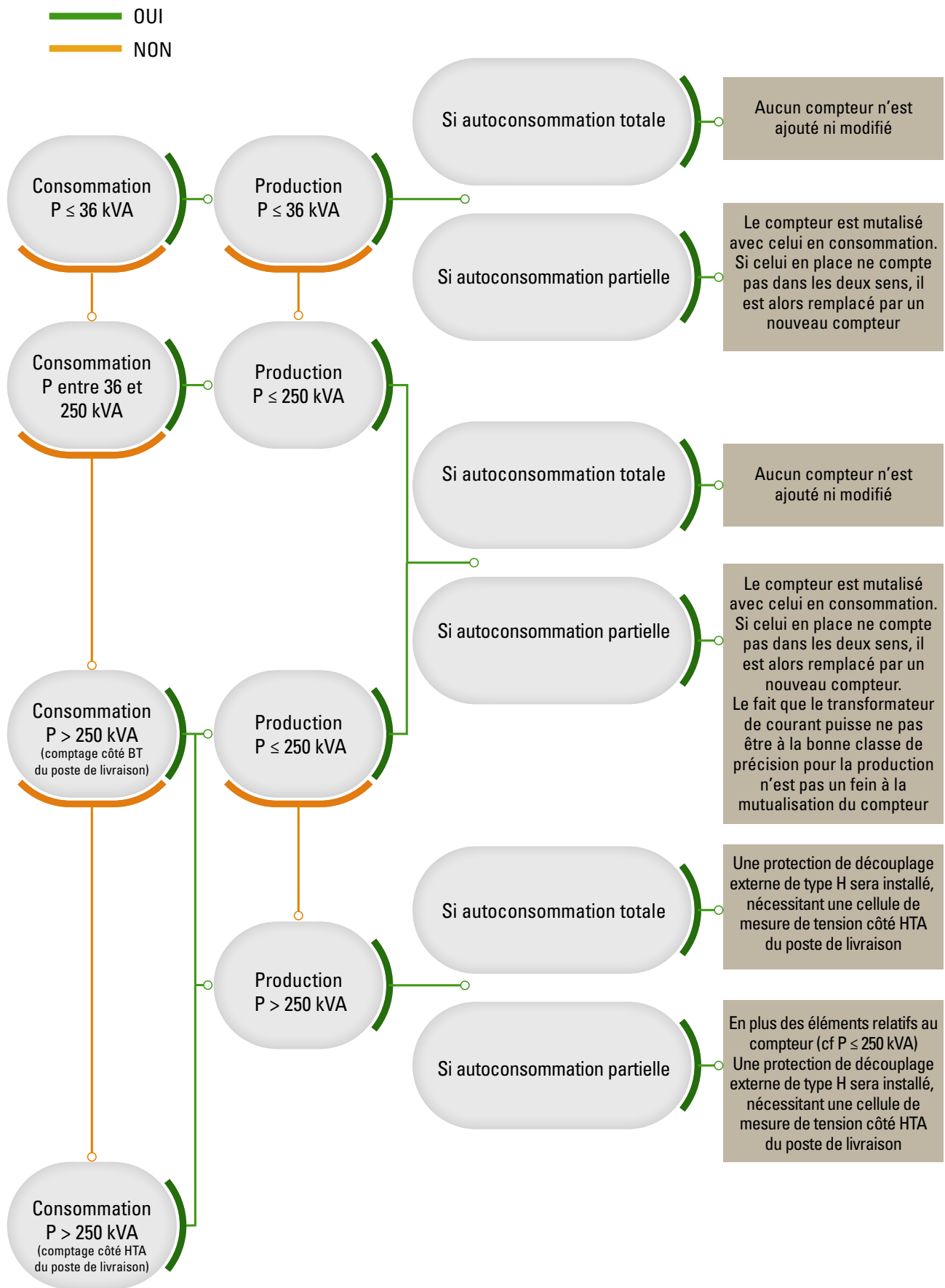


À ne pas confondre : production et *injection*, consommation et *soutirage*.

L'*injection* correspond à une part de la production : celle qui est injectée sur le réseau public de distribution. La part autoconsommée n'est pas injectée.

Le *soutirage* correspond à une part de la consommation : celle qui est soutirée du réseau public de distribution. La part autoproduite n'est pas soutirée.

Par la suite, est proposée une classification **selon la puissance de raccordement du site** puisque cela conditionne de manière importante les conditions de branchement de l'installation :



Logigramme 3 — Répartition générique des installations selon la puissance de raccordement du site et dispositifs de comptage selon les modes d'injection

Les schémas ci-dessous montrent de manière simplifiée les différences notamment au niveau du comptage. Les points spécifiques de mise en œuvre électrique sont détaillés dans le chapitre 9.

! Dans le cadre des appels d'offres « autoconsommation », un compteur public sera ajouté en plus au plus près de la production pour mesurer la production totale et ainsi avec les mesures du compteur au point de livraison pouvoir évaluer l'autoconsommation. Ce comptage est en effet indispensable pour le versement du complément de rémunération sur la part autoconsommée.

5.5.1 Installations raccordées au réseau BT ≤ 36 kVA

Les installations raccordées au réseau BT ≤ 36 kVA pour de l'autoconsommation peuvent se raccorder sur le branchement de la consommation, avec un seul compteur, le compteur Linky étant alors paramétré pour compter dans les deux sens :

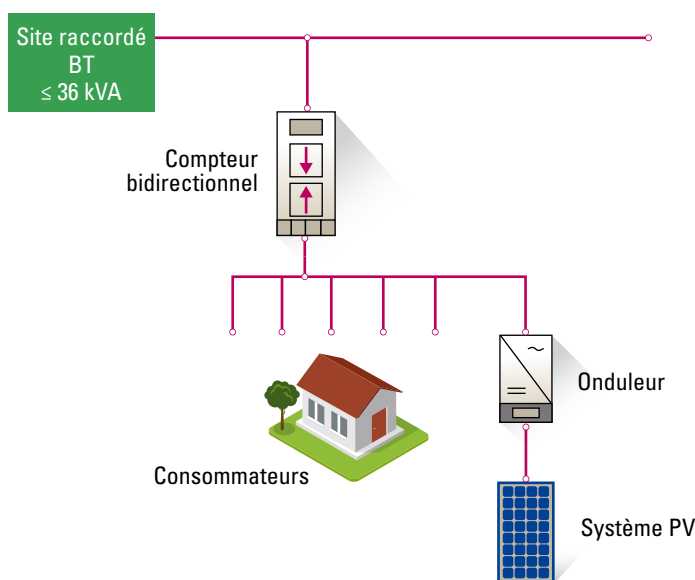


Figure 12 – Schéma type de raccordement d'une installation en BT de puissance ≤ 36 kVA

COMMENTAIRE

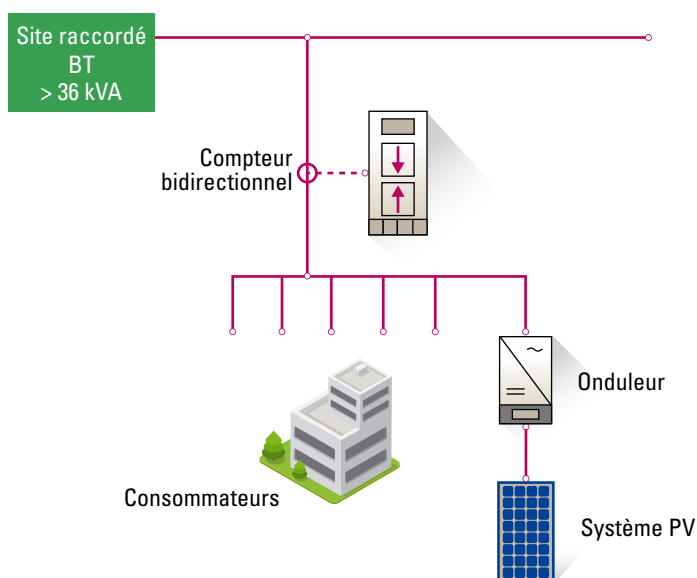
La puissance d'*injection* peut être supérieure à la puissance de *soutirage* dans la limite des 36 kVA. Une modification de branchement peut alors être nécessaire.

5.5.2 Installations raccordées au réseau BT > 36 kVA

Au-delà de 36 kVA, un transformateur de courant est nécessaire pour assurer le comptage, ce qui en fait la différence fondamentale entre les installations BT inférieures et supérieures à 36 kVA.

Les installations raccordées au réseau BT > 36 kVA peuvent se raccorder en autoconsommation sur le branchement de la consommation, avec un seul compteur (les compteurs évolués étant alors paramétrés pour compter dans les deux sens).

Figure 13 – Schéma type de raccordement d'une installation en BT de puissance > 36 kVA



COMMENTAIRE

Le compteur est dimensionné pour être dans la classe de précision de la puissance souscrite. La puissance d'*injection* ne peut être supérieure à la puissance de *soutirage*. Dans le cas contraire, un changement d'abonnement de puissance souscrite et une modification du branchement sont à prévoir.

5.5.3 Installations raccordées au réseau HTA > 250 kVA

Les installations raccordées au réseau HTA en autoconsommation peuvent se raccorder en autoconsommation sur le branchement de la consommation, avec un seul compteur (les compteurs évolués étant alors paramétrés pour compter dans les deux sens) :

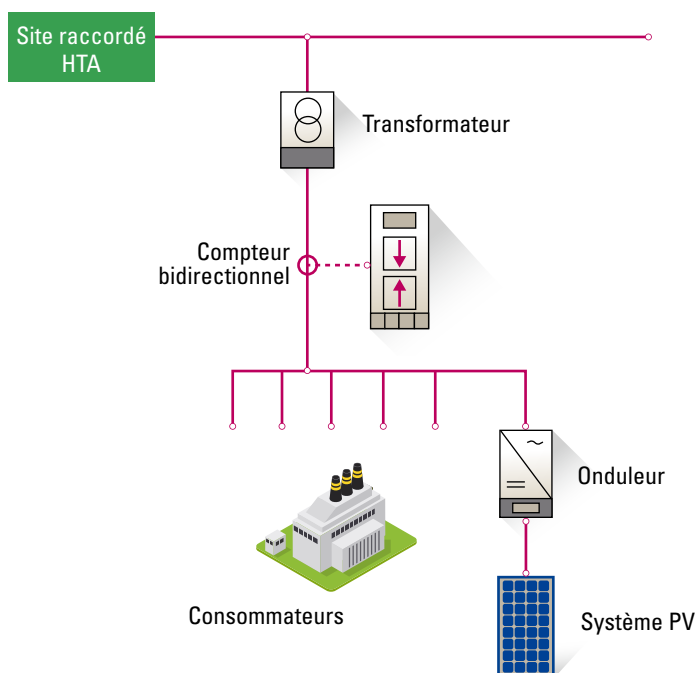
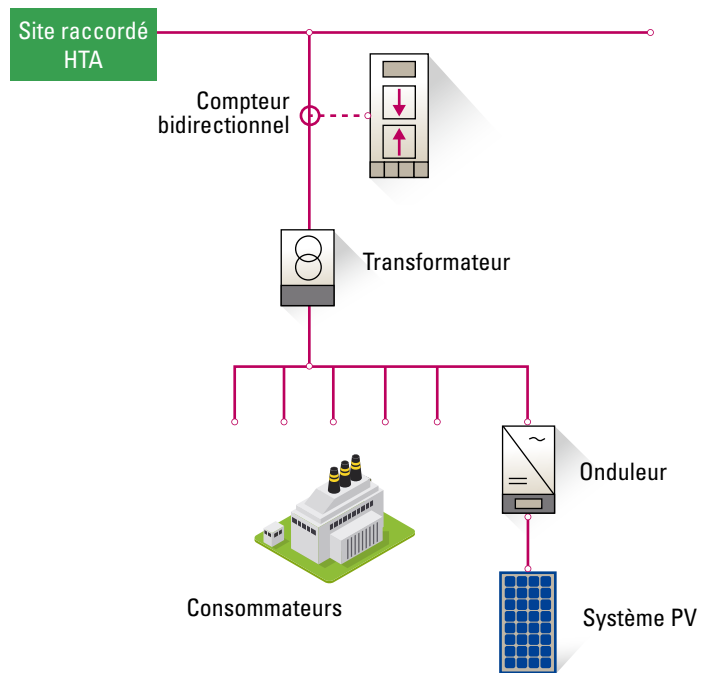


Figure 14 – Schéma type de raccordement d'une installation en HTA avec le comptage côté BT du transformateur

COMMENTAIRE

Le compteur est dimensionné pour être dans la classe de précision de la puissance souscrite. Il est situé en amont ou en aval du transformateur selon les caractéristiques du site.

Figure 15 – Schéma type de raccordement d'une installation en HTA avec le comptage côté HTA du transformateur



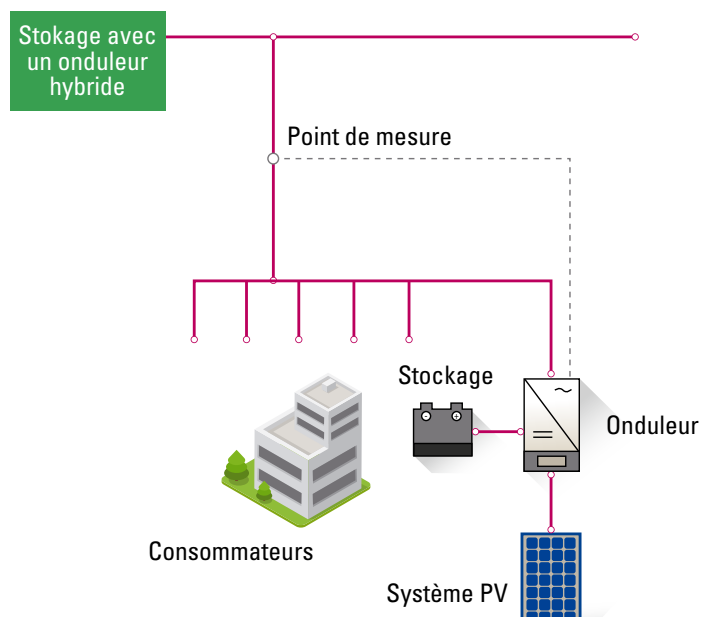
5.5.4 Installations raccordées au réseau avec stockage

Les dispositifs de stockage peuvent à la fois soutirer et injecter de l'électricité du réseau. Il convient de se référer aux conditions de raccordement des installations de stockage d'Enedis (Enedis-PRO-RES_78E) pour formuler la demande adéquate. Dans le cadre de l'obligation d'achat, il n'est pas autorisé que le dispositif de stockage soutire du réseau : le producteur doit attester qu'un dispositif technique a été mis en place pour permettre de garantir que l'énergie stockée provienne exclusivement de l'installation de production.

Deux types de produits existent sur le marché :

- Stockage raccordé sur l'onduleur photovoltaïque (onduleur hybride)

Figure 16 – Schéma type d'une installation avec stockage raccordé sur l'onduleur photovoltaïque



■ Stockage avec onduleur dédié

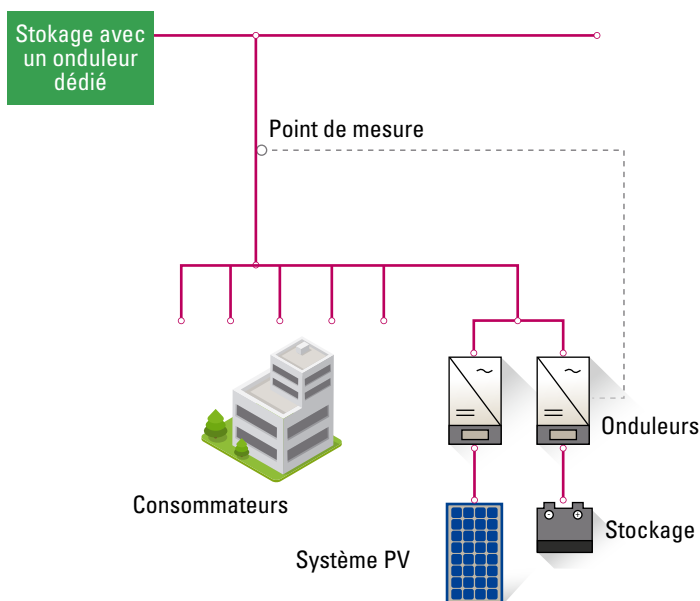


Figure 17 – Schéma type d'une installation avec stockage raccordé sur un onduleur dédié

Plus de détails sont donnés sur le stockage dans l'annexe dédiée.

5.5.5 Installations raccordées au réseau dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective

Dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective, les kWh injectés par la production photovoltaïque sur le réseau public sont répartis selon une clé de répartition définie : c'est le principe de compteurs virtuels.

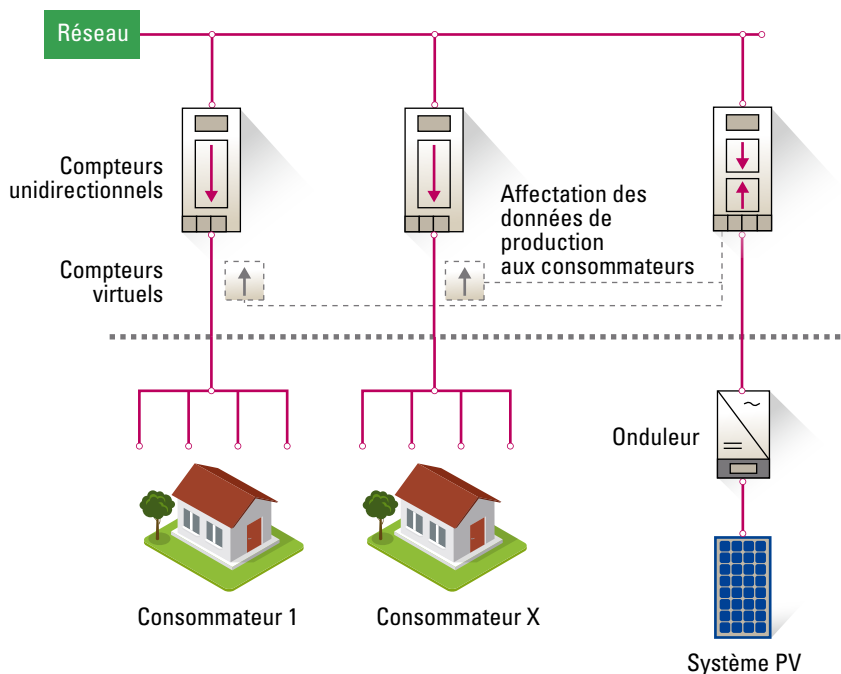


Figure 18 – Principe des compteurs virtuels appliqué à l'autoconsommation collective

Les schémas de raccordement techniques seront identiques à l'*injection* de la totalité ou à l'*injection* du surplus, selon les modes d'*injection* choisis. Ce guide ne détaille pas les conditions techniques et financières de l'*injection* de la totalité. Une annexe dédiée à l'autoconsommation collective est disponible en fin de document.

5.5.6 Installations en site isolé

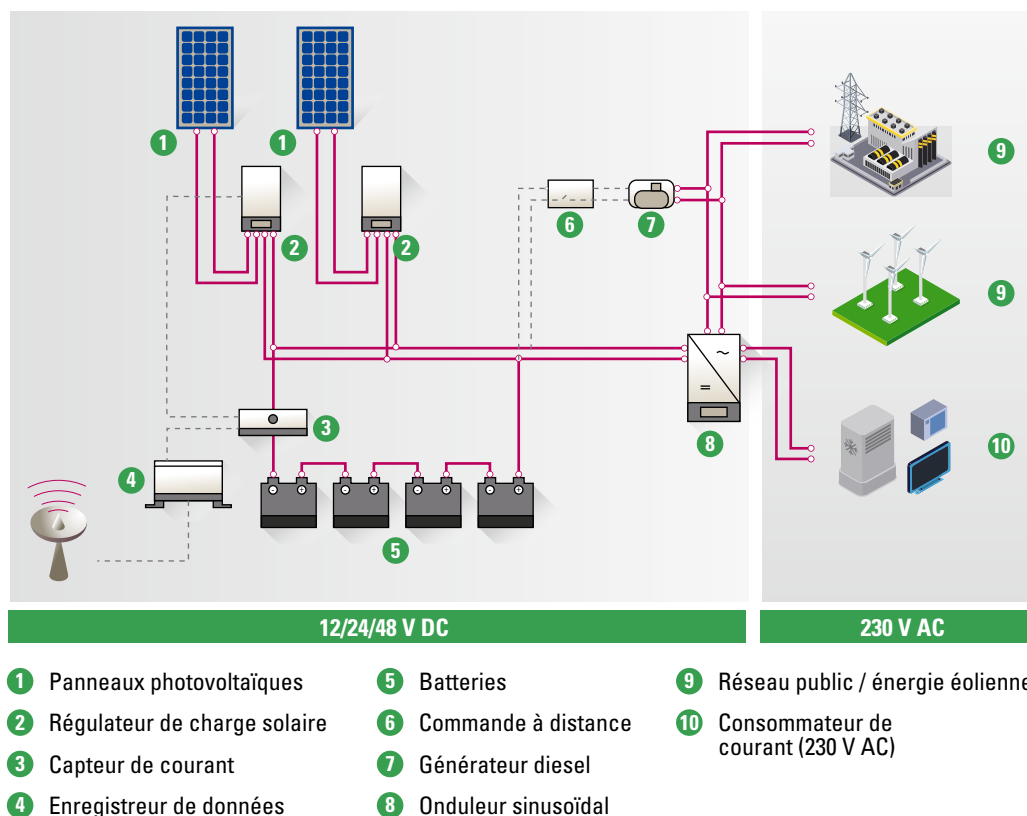
Les installations en site isolé sont, par définition, déconnectées du réseau en raison de coûts de raccordement trop importants (liés en règle générale à une distance éloignée d'un poste de distribution publique). Dans ce cas, l'installation même avec stockage est en effet moins onéreuse que le raccordement.

L'utilisateur est dans ce cas autoconsommateur et autoproducteur à 100 % (on parle d'autonomie complète), ce qui implique une réflexion globale et précise sur les économies et la maîtrise de l'énergie. Le stockage est impératif pour ces systèmes autonomes (hormis projets de pompage solaire au fil du soleil).

Par ailleurs, les technologies d'onduleurs (on parle de convertisseurs en site isolé) sont bien différentes de celles des onduleurs raccordés réseau utilisés sur les installations en autoconsommation. Les convertisseurs de site isolé génèrent leur propre sinusoïde alternative puisqu'ils ne peuvent pas se synchroniser à celle du réseau (dans les rares cas où celui-ci peut être présent). La norme de découplage applicable aux onduleurs raccordés réseau ne s'applique donc pas à ces convertisseurs.

Ci-dessous un schéma de principe d'une installation monophasée en site isolé :

Figure 19 –
Synoptique site isolé



Le réseau public est représenté sur ce synoptique uniquement pour indiquer qu'il peut être utilisé en tant que source auxiliaire pour recharger les batteries à partir de l'onduleur-chargeur (repéré 8), au même titre qu'un groupe électrogène ou qu'une éolienne. Les applications en site isolé pour lesquels le réseau peut être présent temporairement sont les applications mobiles : bateau en rechargement au quai, véhicules...

La méthodologie de conception et la mise en œuvre sont donc spécifiques et nécessiteraient à elles seules la rédaction d'un guide complet, d'autant plus que les types d'applications sont nombreux. Plusieurs ouvrages existent déjà sur ces systèmes.

Nous invitons donc le lecteur à se reporter :

- aux ouvrages ci-dessous pour la conception :
 - « Le photovoltaïque pour tous (deuxième édition) – Conception et réalisation d’installations » – Chapitre 5 pour les systèmes autonomes de janvier 2010
Éditeur : Observ’ER, Solarpraxis et Le moniteur
Rédacteur : Falk Antony, Christian Dürschner & Karl-Heinz Remmers
ISBN : 978-2-913620-48-3
 - « L’électrification solaire photovoltaïque » d’octobre 2016
Éditeur : Observ’ER
Auteur : Gérard Moine
ISBN : 978-2-913620-56-8
- au guide pratique UTE C 15-712-2 de l’AFNOR « Installations photovoltaïques autonomes non raccordées au réseau public de distribution avec stockage par batterie » de juillet 2013 pour la mise en œuvre.

! En site isolé, la connaissance des consommations électriques et de leur durée journalière est impérative afin de pouvoir dimensionner le plus précisément possible le matériel nécessaire, car le réseau ne viendra pas faire « tampon » en cas d’erreur de dimensionnement. Il est donc primordial de faire le bilan de consommation et le bilan de puissance.

La saisonnalité et les périodes d’occupations sont également importantes à prendre en considération dans le cas des sites isolés. En effet, une habitation occupée toute l’année verra le dimensionnement de l’installation basé sur l’ensoleillement le plus défavorable, pendant les mois d’hiver. Tandis que pour une habitation occupée seulement l’été par exemple, le dimensionnement sera basé sur l’ensoleillement du mois le plus défavorable de la saison d’été, permettant de réduire souvent par trois la puissance crête photovoltaïque.

La connaissance du type de charge est également importante afin de dimensionner au mieux l’onduleur, notamment en prenant en compte les courants d’appel au démarrage de consommateurs comme des pompes ou compresseurs.



6.1 Caractéristiques techniques du site

Pour toute installation photovoltaïque, destinée à l'autoconsommation ou non, il convient de vérifier un certain nombre de caractéristiques du bâtiment auquel cette installation va être associée. Ces vérifications préalables permettront d'effectuer les meilleurs choix d'implantation de l'ensemble du matériel requis, sur l'enveloppe et à l'intérieur du bâtiment, et le cas échéant de réviser le projet ou d'apporter les modifications nécessaires au bâtiment qui reçoit l'installation.

Les vérifications liées au bâtiment revêtent plusieurs aspects, en particulier :

- le potentiel solaire et les surfaces disponibles ;
- la qualité du support et les recommandations des techniques de construction décrites dans les DTU ;
- les caractéristiques de l'installation électrique (détaillées dans les parties sur la mise en œuvre électrique et la sécurité).

Tableau 2 – Exemple de check-list pour la reconnaissance d'un site

	UNITÉS	VALEURS
SITE		
Irradiation solaire horizontale	kWh/m².an	
Gisement photovoltaïque	kWh/kWc.an	
BÂTIMENT		
Hauteur ou nombre d'étages		
Type de compteur		
Puissance électrique en soutirage	kVA ou kW	
Classement de sécurité (ERP, code du travail, ICPE...)		
Abords d'un Monument Historique		
TOITURE/AIRE DE STATIONNEMENT		
Type et matériau de couverture/de revêtement de sol		
Encombrement (cheminées, édicules, fenêtres, végétation...)		
État de la structure support (charpente...)		
Orientation (Sud 0°, Est -90°...)	°	
Inclinaison	%	
Surface moyenne exploitable	m²	
Masques proches		

EMPLACEMENT POSSIBLE DES AUTRES ÉQUIPEMENTS ÉLECTRIQUES

Emplacement onduleurs		
Emplacement du stockage le cas échéant		
Emplacement du transformateur si HTA		
Emplacement souhaité pour le point de livraison		

6.1.1 Potentiel solaire

Il convient de s'intéresser à l'orientation, à l'inclinaison et au masque d'ombrage pouvant affecter la zone d'implantation.

L'orientation Sud et une inclinaison comprise entre 30° et 45° (58 % à 100 % de pente de toiture) selon la latitude où se trouve le bâtiment est une configuration optimale en France métropolitaine (en moyenne, l'inclinaison optimale est de 34° soit 67 % de pente). Dans le cas de la maximisation de l'autoconsommation, les configurations d'implantation avec des orientations doubles (Est/Ouest) sont également intéressantes car elles permettent un fonctionnement de l'installation sur une plage horaire plus étendue qu'en étant plein Sud et donc plus en adéquation avec les consommations.

Les masques, c'est-à-dire les éléments à l'origine des ombres portées au cours de la journée et en fonction des saisons, doivent être relevés. Ces derniers réduisent la performance de l'installation, et selon les configurations électriques, peuvent entraîner un arrêt de la production électrique. Il faudra veiller à anticiper la croissance de la végétation alentour ou les constructions à venir pouvant créer un masque additionnel.

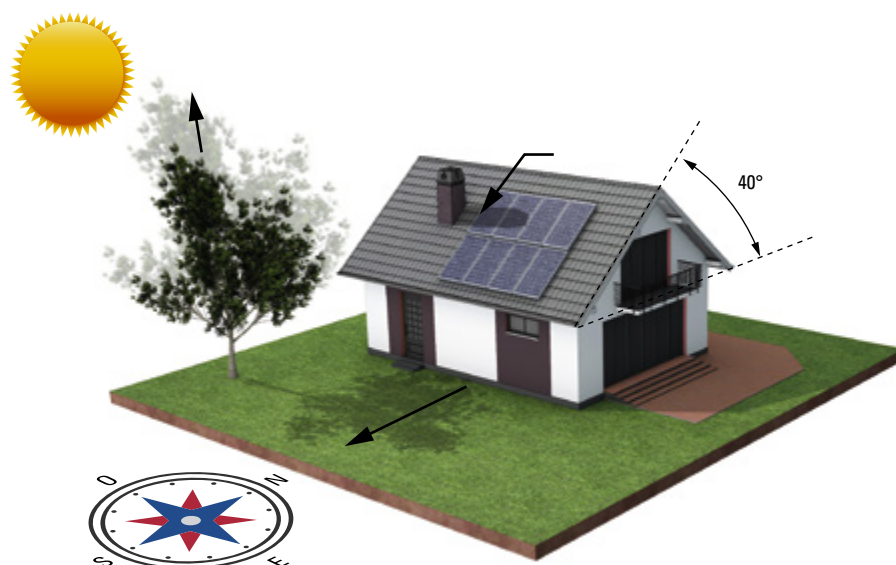


Figure 20 – Précautions vis-à-vis de l'ombrage

6.1.2 Implantation en toiture

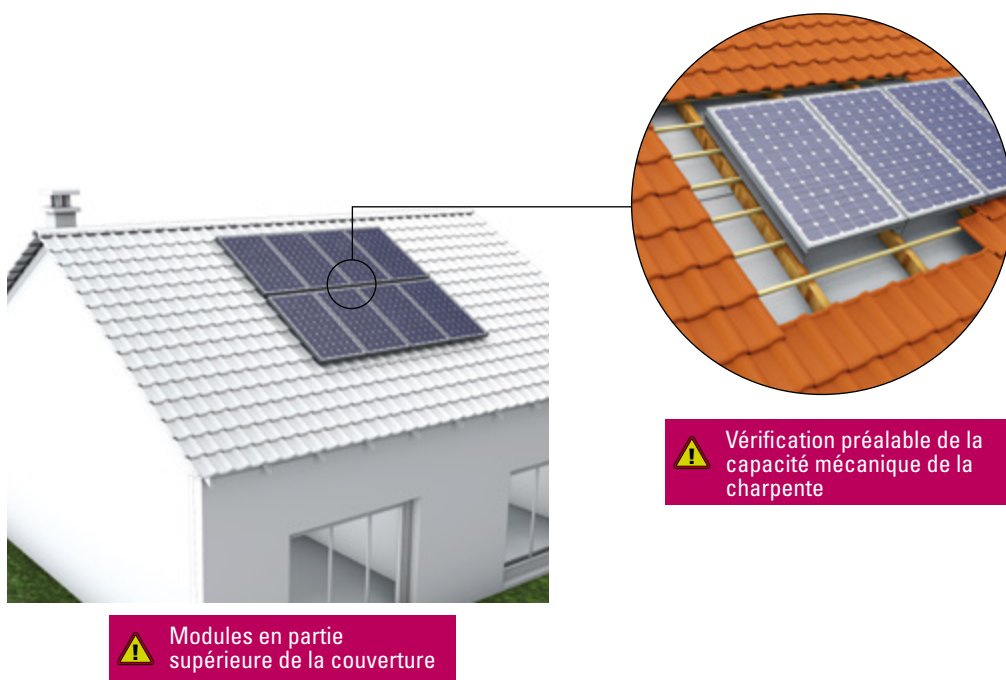
En premier lieu, il convient de s'assurer de la disponibilité de la surface de toiture ou de façade destinée à recevoir le champ photovoltaïque par rapport à la dimension souhaitée de ce dernier. On pourra faire alors le choix de modules à haut rendement afin de diminuer, dans une certaine mesure, la surface requise sur l'enveloppe du bâtiment.

En règle générale, il est préférable d'installer le champ photovoltaïque en partie supérieure de couverture, plus ensoleillée et moins sensible aux problèmes d'étanchéité.

D'autre part, les éléments de structure (charpente de toiture, façade, éléments porteurs en toiture-terrasse...) doivent avoir la capacité mécanique de recevoir l'installation photovoltaïque. Avant chaque projet, le devoir de conseil de l'installateur lui impose de sensibiliser le maître d'ouvrage à la nécessité d'une reconnaissance préalable de la toiture afin de vérifier la capacité de la charpente ou de la structure porteuse à accueillir le procédé photovoltaïque, le bon état des composants existants et que les charges admissibles sur la toiture ne sont pas dépassées du fait de la mise en œuvre du procédé. En toiture-terrasse ou toiture inclinée étanchée, le DTU 43.5 indique plus particulièrement les dispositions à respecter en cas de réfection des ouvrages d'étanchéité.

Dans le cas de couvertures en tuiles, le poids propre d'une installation photovoltaïque n'est souvent pas plus important que celui d'éléments de couverture traditionnels, mais ce n'est pas le cas d'autres familles de couvertures. Par ailleurs, le poids de l'installation photovoltaïque peut s'ajouter au poids des éléments existants dans le cas d'une pose au-dessus de la couverture, dite surimposée. De plus, les sollicitations en charge de vent en dépression et/ou les charges de neige peuvent, selon la nature du système d'accroche, solliciter ponctuellement les éléments de structure de façon plus importante et non uniforme que ne le font les éléments de couverture traditionnels. Les charges de neige peuvent aussi générer des répartitions non uniformes des réactions d'appui sur la charpente. Un calcul de structure au cas par cas (voir Eurocodes, règles de calculs Neige et Vent et règles de calculs Bâtiment) peut s'avérer nécessaire, que l'entrepreneur peut demander au maître d'ouvrage de faire réaliser auprès d'un bureau d'études spécialisé.

Figure 21 – Précautions d'implantation en couverture



! Il convient par ailleurs de respecter scrupuleusement les consignes de montage du fabricant pour le procédé choisi. Lorsque des évaluations techniques favorables existent (Avis Technique, Appréciation Technique d'Expérimentation...), les caractéristiques du bâtiment accueillant l'installation photovoltaïque doivent être mises en vis-à-vis du domaine d'emploi de ces évaluations. On s'attachera enfin à respecter les dispositions des DTU relatifs au type de couverture ou de façade sur lesquelles les modules sont fixés.

Sur ces aspects généraux, on pourra en partie se reporter au guide RAGE « Systèmes photovoltaïques par modules rigides en toitures inclinées – Neuf et rénovation » (mars 2013), ainsi qu'au calepin de chantier PACTE « Systèmes photovoltaïques par modules rigides intégrés en couverture » (février 2017).

En aval du champ photovoltaïque, le raccordement électrique doit respecter les préconisations de mise en œuvre adaptées. Les schémas de raccordement électrique possibles seront développés dans le chapitre 9 (Mise en œuvre électrique).



Spécificité en ZNI



Les évaluations techniques (Avis Technique, ATEEx...) ne couvrent généralement pas les zones cycloniques. Ainsi, nous recommandons, pour chaque projet, de faire vérifier l'assurabilité des procédés utilisés et de leur mise en œuvre.

6.1.3 Implantation en ombrière

Dans le cas d'ombrières photovoltaïques, des modules généralement verre/polymère standards sont utilisés en couverture de type verrière, avec des exigences en termes d'étanchéité moins strictes puisque la couverture se trouve au-dessus d'une structure ouverte (toiture dite isolée au sens de l'Eurocode 1 P1-4 : « toiture d'une construction ne comportant pas de murs permanents, telles que stations-service, hangars agricoles ouverts, etc. »). Vis-à-vis de la sécurité des usagers et éventuellement des intervenants, il conviendra d'avoir un cahier des charges sur la résistance au choc de l'ombrière, ou bien de disposer un système de sous-face pour récupérer les éventuels bris de verre. La structure porteuse quant à elle doit être dimensionnée selon les calculs qui leur sont propres (structures métalliques, bois ou béton) en tenant compte des exigences pour les toitures dites isolées au sens de l'Eurocode 1 P1-4.

Les équipements électriques peuvent être disposés à l'extérieur à condition d'avoir des indices de protection à l'eau suffisants (IPX4, projections d'eau toutes directions).



Figure 22 – Ombrière photovoltaïque



- Vérification de structure : toiture isolée
- Protection des usagers vis-à-vis des risques de casse du module
- Indice de protection approprié des équipements électriques

Enfin, dans le cas d'installation en pergola, il conviendra alors de se référer aux « Règles Professionnelles des Systèmes de Pergolas à ossature aluminium » (SNFA, septembre 2017).

6.1.4 Implantation des locaux techniques

L'implantation des onduleurs, des éventuels dispositifs de stockage (batteries) et des coffrets électriques doit pouvoir être réalisée dans le respect des règles de sécurité les concernant, le principe de base étant un local propre et ventilé. Ces points de vigilance sont développés dans le chapitre 11 (Sécurité). Il convient de surcroît de se reporter aux préconisations particulières inscrites dans les notices des fabricants de ces composants. Enfin, certaines règles de sécurité sont spécifiques aux locaux d'habitation ou aux ERP.

6.2 Contraintes économiques liées au site

Si les caractéristiques du site engendrent des coûts supplémentaires (liste non exhaustive et indicative ci-dessous), le projet en autoconsommation n'est généralement plus viable économiquement :

- coûts d'étude structure si nécessaire et coûts de renforcement de la charpente, le cas échéant ;
- coûts de construction d'un local technique ;
- coûts de raccordement à l'installation électrique intérieure ainsi qu'au réseau public (modification des ouvrages du point de livraison, modification des ouvrages sur le réseau public...) ;
- ...

■ COMMENTAIRE

Le surcoût lié au dispositif de pilotage et/ou de stockage doit se justifier au regard des gains économiques apportés par l'autoconsommation supplémentaire.

La validation économique va dans tous les cas nécessiter l'étude plus précise du dimensionnement, des coûts de l'installation et des économies générées sur la facture de consommation.



La méthodologie présentée ci-dessous est une approche énergétique, basée sur l'évolution et la variabilité du niveau de consommation (amplitude et fréquence) sur une période donnée en fonction du temps. Ces deux facteurs sont prépondérants pour appréhender correctement le concept de l'autoconsommation qui exprime le ratio de la production d'énergie directement consommée sur la quantité d'énergie produite totale. Cette approche tient donc compte du pas de temps auquel il va falloir soumettre la solution proposée afin de valider à chaque instant dans quel régime de fonctionnement l'installation va se situer (autoconsommation, injection, stockage).

! D'un point de vue physique, l'autoconsommation est instantanée. Les compteurs, eux, mesurent à un pas de temps très fin (inférieur à la seconde) les puissances soutirées et injectées, et enregistrent sur un pas de temps variable (au minimum 10 minutes) les puissances moyennées. Afin d'être le plus fidèle à la réalité physique, le dimensionnement doit être réalisé au maximum au pas de l'heure voire au mieux à un pas infra-horaire.

La méthodologie retenue est illustrée sur les différents secteurs objets du guide : secteur résidentiel et secteurs tertiaire et industriel. Pour ces cas, des profils de consommations spécifiques sont présentés (différents en amplitude, en périodicité et en reproductibilité) et seront comparés avec les niveaux de production d'électricité renouvelable.

Cette approche répond par une justification physique (somme des flux énergétiques) à l'appétence des porteurs de projets pour les solutions en faveur des économies d'énergies réelles se traduisant par un impact, de fait, économique. Cette méthodologie permet également de rester vigilants sur les approches basées sur une optimisation réglementaire ou « fiscale » (bonification tarifaire...) s'éloignant du dimensionnement adapté au besoin.

! L'intérêt de l'autoconsommation ne doit pas être uniquement basé sur une justification idéologique mais doit être une réponse en adéquation avec le niveau de consommation des usagers. En effet, c'est à partir de la connaissance voire de la maîtrise des niveaux de consommations des usagers, que la définition et le dimensionnement des solutions proposées doivent être réalisés.

La méthodologie proposée se compose donc des étapes suivantes :

- **Collecte et analyse du profil de consommation du bâtiment étudié.** L'idéal est de pouvoir disposer de mesures de consommations du bâtiment sur une période significative et à un pas de temps horaire, voire plus fin. À défaut, il sera nécessaire de s'appuyer sur des valeurs statistiques en phase de conception.
- **Génération des données de production.** Selon les surfaces disponibles du site (emplacement, orientation...), on détermine une capacité de production du site, pouvant intégrer des moyens de stockage. On ne fixe pas ici de *taux d'autoconsommation* à atteindre à priori, mais on en déduit un profil de production.
- **Comparaison des profils de consommation et de production.** Elle permet de définir les caractéristiques de l'installation finale et de l'optimiser.

On retrouve cette méthodologie dans l'organisation des paragraphes suivants.

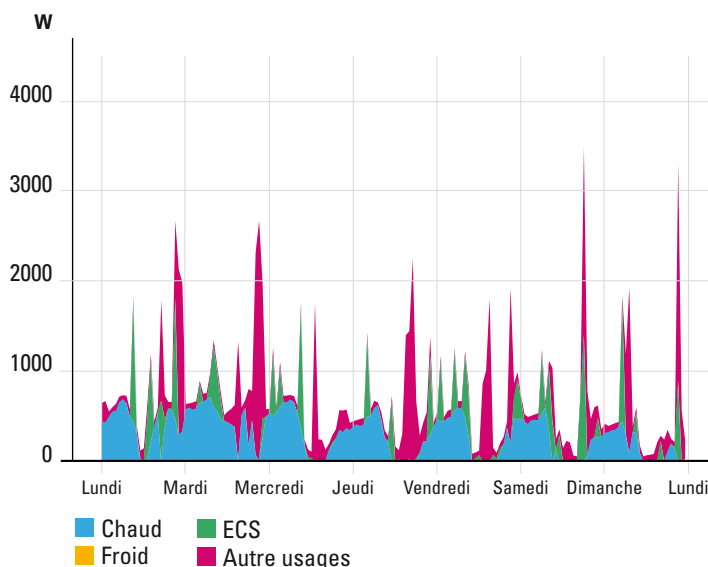
7.1 Données de consommation

7.1.1 Secteur résidentiel : analyse du profil de consommation selon le type d'équipements

Un site résidentiel est souvent caractérisé par une forte variation de consommation entre présence et absence des usagers, leur type d'activité ainsi que leur nombre. On remarque généralement deux pics de consommation le matin et le soir pour les jours de semaine pour un couple actif par exemple. Les week-ends, le niveau moyen de consommation présente un lissage plus important. Ces caractéristiques générales vont varier, notamment en puissance, selon le type d'équipements (nombre, puissance et fréquence d'usage, durée d'utilisation, etc.). Par exemple, la présence d'une pompe à chaleur réversible dans une maison située au Sud de la France et partiellement isolée, va atténuer les effets de saisonnalité (besoins de chaud et de froid toute l'année).

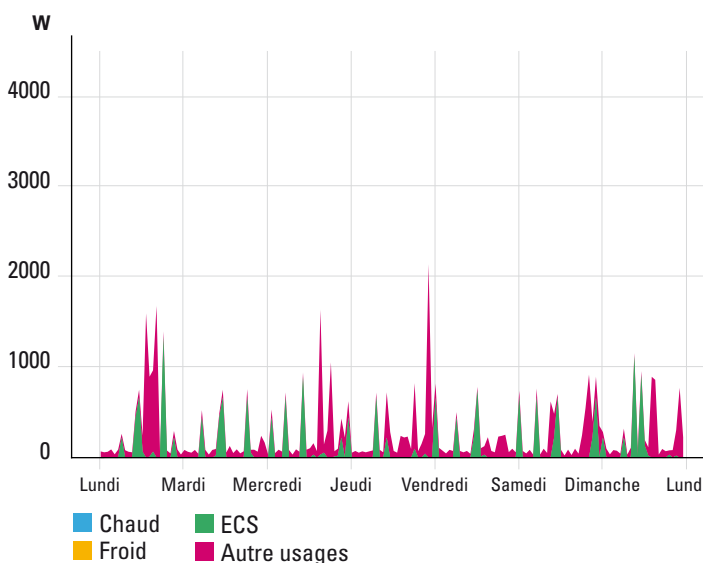
Afin de présenter l'effet saisonnier sur les profils selon les postes de consommation, trois courbes de charges hebdomadaires sont présentées ci-dessous : une en été, une en hiver et une à l'intersaison, ceci pour une maison individuelle d'un foyer de 4 personnes dans les Alpes Maritimes. Sont également représentés quatre usages différents pour illustrer leur variabilité et mettre en évidence la nécessité d'obtenir des données de consommations les plus précises possible : chauffage (pompe à chaleur), froid (climatisation), eau chaude sanitaire et les autres usages de l'électricité.

Figure 23 – Courbe de charge hebdomadaire – hiver



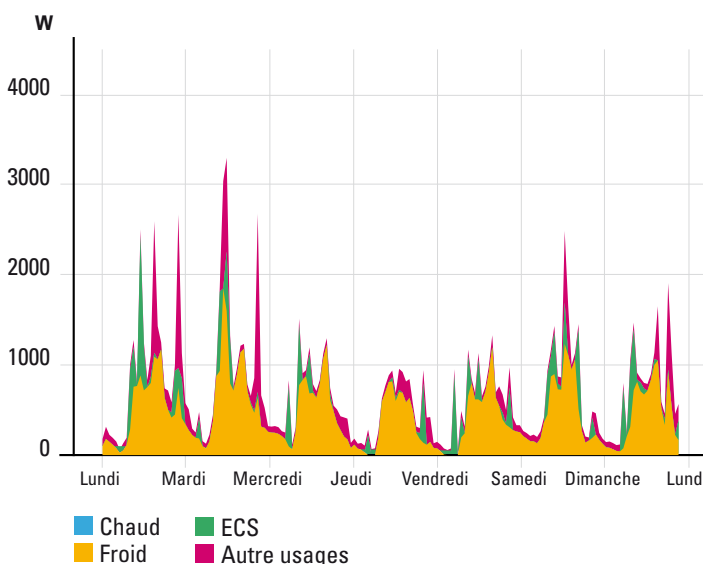
La situation hivernale présente une prépondérance des consommations de chauffage, avec cependant une variabilité sur la semaine (consommations plus fortes en début de semaine). Les autres usages électriques présentent également une variabilité forte, comprenant un talon et des pics importants dont l'occurrence n'est pas toujours régulière.

Figure 24 – Courbe de charge hebdomadaire – intersaison



La situation en mi-saison présente une absence totale de consommations de chauffage et de froid. Ce sont les autres usages et les consommations d'eau chaude sanitaire qui sont présents. Pour les autres usages électriques, on retrouve comme en hiver un talon et des pics importants dont l'occurrence n'est pas régulière. Il en est de même pour l'eau chaude sanitaire qui se caractérise par des pics plus ou moins nombreux selon le jour et la présence ou non des occupants.

Figure 25 – Courbe de charge hebdomadaire – été



En été, les consommations prépondérantes sont celles de froid. Ces consommations sont ici soutenues. Cela n'empêche pas d'observer des pics importants certains jours (mardi ou samedi notamment). Les autres usages conservent leur variabilité importante, les pics n'étant pas observés aux mêmes moments qu'en hiver ou qu'en intersaison.

COMMENTAIRE

De par la forte variabilité des profils d'un jour sur l'autre mais également d'une semaine voire d'une saison sur l'autre, il est impératif de réaliser une étude fine des données de consommation sur une année complète. En effet les écarts saisonniers sont dans certains cas importants en fonction des usages mais également des localisations géographiques.

Afin de limiter le coût d'étude pour le secteur résidentiel (dont le prix serait disproportionné, sauf en cas d'utilisation de box de suivi de consommation déjà en place et qui pourrait être utilisée), il est en premier lieu conseillé de récupérer les données issues du comptage lorsque sont accessibles les courbes de charges au pas 30 minutes du compteur Linky :

Tableau 3 — Caractéristiques des données de comptage selon les compteurs en place dans le secteur résidentiel

PUISSANCE SOUSCRITE ET TYPE DE COMPTEUR ÉLECTRIQUE	TYPE DE DONNÉES
Puissance de <i>soutirage</i> ≤ 36 kVA (BT inf36)	
Compteur électromécanique (CEM)	Historique de consommations mensuelles sur la base de relève bimestrielle, sur 24 mois maximum
Compteur Bleu Électronique (CBE)	
Compteur communiquant Linky	Par défaut, historique d'index quotidien et puissance maximale quotidienne sur 36 mois maximum. Après consentement*, courbe de charge au pas 30 minutes sur 24 mois maximum

* Seules les données après consentement seront enregistrées. Le consentement doit être renouvelé chaque année.

COMMENTAIRE

En ZNI, les modèles de compteur peuvent être différents. Il convient de se rapprocher d'EDF SEI, le gestionnaire de réseau, pour en connaître les caractéristiques.

À défaut d'avoir ces données, il est possible de travailler à l'aide de profils types selon les équipements électriques présents.

Des profils types sont mis à disposition par Enedis selon le type d'abonnement de l'utilisateur. Attention, ces données de consommation sont agrégées et ne rendent pas compte des spécificités d'usage propre à chaque site, ce qui ne permet pas un dimensionnement assez précis pour de l'autoconsommation.

Dans cette optique, est proposé ci-après un exemple de fiche de collecte de renseignements nécessaires pour le dimensionnement des sites résidentiels en autoconsommation, à destination des installateurs et bureaux d'études, en vue de reconstituer des courbes de charges sur la base des profils d'utilisation des équipements.

Tableau 4 – Tableau de puissances typiques des équipements électriques résidentiels

MACHINE	PUISSANCE (W)	HORAIRES	JOURS/SEMAINE	MOIS/ANNÉE
Lave-linge	1 200	12-13	Lun/Sam/Dim	1-12
Sèche-linge	3 800	19-23	Tous les jours	1-3 ; 10-12
Aspirateur	1 200	14-15	Lun/Mer/Ven	1-12
Fer à repasser	1 000	19-20	Lun/Mer/Sam	1-12
Four électrique	2 000	19-20	Tous les jours	1-12
Plaque électrique	2 000	19-20	Tous les jours	1-12
Réfrigérateur*	110	0-24	Tous les jours	1-12
Congélateur*	100	0-24	Tous les jours	1-12
Lave-vaisselle	500	9-10	Tous les jours	1-12
Chauffe-eau	2 000	0-3	Tous les jours	1-12
PAC*	2 000	0-24	Tous les jours	1-3 ; 10-12
Convecteurs*	7 500	0-24	Tous les jours	1-3 ; 10-12
Filtration piscine	800	10-16	Tous les jours	1-12
Éclairage Été	120	7-8, 19-22	Tous les jours	4-9
Éclairage Hiver	120	7-8 ; 17-22	Tous les jours	1-3 ; 10-12
Télévision	300	19-23	Tous les jours	1-12
Ordinateur	300	18-23	Tous les jours	1-12
Veille	50	0-24	Tous les jours	1-12
Voiture électrique	1 500	18-24 ; 0-1	Tous les jours	1-12
Autre...	150	0-24	Tous les jours	1-12

* On considère un temps de fonctionnement à pleine puissance de l'ordre de 50 % pour le réfrigérateur et le congélateur et de 30 % pour les Pompes à Chaleur. Les convecteurs ne fonctionnent également que 30 % du temps.



Il est important de pouvoir identifier dans les équipements ceux qui fonctionnent de manière cyclique, ceux qui sont programmables ou non, ceux dont l'utilisation peut être interrompue sans dommage sur l'appareil électrique et sans impact sur les besoins de l'utilisateur.

7.1.2 Secteurs tertiaire et industriel : analyse des données de consommation

Ces sites sont généralement dotés d'un *talon de consommation* relativement stable sur les sept jours de la semaine (avec une baisse les week-ends selon les jours de fermeture du site) et toute l'année (selon les types d'usage et les fermetures du site, notamment en été). Le dimensionnement dans ce type de configuration est plus aisé du fait de la bonne correspondance entre le niveau de consommation et la production d'énergie (diurne). Le taux de reproductibilité journalier est très élevé, ce qui en fait à priori la configuration la plus appropriée pour l'autoconsommation.

Étant donné les variations possibles d'un site à l'autre, il est nécessaire de ne pas se fier à des profils types mais de procéder à une analyse fine des données de consommation sur toute l'année ou à minima sur les mois les plus ensoleillés.

Celle-ci peut se réaliser conjointement par :

■ Une analyse des factures

En premier lieu, il convient de connaître la puissance de raccordement du site et ses modalités de contractualisation (fournisseur, grille tarifaire, contrat unique ou contrat d'accès au réseau, etc.) pour comprendre les données de la facture.

Les tarifs réglementés jaunes et verts n'existant plus, ce ne sont plus ces termes qui sont utilisés par les gestionnaires de réseau mais la nomenclature suivante :

Tableau 5 — Dénomination utilisée par Enedis des points de connexions (C1 à C5)

DÉNOMINATION	DOMAINE DE TENSION	NATURE DU CONTRAT D'ACCÈS AU RÉSEAU	CARACTÉRISTIQUES DES DONNÉES
C1	Toute tension	Contrat CARD avec le GRD	Variable
C2	HTA	Contrat unique avec le fournisseur	La reconstitution des flux est assurée via la courbe de charge mesurée
C3	HTA	Contrat unique avec le fournisseur	La reconstitution des flux est assurée via la courbe de charge profilée.
C4	BT > 36 kVA	Contrat unique avec le fournisseur	Variable
C5	BT ≤ 36 kVA	Contrat unique avec le fournisseur	Variable

Les factures (de fréquence mensuelle) donnent des indications sur la consommation par tranche horaire selon les grilles tarifaires de l'offre, ainsi que sur la répartition des coûts (entre part variable et part fixe notamment).

! L'analyse pourra se limiter à un mois si la consommation mensuelle est reproductible d'un mois à l'autre. Sinon, il sera nécessaire de l'étendre à plusieurs mois.

Dans tous les cas, l'analyse de données de consommation doit être étayée sur la connaissance du site : des visites de site sont alors nécessaires pour identifier les postes les plus consommateurs, analyser les fiches techniques des équipements principaux ainsi que le fonctionnement du site (notamment ses horaires et jours de fermeture et d'ouverture).

! Il est important d'identifier les postes de consommation selon leur durée d'utilisation et la possibilité ou non de les interrompre au cours d'un cycle.

■ Une campagne de mesure sur site

La présence de GTB/GTC sur le site n'est pas forcément utile dans la mesure où ces systèmes sont gérés par les exploitants du site à l'aide de logiciels spécialisés à partir desquels la récupération de données n'est pas toujours évidente. La pose de mesureurs-enregistreurs reste la solution la plus fiable.

Il est possible d'installer des mesureurs-enregistreurs de consommation industriels non intrusifs, qui ont l'avantage de ne pas avoir à déconnecter le site du réseau pour leur pose (principe de tores ouvrants). Ces mesureurs sont posés au niveau des TGBT pour une vue d'ensemble de la consommation. Pour identifier plus précisément les postes les plus consommateurs en vue de mettre en œuvre des actions de MDE ciblées, il faut multiplier le nombre d'équipements ou le nombre de jours de mesure et de pose. Les pas de temps de mesure sont en général de 10 ou 15 minutes ce qui est suffisant pour les besoins de l'étude.

! La campagne de mesure étant limitée dans le temps, il convient d'être vigilant lors de l'extrapolation des données et de tenir compte des effets horo-saisonniers spécifiques au site. Il est recommandé

d'effectuer au moins 1 mois de campagne voire un trimestre, de préférence en été. Ces paramètres sont bien sûr variables selon les sites (consommation régulière dans l'année ou non). À titre d'exemple, si les consommations ne sont pas reproductibles d'un mois sur l'autre, il sera nécessaire d'augmenter la durée d'acquisition.

- La récupération des données de comptage public disponibles auprès du fournisseur dans le cadre d'un contrat unique (CU) ou du gestionnaire de réseau dans le cas d'un contrat d'accès au réseau (CARD).

Ces données couvrent en général une voire plusieurs années de fonctionnement et leur granulométrie dépend de la puissance souscrite et du type de compteur mis en place :

Tableau 6 – Caractéristiques des données de comptage selon les compteurs en place dans les secteurs tertiaire et industriel

PUISSANCE SOUSCRITE ET TYPE DE COMPTEUR ÉLECTRIQUE	TYPE DE DONNÉES
Puissance de <i>soutirage</i> ≤ 36 kVA (BT inf36)	
Compteur électromécanique (CEM)	Historique de consommations mensuelles sur la base de relève bimestrielle, sur 24 mois maximum
Compteur Bleu Électronique (CBE)	
Compteur communiquant Linky	Par défaut, historique d'index quotidien et puissance maximale quotidienne sur 36 mois maximum. Après consentement*, courbe de charge au pas 30 minutes sur 24 mois maximum
Puissance de <i>soutirage</i> entre 36 et 250 kVA (BT sup36)	
Compteur Jaune Électronique (CJE)	Historique de consommations, puissances atteintes et dépassements mensuels, par classe temporelle pour tous. Historique de courbes de charge (point 10 minutes) sur les compteurs compatibles uniquement (compteurs télé-accessibles). <i>À la date de rédaction du guide, les retours d'expérience montrent que 50 % des sites sont équipés de compteurs télé-accessibles, ce chiffre étant amené à atteindre les 100 % dans les années à venir.</i>
Compteur PME-PMI	
Puissance de <i>soutirage</i> > 250 kVA (HTA)	
Compteur Vert Electronique (CVE)	Historique de consommation, puissances atteintes et dépassements mensuels, par classe temporelle Historique de courbes de charge (point 10 minutes)
Compteur PME-PMI (comptage côté BT)	
Compteur ICE-2Q ou 4Q (comptage côté HTA)	
Compteur SAPHIR (comptage côté HTA)	

* Seules les données après consentement seront enregistrées. Le consentement doit être renouvelé chaque année.

Les compteurs en résorption (CEM, CJE, CVE) doivent faire l'objet d'un remplacement par un compteur de référence (CBE, Linky, PME-PMI, ICE, SAPHIR).

COMMENTAIRE

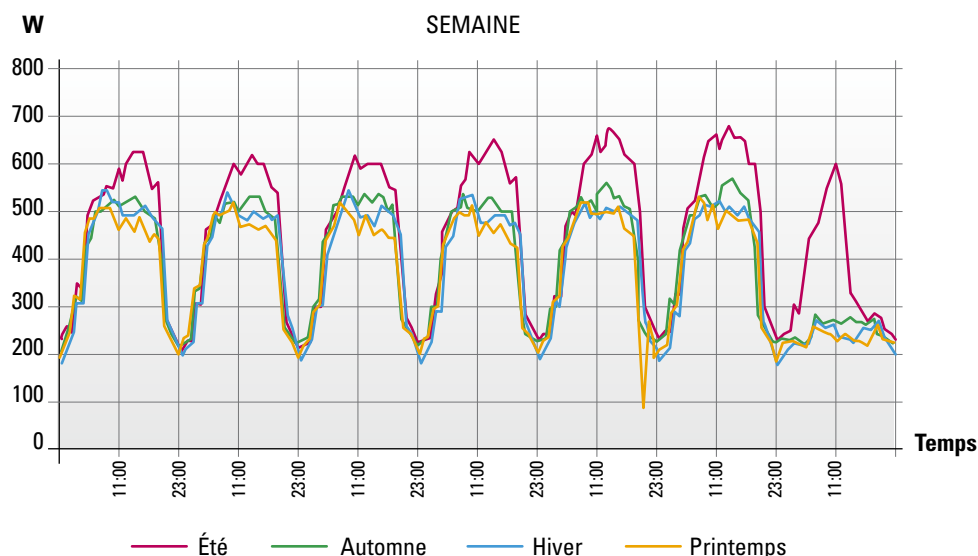
En ZNI, les modèles de compteur peuvent être différents. Il convient de se rapprocher d'EDF SEI, le gestionnaire de réseau, pour en connaître les caractéristiques.

Les données télé-relevables sont accessibles gratuitement, sous 10 jours environ, par email avec envoi des formulaires et justificatifs (d'après la procédure de communication à un client ou à un tiers autorisé de données relatives à un site de consommation raccordé au réseau public de distribution géré par Enedis – Enedis-OPE-CF_08E) à dataconsoelec@enedis.fr ou via des portails Enedis (tel l'espace personnel Linky) qui concerneront à terme tous les utilisateurs.

Les données de comptage peuvent également être accessibles en instantané sous forme numérique à partir de la TIC (Télé Information Client).

Un exemple de courbes de consommation est présenté ci-après pour un supermarché dans le Sud Est de la France dont la puissance de soutirage est de 700 kVA, avec une semaine typique pour chaque saison. Elles ont été tracées à partir d'un relevé de consommations en points 10 minutes transmis par le fournisseur, sur la base des données enregistrées par les compteurs gérés par le gestionnaire de réseau de distribution :

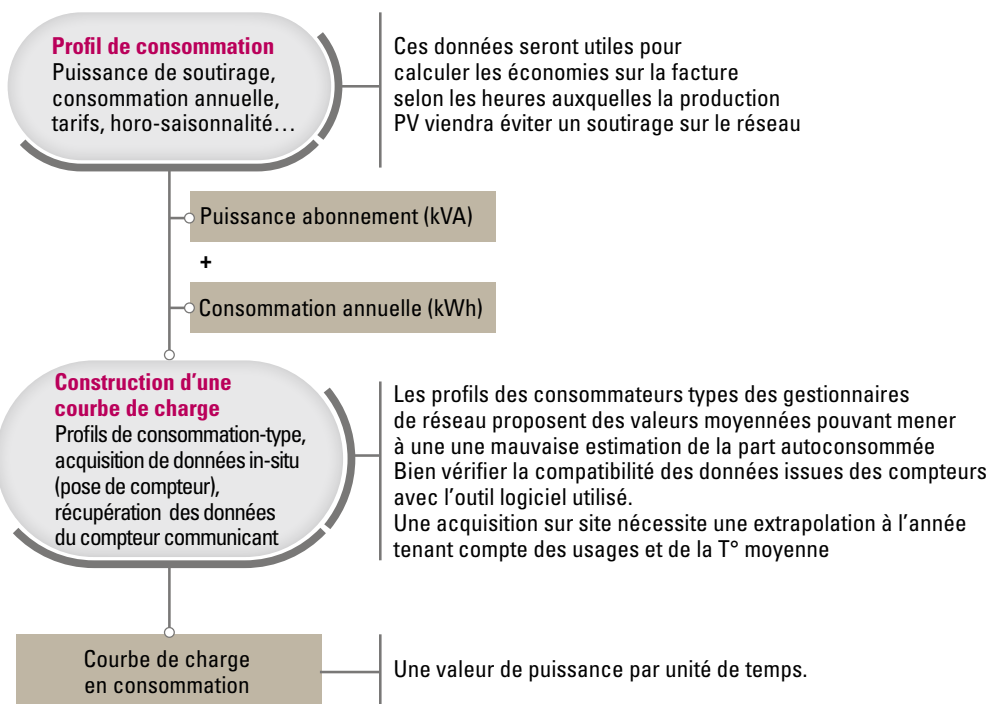
Figure 27 – Courbes de consommation pour un supermarché dans le Sud Est de la France



On constate dans ce cas que les consommations hebdomadaires au printemps, en automne et en hiver sont très similaires (fermeture le dimanche, puissance maximale instantanée légèrement au-dessus des 500 kVA). En été, on remarque bien une activité le dimanche et une puissance maximale proche des 700 kVA. On notera enfin que la consommation, dans ce cas, est fortement en adéquation avec la production photovoltaïque car on retrouve des courbes paraboliques correspondant aux courbes de production photovoltaïque typique.

7.1.3 Synthèse sur les données de consommation

CONSUMMATION



Logigramme 4 – Synthèse sur les données de consommation

En complément, la liste des principaux équipements et de leurs caractéristiques de fonctionnement doit être établie afin d'envisager les possibilités de pilotage des charges.

7.2 Données de production

La méthode de génération des données de production est commune à tous les types d'installations. Il n'y a donc pas, dans ce chapitre, de distinction par catégorie de bâtiment ou par puissance.

7.2.1 Détermination de la puissance-crête

Pour mémoire, la puissance de l'installation PV est fonction de la surface de panneaux.

Sur un site donné, on peut déterminer la puissance-crête maximale comme la puissance correspondant à la surface maximale de panneaux pouvant être installés sur des zones planes, globalement orientés Sud et dégagés de tout encombrement ou ombrage.

Tableau 7 — Exemple de densités de puissance usuelles

	DENSITÉ DE PUISSANCE PAR M ² D'EMPRISE PHOTOVOLTAÏQUE HORS CHEMINEMENTS OU AUTRES SURFACES NON EXPLOITABLES (ENCOMBREMENT, OMBRAGES, ETC.)	
Technologie (pour un module de 1mx1, 6m en moyenne)	150 Wc/m² de module silicium polycristallin classique (250 Wc environ)	200 Wc/m² de module silicium monocristallin haut rendement (320 Wc environ)
Toiture inclinée	150 Wc/m ² de toiture utile	200 Wc/m ² de toiture utile
Toiture-terrasse	Selon l'inclinaison des supports, orientés au Sud : • 0° : 115 Wc/m² de terrasse utile • 15° : 80 Wc/m² • 30° : 60 Wc/m² Selon l'orientation des supports Est/Ouest, inclinés à 15° : 140 Wc/m ²	Selon l'inclinaison des supports, orientés au Sud : • 0° : 140 Wc/m² de terrasse utile • 15° : 100 Wc/m² • 30° : 75 Wc/m² Selon l'orientation des supports Est/Ouest, inclinés à 15° : 175 Wc/m ²
Ombrières de parking orientées Sud et inclinées à 10°	115 Wc/m ² de parking	145 Wc/m ² de parking

COMMENTAIRE

En choisissant de dimensionner la puissance crête de l'installation en fonction de la surface maximum pouvant être équipée en toiture, on peut s'attendre, selon les cas, à produire de l'énergie excédentaire, non consommée pour les besoins du bâtiment. On étudiera alors la possibilité d'une vente du surplus.

7.2.2 Simulation de production

La simulation de production à mener nécessite en entrée les caractéristiques de l'installation définie : puissance-crête, inclinaison et orientation des modules ainsi que des données d'irradiation solaire du lieu d'implantation sur une année complète. La question du pas de temps d'obtention de ces données est importante puisqu'elle conditionne également la justesse du dimensionnement en autoconsommation.

! Le choix de l'année de référence pour les données météo va influencer le résultat et par conséquent le dimensionnement de l'installation PV. Aussi, il est conseillé de réaliser des simulations de production pour plusieurs années et de prendre la moyenne des résultats obtenus. Il est nécessaire également que les données de production soient simulées au pas de temps horaire.

Des données de production au pas de temps horaire, sur la base de plusieurs années d'ensoleillement, sont mises à disposition gratuitement par la communauté européenne à travers l'interface en ligne PVGIS, pour un lieu, une orientation et une inclinaison données des panneaux.

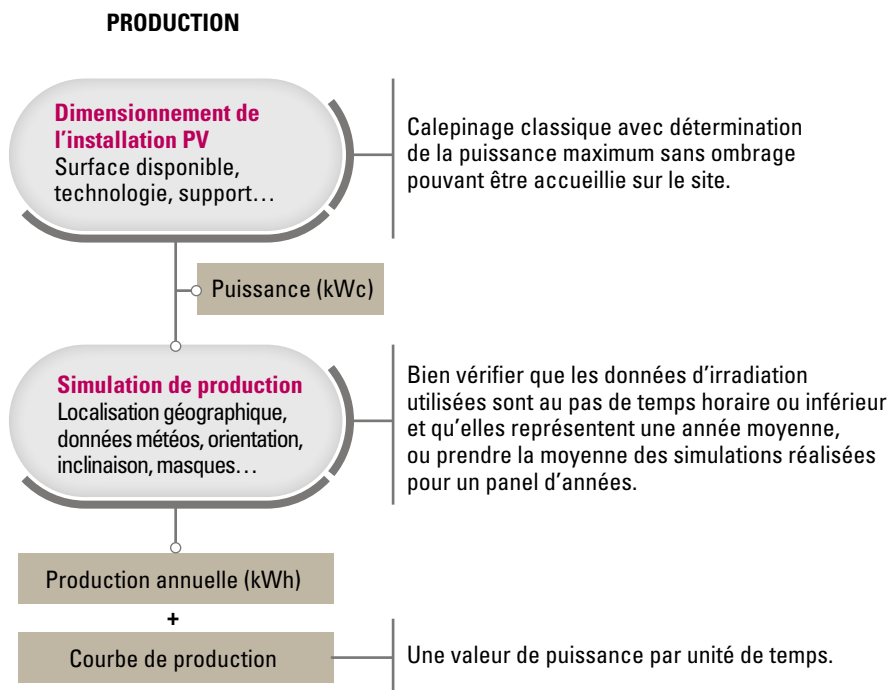
En complément, les logiciels métiers spécialisés dans la simulation de production photovoltaïque (PVsyst, Archelios, GyroSun, PV*SOL, etc.) ont la capacité de calculer les pertes détaillées du système selon le type de modules et leurs coefficients de température, le niveau de ventilation des modules (intégrés ou non), le degré de salissures, les chutes de tension, les pertes par ombrage en fonction du câblage et de la position des masques...

< PRISE EN COMPTE DES MASQUES

Les masques lointains dus au relief montagneux sont normalement pris en compte dans les données d'irradiation, pour peu que la maille géographique des données soit inférieure à la dimension ou à la proximité du relief.

Pour les masques proches, un tableau des facteurs d'ombrages en fonction de la position du soleil est généré dans les logiciels spécialisés à partir d'une construction 3D de la scène d'ombrages. À partir de celui-ci, il est possible de calculer les effets de masques proches sur la production, en corrélant la date et l'heure avec la position du soleil et en appliquant le facteur correspondant.

7.2.3 Synthèse sur les données de production



Logigramme 5 – Synthèse sur les données de production

7.3 Analyse technico-économique et choix de la configuration d'autoconsommation

7.3.1 Analyse des taux d'autoconsommation et d'autoproduction « naturels »

La première simulation à effectuer compare la production photovoltaïque issue de la **puissance-crête maximum** à la consommation reconstituée par superposition des courbes. Le terme « naturel » est employé pour signifier qu'il n'y a pas d'optimisation de la puissance crête ni de la courbe de charge de la consommation (par déplacement de charges par exemple).

Cette simulation peut être réalisée très simplement à partir d'un tableur comprenant :

- les données de la courbe de consommation (puissance consommée pour chaque heure de l'année, soit 8 700 valeurs environ) ;
- les données de la courbe de production (puissance produite pour chaque heure de l'année, soit 8 700 valeurs environ).

Tableau 8 – Extrait de tableur de calcul des *taux d'autoconsommation* au pas de temps horaire

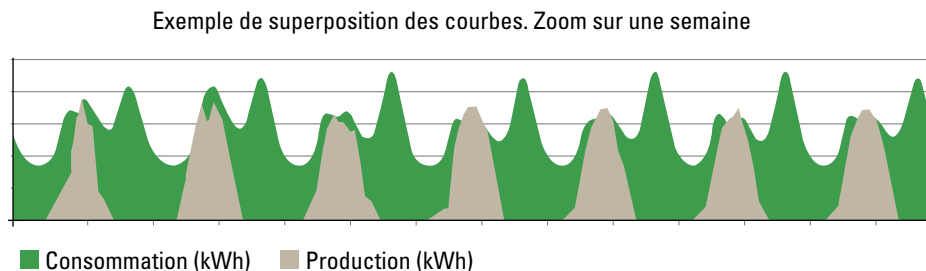
DATE HEURE UTC	PUISSANCE TOTALE	3,0 kWc	PART AUTOCONSOMMÉE (Wh)
	CONSUMMATION (Wh)	PRODUCTION (Wh)	
31/12/2017 11 : 00	307	309,5	307
31/12/2017 12 : 00	281	292,8	281
31/12/2017 13 : 00	310	172,2	172,2
31/12/2017 14 : 00	283	125,2	125,2
31/12/2017 15 : 00	252	63,9	63,9
31/12/2017 16 : 00	249	7,2	7,2
31/12/2017 17 : 00	263	0,0	0,0
31/12/2017 18 : 00	348	0,0	0,0
31/12/2017 19 : 00	327	0,0	0,0
31/12/2017 20 : 00	329	0,0	0,0
31/12/2017 21 : 00	276	0,0	0,0
31/12/2017 22 : 00	3 884	0,0	0,0
31/12/2017 23 : 00	7 268	0,0	0,0
...	...	...	...
Total sur l'année	13 342 514	3 651 766	1 207 383
		Taux d'autoconsommation	33 %
		Taux de couverture	27 %
		Taux d'autoproduction	9 %

Dans l'exemple ci-dessus, le 31 décembre :

- à 12 h : le système PV génère une puissance moyennée sur une heure de 293 W alors que la puissance consommée moyennée sur une heure est de 281 W. La puissance produite étant supérieure à la puissance consommée, la totalité de la consommation est autoproduite et la part autoconsommée est égale à la consommation ;
- à 13 h : le système PV génère une puissance moyennée sur une heure de 172 W alors que la puissance consommée moyennée sur une heure est de 310 W. La puissance produite étant inférieure à la puissance consommée, la totalité de la production est autoconsommée et la part autoconsommée est égale à la production.

Les différents taux sont calculés en dessous sur une année complète.
Le format tableur permet de tracer les courbes journalières afin de mieux comprendre le phénomène :

Figure 28 – Exemple de superposition de courbes – zoom sur une semaine

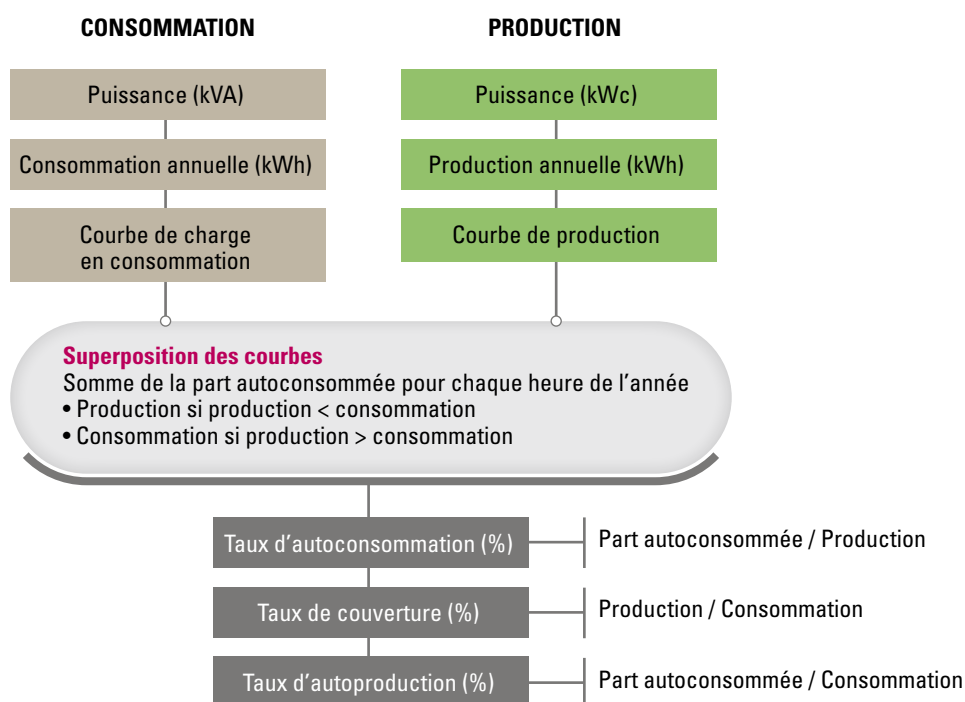


Les logiciels spécialisés dans le dimensionnement des systèmes photovoltaïques disposent généralement d'un module autoconsommation travaillant au pas horaire sur une année pour les données de production (PVsyst, Archelios, GyroSun, PV*SOL, etc.). Des outils spécialement dédiés à l'autoconsommation sont également disponibles (AutoCalsol, Autoconsommer.com, etc.).

Ils offrent la possibilité d'importer des profils de consommation et de les modifier ou des profils partiels, faisant suite à des mesures sur site par exemple, et de générer un profil sur l'année en le recalant sur les factures mensuelles. Si les données sont en valeurs sub-horaires, elles sont additionnées et moyennées pour obtenir des valeurs horaires. La simulation du stockage est également possible.

Les simulations indiquent en sortie le bilan de production, d'autoconsommation, d'injection et de *soutirage* réseau, et calculent les *taux d'autoconsommation* et d'*autoproduction*.

7.3.2 Synthèse sur les taux d'autoconsommation et d'autoproduction « naturels »



Logigramme 6 – Synthèse de l'étude des taux d'autoconsommation et d'autoproduction « naturels »

7.3.3 Étude des taux d'autoconsommation et d'autoproduction « optimisés »

Si on veut optimiser l'autoconsommation :

- soit on réduit la puissance photovoltaïque (ce qui réduit le potentiel d'autoproduction) ;
- soit on limite la puissance d'injection (ce qui maintient le potentiel d'autoproduction) ;
- soit on oriente/incline différemment les modules ;
- soit on déplace les consommations des équipements électriques en journée (départ différé des machines, horloges programmables, box de pilotage des consommateurs...) ;
- soit on installe des batteries... mais attention aux coûts liés à la technologie choisie, la sécurité et l'entretien.

De manière qualitative, les mesures d'optimisation vont avoir les effets suivants sur les différents taux (le + indiquant un avantage, le – un inconvénient) :

Tableau 9 — Évaluation de dispositifs d'optimisation des taux d'autoconsommation et d'autoproduction

MESURES	TAUX D'AUTOCONSUMMATION	TAUX D'AUTOPRODUCTION	TAUX DE COUVERTURE	ÉCONOMIE FINANCIÈRE
Décalage de la consommation aux heures de production solaire	++	+	=	+
Stockage de la production	+	+	=	-
Modification de l'orientation des panneaux (Est/Ouest vs Sud)	+	++	=	+
Diminution de la consommation d'électricité	=	+	+	++

< VARIATION DE LA PUISSANCE-CRÊTE

Il est possible de déterminer la puissance crête d'un projet en fonction du profil de consommation et du *taux d'autoconsommation* que l'on se fixe. C'est par exemple le talon de consommation minimum qui définira la puissance photovoltaïque maximale en cas d'autoconsommation fixée à 100 %.

Dans les cas où la consommation est relativement stable à l'année, il est possible de se baser sur la consommation annuelle diurne. On cherche alors le ratio de production rapporté à 1 kWc de l'installation donnée, exprimé en kWh/kWc.an, en utilisant l'outil PVGIS par exemple. On peut alors calculer la puissance crête recherchée comme étant :

$$P_{\text{crête}} [\text{kWc}] = \frac{\text{Conso annuelle diurne} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{an}} \right]}{\text{Ratio production} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{kWc}} \cdot \text{an} \right] * \text{Taux d'autoconsommation} [\%]}$$

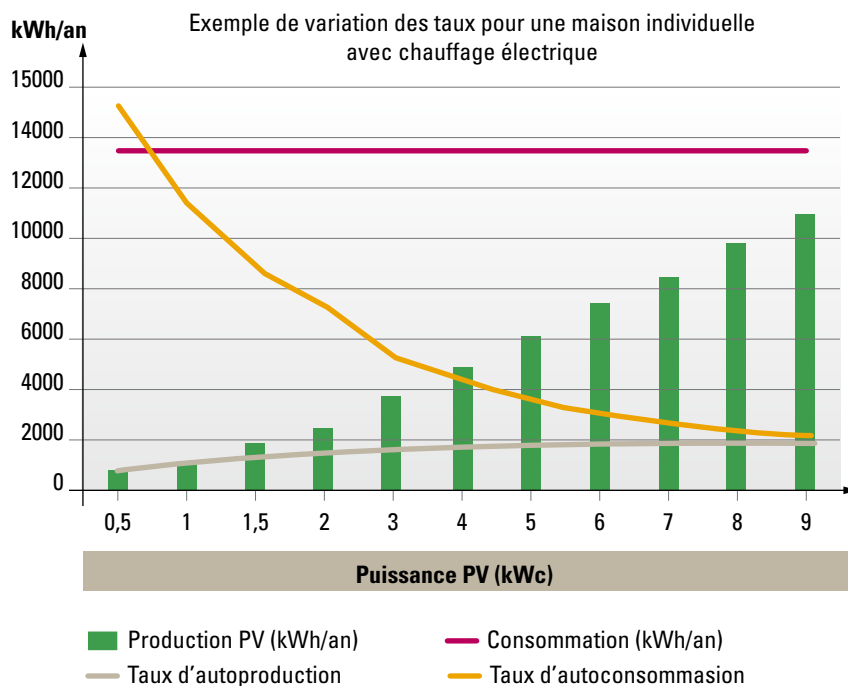
Exemple :

Pour un bâtiment industriel dont la consommation totale diurne annuelle serait de 100 000 kWh et le ratio de production de 1 250 kWh/kWc.an avec un taux d'autoconsommation recherché de 90 %, on aurait :

$$P_{\text{crête}} = \frac{100\,000}{1250 * 0,9} = 88,8 \text{ kWc}$$

Dans tous les cas, il est nécessaire d'évaluer l'impact de cette baisse de puissance crête sur le *taux d'autoproduction*. Dans l'exemple ci-dessous, les différents taux sont tracés en fonction de la puissance-crête pour un profil de consommation donné :

Figure 29 – Exemple de variation des *taux d'autoproduction* et d'*autoconsommation* pour une maison individuelle avec chauffage électrique



COMMENTAIRE

D'une manière générale, le *taux d'autoconsommation* baisse avec l'augmentation de la *puissance installée* alors que le *taux d'autoproduction* augmente.

< OPTIMISATION DU DIMENSIONNEMENT DE L'ONDULEUR PAR LIMITATION DE LA PUISSANCE D'INJECTION

Écrêtement statique

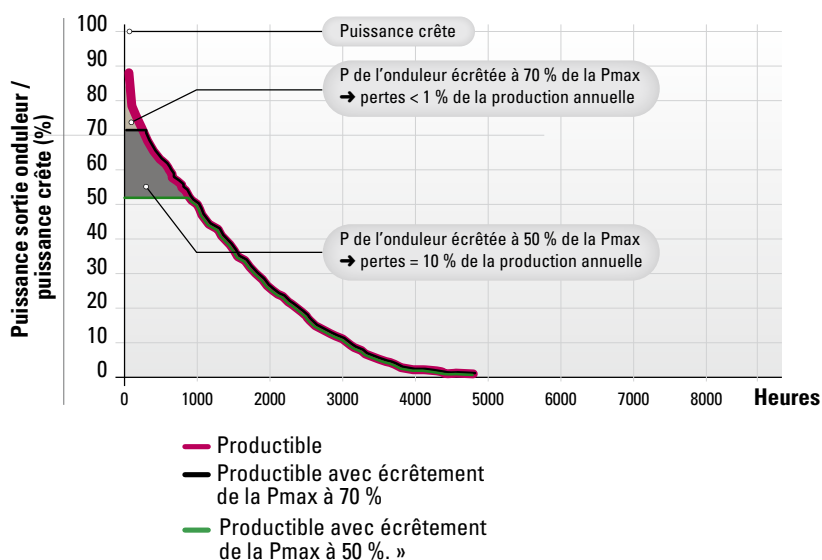
Le dimensionnement de l'onduleur (ou de l'ensemble des onduleurs) se fait en fonction des critères principaux suivants :

- la puissance crête totale des panneaux photovoltaïques. On privilégiera, pour des raisons d'optimisation de son rendement, un taux de charge de l'onduleur compris entre 100 et 120 % ce qui revient à un surdimensionnement du champ photovoltaïque de 100 à 120 % ou un sous-dimensionnement de l'onduleur en puissance de 80 à 100 % ;
- la tension PPM ou MPP (point de puissance maximale) et la tension en circuit ouvert de la ou des chaînes de modules. On vérifiera que la tension MPP de la chaîne soit bien comprise dans la plage de tension MPP de l'onduleur et on favorisera plutôt le haut de plage MPP, l'idéal étant d'être à 80 % de la tension maximale MPP, ceci en tenant compte des températures dans les conditions extrêmes (-10° et +70 °C généralement) ;
- l'intensité en court-circuit de la ou des chaînes de modules. L'intensité maximale admissible par l'onduleur doit être supérieure à l'intensité de la chaîne connectée.

Le sous-dimensionnement en puissance (sous réserve que les autres critères de dimensionnement soient respectés) donne lieu à un **écrêtement statique** : en cas de puissance produite par les panneaux supérieure à la puissance de l'onduleur, c'est cette dernière qui est le facteur limitant et qui permet ainsi de limiter la puissance d'injection.

À titre d'illustration, le graphique ci-dessous représente des monotones de puissance selon les niveaux d'écèlement statique et révèle les pertes énergétiques correspondantes.

Figure 30 – Monotones de puissance d'une installation photovoltaïque type à Lyon, sur une année



COMMENTAIRE

Une monotone de puissance correspond à l'ensemble des points d'une courbe de charge de production sur un an, classés selon le nombre d'heures où chaque puissance est atteinte. Les monotones de puissance photovoltaïque en France métropolitaine sont caractérisées par :

- la puissance maximale atteinte sur très peu d'heures dans l'année ;
- la puissance nulle atteinte sur la moitié de l'année environ correspondant aux périodes nocturnes.

Dans le cas d'un écellement, la production perdue correspond visuellement à la surface entre la monotone de puissance sans écellement et celle avec écellement (surfaces grisées dans le graphique ci-dessus).

Écellement dynamique

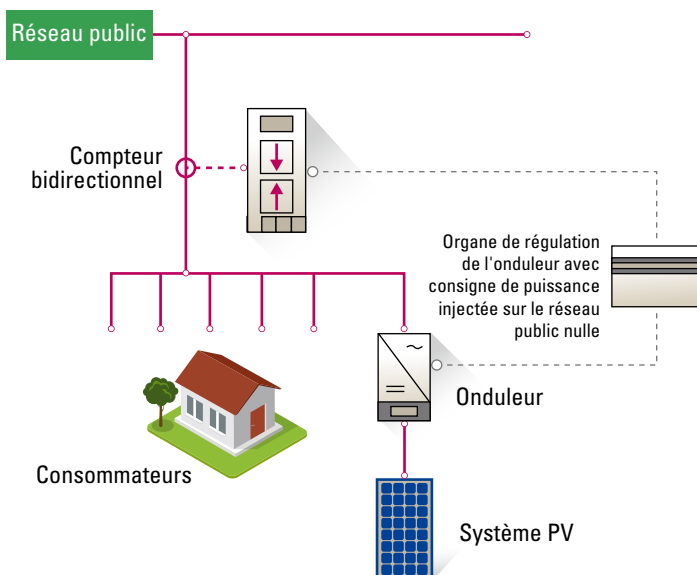
L'onduleur, s'il est paramétré pour cela, peut également limiter la puissance d'injection via un dispositif de commande avec un point de mesure au point de livraison. On parle dans ce cas d'**écellement dynamique**.

Cette limitation d'injection n'intervient que lorsque la puissance d'injection dépasse le seuil de puissance maximale d'injection déclarée au gestionnaire de réseau. D'une manière générale, elle est surtout utilisée dans les cas où le producteur s'est engagé à ne rien injecter sur le réseau (le « zéro injection » ou la « non-injection »). Selon la technologie d'onduleurs ou de micro-onduleurs utilisée, une réduction de puissance par palier peut avoir lieu, ce qui engendre une finesse du « zéro » injection moins importante qu'avec une régulation analogique. Quelle que soit la configuration, le bridage en puissance des onduleurs ou micro-onduleurs se fait forcément avec un temps de réponse (communication entre l'organe de mesure qui détecte du surplus et l'onduleur puis réaction de l'onduleur) qui peut atteindre plusieurs dizaines de secondes.



Quel que soit le fonctionnement du dispositif de bridage, il est nécessaire de respecter le cahier des charges d'Enedis de la non-injection, à savoir que l'injection nette moyenne doit rester inférieure à 10 W sur le pas de règlement des écarts (actuellement de 30 minutes).

Figure 31 – Exemple d'un schéma type d'un système avec un dispositif de bridage avec une consigne d'injection nulle



Ce dispositif de commande de limitation d'injection peut être proposé par le fabricant d'onduleurs ou être universel et compatible avec plusieurs marques d'onduleurs (attention aux protocoles de communication propriétaires qui sont fermés).

Il peut être :

- intrusif : dans ce cas, il faut couper le câble d'alimentation pour le câbler sur le compteur, ce qui impose une coupure d'alimentation le temps de la pose ;
- non-intrusif : le compteur intelligent est alors associé à des tores de courant qui entourent le câble d'alimentation (la phase en monophasé et les 3 phases en triphasé avec un tore par phase) ou le jeu de barres pour les plus gros sites.

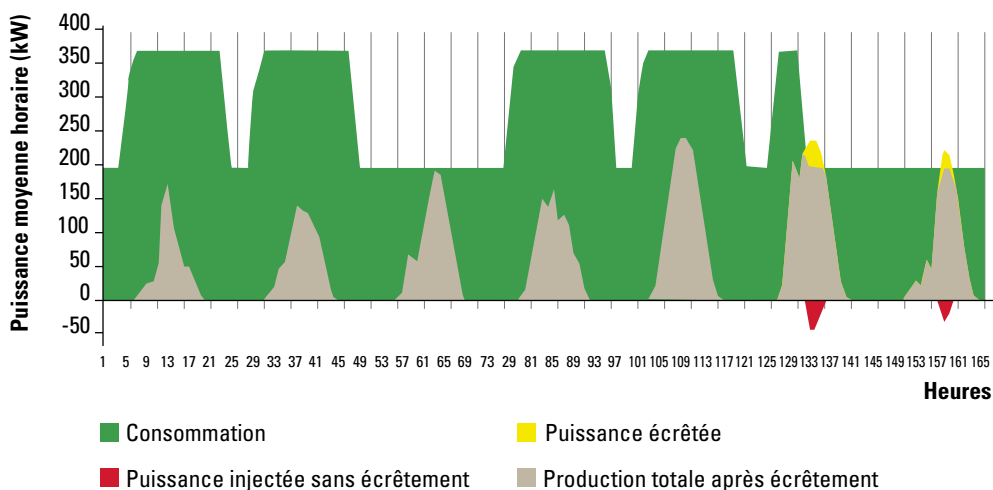
Attention : le calibre en courant de ces tores doit être choisi en fonction du courant maximal consommé et non pas en fonction du courant maximal produit.

Tous les onduleurs ne sont pas en capacité d'être sous-dimensionnés en puissance ou de fournir un écrêtement dynamique. D'une manière générale, cette limitation d'injection peut avoir une influence sur le long-terme sur la durée de vie des composants de l'onduleur.

Il convient de se rapprocher du fabricant pour connaître les capacités de sous-dimensionnement de chaque onduleur.

À titre d'exemple est représenté ci-dessous l'impact de l'écrêtement dynamique sur une courbe de charge :

Figure 32 – Résultat de la courbe de charge avec limitation de la puissance injectée



Quel que soit le type d'écèlement, il est nécessaire d'évaluer les pertes de production photovoltaïque qu'il génère et l'impact sur le modèle économique.

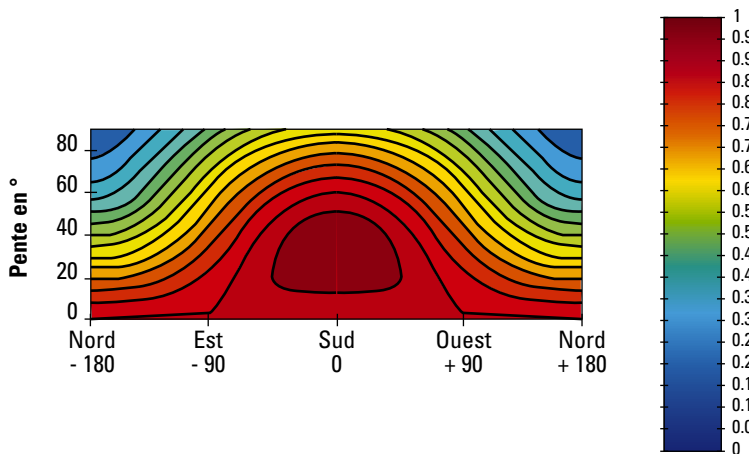
< VARIATION DE L'ORIENTATION DU CHAMP PHOTOVOLTAÏQUE

Selon les possibilités d'implantation des modules photovoltaïques sur le site, il est possible, pour un projet en autoconsommation, de jouer sur :

- l'inclinaison des modules : plus ils seront verticaux, plus la production hivernale sera favorisée au détriment de la production annuelle ;
- l'orientation des modules par rapport au sud : des modules orientés Est produiront plus le matin que des modules orientés Ouest, et inversement.

Afin de mieux se conformer aux appels de puissance en consommation.

Figure 33 – Production annuelle en France métropolitaine selon l'orientation et l'inclinaison des modules

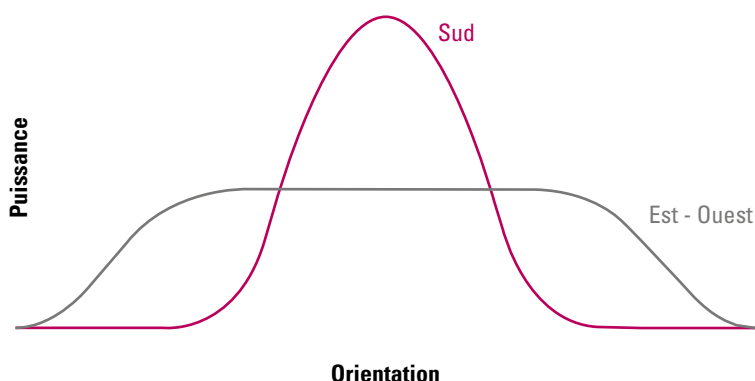


Le graphique ci-dessus montre la sensibilité de la production annuelle à l'orientation et à l'inclinaison des modules pour la France métropolitaine (sans ombrage), par rapport à la production annuelle maximum (valeur de 1). La production PV est sensible à l'orientation, une fois sortie d'une zone optimum située dans :

- une plage d'azimut variant de $+ 30^\circ$ à $- 30^\circ$ par rapport au Sud, donc orientée globalement vers le Sud ;
- une plage d'inclinaison variant de 10° à 50° par rapport à l'horizontale.

Dans la zone d'orientation optimale, la sensibilité est modérée (pertes de 5 % environ).

Figure 34 – Comparaison entre des courbes de production pour une installation orientée Sud et inclinée à 30° et une installation orientée Est/Ouest et inclinée à 10°



Les projets en autoconsommation se réalisent de plus en plus avec une double orientation Est/Ouest. À cela trois avantages :

- une production plus tôt le matin et plus tard le soir, augmentant ainsi le *taux d'autoconsommation* en répondant mieux aux pics de consommation de ces deux périodes ;
- une puissance lissée entre midi et quatorze heures évitant une surproduction aux heures de moindre consommation ;
- une couverture plus importante de la toiture (voir à ce sujet le Tableau 7 sur les densités de puissance au m² de toiture-terrasse).

< COMPARAISON DES DIFFÉRENTS SCÉNARIOS

Les différentes variations vont donner lieu à plusieurs simulations pour prendre en compte les différents profils de données :

- de consommation : réelle, avec mesures de maîtrise de l'énergie, avec pilotage...
- de production : pour un panel prédéfini d'orientations et d'inclinaisons (par exemple : 30° Sud, 10° Est/Ouest et à plat), ainsi que différents niveaux de puissance :
 - la puissance maximum, fonction de la surface disponible ;
 - la puissance minimum, correspondant au *taux d'autoconsommation* le plus élevé ;
 - la puissance optimisée, qui hors contraintes techniques particulières, sera définie à partir de critères économiques.

Chaque scénario devra faire l'objet d'un bilan économique intégrant le montant prévisionnel d'investissement et l'estimation des recettes et des charges annuelles sur 20 ans. C'est la comparaison des bilans économiques pour les différents scénarios qui permettra de déterminer quelle est l'option la plus avantageuse.



Le choix dans les options de branchement et de valorisation de l'électricité (vente du surplus, autoconsommation totale, *injection* du surplus sans rémunération...) va avoir un impact sur le coût de raccordement et donc de l'investissement mais aussi sur les charges (TURPE et fiscalité) ainsi que sur les recettes (prix du kWh évité et prix du kWh vendu). Des indications de coût sont précisées dans le chapitre 8 sur les démarches administratives et les coûts réglementaires.

Schématiquement, chaque scénario devra prendre en compte l'ensemble de ces paramètres :

Tableau 10 – Bilan économique de chaque scénario

DÉPENSES	RECETTES
Études et travaux Investissement • Étude de faisabilité, étude structure... • Fourniture et pose : système PV, dispositif de pilotage, stockage... • Consuel • Frais de raccordement, à priori évités mais dépendent du type de branchement et de la puissance Charges annuelles : • Supervision, entretien et maintenance • Impôts • Frais de gestion • Contrôles réglementaires et assurantiels	Économies sur la facture d'électricité et vente du surplus Recettes annuelles : • Part autoconsommée au prix du kWh fournisseur • Vente du surplus au prix d'achat du kWh contractualisé

Les montants mis en jeu devront intégrer, sur la durée d'exploitation choisie (i.e. 20 ans) l'augmentation prévisionnelle du coût de l'électricité, qui est un paramètre-clé dans le calcul de la rentabilité des projets.

■ COMMENTAIRE

Si le but recherché est la réduction de la facture d'électricité, la comparaison fera apparaître les € gagnés/€ investi.

Si le but recherché est l'autonomie énergétique à moindre coût, l'indicateur sera du type kWh autoproduits/€ investi.

7.3.4 Spécificités pour le secteur résidentiel

< ÉVALUER L'INTÉRÊT D'UN DISPOSITIF DE PILOTAGE DES CHARGES

Le premier moyen pour décaler les charges électriques pendant la période de production la plus favorable de la journée consiste à utiliser les départs différés programmables, notamment sur les appareils électroménagers comme les lave-vaisselle ou les lave-linge quand ceux-ci sont équipés de cette fonctionnalité.

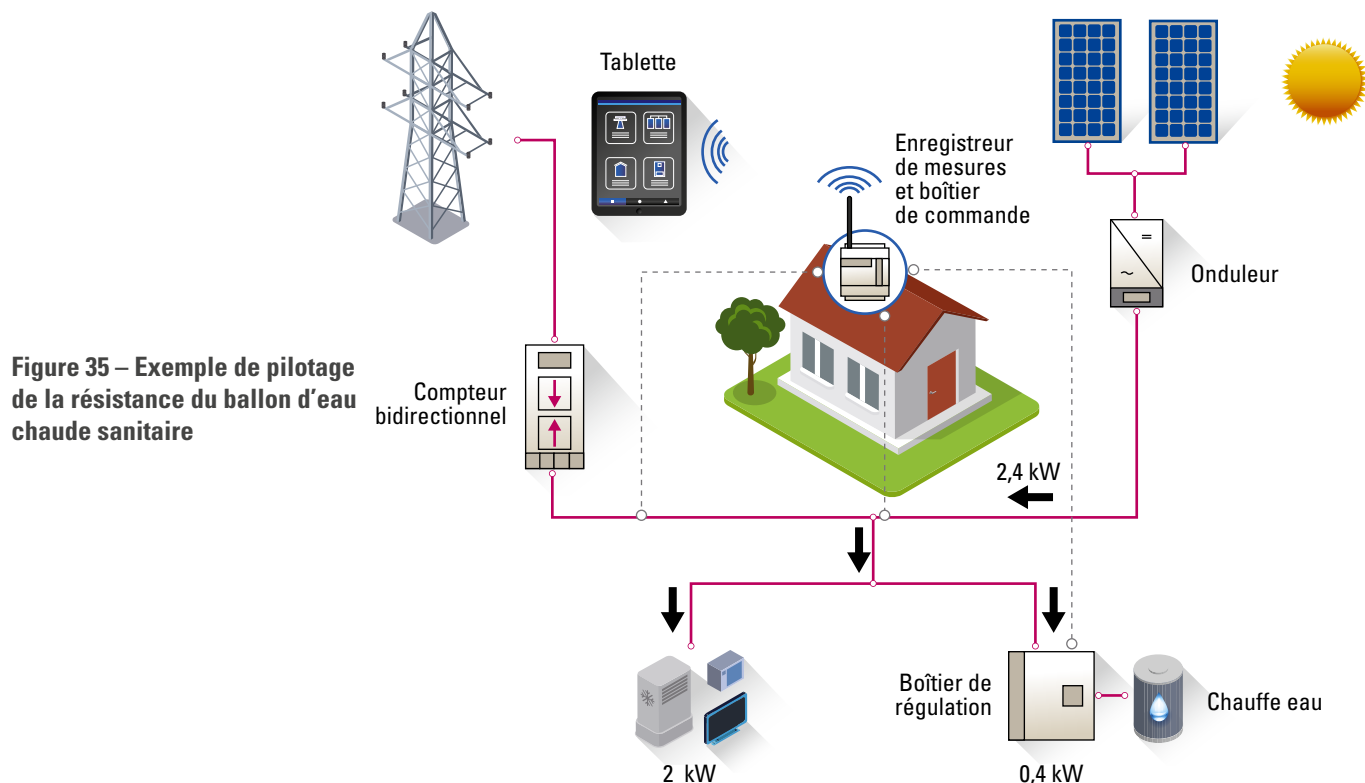
Tableau 11 — Comparatif des dispositifs de pilotage de charge selon le type de matériel

FONCTIONNALITÉS PRINCIPALES	AVANTAGES	INCONVÉNIENTS
Horloge programmable		
Permet le démarrage automatique des charges avec réglage de plages horaires et finesse journalière et/ou hebdomadaire	Bon marché Facilité de mise en œuvre	Fonctionnement des charges en Tout ou Rien
Boîtier de pilotage de résistance		
Alimente des charges résistives (ballon d'eau chaude, chauffage piscine...) avec le surplus de production photovoltaïque, mesuré grâce à des pinces ampèremétriques placées après l'onduleur et en tête de TGBT (voir schéma ci-après)	Facilité de mise en œuvre Pilotage analogique des résistances (puissance variable) donc plus grande finesse et amélioration du <i>taux d'autoconsommation</i> Jusqu'à 9 kW en triphasé Souvent associé à une interface utilisateur pour affichage des informations en temps réel et historique	N'alimente que des charges purement résistives (pas d'inductif ni de capacitif) Compatible uniquement avec les thermostats électromécaniques pour les ballons d'eau chaude
Box d'optimisation d'autoconsommation ou Managers d'énergie ou « Home Manager »		
Visualisation des consommations par appareil Pilotage des charges possibles à distance (depuis smartphone, tablette ou PC) Gestion automatique des veilles Alertes si consommations anormales Démarrage des appareils au moment le plus opportun Connexion des appareils sur prises radiocommandées Gestion domotique Mesure des consommations et de la production grâce à des pinces ampèremétriques reliées à la box	Système complet et perfectionné pour la gestion énergétique et l'optimisation au quotidien Selon les modèles, intègre le pilotage analogique pour des résistances	Installation plus complexe et intrusive Tous les appareils ne sont pas compatibles avec les prises radiocommandées (notamment lave-linge et lave-vaisselle avec démarreur électronique qui nécessite l'intervention de l'utilisateur pour lancer un cycle, sauf en départ différé). Nécessite une connexion à internet permanente pour du pilotage à distance

Les « Home Manager » sont les solutions les plus évoluées permettant de déplacer la consommation sur la période de production solaire, à savoir en pleine journée, en activant certaines prises électriques en fonction de la météo.

Certains équipements sont particulièrement adaptés à ce pilotage, comme la résistance des chauffe-eau électriques ou l'alimentation des pompes de filtration de piscine. Dans tous les cas, il est nécessaire de vérifier la compatibilité de l'asservissement des appareils avec ce pilotage externe.

Dans l'exemple ci-dessous, ce sont les transformateurs de courant (TC) qui vont mesurer à différents points la production totale et la production injectée au réseau puis via l'enregistreur de mesures couplé à un boîtier de commande déclencher le boîtier de régulation du chauffe-eau, si besoin. La tablette permet l'affichage des données et leur suivi.



Il faut apporter une attention particulière à la compatibilité des appareillages avec les organes de pilotage en se référant à la documentation de montage et d'utilisation fournie par les fabricants. Par exemple : Les dispositifs de pilotage analogique de résistance de ballon d'eau chaude sont compatibles uniquement avec des thermostats électromécaniques. Les chauffe-eau thermodynamiques ne sont d'une manière générale pas compatibles. De même, il s'agit de vérifier la possibilité ou non d'interrompre le fonctionnement de l'appareil en cours d'un cycle.

< ÉVALUER L'INTÉRÊT D'UN DISPOSITIF DE STOCKAGE

La question se pose de savoir dans quelle mesure un dispositif de stockage peut permettre d'augmenter de manière satisfaisante les *taux d'autoconsommation* et *d'autoproduction*. L'enjeu est de trouver un bon compromis entre une utilisation optimale des batteries (en termes de capacité et de rentabilité) et des niveaux d'autoconsommation et d'autoproduction élevés.

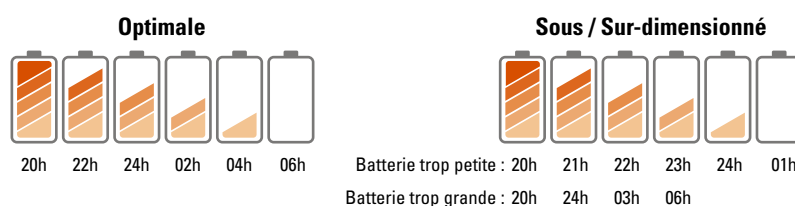
- Une petite batterie est très rentable en soi car elle est utilisée de manière intensive, mais elle augmente difficilement les *taux d'autoconsommation* et *d'autoproduction*.
- Une très grande batterie augmente fortement ces taux, mais n'est pas rentable car rarement utilisée à sa capacité maximum.

L'optimum se situe donc entre les deux : la capacité batterie doit être assez large pour couvrir la consommation nocturne, de mai à septembre. En pratique, cela équivaut à ce que la capacité utilisable de la batterie [kWh] soit 1,1 à 1,6 fois égale à la consommation annuelle [en MWh].

La figure ci-dessous présente à gauche une batterie dimensionnée de manière optimale pour l'autoconsommation dans la mesure où celle-ci arrive en limite basse entre 2 h et 4 h du matin afin de laisser le réseau fournir les kWh suivants jusqu'au lever du soleil. Le consommateur peut donc éventuellement profiter de kWh du réseau au tarif heure creuse. Ce dimensionnement permet un bon équilibre entre le coût d'investissement des batteries et le niveau d'autonomie.

À l'inverse, à droite, on remarque que la batterie est soit sous-dimensionnée, soit sur-dimensionnée. En effet, la batterie sous-dimensionnée arrive en limite basse très tôt entre 23 h et minuit alors que la batterie sur-dimensionnée n'atteint pas sa limite minimale avant le lendemain matin, moment où elle pourra potentiellement commencer à être rechargée à nouveau par l'énergie solaire photovoltaïque. Dans ces deux cas de figure, les cycles de charge/décharge des batteries ne sont pas optimisés et cela peut entraîner un vieillissement prématuré.

Figure 36 – Dimensionnement des batteries



COMMENTAIRE

Très généralement, il n'est pas nécessaire d'ajouter des batteries de stockage en plus d'un dispositif de pilotage de la résistance du ballon d'eau chaude car le surplus d'énergie produit par l'installation photovoltaïque est souvent en grande partie utilisé par le dispositif de pilotage. Dans ce cas, si des batteries étaient installées, elles ne seraient quasiment jamais rechargées par l'énergie solaire excédentaire.

Au-delà de leur prix, les batteries présentent un impact environnemental non négligeable à prendre en compte afin de faire un choix éclairé. Pour en savoir plus sur le dimensionnement du stockage et des retours d'expérience, vous pouvez vous référer à l'annexe dédiée au stockage.

< SYNTHÈSE POUR LE SECTEUR RÉSIDENTIEL

Un tableau de sélection du type de matériel pour autoconsommation résidentielle est proposé ci-dessous ainsi qu'un ordre de grandeur des *taux d'autoconsommation* et *d'autoproduction*, pour deux cas, calculés avec des simulateurs prenant en compte un pas horaire sur les données de production et de consommation.

Les hypothèses faites pour présenter ces résultats sont les suivantes :

- cas n° 1 : Consommation annuelle de l'habitation : 10 000 kWh/an et ratio de production : 1 300 kWh/kWc ;
- cas n° 2 : Consommation annuelle de l'habitation : 4 000 kWh/an et ratio de production : 1 200 kWh/kWc.

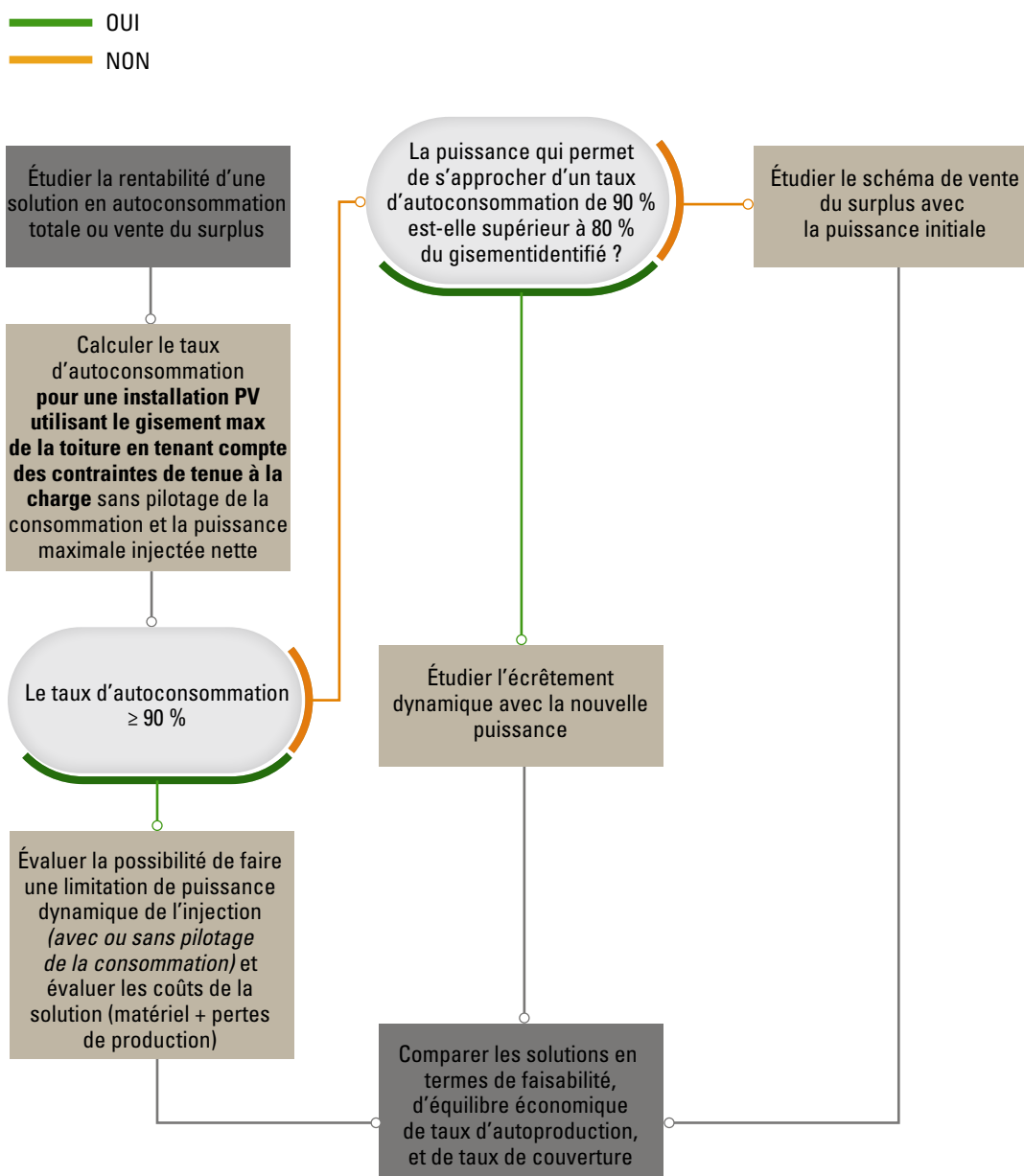
Tableau 12 – Tableau de sélection du type de matériel pour autoconsommation résidentielle

250Wc	1kWc	2kWc	2kWc	3kWc	9kWc
Onduleur					
Micro-onduleurs	Micro-onduleurs	String mono	String mono	Hybride mono	String triphasé
Batteries					
Non	Non	Non	Non	Oui ou vente de surplus	Non
Pilotage du ballon d'eau chaude (électrique)					
Non	Non	Non	Oui	Non	Non
Contrat surplus					
Non	Non	Oui (Non si piscine)	Non	Oui ou batteries	Oui
Taux autoconsommation pour cas 1					
~ 100 %	~ 70 %	~ 50 % (100 % si piscine)	~ 100 %	~ 80 %	~ 20 %
Taux autoproduction pour cas 1					
~ 3,25 %	~ 9,1 %	~ 13 % (26 % si piscine)	~ 26 %	~ 31 %	~ 23 %
Taux autoconsommation pour cas 2					
~ 90 %	~ 80 %	~ 60 %	~ 85 %	~ 70 %	~ 15 %
Taux autoproduction pour cas 2					
~ 6,75 %	~ 18 %	36 %	51 %	63 %	40 %

7.3.5 Spécificités des secteurs tertiaire et industriel

Dans les secteurs tertiaire et industriel, l'objectif est d'optimiser à la fois le *taux d'autoconsommation*, le *taux d'autoproduction* et le potentiel de la toiture.

Selon les cas, les solutions d'optimisation seront différentes :



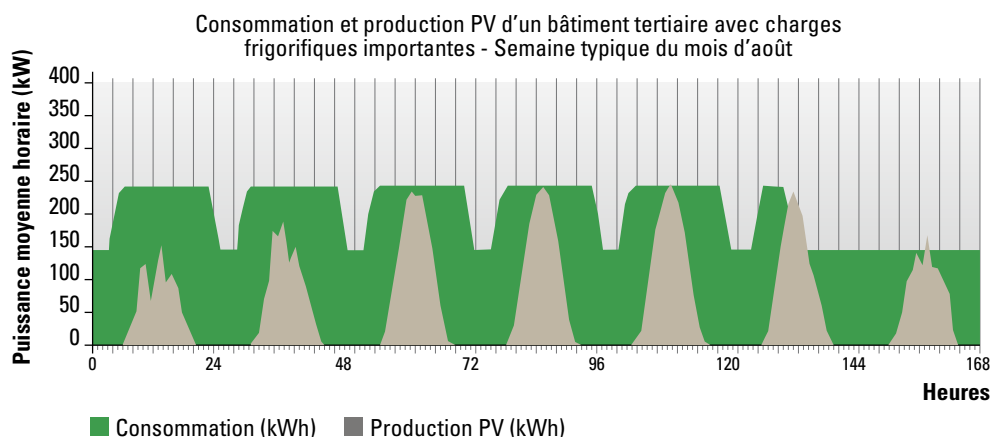
Logigramme 7 — Solutions d'optimisation pour les secteurs tertiaire et industriel

COMMENTAIRE

L'optimisation est/ouest mérite également d'être étudiée. Le pilotage des charges est également bien adapté à certains types d'équipements (frigorifiques notamment). Le stockage est encore à date de parution en cours d'expérimentation (démonstrateurs industriels).

La présence d'équipements frigorifiques permet en règle générale d'atteindre 90 à 100 % d'autoconsommation en couvrant la totalité de la toiture :

Figure 37 – Consommation et production PV d'un bâtiment tertiaire avec charges frigorifiques



À titre d'exemple, sur un site industriel, la mise en place d'une installation photovoltaïque Est/Ouest sur la totalité de la toiture a permis d'atteindre un *taux d'autoconsommation* à 90 % et un *taux d'autoproduction* à 60 %.

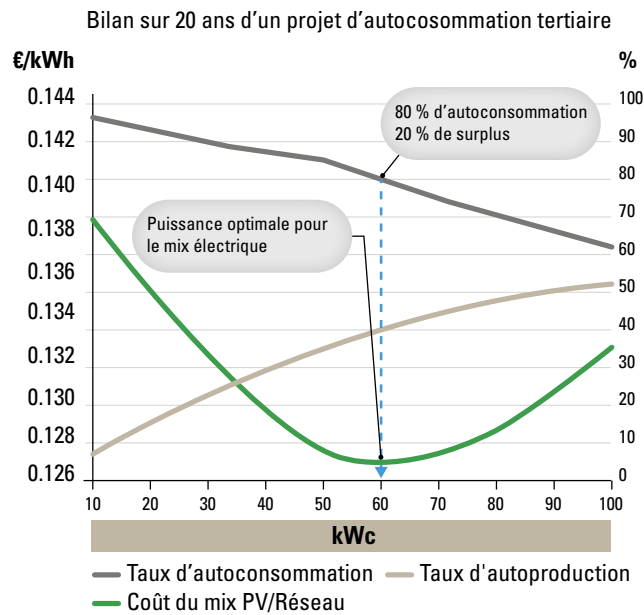
COMMENTAIRE

En absence d'équipements frigorifiques, le potentiel en toiture est souvent peu exploité (10 à 40 %) si l'on souhaite atteindre 100 % d'autoconsommation. Dans ce cas, l'étude de la vente du surplus ou de la vente de la totalité est indispensable.

Dans les cas de taux d'autoconsommation naturellement favorables (80 à 99 %), il peut rester intéressant de ne pas valoriser économiquement le surplus (notamment en raison des coûts supplémentaires que pourrait générer l'injection du surplus sur le réseau public), sans pour autant faire le choix de diminuer la puissance crête et permettant donc de maintenir un *taux d'autoproduction* satisfaisant.

À titre d'exemple, l'étude du bilan sur 20 ans d'un projet d'autoconsommation tertiaire l'illustre :

Figure 38 – Bilan sur 20 ans d'un projet d'autoconsommation sur un bâtiment tertiaire



Dans cet exemple, l'indicateur qui permet de trouver la puissance optimisée est le coût du mix PV/réseau. Ce coût est calculé sur la base du coût de la production photovoltaïque et du coût payé au fournisseur pour les consommations soutirées, au prorata du nombre de kWh autoproduits et soutirés. Le constat dans cet exemple est qu'il vaut mieux autoconsommer à 80 % tout en ne valorisant pas économiquement le surplus puisque cela reste plus intéressant que de se limiter à 100 % d'autoconsommation. Ceci s'explique par le fait que la production crête étant rarement atteinte (comme montré précédemment dans la monotone de puissance), il vaut mieux installer plus de puissance, qui générera plus d'énergie et donc augmentera le *taux d'autoproduction*.



Ces démarches et ces coûts sont fortement évolutifs : il est conseillé de consulter les différents textes réglementaires, les procédures et la Documentation Technique de Référence (DTR) des gestionnaires de réseaux (disponibles sur <https://www.enedis.fr/documents> pour Enedis) ainsi que www.photovoltaique.info pour être à jour des modifications.

La mise en œuvre d'une installation en autoconsommation n'affranchit pas l'installateur et/ou le producteur de demander les autorisations adéquates, d'être conforme aux règles électriques en vigueur, de contracter les assurances nécessaires et de payer certains frais.

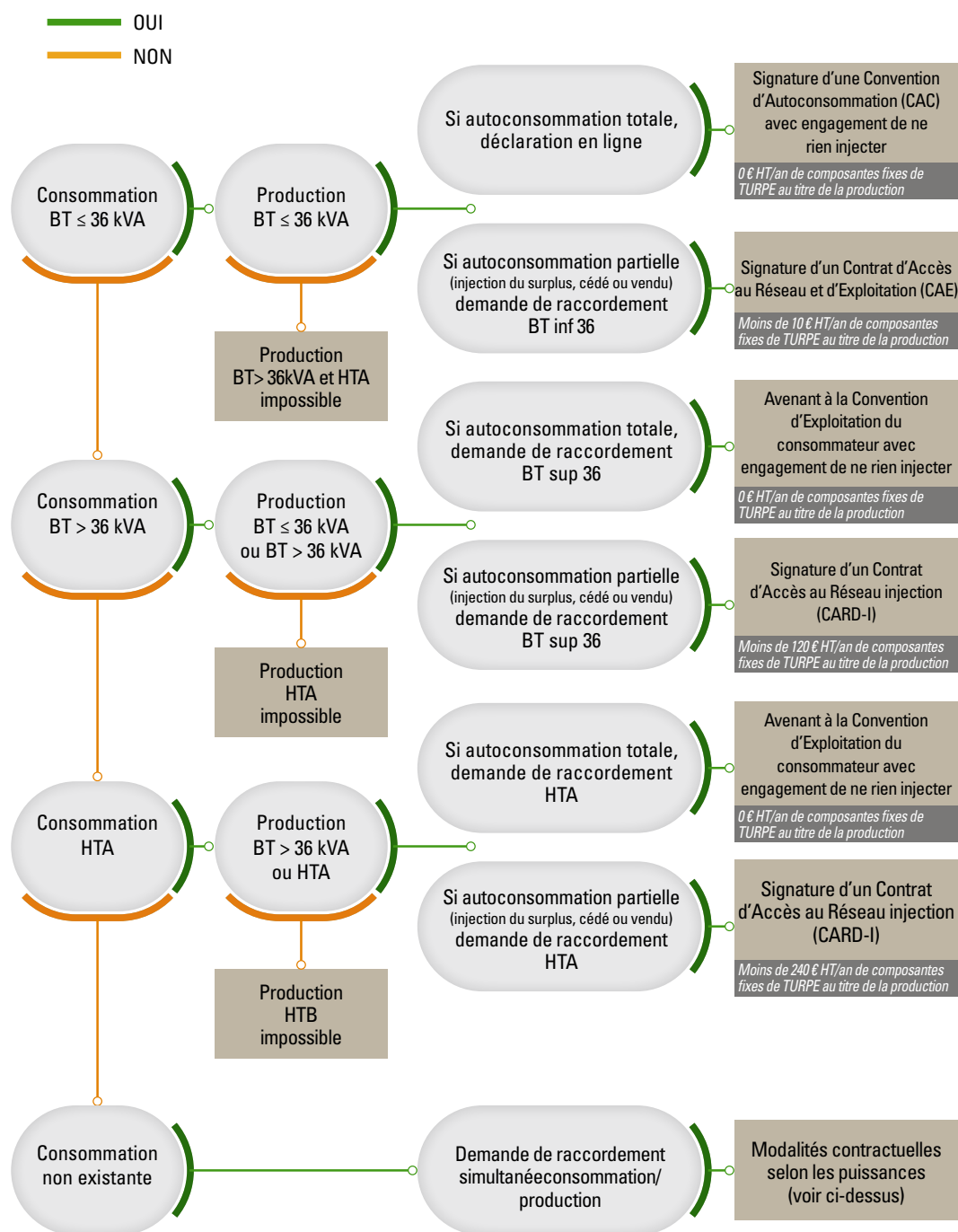
8.1 Autorisation d'urbanisme

Toute installation doit faire l'objet d'une autorisation d'urbanisme (déclaration préalable ou permis de construire).

Seules les installations au sol de moins de 3 kWc et ne dépassant pas 1,80 mètre de hauteur en sont affranchies.

8.2 Procédures et coûts de raccordement et d'accès au réseau

Toute installation photovoltaïque qu'elle soit en autoconsommation totale ou partielle, doit être obligatoirement déclarée au gestionnaire de réseau. Les démarches sont variables selon qu'il y ait ou non *injection* et selon la puissance. Le logigramme ci-dessous indique pour chaque cas les démarches à suivre, à date de rédaction du guide, ainsi que les montants du TURPE correspondant liés à l'accès au réseau.



Logigramme 8 — Logigramme des démarches et relations contractuelles avec le gestionnaire de réseau ainsi que des montants des composantes fixes de TURPE au titre de la production

COMMENTAIRE

Les portails de demande de raccordement sont différenciés selon les puissances (≤ 36 kVA et celles supérieures). C'est la puissance de raccordement du site en consommation qui est prise en référence. Il en est de même pour les composantes du TURPE qui sont facturées selon la catégorie de puissance de raccordement du site de consommation, et non pas sur la puissance installée ni celle injectée de la production.

! Dans le cadre de l'Appel d'Offres « autoconsommation », la présence d'un compteur public supplémentaire au plus près de la production s'accompagne de coûts supplémentaires annuels liés aux frais de comptage et de reconstitution des flux.

La question des coûts de raccordement a également un impact non négligeable sur le choix du mode d'injection de l'installation (sans injection ou injection partielle). Les coûts de raccordement sont constitués :

- Des coûts de branchement

Ces derniers dépendent des modifications éventuelles à effectuer au niveau du branchement de consommation existant (modification si puissance d'injection supérieure à la puissance de soutirage, passage d'un branchement monophasé à un branchement triphasé, adaptation du point de livraison avec cellule supplémentaire HTA pour la protection de découplage externe même s'il n'y a pas d'injection, etc.). Les changements de compteur pour la pose de compteurs comptant dans les deux sens ne sont en principe pas facturés. Ainsi, sans modification de branchement, les frais sont nuls.

- Des coûts d'extension

Ces derniers dépendent de la puissance d'injection et de la capacité d'accueil du réseau. Dans le cas où il n'y a pas d'injection, ces frais sont nuls.

Pour les installations de puissance de raccordement (puissance d'injection) supérieure à 100 kVA (ou 250 kVA selon texte en vigueur), une quote-part sera facturée en plus dans le cadre du Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR).

Des frais de prestation liés par exemple à la mise en service pourront s'ajouter selon les types de configuration, d'après les conditions des catalogues de prestations.

8.3 Certificats de conformité électrique

Toute installation photovoltaïque doit être réalisée selon les règles de conformité électrique, dépendante des caractéristiques du site et de l'installation.

D'une manière générale, toute installation raccordée sur un réseau BT doit respecter la **norme NF C 15-100**. Par ailleurs, toute installation raccordée au réseau public, même avec engagement de ne rien injecter, nécessite **une protection de découplage** dont les caractéristiques sont définies dans le document Enedis-NOI-RES_13E.



La protection de découplage peut être intégrée à l'onduleur si ce dernier est conforme à la norme en vigueur exigée par le gestionnaire de réseau.

Elle sera en revanche obligatoirement externe pour toute installation de puissance installée de plus de 250 kVA (protection de type H).

Pour obtenir l'attestation de conformité électrique visée par CONSUEL, devront être joints à la demande le dossier technique dûment rempli, un schéma électrique, le certificat de conformité pour la protection de découplage si intégrée à l'onduleur, le cas échéant. La présence ou non d'un dispositif de stockage conditionne le type de document à remplir :

Tableau 13 – Attestation et règles de conformité électrique selon la présence (ou non) d'un dispositif de stockage

CARACTÉRISTIQUES DE L'INSTALLATION	RÉFÉRENTIEL TECHNIQUE SPÉCIFIQUE	DOSSIER TECHNIQUE	ATTESTATION DE CONFORMITÉ ÉLECTRIQUE
Sans stockage	Guide UTE C 15-712-1	Sans/Avec protection contre les surintensités sur les circuits DC : SC 144A/SC 144B	AC Bleue visée par CONSUEL (visite sur sondage)
Avec stockage	Norme expérimentale XP C 15-712-3	SC 144 C	AC Violette visée par CONSUEL (visite sur sondage)

Les documents sont disponibles sur <http://www.consuel.com>.

La réglementation prévoit des cas spécifiques où une attestation sur l'honneur du producteur est suffisante, pour les petits systèmes et dans les conditions suivantes telles que transcrites par Enedis :

« Le Producteur atteste que l'Installation de Production :

- a été entièrement fabriquée, assemblée et essayée en usine et n'a pas nécessité la création de circuits fixes sur Site (pose de conducteurs et/ou de leurs protections) : elle a par conséquent une puissance installée inférieure ou égale à 3 kVA et n'est pas associée à un dispositif de stockage d'énergie électrique.

En accord avec l'article D342-19 du code de l'énergie, elle ne nécessite pas d'attestation de conformité visée par CONSUEL

- comporte un dispositif de découplage conforme [aux conditions de raccordement] ;
- est raccordée sur un circuit électrique conforme aux prescriptions de sécurité de la NF C 15-100 en vigueur ».

COMMENTAIRE

Cette attestation est valable à la fois pour les Conventions d'Autoconsommation et pour les Contrats d'Accès au Réseau et d'Exploitation, sous réserve de respecter les conditions définies par la réglementation.

Pour les bâtiments soumis à réglementation particulière (ERP, ICPE, etc.), pour les sites raccordés en HTA et/ou pour toute installation supérieure à 250 kVA, un rapport de contrôle d'un organisme d'inspection devra être joint au dossier et des règles spécifiques selon le type de réglementation devront être respectées (la norme NF C 13-100 par exemple pour la HTA).

! Dans le cas des Appels d'Offres, le cahier des charges impose de missionner en plus le bureau de contrôle pour qu'il atteste le respect des normes portant sur l'enveloppe du bâtiment (mission L et LE) et la conformité de l'installation au regard des caractéristiques déclarées dans le dossier de réponse à l'appel d'offres. Cette prestation génère des coûts supplémentaires à prendre en compte, le bureau de contrôle devant être recensé dans les organismes agréés par l'État.

8.4 Assurances et garanties

8.4.1 Assurances du producteur

Même en cas d'engagement de ne rien injecter sur le réseau public de distribution, le gestionnaire de réseau de distribution impose que le producteur souscrive une **assurance responsabilité civile** couvrant tous les dommages corporels, matériels et immatériels imputables au fonctionnement de l'installation.

Le risque principal identifié par le gestionnaire de réseau est l'électrification d'une personne suite au non fonctionnement de la protection de découplage de l'onduleur.

En cas d'assurance décennale mise en jeu par l'intervenant (voir ci-dessous), le producteur doit souscrire une **assurance dommage ouvrage**.

Enfin, il est conseillé de souscrire une **assurance dommage aux biens**, qui permettra de couvrir les frais en cas de bris de glace ou incendie par exemple.



Il est nécessaire de déclarer l'ensemble des produits du système, stockage compris, le cas échéant.

8.4.2 Assurances des intervenants

Les intervenants sur le chantier doivent être couverts en matière de **responsabilité civile** en phase de chantier ainsi que d'une **responsabilité civile décennale** dans les cas où l'installation photovoltaïque est susceptible de compromettre la solidité de l'ouvrage (bâti) et/ou rendre impropre l'ouvrage à sa destination (infiltration d'eau).

Cette obligation de responsabilité civile décennale est à étudier au cas par cas, selon les modes de pose, le type de toiture, etc.



Selon le type d'installation, les travaux réalisés et la nature des désordres, les garanties applicables pourront être différentes. En conséquence, il est fortement conseillé à l'installateur de s'assurer pour l'ensemble de sa responsabilité, civile et décennale. Il convient de vérifier que le procédé mis en œuvre est considéré comme « technique courante » au sens du contrat d'assurance ou, si ce n'est pas le cas, que la garantie a bien été étendue au procédé en question.

8.4.3 Garanties du matériel

Les garanties légales du fabricant sont obligatoires : garantie légale de conformité de 2 ans et garantie légale des vices cachés.

Les garanties commerciales sont des garanties facultatives inscrites dans les conditions générales de vente du fabricant ou à contracter.

COMMENTAIRE

Dans le cas par exemple des dispositifs de stockage, les garanties des batteries au plomb se limitent aux garanties légales car trop de paramètres liés notamment à l'usage impactent la durée de vie des composants. Dans le cadre des batteries lithium-ion, dans la mesure où un système de contrôle des batteries (Battery Management System – BMS en anglais) est en place permettant la vérification et la charge de manière à maintenir la durée de vie des composants, des garanties commerciales sont proposées avec des extensions de l'ordre de 15 ans.

8.4.4 Garanties légales de mise en œuvre

Trois garanties de mise en œuvre sont à prendre en compte :

- **la garantie de parfait achèvement (1 an)** : réparation aux frais du professionnel de tout désordre constaté sur tous les équipements installés ;
- **la garantie de bon fonctionnement ou garantie biennale (2 ans)** : réparation ou remplacement de tout équipement qui fait défaut, hors équipements indissociables ;
- **la garantie décennale (10 ans)** : réparation de tout dommage lié à un équipement indissociable qui compromet la solidité de l'ouvrage et rend impropre l'ouvrage à sa destination.

Ces garanties courent à partir de la date de réception de l'installation photovoltaïque.

8.5 Fiscalité

Ce paragraphe n'a pas vocation à être exhaustif sur la fiscalité mais a pour objet d'évoquer les points spécifiques liés à l'autoconsommation, en se référant aux textes législatifs et réglementaires en vigueur.

D'une manière générale, avec l'autoconsommation totale, il n'y a pas de revenus soumis à imposition mais cela ne signifie pas pour autant que l'auto-producteur est affranchi de toute taxe. Dans le cadre de l'autoconsommation partielle, les revenus générés sont soumis à imposition, selon le statut fiscal de l'autoproduiteur.

8.5.1 Taux de TVA réduit à l'investissement pour les installations résidentielles

Le rescrit n° 2007/50 du 04/12/07 disponible sur <http://bofip.impots.gouv.fr> à la référence BOI-TVA-LIQ-30-20-90 précise les conditions à respecter pour bénéficier du taux de TVA réduit :

- « 2 – Dès lors que l'électricité produite est intégralement autoconsommée, le producteur-consommateur ne doit pas être considéré comme un assujetti à défaut de livraison effective. Les installations réalisées sont alors éligibles au taux réduit applicable aux travaux dans les logements achevés depuis plus de deux ans. **À titre de règle pratique, il est présumé qu'il n'y a pas de livraison, et donc d'assujettissement à la taxe, dès lors que la puissance installée n'excède pas 3 kWc, et ce, quelle que soit la nature du contrat d'achat** ».
- « 3 – En revanche, dès lors que le seuil de 3 kWc est dépassé [...], il y a lieu de taxer au taux normal la totalité de l'énergie produite, c'est-à-dire à la fois les livraisons intervenant dans le cadre de contrats d'achat par EDF et les prélèvements d'énergie opérés par le producteur-consommateur au titre de sa consommation personnelle (mécanisme des livraisons à soi-même au 3 du I de l'article 257 du CGI) ».

8.5.2 Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux (IFER)

Le bulletin officiel des impôts à la référence BOI-TFP-IFER-10 vient préciser les conditions d'application de l'article 1519 F du code général des impôts (CGI) au sujet de l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER) des installations photovoltaïques :

< SEUIL DE PUISSANCE ÉLECTRIQUE INSTALLÉE

« Les installations imposées sont les centrales dont la puissance électrique installée, au sens des dispositions des articles L. 311-1 et suivants du code de l'énergie, est supérieure ou égale à 100 kilowatts ».

« La puissance électrique installée à prendre en compte est égale au cumul de la puissance active maximale injectée au point de livraison et de la puissance autoconsommée ».

< EXONÉRATION POUR L'AUTOCONSOMMATION TOTALE

« Toutefois, il est précisé que lorsque la totalité de la production d'une centrale est autoconsommée, cette centrale n'est pas imposable ».

« L'IFER n'est pas due au titre des centrales

- exploitées par les consommateurs finaux d'électricité pour leur propre usage (exemple : panneaux photovoltaïques installés sur une exploitation agricole pour les besoins de celle-ci) ;

- exploitées sur le site de consommation par un tiers auquel les consommateurs finaux rachètent l'électricité produite pour leur propre usage (exemple : panneaux photovoltaïques installés au sein d'une entreprise industrielle pour les besoins de celle-ci, mais exploités par une entreprise tierce) ».

8.5.3 Taxes sur l'électricité

La livraison d'électricité est assujettie à différentes taxes : TVA, CSPE, TCFE. L'autoconsommation peut être considérée comme une livraison à soi-même. Des conditions d'exonération de la CSPE sont définies dans l'article 266 quinquies C du code des douanes :

« Sont redevables de la taxe [...] Les personnes qui produisent de l'électricité et l'utilisent pour leurs propres besoins ».

« L'électricité est exonérée de la taxe [...] lorsqu'elle est [...] produite par de petits producteurs d'électricité qui la consomment intégralement pour les besoins de leur activité. Sont considérées comme petits producteurs d'électricité les personnes qui exploitent des installations de production d'électricité dont la production annuelle n'excède pas 240 millions de kilowattheures par site de production. Cette disposition s'applique également à la part, consommée sur le site, de l'électricité produite par les producteurs d'électricité pour lesquels la puissance de production installée sur le site est inférieure à 1 000 kilowatts. Pour les installations de production d'électricité utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, la puissance installée s'entend de la puissance crête installée ».

Les conditions d'exonération de la TCFE sont définies dans l'article L3333-2 du code général des collectivités territoriales et sont similaires à celles de l'article 266 quinquies C du code des douanes.

Quelle que soit la configuration, la démarche est de se demander où et comment l'installation photovoltaïque sera connectée à l'installation intérieure. D'une manière générale, il convient de respecter le principe que l'installation photovoltaïque soit raccordée au plus proche des postes les plus consommateurs aux heures solaires, via le tableau électrique de distribution (TGBT) et avec la mise en place de dispositifs de protection et de sécurité spécifiques (AGCP dédié).



En cas de forte distance entre l'installation photovoltaïque et les postes de consommation du site les plus proches, il est conseillé de limiter la chute de tension à 1 % (les recommandations des normes étant à 3 %). D'une manière générale, il est recommandé d'avoir une distance entre sites de production et TGBT la plus courte possible.

9.1 Caractéristiques électriques du site

Il convient dans un premier temps de vérifier la compatibilité de l'installation électrique existante avec la mise en place d'une installation en autoconsommation.

< DEVOIR DE CONSEIL DES INSTALLATEURS



Le devoir de conseil de l'installateur sera de mettre en garde son client vis-à-vis de difficultés potentielles, et en particulier si le TGBT n'est pas aux normes ou que l'emplacement n'est pas suffisant.

Les caractéristiques électriques du site dépendent en grande partie de la *puissance de raccordement* en *soutirage* et seront ainsi étudiées ci-dessous selon la classification BT ≤ 36 kVA, BT entre 36 et 250 kVA et HTA.

La puissance injectée d'une installation en autoconsommation ne peut pas dépasser la puissance de *soutirage* souscrite par l'utilisateur, à l'exception près des points de livraison équipés du compteur Linky dans la limite des 36 kVA (et sous réserve que le TGBT soit dimensionné pour accueillir cette puissance plus importante).

Si jamais la puissance de *soutirage* est inférieure à la puissance souhaitée, il faut alors demander une élévation de puissance au gestionnaire de réseau, ce qui peut donner lieu à des coûts supplémentaires (modifications de branchement, augmentation de l'abonnement...).

9.2 Site raccordé en BT ≤ 36 kVA

9.2.1 Caractéristiques électriques du site

< CARACTÉRISTIQUES DU BRANCHEMENT AU RÉSEAU PUBLIC

Dans le cas de l'injection du surplus, le compteur de consommation s'il compte dans les deux sens est mutualisé avec la production. Si le compteur existant ne compte pas dans les deux sens, il sera remplacé par un compteur Linky (sans frais pour le producteur).

Dans le cas de l'autoconsommation totale sans injection, si le compteur est électromécanique, il sera remplacé par un compteur Linky. Dans le cas d'un compteur électronique, le remplacement ne se fera que dans le cadre du déploiement du Linky aux consommateurs.

Il est possible avec le compteur Linky que la production ait une puissance maximale supérieure à celle de la consommation (dans la limite des 36 kVA et sous réserve que le branchement soit adapté). Cependant, si l'installation de consommation est en monophasé et que la production est supérieure à 6 kVA, le branchement sera alors modifié (au frais du producteur) pour être en triphasé.

■ COMMENTAIRE

Dans le cas spécifique d'immeubles collectifs d'habitation où le réseau public est caractérisé par une colonne dite « montante », le raccordement en *injection* du surplus (ou sans *injection*) s'opère sur le TGBT du point de consommation (en règle générale, celui des services généraux).

Dans le cas de l'autoconsommation collective avec une production en *injection* de la totalité sur une colonne montante, le raccordement se fera soit en haut ou pied de colonne selon la disponibilité en termes de capacité d'accueil électrique au niveau de la colonne et en termes d'espace pour les nouveaux organes électriques du point de livraison (distributeur, AGCP, compteur, etc.). C'est l'étude de raccordement qui déterminera l'emplacement optimisé du point de livraison.

< CARACTÉRISTIQUES DU TABLEAU GÉNÉRAL BASSE TENSION (TGBT)

Généralement, un seul TGBT est en place pour les installations de petite puissance (notamment résidentielles). En cas de présence de plusieurs TGBT, il convient de se demander lequel est le plus consommateur aux heures solaires et d'installer dans la mesure du possible le système photovoltaïque le plus proche de ce TGBT.

Dans le cas d'une consommation en triphasé, la question peut se poser de savoir sur quelle phase brancher l'installation photovoltaïque. D'une manière générale, le compteur triphasé mesure la somme algébrique des trois phases : ainsi, si une phase injecte 100 W pendant que l'autre soutire 100 W au même instant, vu du compteur, la différence sera nulle et tout sera considéré comme autoconsommé. Néanmoins, si l'onduleur est monophasé, il est conseillé de le brancher sur la phase la plus chargée solairement (chauffe-eau électrique si ce dernier est programmé aux heures solaires ou piloté). L'utilisation d'un onduleur triphasé est à privilégier dans ce cas (la production sera alors équilibrée sur les 3 phases) ou bien des micro-onduleurs sur chacune des phases, permettant ainsi de distribuer sur les 3 phases.

9.2.2 Dispositifs de protection et de sécurité à mettre en œuvre

Ce sont le guide UTE C 15-712-1 et la norme expérimentale XP C 15-712-3 pour les installations avec stockage qui définissent les dispositifs de protection et de sécurité à mettre en œuvre pour les installations photovoltaïques en basse tension, qui sont listés ci-dessous, de manière indicative.

Les modules AC (module photovoltaïque avec micro-onduleur) ne sont pas pris en compte dans le guide UTE C 15-712-1. Il est possible, jusqu'à une puissance de 3 kW, de raccorder directement la sortie des modules AC sur une prise de courant standard (maximum 16 A), à condition que cette dernière soit protégée par un DDR dans le TGBT.

< LES DISPOSITIFS COMMUNS À TOUTE INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE

Pour les installations en autoconsommation, sans stockage, avec injection du surplus ou non, le DDR qui protège l'onduleur est placé dans le TGBT.

■ COMMENTAIRE

Pour les installations dans des locaux d'habitation, le DDR doit être de calibre 30 mA et à immunité renforcée. Pour les autres types d'installations, en régime TT, le DDR doit être de type AC ou A et d'une manière générale, il convient de se fier aux recommandations des fabricants des matériels.



Un amendement de la NF C 15-100 a été validé pendant la rédaction de ce guide (amendement d'origine A5 du 27 mai 2015). Il autorise la mise en place, même dans les locaux d'habitation, d'un DDR 300 mA si la ligne est dédiée uniquement à un onduleur car celui-ci n'est pas considéré comme un circuit terminal et à condition que la prise de terre soit adaptée (< 166 ohms).

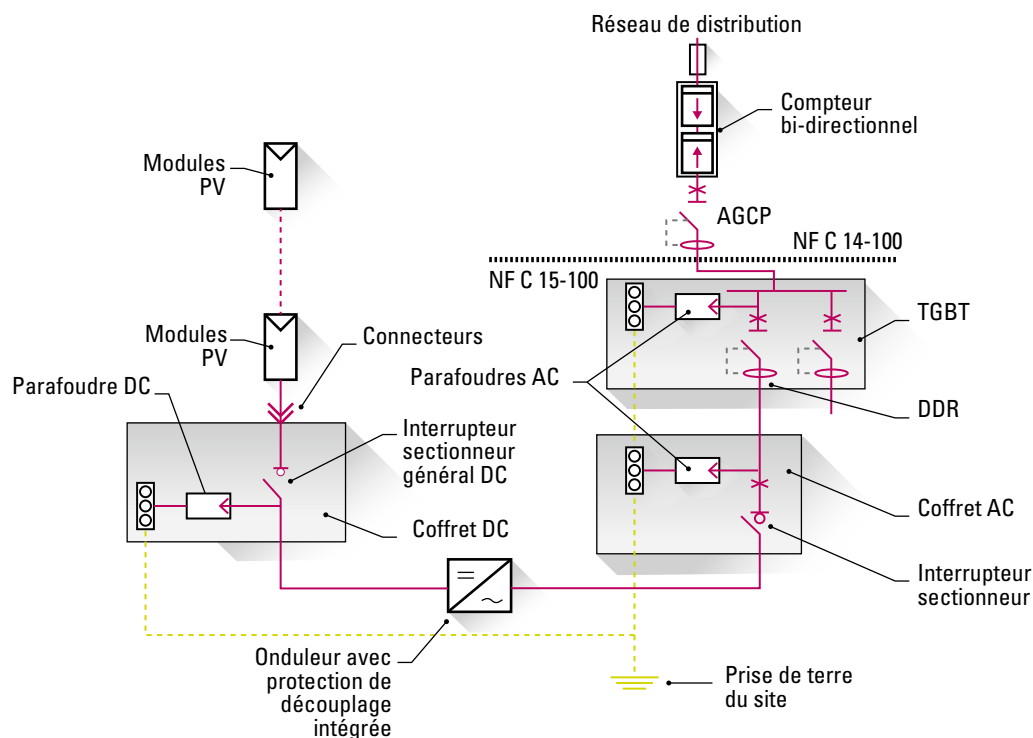
Seuls le parafoudre AC (le cas échéant) et l'interrupteur-sectionneur AC sont conservés dans le coffret AC placé entre l'onduleur et le TGBT.

■ COMMENTAIRE

Pour les conditions d'installation des parafoudres côté AC, les dispositions des articles 443 et 534 de la NF C 15-100 s'appliquent. Lorsqu'un parafoudre est prescrit sur cette partie, il est toujours installé dans le TGBT situé au plus près de l'origine de l'installation. Si la distance entre ce parafoudre et l'onduleur est supérieure à 10 mètres alors un second parafoudre est nécessaire au plus proche de l'onduleur.

Un parafoudre DC peut être placé dans le coffret DC mais il n'est pas forcément obligatoire. Les conditions d'obligation sont détaillées pages 37/38 du guide UTE C 15-712-1.

Figure 39 – Exemple d'un schéma unifilaire d'une installation en autoconsommation résidentielle sans stockage et sans alimentation secourue



L'installation de production PV doit se découpler en cas de coupure du réseau nécessitant la mise en place **d'une protection de découplage** (le plus souvent intégrée à l'onduleur, dans les conditions de raccordement fixées par le gestionnaire de réseau).

< LES DISPOSITIFS SPÉCIFIQUES POUR LES INSTALLATIONS AVEC STOCKAGE

Pour les installations avec stockage, il convient de mettre en œuvre des dispositifs de protection et de sécurité spécifiques, en plus de ceux listés ci-dessus :

- **Des dispositifs de protection contre les surintensités sur la partie DC même à partir d'une seule chaîne.**

En effet, la ou les chaînes de panneaux photovoltaïques doivent être protégées en cas de surintensité provenant d'un court-circuit sur les batteries, notamment si le régulateur de charge ou l'onduleur-chargeur intégrant la partie de régulation est défectueux.

■ **On veillera à ce que ces fusibles soient de type gPV (supportant des tensions continues jusqu'à 600 ou 1 000 V DC) et présents sur chacune des polarités positive et négative.**

■ COMMENTAIRE

Le calibre de ces protections se calculera selon les règles énoncées dans la norme XPC 15-712-3. À titre d'exemple, pour des modules standards monocristallins 60 cellules de 300 Wc, le calibre est de 15 A DC.

La protection des batteries et des câbles associés se fait avec :

- **un interrupteur sectionneur**, qui selon la tension des batteries et leur capacité, doit pouvoir couper en charge plusieurs centaines d'Ampères ;
- **des fusibles de protection contre les surintensités**, placés sur le pôle positif du parc de batteries et sur la liaison entre régulateur ou onduleur-chargeur et batteries.

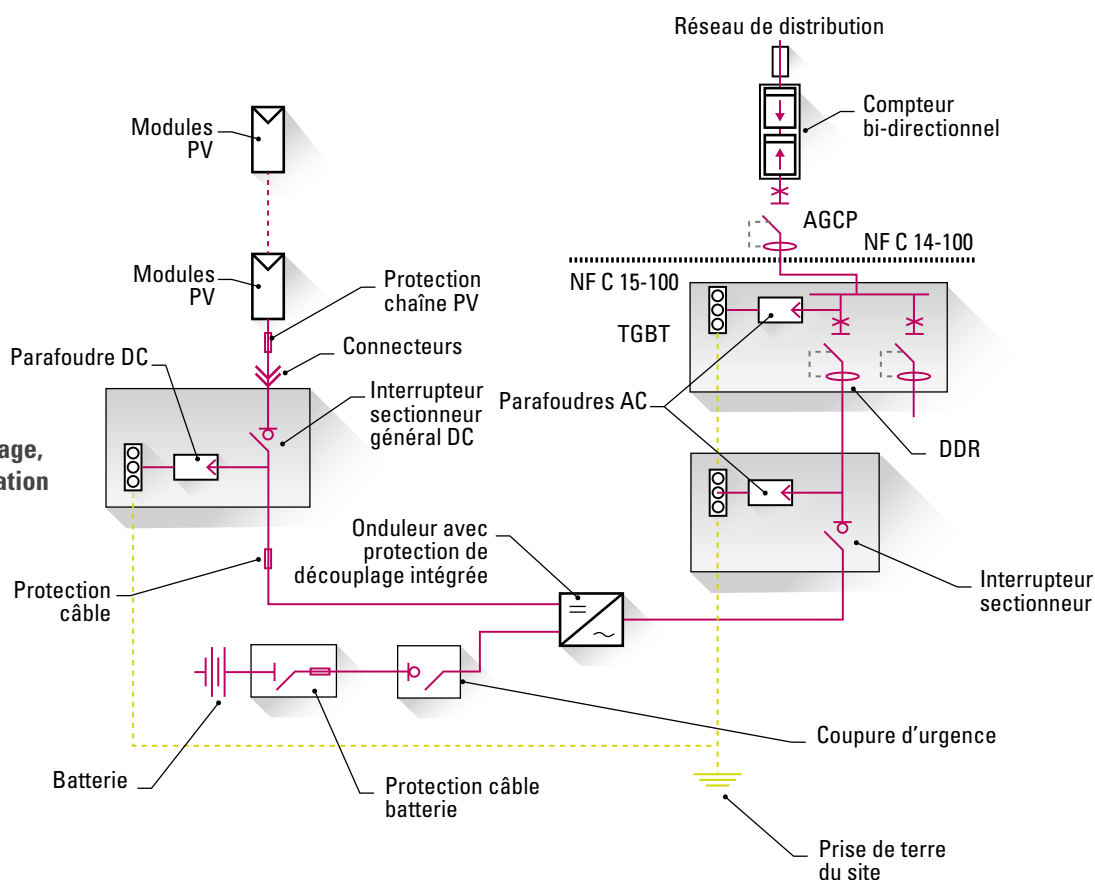
COMMENTAIRE

Pour les batteries de la famille lithium, ces protections sont très souvent intégrées dans l'enveloppe des batteries. Dans le cas d'utilisation de batteries au lithium, il est en effet impératif de mettre en place un BMS (Battery management system). Ce BMS permet de gérer et de surveiller la charge de chacune des cellules au lithium composant la batterie car il faut que les paramètres de charge de ces cellules soient strictement identiques.

Le BMS permet également de couper l'utilisation des batteries au lithium en cas d'emballement thermique de cette dernière.

Le BMS peut être intégré dans l'enveloppe de la batterie ou dans certains cas dans l'onduleur-chargeur.

Figure 40 – Exemple de schéma unifilaire en autoconsommation résidentielle avec stockage, avec onduleur avec isolation galvanique et sans alimentation secourue



Dans le cas d'onduleur sans isolation galvanique, le **DDR doit être de type B** en sortie d'onduleur.

Attention, le coût d'un DDR de type B peut être prohibitif et rendre un projet non cohérent. En effet, le tarif évolue entre 900 €HT et 1 100 €HT environ. Il est donc conseillé de privilégier, dans la mesure du possible, des onduleurs ou onduleurs-chargeurs possédant une isolation galvanique. Cela permet de placer un DDR à immunité renforcée dont le coût est bien moins élevé que celui d'un DDR de type B.

Dans le cas d'un onduleur avec alimentation secourue ou mode secours ou « back-up » (ce mode permettant de fournir de l'énergie à l'utilisateur même

lors de coupure du réseau en utilisant l'énergie stockée dans les batteries), des protections supplémentaires doivent être mises en place :

- **une coupure pour mode autonome ;**
- **un conjoncteur de neutre en sortie d'onduleur, souvent dans le coffret AC.**

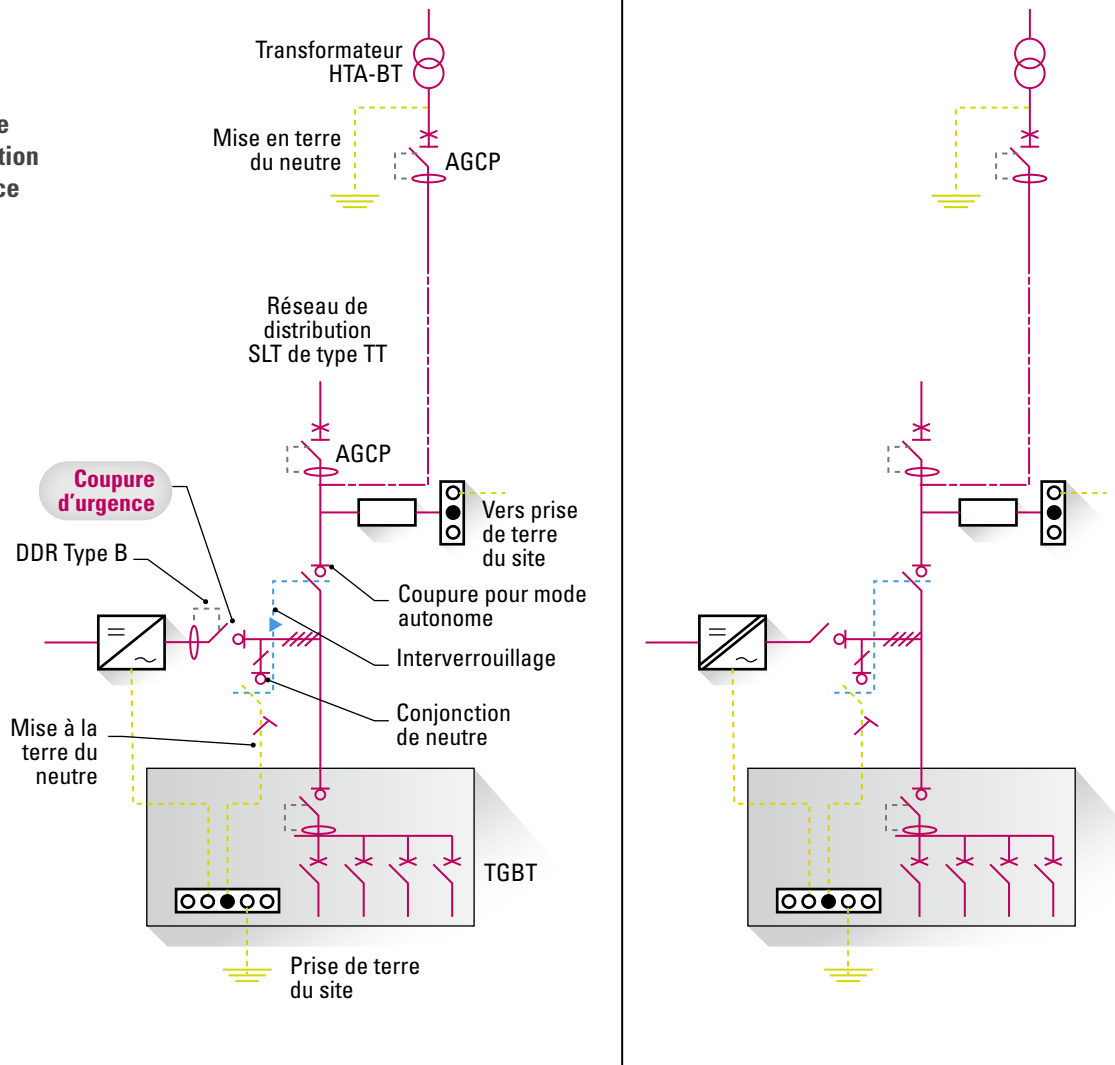
L'objectif de ce conjoncteur de neutre est de gérer de manière automatique et sécurisée la connexion du neutre à la terre, dans les situations d'îlotage. Si le réseau se coupe et que l'onduleur est capable de fournir de l'énergie à partir des batteries, il faut que le schéma de liaison à la terre soit de type TT, comme lorsque le réseau est présent. Dès que le réseau revient, le neutre de l'installation doit être déconnecté de la terre.

- **un inverseur de source (ou relais)** si l'on souhaite que la transition entre le mode raccordé réseau et le mode autonome se fasse de manière automatique.



Ces dispositifs ont un coût non négligeable, en plus du coût de la fonctionnalité en elle-même. Ainsi, ce mode paraît peu pertinent, d'un point de vue économique, si l'installation subit peu de coupures réseau (ce qui est généralement le cas en France métropolitaine continentale). Dans tous les cas, l'onduleur-chargeur avec « back-up » et les protections associées doivent être conformes aux conditions de raccordement du GRD et être déclarés précisément lors de la demande de raccordement.

Figure 41 – Mise en place des dispositifs de protection spécifiques selon absence ou présence d'isolation galvanique et en cas d'alimentation secourue



Lors de la demande de raccordement, il est nécessaire de fournir un schéma unifilaire de l'installation de production en cas de présence de stockage d'énergie, qui indique :

- l'ensemble des onduleurs ;
- le dispositif de sectionnement à coupure certaine ;
- l'organe de découplage du site (si protection de type B1 ou sectionneur automatique) ;
- le raccordement des auxiliaires et du dispositif de stockage, ainsi que les connexions éventuelles aux équipements de consommation secourus.

! L'arrêté du 9 mai 2017 impose la mise en place d'un dispositif technique permettant de garantir que l'énergie stockée provient exclusivement de l'installation de production.

La plupart du temps, ce dispositif est intégré directement dans l'onduleur-chargeur ou le chargeur de batteries.

D'une manière générale, il convient de se référer au document dédié aux conditions de raccordement d'une installation de stockage publié par Enedis avec la référence Enedis-PRO-RES_78E.

9.3 Site raccordé en BT entre 36 et 250 kVA

9.3.1 Caractéristiques électriques du site

< CARACTÉRISTIQUES DU BRANCHEMENT AU RÉSEAU PUBLIC

Le compteur de consommation s'il compte dans les deux sens est mutualisé avec la production. Si le compteur existant ne compte pas dans les deux sens, il sera remplacé par un compteur 4 quadrants (sans frais pour le producteur). Selon l'écart de puissance entre la production et la consommation, le transformateur de courant du compteur ne sera pas forcément à la bonne classe de précision pour l'un ou l'autre. C'est la puissance maximale qui est alors prise en référence.

< CARACTÉRISTIQUES DU TABLEAU GÉNÉRAL BASSE TENSION

En cas de présence de plusieurs TGBT, il convient de se demander lequel est le plus consommateur aux heures solaires et d'installer dans la mesure du possible le système photovoltaïque le plus proche de ce TGBT.

9.3.2 Dispositifs de protection et de sécurité à mettre en œuvre

Les dispositifs sont équivalents à ceux présentés pour les installations BT inférieures ou égales à 36 kVA, à la différence près que le DDR triphasé sera de 300 mA (secteurs secondaire et tertiaire) ou jusqu'à 1 A selon les préconisations des fabricants et les courants de fuite.

9.4 Site raccordé en HTA

Dans les cas de raccordement sur site HTA, il est fortement recommandé de se rapprocher du personnel en charge de l'exploitation électrique du site, voire de déléguer la partie raccordement sur les parties haute tension.

9.4.1 Caractéristiques électriques du site

Est présenté ci-après un exemple de fiche de collecte de renseignements impératifs pour l'autoconsommation industrielle.

Tableau 14 – Fiche de collecte de renseignements en autoconsommation industrielle

FICHE DE COLLECTE DE RENSEIGNEMENTS PROJET PV EN AUTOCONSUMMATION INDUSTRIELLE			
Type de bâtiment :			
ERP, tertiaire, industriel, ICPE			
Type de pose :			
Sol, sur toiture, intégré, surimposé...			
Abonnement électrique (kVA) :			
Transformateur HTA/BT existant ?			
	Si oui puissance (kVA)		
	Courant de court-circuit max (Icc) en A		
Régime de neutre (TT/TN/ IT)			
AGCP existant dans le TGBT du client ?			
Groupe électrogène présent sur site ?			
Informations complémentaires :			
Société	Projet	Date :	Cachet et signature :

< CARACTÉRISTIQUES DU POSTE DE LIVRAISON

Un site raccordé sur le réseau HTA est constitué d'un poste de livraison qui doit être conforme à la norme NF C 13-100 ainsi que d'un ou plusieurs postes de transformation (auquel cas la distribution dite privée doit être conforme à la norme NF C 13-200). Le comptage peut être disposé côté HTA du poste ou côté BT selon les caractéristiques électriques du site.

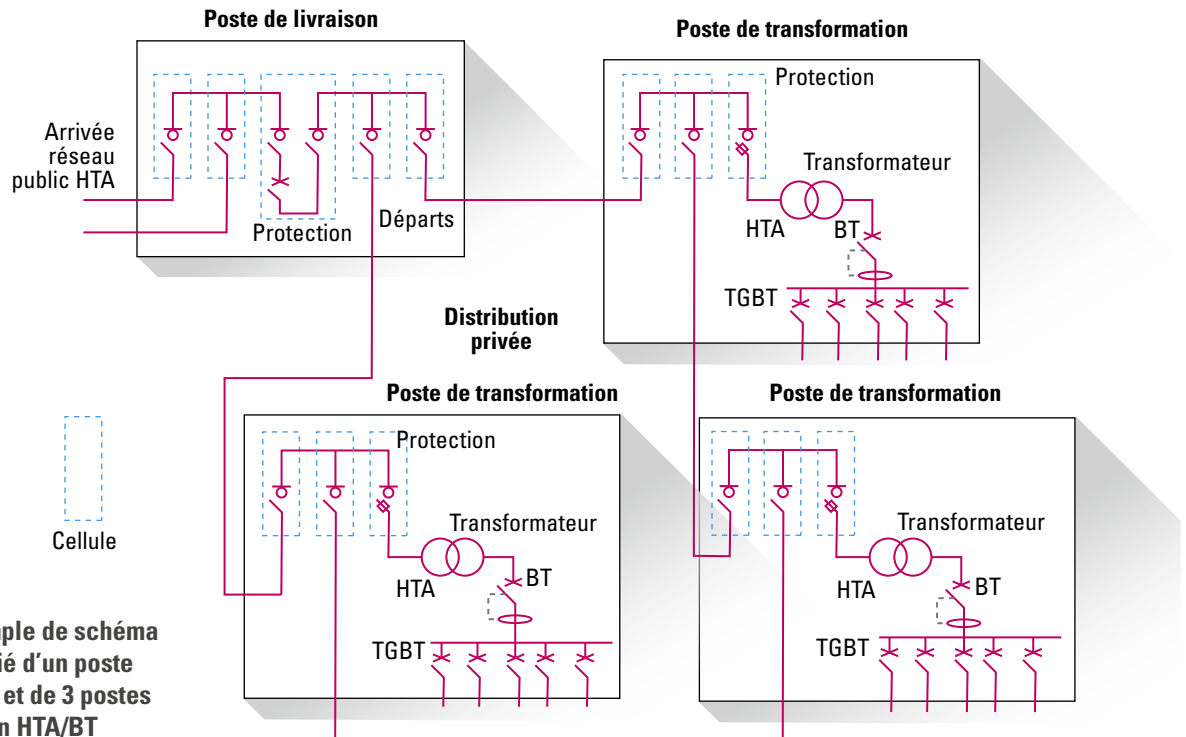


Figure 42 – Exemple de schéma unifilaire simplifié d'un poste de livraison HTA et de 3 postes de transformation HTA/BT

Une protection de découplage externe de type H doit être installée (en plus de la protection de découplage intégrée aux onduleurs) pour les puissances de production installées supérieures à 250 kVA (ou pour les puissances inférieures si le poste de livraison HTA existant permet facilement l'insertion de cette protection), et ce, même si l'installation est en autoconsommation totale. Elle doit être mise en place côté HTA du poste de livraison.

Si le comptage dans le poste de livraison existant est du côté BT, il sera nécessaire d'ajouter une cellule de mesure de tension côté HTA. Si le comptage existant est du côté HTA, il sera nécessaire de vérifier que la cellule de mesure de tension existante est compatible.



Cette protection de découplage ainsi que les modifications liées au niveau du poste nécessitent en premier lieu un emplacement suffisant au sein du poste de livraison. Leur mise en place peut donner lieu à des coupures du site. Le matériel en lui-même a un coût de plusieurs milliers d'euros.

Dans certains cas, la mise en place d'un **Dispositif d'Échange d'Informations d'Exploitation** est obligatoire. Il sera alors nécessaire d'étudier la possibilité d'interface entre le DEIE et le poste de livraison.

< CARACTÉRISTIQUES DU OU DES TRANSFORMATEUR(S) ET DE L'INSTALLATION

D'une manière générale, il convient de vérifier que l'installation électrique existante en distribution (et notamment les appareils de coupure en aval de l'installation de production) peut supporter l'énergie produite par l'installation de production et le cas contraire faire les modifications adéquates.

En particulier, le courant de court-circuit du transformateur sur lequel sera raccordé l'installation photovoltaïque doit être calculé pour vérifier la compatibilité avec le courant de court-circuit maximal du DDR dédié au système photovoltaïque (ce dernier devant être supérieur).

Le courant de court-circuit du transformateur se calcule avec la formule :

$$I_{cc} = \frac{I_{nom}}{U_{cc}} \text{ avec :}$$

- I_{nom} le courant nominal du transformateur ;
- U_{cc} le taux de tension maximale en court-circuit, exprimé en %.

Ces 2 valeurs se trouvent sur les plaques signalétiques des postes de transformation.

< RÉGIMES DE NEUTRE

Le régime de neutre du site peut impacter la solution technique choisie pour l'installation photovoltaïque.

Pour information, il est rappelé ci-dessous les différents régimes de neutre :

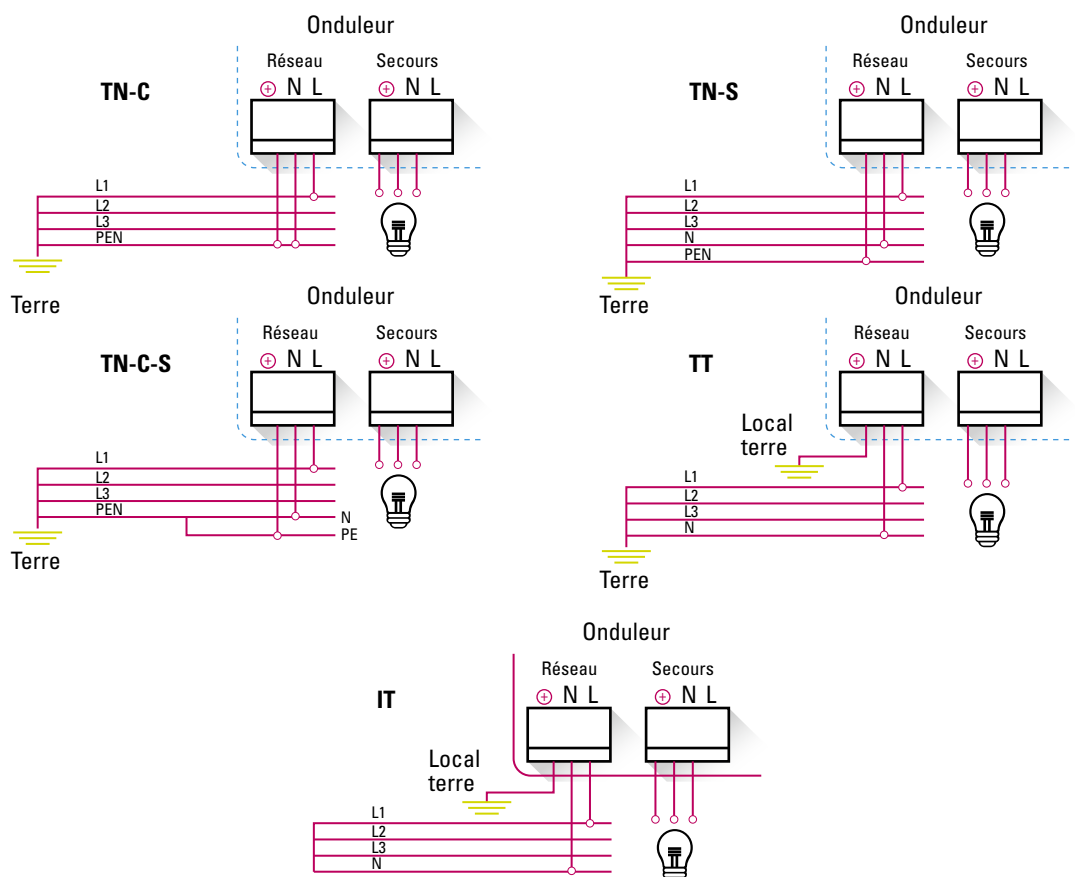


Figure 43 – Schéma des différents régimes de neutre

Une attention particulière sera apportée au type de SLT.

COMMENTAIRE

Pour les bâtiments dont le SLT (ou régime de neutre) est IT (le neutre est alors isolé), les onduleurs sélectionnés peuvent ne pas être compatibles.

L'installateur veillera donc à :

- trouver un fabricant d'onduleurs ayant dans sa gamme des modèles compatibles avec le régime de neutre IT. Le choix est assez restreint sur le marché et ce sont souvent les petites puissances qui sont compatibles. Peu de fabricants ont également les certificats pour le marché français. Cela peut donc avoir un impact assez important d'un point de vue économique si l'installation est conséquente ;
- ou prévoir un transformateur BT/BT en gardant des onduleurs standards compatibles avec un régime de neutre TT ou TN. Cette solution a également un coût, qui peut être non négligeable car il faut prévoir le génie civil pour poser le transformateur.

■ COMMENTAIRE

Pour la mise en service d'une installation photovoltaïque avec transformateur BT/BT, il faut être vigilant sur les réglages de l'AGCP dans le TGBT. En effet, les transformateurs BT/BT peuvent avoir des courants d'appel au démarrage, pour leur magnétisation, jusqu'à 20 fois I_n . Il est donc nécessaire de régler l'AGCP en conséquence.

< BÂTIMENT AVEC GROUPE ÉLECTROGÈNE EXISTANT

Si un ou plusieurs groupes électrogènes de secours sont présents sur l'installation électrique existante, il convient de placer un **inverseur de source entre l'arrivée photovoltaïque et le groupe électrogène afin d'éviter tout retour de puissance qui pourrait conduire à un important endommagement du groupe électrogène (GE)**.

En effet, le GE de secours a pour rôle d'alimenter l'ensemble ou une partie des consommateurs du bâtiment, en cas de coupure du réseau et n'accepte que 15 % maximum de sa puissance nominale en retour de puissance sur quelques millisecondes (sinon risque de casse de pistons ou glçage).

Lorsque le réseau n'est plus présent, les onduleurs se découplent mais ils peuvent se coupler à nouveau et continuer à produire si l'onde électrique (couple tension-fréquence) du GE est présente. Si la production photovoltaïque est supérieure à la consommation, l'excédent ne pouvant pas être évacué sur le réseau, il s'orienterait alors sur le GE. L'inverseur de source permet d'isoler l'arrivée photovoltaïque du GE. Les onduleurs ne seront alors plus en fonctionnement.



Si le site a conclu une offre d'effacement qui sur ordre du réseau déclenchera les groupes électrogènes, il est important de prendre en compte l'impact économique sur la déconnexion dans ce cas de l'installation photovoltaïque.

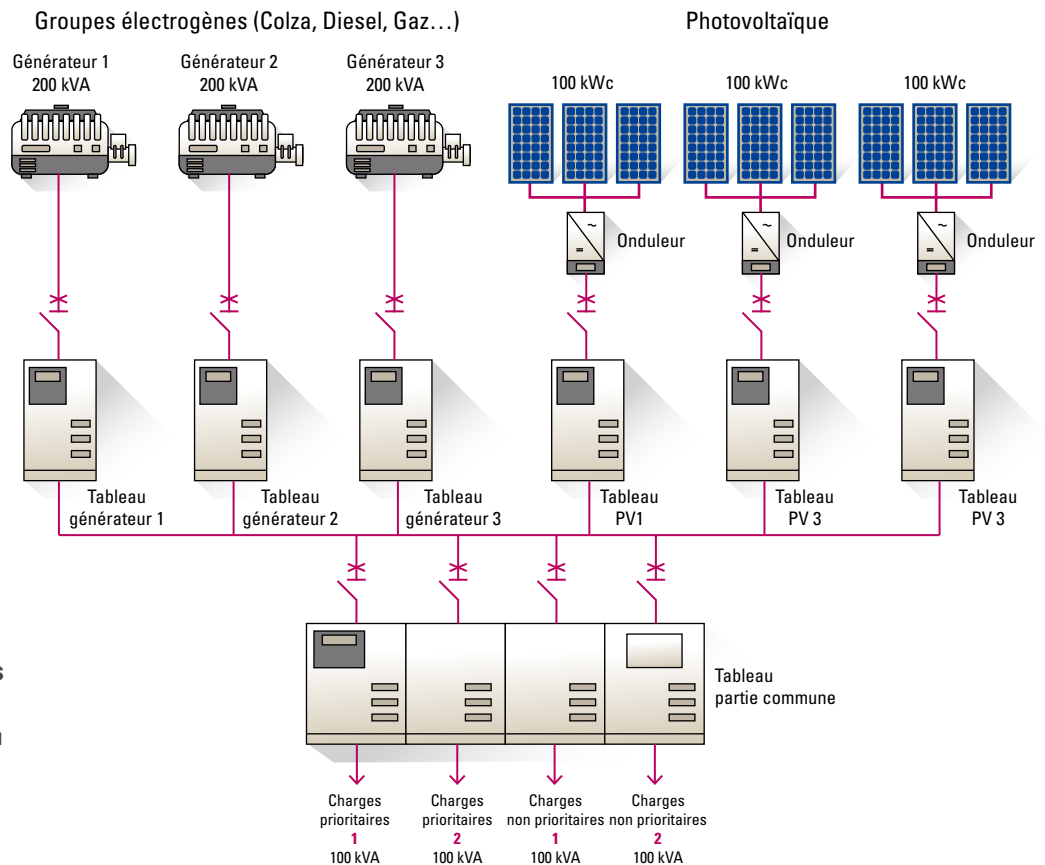


Figure 44 – Exemple de schéma de principe du couplage entre onduleurs PV et groupes électrogènes avec dispositif de régulation intégré au TGBT commun

Néanmoins, il est possible de continuer à faire produire la centrale photovoltaïque lorsque le GE est en fonctionnement. Cela demande un dispositif de régulation des flux énergétiques communiquant avec les onduleurs afin de brider la puissance produite en cas de production supérieure à la consommation.

Attention néanmoins, même si les solutions techniques existent, ce dispositif génère un surcoût qui ne présente pas d'intérêt économique si les coupures sont peu fréquentes et une complexité technique qui oblige à maîtriser les caractéristiques des GE.

9.4.2 Dispositifs de protection et de sécurité à mettre en œuvre

Les dispositifs mis en œuvre, en plus de ceux listés dans le guide UTE C 15-712-1 (voir pour les installations BT ≤ 36 kVA), vont dépendre du mode de raccordement sur le site :

< RACCORDEMENT À UN OU PLUSIEURS TGBT

L'installation photovoltaïque peut-être soit raccordée :

- à un TGBT si la puissance de production est inférieure à la puissance admissible (auquel cas, il s'agit de privilégier le TGBT le plus consommateur) ;

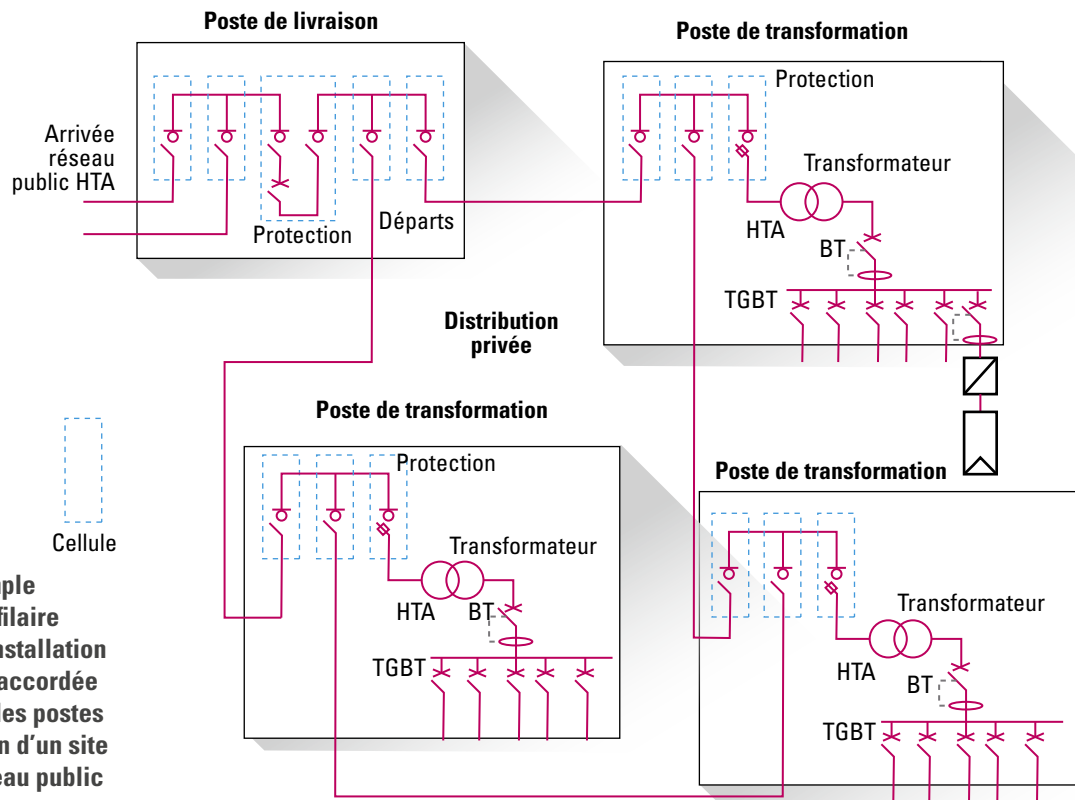


Figure 45 – Exemple d'un schéma unifilaire simplifié d'une installation photovoltaïque raccordée à un TGBT d'un des postes de transformation d'un site raccordé au réseau public en HTA

- à plusieurs TGBT si la puissance de production ne peut être accueillie sur un seul TGBT et si l'installation peut être scindée pour être au plus proche de chaque TGBT :

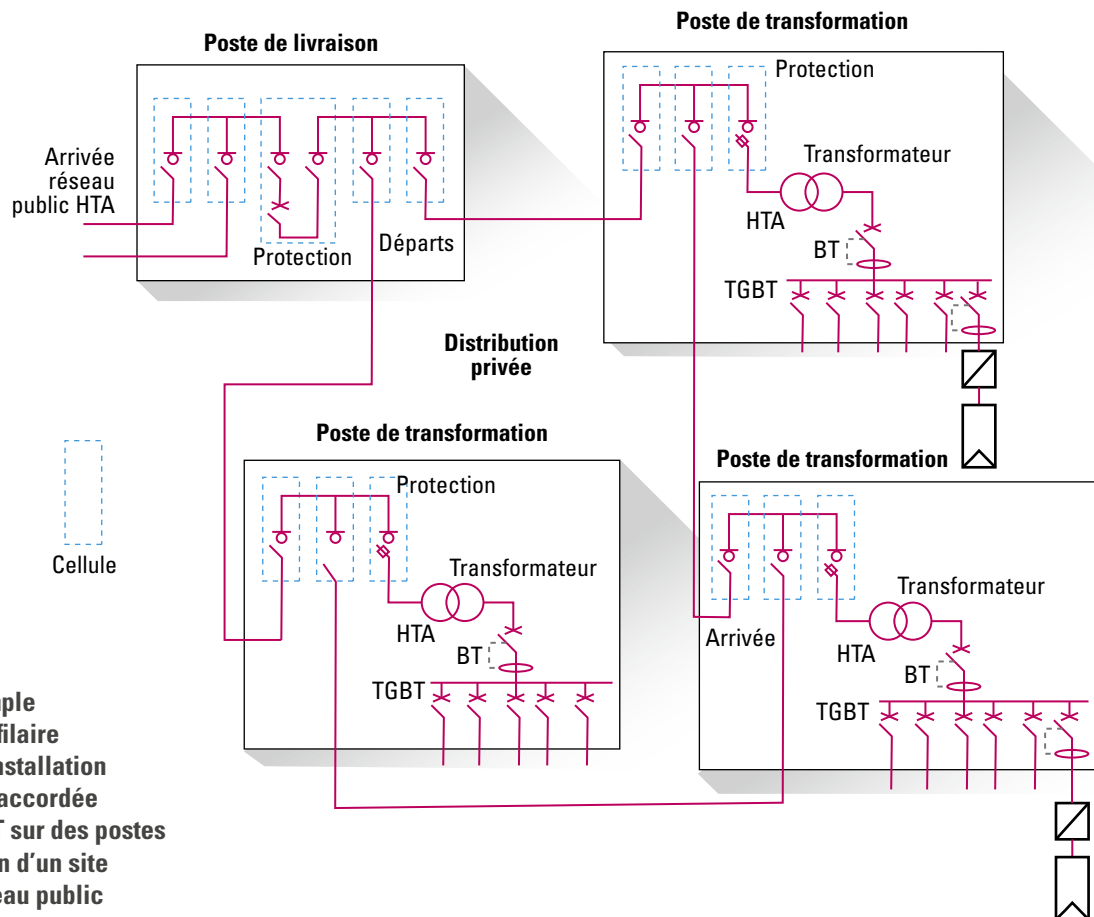


Figure 46 – Exemple d'un schéma unifilaire simplifié d'une installation photovoltaïque raccordée à plusieurs TGBT sur des postes de transformation d'un site raccordé au réseau public en HTA

Dans ces cas, il est recommandé par défaut qu'un AGCP dédié à l'installation de production photovoltaïque soit ajouté dans le TGBT.

On veillera alors à ce que le courant de court-circuit maximal de l'AGCP soit supérieur au courant de court-circuit du transformateur le plus proche ou qu'il corresponde aux règles de filiation avec la protection en amont.

COMMENTAIRE

La division en plusieurs TGBT a pour avantages d'installer plus de production photovoltaïque, tout en ayant moins de câblages de sections importantes et des calibres de protections plus standards et plus faibles. Cependant, cela nécessite plus de liaisons en courant faible (commande de protection de découplage, commande de DEIE, etc.).

< CRÉATION D'UN POSTE DE TRANSFORMATION DÉDIÉ

Si la puissance de l'installation est importante et que l'installation photovoltaïque est éloignée physiquement des TGBT, un poste de transformation dédié sera alors nécessaire.

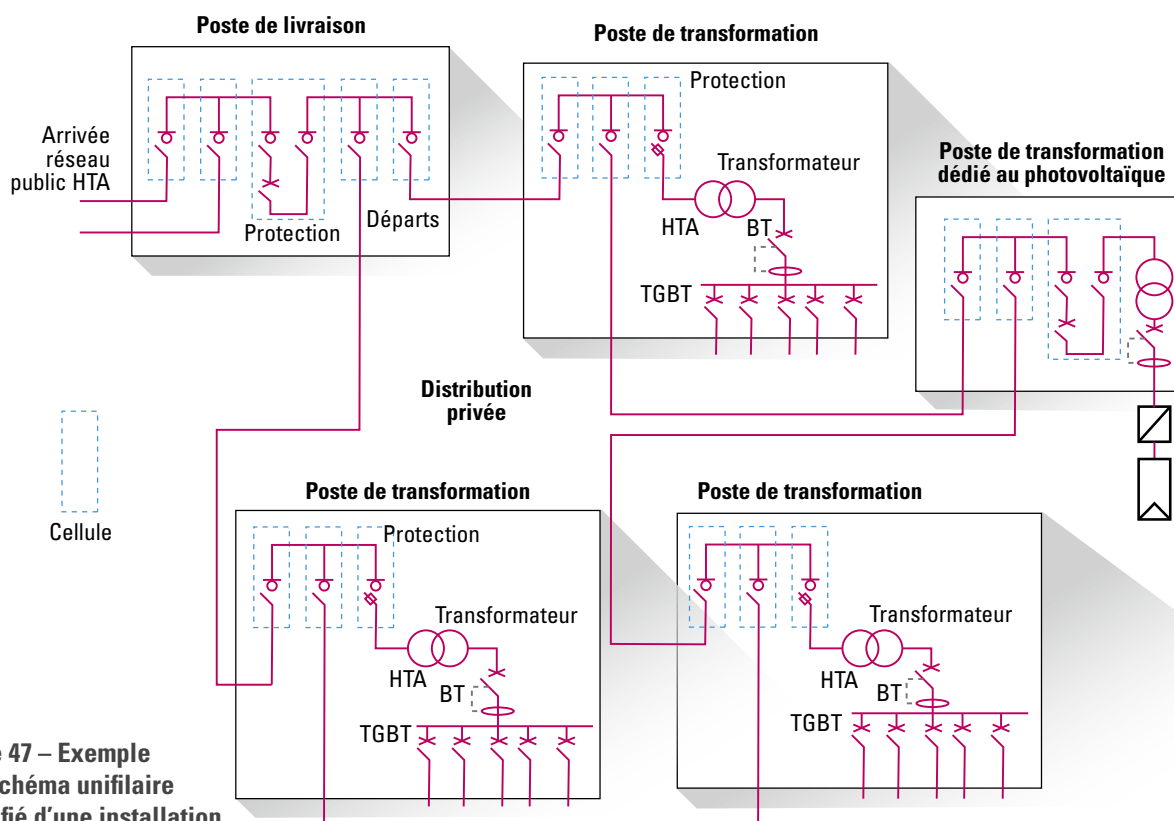


Figure 47 – Exemple d'un schéma unifilaire simplifié d'une installation photovoltaïque raccordée à un poste de transformation dédié d'un site raccordé au réseau public en HTA

COMMENTAIRE

Dans ce cas, les dispositifs de protection à respecter seront les cellules de protection listées dans la norme NF C 13-200.

9.5 Zones à réseau non interconnecté

L'instabilité du signal du réseau dans certaines zones non interconnectées pouvant entraîner des variations importantes sur les plages de fréquence et de tension, il peut être nécessaire d'utiliser des onduleurs qui permettent de déroger à la norme de découplage applicable en France métropolitaine et ainsi d'élargir ces plages.

L'installateur veillera dans ce cas à ce que le fabricant puisse le prévoir en usine à la fabrication de l'appareil ou à posteriori par des changements de paramétrages de manière logicielle.

Cet élargissement de plages de découplage de l'onduleur permet à l'installation photovoltaïque de pouvoir fonctionner de manière plus pérenne, avec moins de coupures intempestives.

Si de changement est nécessaire, le gestionnaire local de réseau devra en être informé.



10.1 Suivi de production et d'autoconsommation

L'exploitation d'une installation photovoltaïque en autoconsommation doit en premier lieu nécessiter le suivi de la production photovoltaïque, afin d'identifier le plus rapidement possible une baisse de production et intervenir, le cas échéant.

Dans le cas de l'autoconsommation, le compteur est situé au niveau de l'*injection* sur le réseau public : il ne mesure que le surplus, le cas échéant. Il est alors nécessaire d'avoir **un point de mesure le plus proche de l'installation** pour prendre en compte la totalité de la production (nommé P1 et P2 dans l'exemple ci-dessous).

Par ailleurs, dans le but d'optimiser le *taux d'autoconsommation* tant d'un point de vue technique que financier, d'autres points de mesure sont indispensables :

- **point de mesure au niveau du stockage** pour mesurer les données de stockage et de déstockage, le cas échéant (nommé P3 dans l'exemple ci-dessous). Cette mesure peut être assurée par le dispositif de stockage, parmi les nombreux paramètres suivis ;

■ COMMENTAIRE

Dans le cadre du projet européen CityZen, le retour d'expérience de la mise en place d'un dispositif de stockage révèle des difficultés pour obtenir ces données.

- **point de mesure au niveau des charges pilotables** pour mesurer les consommations pilotées, le cas échéant (nommé P5 dans l'exemple ci-dessous) ;
- **point de mesure au niveau du compteur public** pour mesurer le *soutirage* et l'*injection* (nommé P4 dans l'exemple ci-dessous).

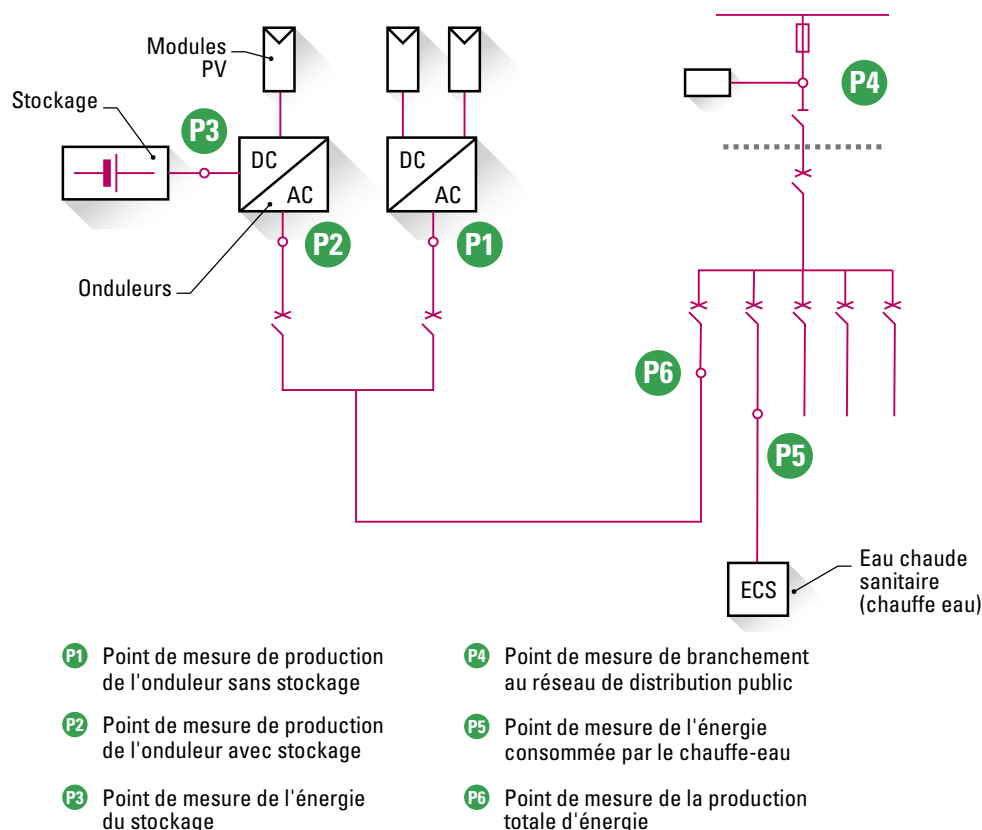
Cette mesure peut être assurée par l'équipement de la sortie TIC (Télé-Information Client) ;

■ COMMENTAIRE

Dans le cas d'une installation sans *injection*, ce point de mesure est indispensable pour éviter tout surplus et ainsi déclencher le dispositif de bridage en respectant les conditions de non-injection d'Enedis (à savoir que l'injection nette moyenne doit rester inférieure à 10 W sur le pas de règlement des écarts, actuellement de 30 minutes). Cependant, l'utilisation de la TIC du consommateur pour mesurer l'*injection* n'est pas prévue à ce jour par Enedis dans la mesure où l'installation est considérée comme sans *injection*.

- **point de mesure au niveau du sous-comptage** pour mesurer la production au niveau du TGBT, le cas échéant (nommé P6 dans l'exemple ci-dessous).

Figure 48 – Exemple de schéma représentant les différents points de mesure pour le suivi de production et de l'autoconsommation



Ces points de mesure sont alors connectés à un **enregistreur de mesures** couplé à un **organe de contrôle-commande et/ou un système de suivi** qui permettent d'enregistrer ces données, de les suivre et potentiellement de déclencher telle ou telle action (stockage/déstockage, charge, limitation d'*injection*, etc.) selon l'algorithme prédéfini. Parfois tous ces points sont intégrés dans l'onduleur-chargeur du dispositif de stockage (un port connecté onduleur, capteurs connectés batterie).

D'une manière générale, il est conseillé d'avoir un appareillage dédié et d'installer donc des tores de mesure ou transformateurs de courant dédiés pour assurer la fiabilité des données (instantané, paramètre souhaité...).

< DEVOIR DE CONSEIL DES INSTALLATEURS

❗ **Le suivi de production et d'autoconsommation doit être proposé par les installateurs, ainsi que l'entretien et la maintenance du système.**

Il est recommandé à minima qu'une analyse des *taux d'autoconsommation et des taux d'autoproduction* soit effectuée un an après la mise en service, afin notamment de faire évoluer l'installation le cas échéant (rajout de puissance solaire, augmentation de capacité de stockage...).

Les technologies actuelles d'onduleurs et de batteries permettent cette évolution avec flexibilité et notamment les optimiseurs DC, les micro-onduleurs ou encore les batteries AC, sans modification importante de l'installation d'origine et à des coûts limités.

10.2 Prise en compte du mode de fonctionnement du site en consommation

Dans certains sites, notamment ceux industriels, des opérations de maintenance peuvent régulièrement avoir lieu sur les circuits électriques (visites obligatoires tous les ans par exemple en HTA) et venir ainsi impacter la production photovoltaïque. Le lien avec les équipes de maintenance du site est ainsi primordial.

D'une manière générale, il est recommandé de favoriser ces actions de coupure du site en période de production photovoltaïque la plus faible.



11.1 Formation et savoir-faire requis

La mise en œuvre du procédé doit être assurée par des installateurs ayant été formés au montage spécifique du procédé sélectionné car chaque procédé photovoltaïque présente des particularités de montage et des points de vigilance qui leur sont propres. Cet apprentissage du montage du procédé sélectionné doit être normalement assuré par le fabricant du système ou son distributeur.

Les compétences requises sont généralement de 3 types :

- **compétences en couverture ou façade pour la mise en œuvre du procédé du procédé sur l'enveloppe du bâtiment.** Les compétences requises sont liées à la nature de la toiture (tuiles, plaques nervurées, toiture-terrasse) ou de la façade concernée ;
- **compétences électriques pour le raccordement électrique des chaînes de modules jusqu'au raccordement avec le réseau ou des batteries.** La mention spéciale d'habilitation « Photovoltaïque » est requise. Elle est l'expression d'une compétence en matière de prévention du risque électrique, lors de travaux concernant tout ou partie d'une installation photovoltaïque fonctionnant en courant continu. Pour le raccordement des modules photovoltaïques (intervention basse tension à neuf), une habilitation symbole BP selon la norme NF C 18-510 est requise. Pour les raccordements électriques en aval du champ photovoltaïque, une habilitation symbole BR Photovoltaïque est nécessaire. Pour répondre à d'autres besoins relatifs aux parties en courant continu d'installations photovoltaïques, il est possible de délivrer des habilitations spécifiques (symboles B1V ou B2V) ainsi que des habilitations électriques dédiées aux batteries lors que l'installation est composée d'un dispositif de stockage. Des habilitations HT seront également nécessaires en cas d'intervention sur un site HTA ;
- **qualification et/ou certification professionnelle pour la pose de procédés photovoltaïques.** On pourra citer, parmi celles existantes en date de la rédaction du guide :
 - Qualibat séries 5911 (installation < 250 kWc) et 5912 (installation ≥ 250 kWc), délivrées par l'organisme Qualibat ;
 - Qualifelec « Indices SPV1 (installation ≤ 36 kVA), SPV2 (installation > 36 kVA), SPV3 (installation > 250 kVA) et SPV.MA (maintenance) et mention stockage » délivrées par l'organisme Qualifelec ;
 - QualiPV, délivrées par l'association Qualit'EnR, de deux types :
 - QualiPV module Bât (qui s'attache à la partie constructive en priorité) ;
 - QualiPV module Elec (qui s'attache à la partie électrique en priorité).

Tableau 15 – Synthèse des différentes qualifications selon les domaines de puissance

	0 À 36 kW	36 À 250 kW	SUPÉRIEUR À 250 kW
Electricité	Qualifelec SPV1 (0-36 kVA)	Qualifelec SPV2 (36 à 250 kVA)	Qualifelec SPV3 (plus de 250 kVA)
	QualiPV module Elec (0-250 kWc)		-
Bâtiment	QualiPV module Bat* (0-36 kWc)		-
Les deux	Qualibat 5911 (0-250 kWc)		Qualibat 5912 (plus de 250 kWc)

* Éligibilité à l'arrêté tarifaire si associé à un QualiPV Elec

11.2 Qualification ou certification professionnelle pour le bénéfice de dispositif de soutien

L'arrêté tarifaire du 9 mai 2017 indique que l'obtention des aides est conditionnée par le fait que l'installation soit réalisée par des entreprises disposant de qualification ou certification professionnelle pour la réalisation d'installations photovoltaïques, qui corresponde au type d'installation réalisée et à la taille du chantier. Cette qualification/certification professionnelle selon un référentiel approuvé doit être délivrée par un organisme accrédité et ayant passé une convention avec l'État.

Le contenu de la formation comprend notamment des aspects électriques et des aspects bâtiment, avec pour chaque partie, une plateforme pédagogique dédiée. Dans le module bâtiment, on trouve un chapitre « savoir lire un Avis Technique » ainsi qu'un chapitre « savoir traiter les points singuliers ». Des vérifications périodiques d'installations sont réalisées par les organismes délivrant la qualification. Des actions de maintenance sont exigées et la gestion du démantèlement de l'installation doit être prévue.

Les trois qualifications citées précédemment répondent, pour certains domaines d'application, à ces exigences.

Enfin, on notera par ailleurs que dans le cadre des appels d'offre, les entreprises doivent disposer des certifications ISO 9001 ou équivalent et ISO 14001 ou équivalent. Une dérogation est apportée à la famille 1 (jusqu'à 500 kWc) de l'appel d'offres « bâtiment » ainsi qu'à l'AO autoconsommation.

< DEVOIR DE CONSEIL DES INSTALLATEURS



En tant que professionnel, vous avez un devoir de conseil envers votre client. L'ensemble des éléments que vous porterez à sa connaissance (estimatif de production, économies réalisées, montant de votre prestation...) entre dans le champ contractuel. Afin de vous apporter une relative protection, il est recommandé d'établir des conditions générales d'intervention, définissant les cadres contractuels et légaux de votre relation avec votre client. Pensez à insérer, dans votre devis ou dans vos CGI, une mention telle que :

« Le client est dûment informé que les simulations de rendement de l'installation éventuellement fournies et les estimatifs économiques constituent une estimation approximative, l'engagement de l'entreprise se limitant à mettre en œuvre ses meilleurs moyens afin d'atteindre lesdits résultats ».

11.3 Sécurité des installateurs

La pose, l'entretien et la maintenance des modules photovoltaïques exposent les travailleurs à des risques, notamment des risques liés aux chutes de hauteur, à la chute d'objet, à l'électrisation et aux brûlures dues à la production d'électricité des modules.

Pour répondre aux exigences en matière de prévention des accidents, il est obligatoire d'utiliser des équipements de protection collective (garde-corps, filets de protection antichute...) ou de protection individuelle (harnais antichute, casque et gants isolants de protection...). Les équipements de protection collective sont à privilégier éventuellement complétés par des équipements de protection individuelle.

Le courant continu délivré par les modules photovoltaïques présente un risque différent du courant alternatif. Dans le cas particulier des modules photovoltaïques, les tensions élevées génèrent en cas d'ouverture du circuit des arcs électriques difficiles à interrompre qui peuvent être à l'origine d'un choc électrique ou d'un départ de feu.

Des dispositifs permettant la circulation des personnes sans appui direct sur les modules photovoltaïques doivent être prévus (échelles de couvreur, nacelles, chemin de toiture...), y compris pour les interventions ultérieures. Marcher sur les modules photovoltaïques doit être proscrit, ces derniers pourraient être endommagés.

11.4 Sécurité des usagers

Comme tout matériel électrique installé dans un bâtiment, les installations photovoltaïques doivent respecter des règles de sécurité afin de préserver les occupants des risques inhérents aux installations électriques. Cela concerne la disposition des équipements électriques (onduleurs, batteries) et leurs raccordements jusqu'aux modules.

Les documents de référence sont les 2 guides UTE C 15-712-1 et -2 respectivement pour les installations raccordées au réseau et les installations autonomes raccordées à des batteries. La norme expérimentale XP C 15-712-3 traite quant à elle des installations raccordées à la fois au réseau et à des batteries. Ces documents se réfèrent eux-mêmes souvent à la norme NF C 15-100 et NF C 15-400. Sans détailler les préconisations qui sont générales à toute installation photovoltaïque, on pourra aussi se reporter aux documents de la littérature traitant de ces aspects :

- guide « Installations solaires photovoltaïques raccordées au réseau public de distribution et inférieures ou égales à 250 kVA » édité dans les cahiers pratiques de l'association Promotelec ;
- plaquette AQC du « Photovoltaïque raccordé au réseau dans le bâtiment » ;
- plaquette AQC du « Photovoltaïque en autoconsommation – points de vigilance » ;
- guide ADEME – SER « Maîtriser les risques liés aux installations photovoltaïques ».

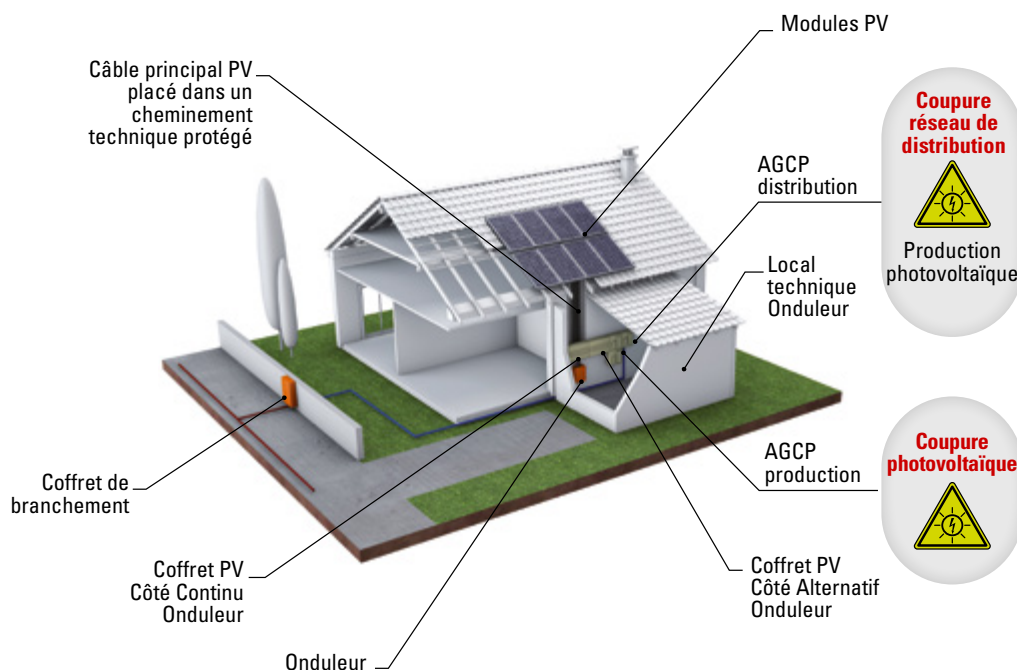
Du point de vue des caractéristiques du bâtiment, il convient de vérifier sur le bâtiment existant la possibilité de faire cheminer les câbles de façon à assurer aux occupants des locaux la mise hors de portée effective des câbles DC même en cas de sinistre. Le circuit DC peut être situé à l'extérieur ou à l'intérieur, tout comme l'onduleur. Lorsque les gaines (passages de câbles) DC passent à l'intérieur des locaux normalement occupés, il est nécessaire de pouvoir mettre en œuvre un Cheminement Technique Protégé (CTP) coupe-feu EI30.

Des préconisations particulières peuvent être exigées en cas de mise en œuvre d'une installation PV sur un établissement recevant du public (ERP) dont le permis de construire est instruit par le service départemental d'incendie et de

secours (SDIS) du secteur. Les SDIS formulent une liste de prescriptions dont certaines peuvent concerner l'installation PV en projet.

Il est conseillé de suivre cette liste, quel que soit l'établissement.

Figure 49 – Sécurité de l'installation photovoltaïque



L'onduleur à l'intérieur du bâtiment, quant à lui, doit être positionné au plus proche de l'installation pour limiter les pertes électriques tout en restant facilement accessible et respecter les préconisations de mise en place spécifiques du fabricant si nécessaire. L'emplacement des matériels tels que boîte(s) de jonction, onduleur(s), coffrets de protections et comptage..., doit être conforme au paragraphe 513.1 de la NF C 15-100 : les matériels, y compris les canalisations, doivent être disposés de façon à faciliter leur manœuvre, leur visite, leur entretien et l'accès à leurs connexions. Ces possibilités ne doivent pas être notablement diminuées par le montage d'appareils dans des enveloppes ou des compartiments. Des règles particulières sont données en partie 7-771 de la norme NF C 15-100 pour les locaux d'habitation : dispositifs de coupure et de protection, caractéristiques et emplacement de la Gaine Technique Logement (GTL), généralement située dans l'entrée ou le garage ou un local annexe à l'abri de la poussière et de l'humidité, spécificités pour les installations non raccordées au réseau.

! La température de fonctionnement préconisée par le fabricant de l'onduleur, susceptible d'un dégagement de chaleur important en fonctionnement normal, doit être respectée afin de garantir une durée de vie satisfaisante. Ceci entraîne qu'il faut éviter son installation dans un endroit susceptible de s'échauffer (local exigu, chaufferie, comble...).

< LES BATTERIES :

Les batteries doivent être conformes à la norme NF EN 61427. Leur mise en œuvre doit être conforme au paragraphe 554.2 de la NF C 15-100 et à la norme NF EN 50272-2. Pour les 2 technologies principales (plomb et lithium-ion), les préconisations de choix de dimensionnement et de mise en œuvre sont détaillées dans la norme expérimentale XP C 15-712-3. La capacité de la batterie (en Wh) doit être choisie en fonction du besoin de stockage d'électricité de l'installation.

Une étude précise du choix et dimensionnement des batteries doit être réalisée et mise en vis-à-vis des capacités du bâtiment à les accueillir en termes de risques incendie, risques d'explosion et risques chimiques.

Pour les batteries au plomb, si la batterie a des caractéristiques telles que son $C(Ah) \times U(V)$ est inférieur à 1 000, elle peut être installée dans un local d'usage général autre qu'un local de service électrique. Au-delà de $C(Ah) \times U(V) = 1 000$, des exigences de protection et de ventilation du local sont à prendre en compte pour éviter les risques liés aux émissions de gaz explosif, en particulier :

- protection contre les risques extérieurs, par exemple, feu, eau, chocs, vibrations, parasites ;
- protection contre les risques générés par les batteries (risque d'explosion, risques liés à l'électrolyte, corrosion) ;
- protection contre l'accès par des personnes non autorisées ;
- équipements électriques (tels que luminaires) non autorisés sauf si de classe T1 pour la température et groupe IIc pour les gaz ;
- protection contre les influences d'environnement extrême par exemple : température, humidité.

Pour les batteries lithium-ion, c'est le risque de sur-température qui est pris en compte. La mise en œuvre des batteries doit respecter les dispositions du paragraphe 421.1 de la NF C 15-100 et de la réglementation incendie. Elles doivent être installées, sauf exception, dans un local batterie (si elles sont installées hors local batterie, l'enveloppe ou volume fermé dans lesquels sont placées les batteries doivent avoir, selon que son énergie de stockage est inférieure ou supérieure à 15 kWh, des caractéristiques spécifiques vis-à-vis des risques incendie et du dégagement de fumée). Pour les maisons individuelles, les batteries sont placées hors des pièces principales, de la cuisine, des pièces d'eau (salles de bain, cabinets d'aisances), des dégagements et circulations et des greniers. Les facteurs à prendre en compte sont :

- protection contre les influences externes (par exemple : température, humidité, feu, eau, chocs, vibrations, source de chaleur extérieure, rayonnement solaire) ;
- protection contre les risques générés par les batteries liés aux émanations de gaz par suite d'un emballement thermique (par exemple : court-circuit interne à la batterie).

Pour les 2 technologies, le local batterie doit respecter un certain nombre de critères :

- dimensions adaptées à l'encombrement ;
- sol adapté au poids des batteries ;
- porte anti-panique coupe-feu ;
- ventilation expulsée vers l'extérieur avec un débit d'air adapté.

Les recommandations complémentaires des fabricants doivent être prises en compte.

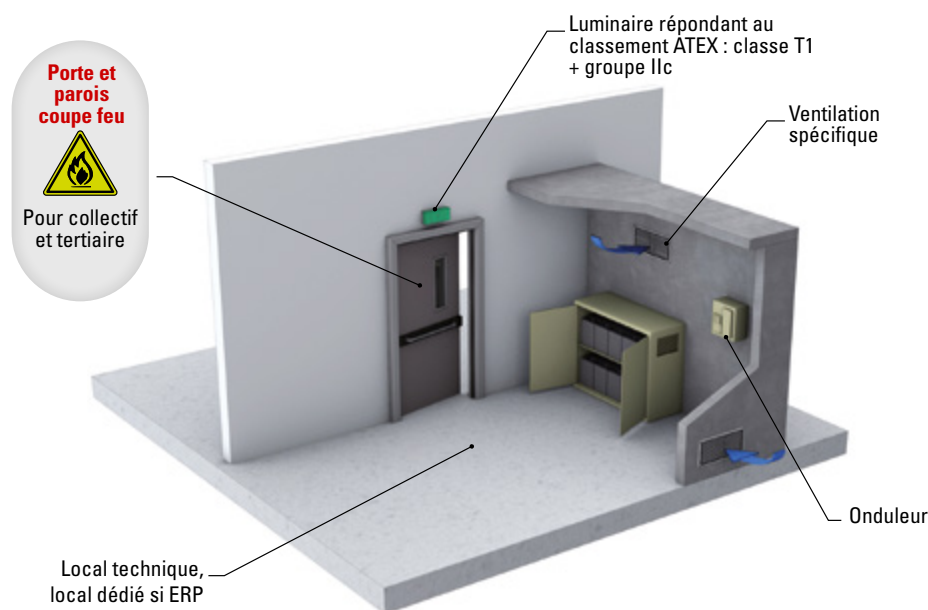


Figure 50 – Sécurité du local batteries



12.1 Exemple de clauses dédiées à l'autoconsommation pour le CCTP

Sont fournis ci-dessous des propositions de clauses concernant uniquement les spécificités liées à l'autoconsommation dans le lot électricité.

Pour le branchement en autoconsommation :

Liaison courant alternatif (coffret de protection AC de l'installation photovoltaïque – TGBT du site)

■ **Emplacement :**

Cette liaison sera raccordée aux bornes aval de l'AGCP laissé en attente dans le TGBT du bâtiment afin de réaliser le branchement en autoconsommation.

■ **Description :**

L'Entreprise aura à sa charge la fourniture et la pose du câble d'alimentation entre le **coffret de protection AC de l'installation photovoltaïque** et le TGBT du bâtiment.

Cette liaison sera réalisée en câble U1000R2V sur chemin de câbles capoté et solidement fixé et devra répondre aux spécifications de la norme NF C 15-100.

La section du câble sera dimensionnée de façon à limiter la chute de tension à 1 %.

Pour les batteries :

Stockage utilisé pour augmenter le taux d'autoconsommation

■ **Emplacement :**

Dans le local (emplacement à préciser) dont les caractéristiques devront être conformes aux exigences de la Norme expérimentale XP C 15 712 – 3 relative aux installations photovoltaïques avec dispositif de stockage et raccordées à un réseau public de distribution

■ **Description :**

- technologie : lithium-ion/plomb/lithium-polymère/cadmium/etc. ;
- capacité totale utile en kWh : x à y kWh ;
- nombre minimum de cycles : à préciser ainsi que le pourcentage de décharge (x %) ;
- pilotage : système de contrôle évolué permettant de programmer les cycles de charge et de décharge ;

- monitoring : interface compatible sur le système de suivi de l'installation PV (protocole Modbus ou autre) afin de relever les flux énergétiques, la puissance de charge, la puissance de décharge, le taux de charge... ;
- protection de découplage : un système de stockage électrochimique doit disposer d'une protection de découplage conforme à la norme en vigueur exigée par le gestionnaire de réseau ;
- Modularité : les unités de stockage défectueuses ou arrivées en fin de vie devront pouvoir être changées facilement ;
- ...

12.2 Le stockage

12.2.1 Les batteries

Pour le dimensionnement des batteries et leur choix, les installateurs et bureaux d'études veilleront particulièrement à récupérer le plus d'informations techniques possibles nécessaires auprès des fabricants. Le manque d'informations peut être le reflet de problèmes de qualité ou de performance.

À minima, il importe de récupérer les données techniques suivantes et de connaître les caractéristiques suivantes :

Tableau 16 — Données techniques minimales à récupérer sur les batteries

DONNÉES	FAMILLE PLOMB/ACIDE	FAMILLE LITHIUM
Capacité (toujours associée à une durée de décharge)	Tableau des capacités en fonction des durées de décharge Exprimé en Ah à Cxx (durée de décharge) Exemple pour un même modèle de batterie : 100 Ah à C120 85 Ah à C60 65 Ah à C10	Souvent exprimée en kWh
Tension nominale	2, 6 ou 12 V	Généralement 48 V ou 400 V
Tension de charge en fonction de la température	Courbe fournie par le fabricant	Courbe fournie par le fabricant
Température d'utilisation	Plage indiquée sur la fiche technique	Plage indiquée sur la fiche technique
Taux d'autodécharge	Valeur indiquée sur la fiche technique	Valeur indiquée sur la fiche technique
Nombre de cycles en fonction de la profondeur de décharge	Courbe fournie par le fabricant	Courbe fournie par le fabricant
Profondeur de décharge maximale	Valeur indiquée sur la fiche technique	Valeur indiquée sur la fiche technique
Courant de charge maximal	Valeur indiquée sur la fiche technique	Valeur indiquée sur la fiche technique
Courant de décharge maximal	Valeur indiquée sur la fiche technique	Valeur indiquée sur la fiche technique

COMMENTAIRE

Pour la famille de batteries au plomb/acide, les paramètres de charge (tension, courant, etc.) sont à rentrer dans l'onduleur-chargeur ou pré-paramétrés en usine.

Pour la famille au lithium, ces paramètres sont imposés par la batterie à l'onduleur-chargeur via le BMS.

< CAPACITÉ D'UTILISATION ET CARACTÉRISTIQUES DE DÉCHARGE

Les caractéristiques des décharges d'une batterie ne se limitent pas à sa capacité de décharge : il est nécessaire également de prendre en compte son taux minimum acceptable de décharge. En effet, une batterie ne doit pas être complètement déchargée.

Les caractéristiques et indicateurs dépendent des technologies :

Tableau 17 – Caractéristiques et indicateurs liés à la décharge des batteries par famille

	FAMILLE PLOMB/ACIDE	FAMILLE LITHIUM
Capacité d'utilisation et durée de décharge	En Ah en fonction des durées de décharge	En kWh
Maximum de profondeur de décharge	50 %	80 %
Exemple	Une batterie au plomb peut avoir les caractéristiques suivantes : 100 Ah à C120 85 Ah à C60 65 Ah à C10	Une batterie au lithium de 12,0 kWh peut utiliser la plage de 2,4 kWh à 12,0 kWh – cela correspond à une capacité d'utilisation de 9,6 kWh

< NOMBRE DE CYCLES

La durée de vie d'une batterie est directement liée à son nombre de cycles. Plus le nombre de cycles au départ sera important plus la durée de vie estimée de la batterie sera importante. Il convient ensuite d'essayer de conserver le plus grand nombre de cycles possible.

D'une manière générale, 1 cycle = une décharge complète + une recharge complète

Plusieurs décharges partielles peuvent se succéder pour former un cycle complet. Ainsi, deux décharges partielles puis une recharge complète donnent lieu à un cycle complet. En revanche, une décharge partielle suivie d'une charge partielle constitue bien un cycle.

Dans le cadre d'une utilisation type autoconsommation et un dimensionnement de 2 heures de charge complète par le PV, on obtient un cycle complet par journée ensoleillée soit de 250 – 350 cycles par an.



Le dimensionnement des batteries doit se faire sur une base d'un cycle par jour. On évitera le sous-dimensionnement qui peut amener à 2 cycles quotidiens voire plus et qui réduit de manière prématurée la durée de vie de la batterie.

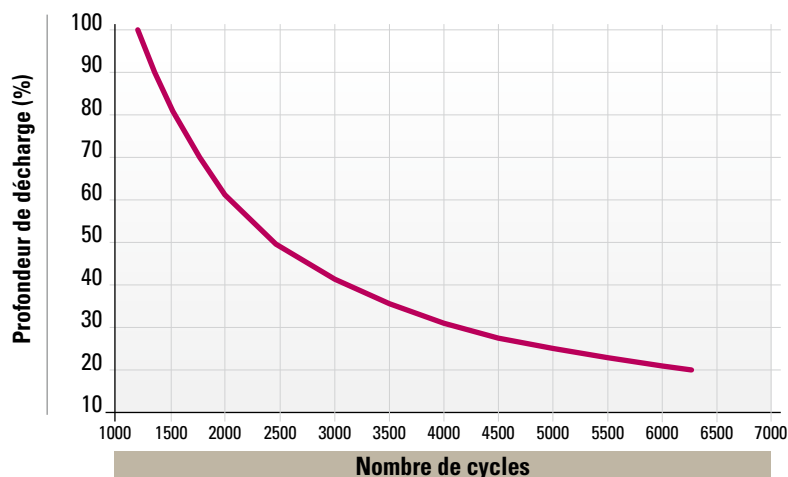
Le nombre de cycles est influencé par :

- la température des cellules de batterie ;
- le courant de charge et décharge ;
- la profondeur de décharge.

La profondeur de décharge a une influence très importante, notamment pour les batteries au plomb, le nombre de cycles diminuant de manière exponentielle lorsque la profondeur de décharge augmente.

D'une manière générale, on veillera à placer les batteries dans un endroit le plus stable possible en température tout au long de l'année afin d'éviter les trop gros écarts et donc le vieillissement prématuré (cf. paragraphe 11.4 Sécurité des usagers).

Figure 51 – Courbe de la profondeur de décharge en fonction du nombre de cycles pour des batteries au plomb type AGM



Certains chargeurs de batteries ou onduleurs-chargeurs permettent d'activer un « mode hiver ». Ce mode permet d'augmenter la durée de vie des batteries grâce à une économie du nombre de cycles charge/décharge effectués. En effet, en mode hiver, les batteries sont « mises en hibernation » après une charge complète à 100 %. Aucune charge ni décharge n'est ensuite effectuée, hormis une charge compensatrice de l'autodécharge. Ce mode de fonctionnement part du principe qu'il est préférable d'autoconsommer la totalité de l'énergie produite durant la journée plutôt que d'essayer de la stocker. Les mois d'hiver étant faibles en production, les batteries seraient peu chargées et très vite déchargées. Cela engendrerait des cycles inefficaces et un vieillissement prématuré des batteries, surtout pour la famille des batteries au plomb. Il est possible de choisir la date de début et de fin de ce mode hiver.



Il est vivement conseillé d'activer le mode « hiver » sur les appareils qui en sont équipés en France métropolitaine.

Pour les ZNI situées entre les 2 tropiques, il est peu judicieux d'activer le mode hiver car l'ensoleillement, suffisamment similaire sur l'année entière, permet d'utiliser la batterie de manière optimale toute l'année.

< COMPARAISON DES TECHNOLOGIES DE BATTERIES

Les batteries au lithium sont de plus en plus privilégiées pour les installations en autoconsommation car elles acceptent des courants de charge et de décharge plus importants qu'avec des batteries au plomb/acide. Par exemple, pour une capacité de 200 Ah, les batteries au lithium pourront délivrer jusqu'à 200 A soit jusqu'à 9 600 W si la tension des batteries est de 48 V. Pour la même capacité en technologie plomb/acide, le courant maximal délivré serait de 40 A soit 1 920 W sous 48 V.

De plus, les batteries au lithium acceptent des profondeurs de décharge allant jusqu'à plus de 90 % tout en conservant un nombre de cycles très correct.

Néanmoins, la différence d'investissement initial entre des batteries au lithium et des batteries au plomb est d'environ 3 à 5. Le prix des batteries au lithium a évolué à la baisse ces dernières années et la tendance devrait se poursuivre avec un marché qui grossit d'année en année.

Le tableau ci-dessous présente, à titre d'information général, un comparatif des technologies de batteries les plus utilisées dans les applications photovoltaïques, sur la base de 8 critères principaux.

Tableau 18 – Comparatif des technologies de batterie

	PLOMB	NICKEL-CADMIUM	NICKEL-MÉTAL-HYDRURE	LITHIUM-ION
Tension cellule	2,0 V	1,2 V	1,2 V	3,6 à 3,7 V 3,2 V (LFP)
Énergie spécifique	25-50 Wh/kg	30-60 Wh/kg	50-90 Wh/kg	100-230 Wh/kg
Cycles	200-500	1 000-1500	1 000	500-3 000
Domaine de température	0 °C à 50 °C	-30 °C à 50 °C	-20 °C à 50 °C	-20 °C à 50 °C
Autodécharge	~5 %/mois	~15 %/mois	~25 %/mois	~2 %/mois
Durée de vie calendaire	5 ans	10 ans	5-10 ans	5-15 ans
Prix kWh (Pb base 100)	100	300	350	300 à 500
Temps de charge standard	10 h	5 h	3-5 h	3 h

COMMENTAIRE

La mise en place de protections spécifiques (voir chapitres 9 et 11) génère également des coûts supplémentaires dans la mise en œuvre d'un dispositif de stockage.

12.2.2 Les régulateurs de charge ou chargeurs de batterie

Un régulateur de charge est toujours associé à une batterie. Sa fonction première est de charger la batterie, selon les caractéristiques du champ PV et celles de la batterie.

Plusieurs configurations sont possibles pour ce régulateur de charge, nommé également « chargeur » :

- le régulateur de charge est un chargeur pur, mono ou bi-directionnel, qui peut se connecter soit :
 - côté DC ;
 - côté AC : on parle dans ce cas de « batterie AC », qui a l'avantage d'être compatible avec tous les onduleurs (grâce au bus AC universel).
- le régulateur de charge est intégré dans l'onduleur, on parle alors d'onduleur-chargeur (ou onduleur hybride).

Dans le cas des batteries de la famille plomb, le régulateur est maître vis-à-vis de la batterie : c'est lui qui impose le paramètre de charge.

Dans le cas des batteries de la famille lithium-ion, un système supplémentaire de contrôle est obligatoirement mis en place pour gérer et de surveiller la charge de chacune des cellules au lithium composant la batterie car il faut que les paramètres de charge de ces cellules soient strictement identiques. Il s'agit du BMS (Battery management system). Ce dernier communique avec le régulateur. C'est le BMS qui impose le paramètre de charge au régulateur. Le BMS est intégré dans l'enveloppe de la batterie ou dans certains cas dans l'onduleur-chargeur.

12.2.3 Retour d'expérience en secteur résidentiel

Figure 52 – Exemple de courbes de production et de consommation et visualisation des flux énergétiques pour une journée typique du mois de janvier en autoconsommation résidentielle pour une installation située à Biot (06) de 3 kWc avec stockage batteries de 4 kWh

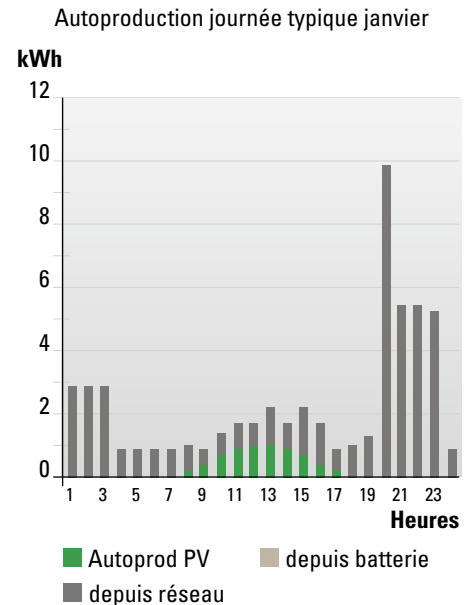
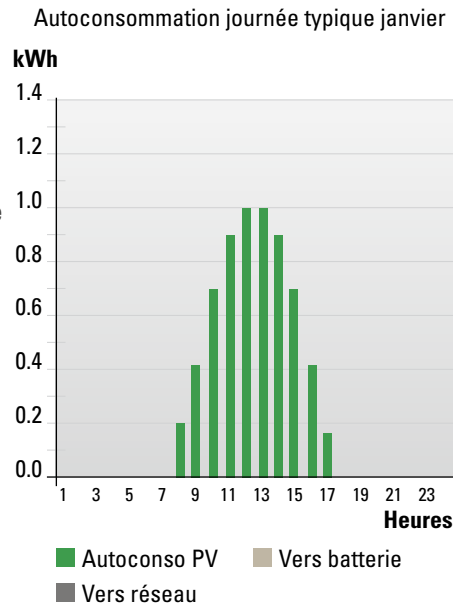
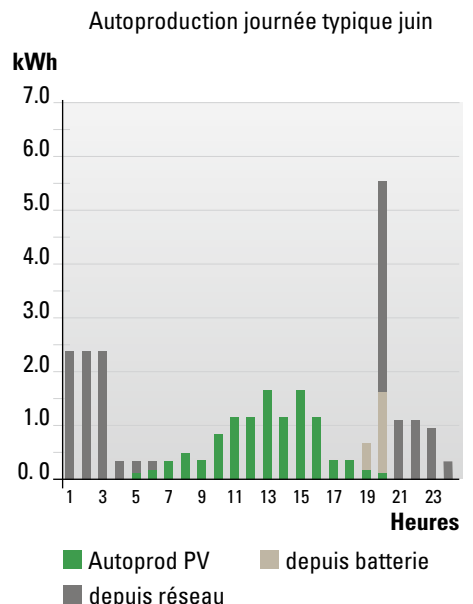
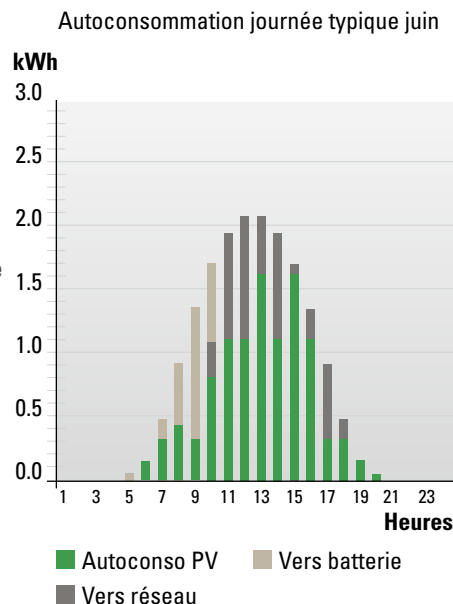


Figure 53 – Exemple de courbes de production et de consommation et visualisation des flux énergétiques pour une journée typique du mois de juin en autoconsommation résidentielle pour une installation située à Biot (06) de 3 kWc avec stockage batteries de 4 kWh



COMMENTAIRE

Pour la journée typique du mois de janvier, on constate que le *taux d'autoconsommation* est de 100 % et que le *taux d'autoproduction* est faible (environ 10 %). On voit donc bien que les batteries ne peuvent pas être chargées. Dans ce cas, le mode hiver prend tout son sens.

À l'inverse, sur une journée du mois de juin, le *taux d'autoconsommation* est plus faible et l'excédent est donc utilisé pour charger les batteries d'abord (surface grise claire entre 7 h et 11 h du matin) puis est exporté sur le réseau. Le *taux d'autoproduction* est plus important qu'en janvier car l'autoconsommation est plus élevée et la consommation de l'habitation moins importante.

Un pic de consommation important apparaît à partir de 20 heures. On peut se poser la question du décalage de ce pic en milieu de journée, ce qui améliorerait les *taux d'autoconsommation et d'autoproduction*.

12.2.4 Retour d'expérience en secteur résidentiel dans les ZNI

Exemples de courbes de consommation journalières et annuelles à partir de relevés faits sur 2 installations existantes avec stockage à Mayotte :

Figure 54 – Consommation journalière d'un site résidentiel à Labattoir, Mayotte

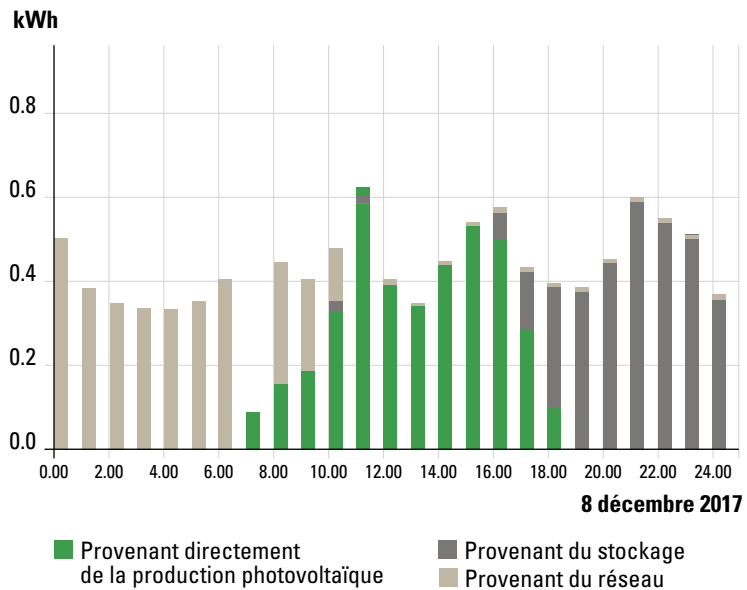
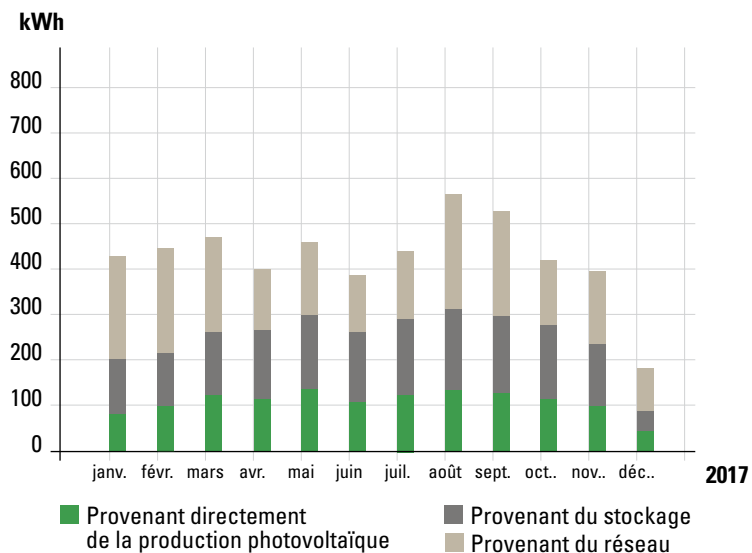


Figure 55 – Consommation annuelle d'un site résidentiel à Labattoir, Mayotte



Caractéristiques de l'installation :

- puissance : 3 kWc ;
- capacité de stockage : 700 Ah sous 24 V en technologie plomb ouvert soit 8,4 kWh utiles.

COMMENTAIRE

On constate que la consommation journalière est plutôt constante avec néanmoins un pic vers 11 h et 16 h qui peut correspondre avec le démarrage des climatisations. Les batteries permettent ici d'utiliser l'énergie stockée durant la journée, sur une plage horaire de 17 h à 0 h. Une fois la limite de décharge basse des batteries atteinte, le réseau fait le complément et prend le relais pour alimenter l'habitation jusqu'à 7 h du matin, moment où le soleil commence à se lever.

L'histogramme de consommation annuelle permet de voir que le *taux d'autoproduction* est d'environ 50 %. La somme des surfaces vertes et grises foncées représente quasiment la moitié de la surface totale des histogrammes.

Figure 56 – Consommation journalière d'un site résidentiel à Dembeni, Mayotte

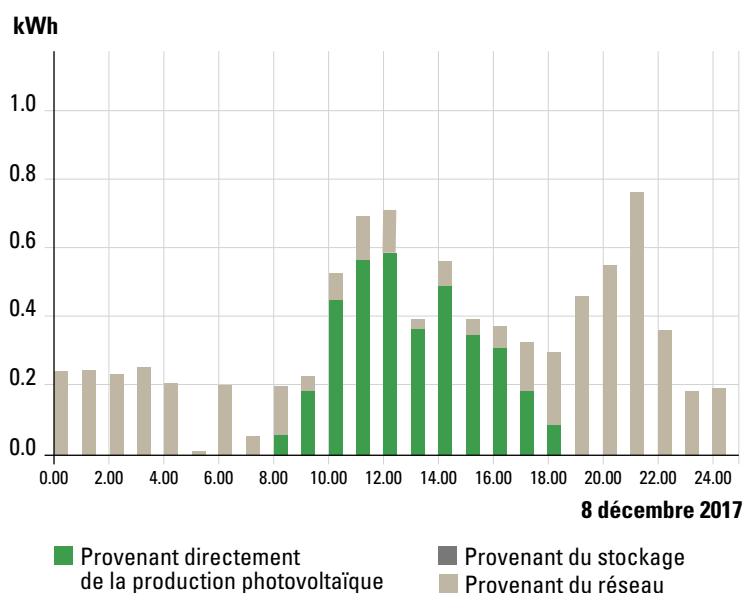
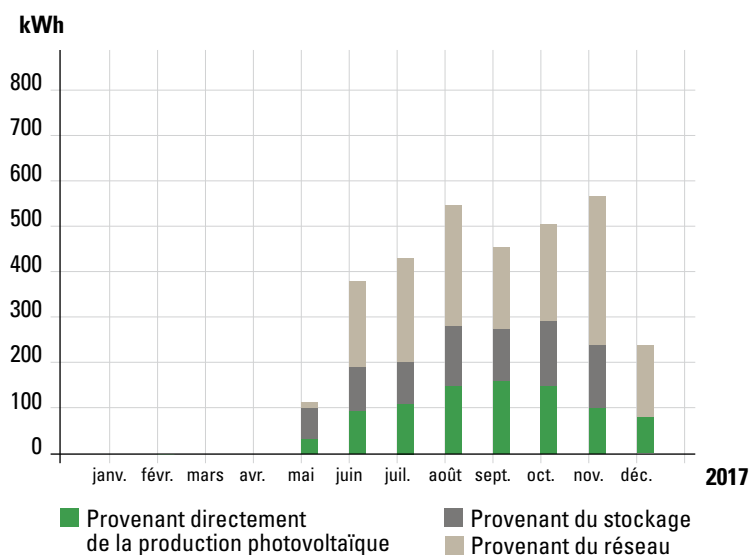


Figure 57 – Consommation annuelle d'un site résidentiel à Dembeni, Mayotte



Caractéristiques de l'installation :

- puissance : 2 kWc ;
- capacité de stockage : 330 Ah sous 24 V en technologie plomb ouvert soit 3,9 kWh utiles.

COMMENTAIRE

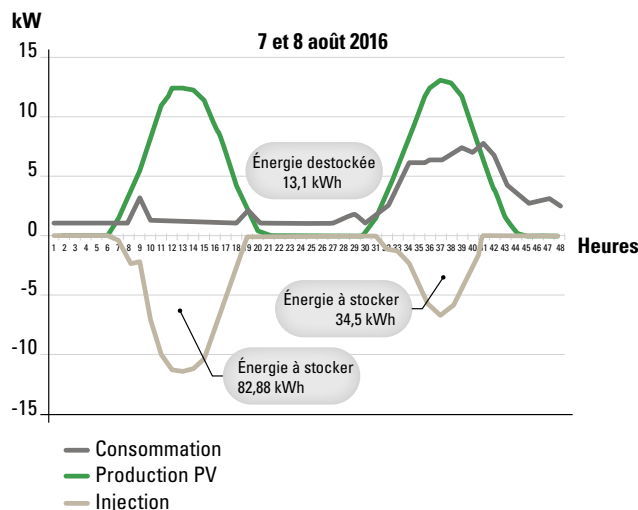
La consommation journalière est fortement variable avec des pics à 12 h et 21 h. On remarque que les batteries n'alimentent pas l'habitation. Cela peut s'expliquer soit par le fait qu'elles sont déchargées soit parce que le mode hiver est activé (cf. paragraphe 1.2.4 des annexes) ce qui n'est pas pertinent pour les ZNI. Il peut s'agir donc d'un mauvais paramétrage de l'onduleur-chargeur. L'adaptation des paramètres à chaque site est primordiale.

12.2.5 Retour d'expérience en secteur tertiaire « bureaux »

L'installation photovoltaïque en autoconsommation cofinancée dans le cadre du projet européen CityZen, donne un premier retour d'expérience en matière de dimensionnement et de gestion du stockage sur une installation PV située sur un bâtiment tertiaire (bureaux).

Dans ce cas, le potentiel maximum de la toiture du site est de 16,5 kWc. L'étude autoconsommation totale a été menée : en période de congés estivaux (faible consommation et forte production) l'énergie stockée le jour J ne peut pas être déstockée le lendemain à J+1.

Figure 58 – Retour d'expérience de l'installation en autoconsommation d'un site tertiaire (journées des 7 et 8 août)



Ainsi, le besoin théorique de stockage est de 235 kWh ce qui nécessiterait un local dédié de 40 m² (sans compter les coûts exorbitants).

Le choix a été fait d'une capacité de stockage de 4,5 kWh permettant d'atteindre un taux d'autoconsommation de 80 %.

Tableau 19 – Taux d'autoconsommation en fonction de la capacité de la batterie de stockage

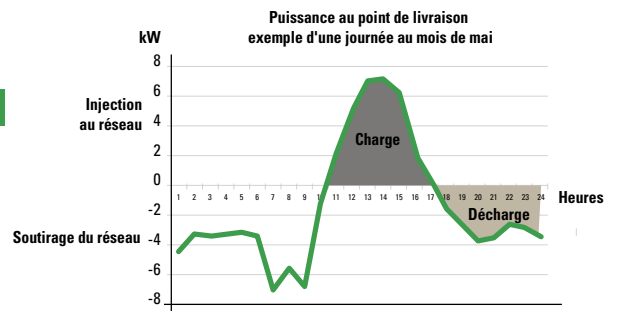
CAPACITÉ BATTERIE (KWH)	0	4,5	6	10	15	20
Taux autoconsommation (%)	74 %	80 %	81 %	85 %	89 %	92 %

La question de la gestion du stockage (phase de charge et de décharge) se pose. Différents cas d'usage peuvent être mis en place :

Figure 59 – Différents cas d'usage de la gestion du stockage

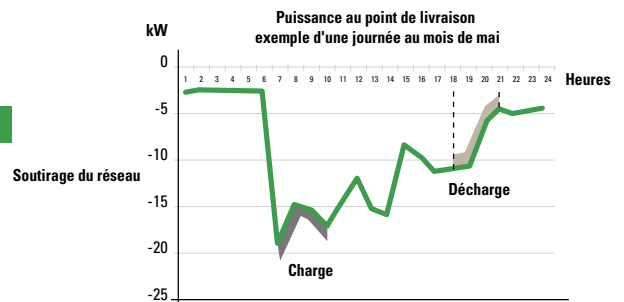
Cas d'usage 1 : Maximiser l'autoconsommation

- Charge : lorsque la puissance solaire commence à être injectée dans le réseau.
- Décharge : lorsque le réseau alimente à nouveau le bâtiment.



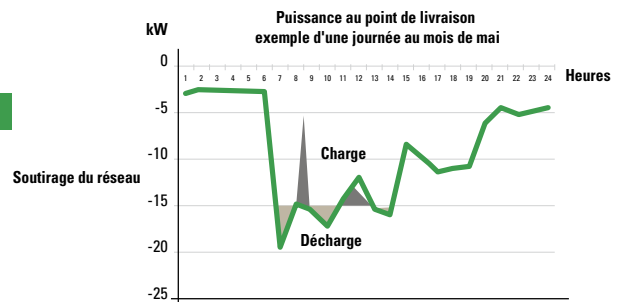
Cas d'usage 2 : réduction de la pointe du réseau

- Charge : en cas de production solaire.
- Décharge : entre 18 : 00 et 21 : 00 selon les prévisions de pointe



Cas d'usage 3 : réduction de la puissance souscrite

- Charge : en période de production et lorsque la puissance soutirée est inférieure au seuil défini.
- Décharge : lorsque la puissance soutirée est supérieure au seuil défini.



COMMENTAIRE

Les graphiques ci-dessus représentent la courbe de charge au niveau du point de livraison avec en valeur positive l'injection et en valeur négative le soutirage au réseau.



Le choix du cas d'usage peut avoir un impact non négligeable sur la durée de vie des composants de la batterie. En particulier, pour le cas d'usage 3, le risque est de générer de nombreux cycles de charge et de décharge diminuant ainsi drastiquement la durée de vie de la batterie.

12.2.6 Entretien des batteries au plomb

Dans le cas de présence de batteries au plomb, un entretien périodique est à prévoir. Comme pour toute l'installation photovoltaïque, le propriétaire devra s'entendre avec le professionnel sur la portée des opérations effectuées par l'un ou par l'autre.

Au préalable, il convient de se référer à la notice technique et aux précautions indiquées liées aux batteries : outils appropriés, pas d'éléments métalliques sur les batteries, enlever les bagues, montres, etc.

Nettoyage :

- Nettoyer les bacs et la surface supérieure des batteries (attention, humidité).
- Nettoyer les bornes et les connexions.
- Dans le cas où les bornes des batteries sont sulfatées, il est possible de les nettoyer à l'eau et au bicarbonate de soude, et les gratter à la brosse métallique.
- Le graissage des cosses permet également d'éviter les dépôts de sulfate.

Vérifications :

- Serrage des bornes.
- Tenue des câbles et état des fusibles.

Mise à niveau du volume d'eau des batteries plomb ouvertes :

- Ces opérations régulières peuvent être menées par le propriétaire ayant pris connaissance du mode opératoire, sinon il doit se faire assister par un professionnel.
- Vérifier le niveau d'électrolyte, à compléter le cas échéant avec de l'eau distillée ou déminéralisée. La vérification doit être faite très régulièrement.
- Attention protections ! (Lunettes de protection et gants résistants).

12.3 Un nouvel usage : les véhicules électriques

- La consommation des véhicules électriques (VE)

À l'image de ce qui est fait pour les véhicules thermiques, la consommation des véhicules électriques est évaluée en leur faisant suivre un cycle de fonctionnement comprenant une partie dite urbaine, et une partie extra-urbaine. Il est à noter que ces essais normalisés sont réalisés en l'absence de vent (qui peut avoir un impact important sur la consommation), et sans prise en compte de la consommation des auxiliaires (par exemple pour le chauffage et la climatisation).

De même, le style de conduite peut fortement influencer la consommation. Des différences apparaissent donc entre les valeurs conventionnelles issues des essais et les valeurs de consommation perçues par les usagers.

Ainsi, par rapport aux valeurs de consommation affichées par les fabricants, il convient de rajouter les consommations liées aux effets mentionnés ci-dessus. On aboutit alors à des chiffres couvrant une plage allant de 15 à 20 Wh/100 km. Le profil de consommation sur l'année, compte tenu de ce qui précède, est clairement thermo-sensible, avec une augmentation des consommations pour les températures extrêmes en hiver (pour le chauffage) et en été (pour la climatisation). Afin d'avoir un ordre de grandeur à l'esprit, un véhicule parcourant 15 000 km/an aura donc une consommation pouvant aller de 2 250 à 3 000 kWh/an.

La charge annoncée ici n'est pas intégralement reportable au bâtiment auquel est rattachée la voiture. En effet, les études recensées soulignent le caractère variable lié aux points de recharge, qui sont généralement répartis sur différents bâtiments (par exemple, à domicile et au bureau).

- La recharge des batteries des véhicules électriques

Il existe différents types de recharge des batteries électriques :

- les recharges standards consistent en des recharges effectuées sur une durée de 6 et 8 h, soit la nuit à domicile ou la journée sur le site d'une entreprise. La puissance de charge est généralement de 3,7 kW ;
- les recharges « rapides » réduisent la durée de charge à 1 ou 2 h (par exemple pendant une pause déjeuner). Ce type de recharge est également réalisé en courant alternatif, mais avec des puissances allant de 7 (monophasé) à 22 kW (triphasé) ;
- enfin, les recharges dites « très rapides » se font en 15 à 20 minutes.

En termes d'énergie à fournir, elle est identique, quel que soit le type de charge. Mais c'est l'impact en termes de puissance à fournir qui différencie ces possibilités. Ainsi, une charge standard ne va pas créer de pic de charge supplémentaire sur un profil de consommation. Alors qu'une charge très rapide surtout si plusieurs véhicules sont chargés en même temps va avoir un impact important en termes de puissance à fournir.

En fonction du type de charge, il sera donc nécessaire d'évaluer son impact en termes de profil de consommation. En effet pour des charges très rapides, la puissance maximale délivrée peut facilement optimiser l'autoconsommation pour peu que la production solaire soit synchrone et suffisante. Pour les charges standards, elles ne contribuent à l'autoconsommation que lorsqu'elles sont réalisées dans la journée, sinon cela n'apporte rien.

12.4 L'autoconsommation collective

12.4.1 Principe de l'autoconsommation collective

Une solution pour augmenter l'autoconsommation notamment dans le secteur résidentiel est de mutualiser une installation de production photovoltaïque auprès de plusieurs consommateurs, en favorisant la mixité des usages (profils différents de consommateurs qu'ils soient résidentiels ou tertiaires). C'est le principe de l'autoconsommation collective.

Dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective, les kWh injectés par la production photovoltaïque sur le réseau public sont répartis aux consommateurs participant à l'opération, selon le principe de compteurs virtuels :

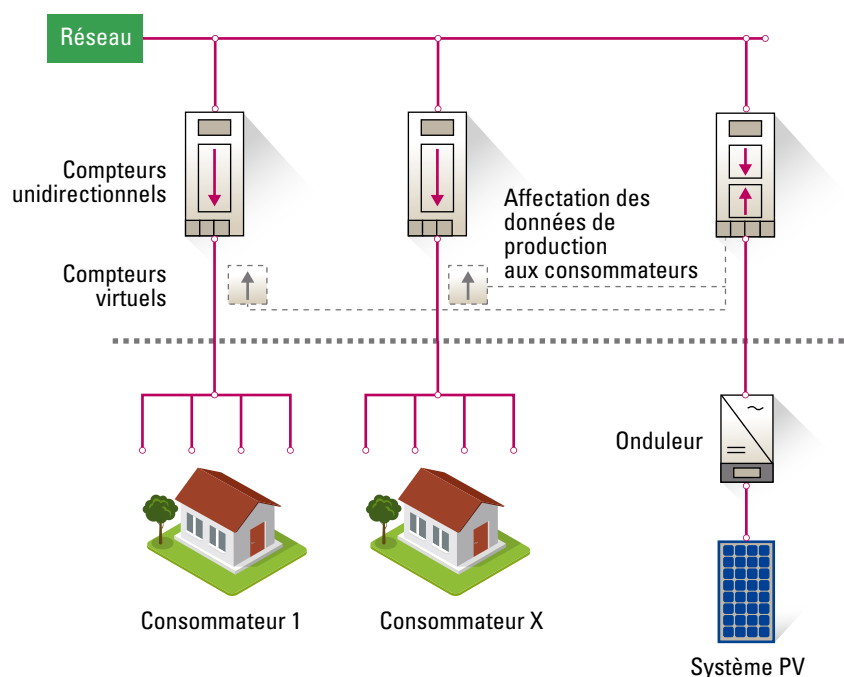


Figure 60 – Principe des compteurs virtuels appliqué à l'autoconsommation collective

Les schémas de raccordement techniques seront identiques à l'injection de la totalité ou à l'injection du surplus, selon les modes d'injection choisis.

Dans le cas d'une injection de la totalité sur une colonne montante, le raccordement se fera soit en haut ou pied de colonne selon la disponibilité en termes de capacité d'accueil électrique au niveau de la colonne et en termes d'espace pour les nouveaux organes électriques du point de livraison (distributeur, AGCP, compteur, etc.). C'est l'étude de raccordement qui déterminera l'emplacement optimisé du point de livraison.

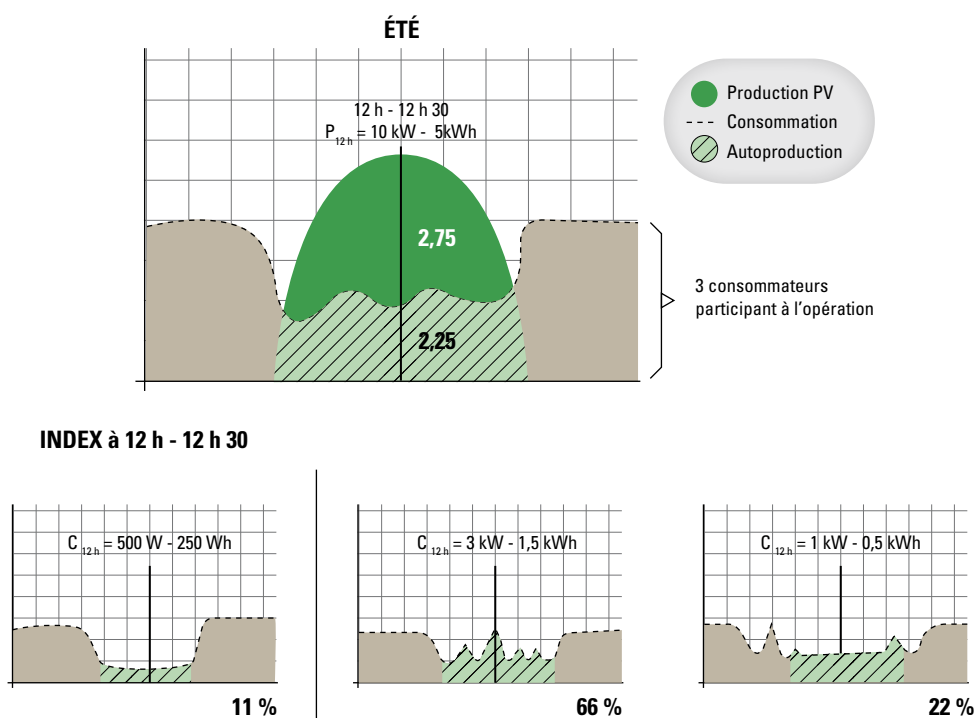
12.4.2 Dimensionnement de l'autoconsommation collective

Un des points importants du dimensionnement de l'autoconsommation collective est la définition de la clé de répartition. En effet, l'enjeu est de pouvoir au mieux favoriser la consommation de la production par les consommateurs participant à l'opération et de limiter ainsi le surplus.

! Dans le cas de l'autoconsommation collective, le pas de mesure n'est pas celui du compteur puisque l'opération met en jeu plusieurs compteurs mais celui du pas de temps d'enregistrement des courbes de charges, à savoir le pas de temps de 30 minutes pour les compteurs Linky.

Dans l'exemple ci-dessous, la clé de répartition appliquée est celle par défaut, à savoir au prorata des consommations, à chaque pas de temps.

Figure 61 – Exemple de l'application d'une clé de répartition



La mise en place d'une clé « statique » peut avoir l'inconvénient de générer du surplus « administratif » : si un consommateur consomme moins que les kWh qu'on lui affecte, ces kWh sont alors considérés comme du surplus. La mise en place d'une clé « dynamique » a l'avantage de refléter plus la réalité mais permet plus difficilement de prévoir les flux affectés, dans la mesure où cela dépend de la consommation des autres participants.

COMMENTAIRE

Il reste possible durant la vie de l'opération de modifier la clé, pour s'adapter au mieux aux retours d'expériences et aux types d'usage.

12.4.3 Modèle économique de l'autoconsommation collective

Le modèle économique de l'autoconsommation collective reste à ce jour difficile à équilibrer dans la mesure où l'affectation des kWh du producteur aux consommateurs est à ce jour assujettie aux différentes taxes habituelles et au TURPE. Une composante de soutirage spécifique a été mise en place (sur option) mais ne donne pas forcément lieu à une réduction du tarif. La composante de gestion est par contre obligatoirement spécifique et plus élevée (car prend en compte les frais supplémentaires liés à l'affectation des kWh selon une clé de répartition évolutive). Un appel d'offres a été par ailleurs annoncé.

< FICHES À IMPRIMER

Tableau 20 — Exemple de check-list pour la reconnaissance d'un site

	UNITÉS	VALEURS
SITE		
Irradiation solaire horizontale	kWh/m ² .an	
Gisement photovoltaïque	kWh/kWc.an	
BÂTIMENT		
Hauteur ou nombre d'étages		
Type de compteur		
Puissance électrique en soutirage		
Classement de sécurité (ERP, code du travail...)		
Abords d'un Monument Historique		
TOITURE/AIRE DE STATIONNEMENT		
Type et matériau de couverture/de revêtement de sol		
Encombrement (cheminées, édicules, fenêtres, végétation...)		
État de la structure support (charpente...)		
Orientation (Sud 0°, Est -90°...)	°	
Inclinaison	%	
Surface moyenne exploitable	m ²	
Masques proches		
EMPLACEMENT POSSIBLE DES AUTRES ÉQUIPEMENTS ÉLECTRIQUES		
Emplacement onduleurs		
Emplacement du stockage le cas échéant		
Emplacement du transformateur si HTA		
Emplacement souhaité pour le point de livraison		

Tableau 21 — Fiche de collecte de renseignements en autoconsommation industrielle

FICHE DE COLLECTE DE RENSEIGNEMENTS PROJET PV EN AUTOCONSOMMATION INDUSTRIELLE			
Type de bâtiment :			
ERP, tertiaire, industriel, ICPE			
Type de pose :			
Sol, sur toiture, intégré, surimposé...			
Abonnement électrique (kVA) :			
Transformateur HTA/BT existant ?			
	Si oui puissance (kVA)		
	Courant de court-circuit max (Icc) en A		
Régime de neutre (TT/TN/ IT)			
AGCP existant dans le TGBT du client ?			
Groupe électrogène présent sur site ?			
Informations complémentaires :			
Société	Projet	Date :	Cachet et signature :

À titre de comparaison, il est présenté ci-après un exemple de fiche de collecte d'informations de consommation, pour un site isolé, qui diffère légèrement de celle utilisée pour les sites raccordés au réseau.

Figure 63 – Fiche de collecte de données de consommation en site isolé

QUESTIONNAIRE DE DIMENSIONNEMENT SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE EN SITE ISOLÉ

Nom de projet : _____ Installateur : _____

DONNEES DU PROJET

TYPE DE PROJET

☐ Résidence ☐ Entreprise ☐ Emplacement
☐ Autre : _____

SI RESIDENCE, OCCUPATION MENSUELLE (indiquez les jours d'occupation par mois)

JANV	FEV	MAR	AVR	MAI	JUN	JUILL	AOUT	SEP	OCT	NOV	DEC

CARACTERISTIQUES DU LIEU D'IMPLANTATION (pour panneaux photovoltaïques)

CODE POSTAL : _____ VILLE : _____

COORDONNEES GPS : Latitude : _____ Longitude : _____

TYPE DE POSE

☐ Sur toiture ☐ Au sol

ORIENTATION (par rapport au sud) : _____ ° (SUD 0, EST 90)

INCLINAISON (par rapport au sol) : _____ ° (horizontale 0, verticale 90)

SURFACE DISPONIBLE POUR LA POSE DES MODULES (en m²)

_____ m x _____ m ☐ autre particularité : _____

BUDGET prévisionnel envisagé pour l'installation PV : _____ €

Coût estimatif du raccordement au réseau : _____ €

Si non, distance pour se raccorder au réseau : _____ m

CONSUMMATION QUOTIDIENNE

Liste des appareils	Nombre	Puissance (W)	Nombre d'heures d'utilisation	Tension d'utilisation (V)	
				Alternative	Continue

NOMBRE DE JOURS D'AUTONOMIE DES BATTERIES : _____

SYSTEME HYBRIDE EXISTANT OU PREVU ☐ OUI ☐ NON

Si OUI, source d'énergie auxiliaire utilisée (éolien / grpe électrogène / hydraulique / autre) : _____

TABLE DES MATIÈRES

01 • PRÉAMBULE	4
02 • DOMAINE D'APPLICATION	5
03 • DOCUMENTS DE RÉFÉRENCE	7
3.1 Références législatives et réglementaires	7
3.2 Autres références	9
04 • DÉFINITIONS UTILES ET GLOSSAIRE DES ACRONYMES	11
4.1 Définitions utiles	11
4.2 Liste des acronymes	11
05 • ÉLÉMENTS DE CONTEXTE	13
5.1 Contexte du développement de l'autoconsommation en France	13
5.2 Principe électrique de l'autoconsommation	14
5.3 Valeur économique de l'autoconsommation	16
5.3.1 Modes de valorisation économique	16
5.3.2 Economies de facture de consommation	17
5.3.3 Modèle économique	18
5.4 Présentation des secteurs de développement de l'autoconsommation et de leurs enjeux spécifiques	19
5.4.1 Secteur résidentiel	19
5.4.2 Secteurs tertiaire et industriel	21
5.4.3 Spécificités dans les ZNI et en outre-mer	22
5.5 Classification des installations selon leur puissance et leurs caractéristiques	24
5.5.1 Installations raccordées au réseau BT ≤ 36 kVA	26
5.5.2 Installations raccordées au réseau BT > 36 kVA	26
5.5.3 Installations raccordées au réseau HTA > 250 kVA	27
5.5.4 Installations raccordées au réseau avec stockage	28
5.5.5 Installations raccordées au réseau dans le cadre d'une opération d'autoconsommation collective	29
5.5.6 Installations en site isolé	30
06 • VÉRIFICATIONS PRÉALABLES À LA MISE EN ŒUVRE D'UNE INSTALLATION EN AUTOCONSUMMATION	32
6.1 Caractéristiques techniques du site	32
6.1.1 Potentiel solaire	33
6.1.2 Implantation en toiture	33
6.1.3 Implantation en ombrière	35
6.1.4 Implantation des locaux techniques	36
6.2 Contraintes économiques liées au site	36
07 • MÉTHODOLOGIE DE CONCEPTION ET DE DIMENSIONNEMENT	37
7.1 Données de consommation	38
7.1.1 Secteur résidentiel : analyse du profil de consommation selon le type d'équipements	38
7.1.2 Secteurs tertiaire et industriel : analyse des données de consommation	42
7.1.3 Synthèse sur les données de consommation	45

7.2	Données de production	46
7.2.1	Détermination de la puissance-crête	46
7.2.2	Simulation de production	46
7.2.3	Synthèse sur les données de production	47
7.3	Analyse technico-économique et choix de la configuration d'autoconsommation	48
7.3.1	Analyse des taux d'autoconsommation et d'autoproduction « naturels »	48
7.3.2	Synthèse sur les taux d'autoconsommation et d'autoproduction « naturels »	49
7.3.3	Étude des taux d'autoconsommation et d'autoproduction « optimisés »	50
7.3.4	Spécificités pour le secteur résidentiel	56
7.3.5	Spécificités des secteurs tertiaire et industriel	60
08	• DÉMARCHES ADMINISTRATIVES ET LES COÛTS RÉGLEMENTAIRES	64
8.1	Autorisation d'urbanisme	64
8.2	Procédures et coûts de raccordement et d'accès au réseau	64
8.3	Certificats de conformité électrique	66
8.4	Assurances et garanties	67
8.4.1	Assurances du producteur	67
8.4.2	Assurances des intervenants	68
8.4.3	Garanties du matériel	68
8.4.4	Garanties légales de mise en œuvre	68
8.5	Fiscalité	69
8.5.1	Taux de TVA réduit à l'investissement pour les installations résidentielles	69
8.5.2	Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux (IFER)	69
8.5.3	Taxes sur l'électricité	70
09	• MISE EN ŒUVRE ÉLECTRIQUE	71
9.1	Caractéristiques électriques du site	71
9.2	Site raccordé en BT ≤ 36 kVA	72
9.2.1	Caractéristiques électriques du site	72
9.2.2	Dispositifs de protection et de sécurité à mettre en œuvre	73
9.3	Site raccordé en BT entre 36 et 250 kVA	78
9.3.1	Caractéristiques électriques du site	78
9.3.2	Dispositifs de protection et de sécurité à mettre en œuvre	78
9.4	Site raccordé en HTA	78
9.4.1	Caractéristiques électriques du site	78
9.4.2	Dispositifs de protection et de sécurité à mettre en œuvre	82
9.5	Zones à réseau non interconnecté	85
10	• EXPLOITATION ET MAINTENANCE	86
10.1	Suivi de production et d'autoconsommation	86
10.2	Prise en compte du mode de fonctionnement du site en consommation	88
11	• SÉCURITÉ	89
11.1	Formation et savoir-faire requis	89
11.2	Qualification ou certification professionnelle pour le bénéfice de dispositif de soutien	90
11.3	Sécurité des installateurs	91
11.4	Sécurité des usagers	91

12 • ANNEXES	94
12.1 Exemple de clauses dédiées à l'autoconsommation pour le CCTP	94
12.2 Le stockage	95
12.2.1 Les batteries	95
12.2.2 Les régulateurs de charge ou chargeurs de batterie	98
12.2.3 Retour d'expérience en secteur résidentiel	99
12.2.4 Retour d'expérience en secteur résidentiel dans les ZNI	100
12.2.5 Retour d'expérience en secteur tertiaire « bureaux »	102
12.2.6 Entretien des batteries au plomb	103
12.3 Un nouvel usage : les véhicules électriques	104
12.4 L'autoconsommation collective	105
12.4.1 Principe de l'autoconsommation collective	105
12.4.2 Dimensionnement de l'autoconsommation collective	106
12.4.3 Modèle économique de l'autoconsommation collective	107

TABLE DES TABLEAUX

Tableau 1 – Éléments de différenciation selon le type de bâtiment ou d'installation	6
Tableau 2 – Exemple de check-list pour la reconnaissance d'un site	32
Tableau 3 – Caractéristiques des données de comptage selon les compteurs en place dans le secteur résidentiel	40
Tableau 4 – Tableau de puissances typiques des équipements électriques résidentiels	42
Tableau 5 – Dénomination utilisée par Enedis des points de connexions (C1 à C5)	43
Tableau 6 – Caractéristiques des données de comptage selon les compteurs en place dans les secteurs tertiaire et industriel	44
Tableau 7 – Exemple de densités de puissance usuelles	46
Tableau 8 – Extrait de tableau de calcul des <i>taux d'autoconsommation</i> au pas de temps horaire	48
Tableau 9 – Évaluation de dispositifs d'optimisation des taux d'autoconsommation et d'autoproduction	50
Tableau 10 – Bilan économique de chaque scénario	56
Tableau 11 – Comparatif des dispositifs de pilotage de charge selon le type de matériel	57
Tableau 12 – Tableau de sélection du type de matériel pour autoconsommation résidentielle	60
Tableau 13 – Attestation et règles de conformité électrique selon la présence (ou non) d'un dispositif de stockage	66
Tableau 14 – Fiche de collecte de renseignements en autoconsommation industrielle	78
Tableau 15 – Synthèse des différentes qualifications selon les domaines de puissance	90
Tableau 16 – Données techniques minimales à récupérer sur les batteries	95
Tableau 17 – Caractéristiques et indicateurs liés à la décharge des batteries par famille	96
Tableau 18 – Comparatif des technologies de batterie	98
Tableau 19 – Taux d'autoconsommation en fonction de la capacité de la batterie de stockage	102
Tableau 20 – Exemple de check-list pour la reconnaissance d'un site	108
Tableau 21 – Fiche de collecte de renseignements en autoconsommation industrielle	108

TABLE DES FIGURES

Figure 1 – Nombre d’installations mises en service en autoconsommation (totale et partielle)	13
Figure 2 – Illustration du principe de l’autoconsommation au sens physique	14
Figure 3 – Exemple de profils et de taux d’autoconsommation et d’autoproduction correspondants	15
Figure 4 – Schéma de principe d’installations en autoconsommation avec vente du surplus et vente de la totalité	16
Figure 5 – Évolution du prix de l’électricité sur les 20 dernières années	17
Figure 6 – Évolution de la parité réseau selon le taux d’autoconsommation pour une installation résidentielle	19
Figure 7 – Exemples de productions réparties par mois sur l’année 2017	20
Figure 8 – Exemples de productions réparties sur une semaine, en période estivale et en période hivernale	20
Figure 9 – Profils de consommations typiques pour différents secteurs d’activités	21
Figure 10 – Illustration d’une installation photovoltaïque en ZNI	22
Figure 11 – Représentation des ZNI, puissance électrique installée et production, septembre 2017	23
Figure 12 – Schéma type de raccordement d’une installation en BT de puissance ≤ 36 kVA	26
Figure 13 – Schéma type de raccordement d’une installation en BT de puissance > 36 kVA	27
Figure 14 – Schéma type de raccordement d’une installation en HTA avec le comptage côté BT du transformateur	27
Figure 15 – Schéma type de raccordement d’une installation en HTA avec le comptage côté HTA du transformateur	28
Figure 16 – Schéma type d’une installation avec stockage raccordé sur l’onduleur photovoltaïque	28
Figure 17 – Schéma type d’une installation avec stockage raccordé sur un onduleur dédié	29
Figure 18 – Principe des compteurs virtuels appliqué à l’autoconsommation collective	29
Figure 19 – Synoptique site isolé	30
Figure 20 – Précautions vis-à-vis de l’ombrage	33
Figure 21 – Précautions d’implantation en couverture	34
Figure 22 – Ombrière photovoltaïque	35
Figure 23 – Courbe de charge hebdomadaire – hiver	38
Figure 24 – Courbe de charge hebdomadaire – intersaison	39
Figure 25 – Courbe de charge hebdomadaire – été	39
Figure 26 – Fiche de collecte de données de consommation en secteur résidentiel	41
Figure 27 – Courbes de consommation pour un supermarché dans le Sud Est de la France	45
Figure 28 – Exemple de superposition de courbes – zoom sur une semaine	49
Figure 29 – Exemple de variation des taux d’autoproduction et d’autoconsommation pour une maison individuelle avec chauffage électrique	51
Figure 30 – Monotones de puissance d’une installation photovoltaïque type à Lyon, sur une année	52
Figure 31 – Exemple d’un schéma type d’un système avec un dispositif de bridage avec une consigne d’injection nulle	53
Figure 32 – Résultat de la courbe de charge avec limitation de la puissance injectée	54
Figure 33 – Production annuelle en France métropolitaine selon l’orientation et l’inclinaison des modules	54
Figure 34 – Comparaison entre des courbes de production pour une installation orientée Sud et inclinée à 30° et une installation orientée Est/Ouest et inclinée à 10°	55
Figure 35 – Exemple de pilotage de la résistance du ballon d’eau chaude sanitaire	58
Figure 36 – Dimensionnement des batteries	59
Figure 37 – Consommation et production PV d’un bâtiment tertiaire avec charges frigorifiques	62
Figure 38 – Bilan sur 20 ans d’un projet d’autoconsommation sur un bâtiment tertiaire	63
Figure 39 – Exemple d’un schéma unifilaire d’une installation en autoconsommation résidentielle sans stockage et sans alimentation secourue	74

Figure 40 – Exemple de schéma unifilaire en autoconsommation résidentielle avec stockage, avec onduleur avec isolation galvanique et sans alimentation secourue	75
Figure 41 – Mise en place des dispositifs de protection spécifiques selon absence ou présence d'isolation galvanique et en cas d'alimentation secourue	77
Figure 42 – Exemple de schéma unifilaire simplifié d'un poste de livraison HTA et de 3 postes de transformation HTA/BT	79
Figure 43 – Schéma des différents régimes de neutre.	80
Figure 44 – Exemple de schéma de principe du couplage entre onduleurs PV et groupes électrogènes avec dispositif de régulation intégré au TGBT commun	82
Figure 45 – Exemple d'un schéma unifilaire simplifié d'une installation photovoltaïque raccordée à un TGBT d'un des postes de transformation d'un site raccordé au réseau public en HTA	83
Figure 46 – Exemple d'un schéma unifilaire simplifié d'une installation photovoltaïque raccordée à plusieurs TGBT sur des postes de transformation d'un site raccordé au réseau public en HTA	83
Figure 47 – Exemple d'un schéma unifilaire simplifié d'une installation photovoltaïque raccordée à un poste de transformation dédié d'un site raccordé au réseau public en HTA	84
Figure 48 – Exemple de schéma représentant les différents points de mesure pour le suivi de production et de l'autoconsommation	87
Figure 49 – Sécurité de l'installation photovoltaïque	92
Figure 50 – Sécurité du local batteries	93
Figure 51 – Courbe de la profondeur de décharge en fonction du nombre de cycles pour des batteries au plomb type AGM.	97
Figure 52 – Exemple de courbes de production et de consommation et visualisation des flux énergétiques pour une journée typique du mois de janvier en autoconsommation résidentielle pour une installation située à Biot (06) de 3 kWc avec stockage batteries de 4 kWh.	99
Figure 53 – Exemple de courbes de production et de consommation et visualisation des flux énergétiques pour une journée typique du mois de juin en autoconsommation résidentielle pour une installation située à Biot (06) de 3 kWc avec stockage batteries de 4 kWh.	99
Figure 54 – Consommation journalière d'un site résidentiel à Labattoir, Mayotte.	100
Figure 55 – Consommation annuelle d'un site résidentiel à Labattoir, Mayotte.	100
Figure 56 – Consommation journalière d'un site résidentiel à Dembeni, Mayotte	101
Figure 57 – Consommation annuelle d'un site résidentiel à Dembeni, Mayotte	101
Figure 58 – Retour d'expérience de l'installation en autoconsommation d'un site tertiaire (journées des 7 et 8 août) . . .	102
Figure 59 – Différents cas d'usage de la gestion du stockage	103
Figure 60 – Principe des compteurs virtuels appliqué à l'autoconsommation collective	105
Figure 61 – Exemple de l'application d'une clé de répartition	106
Figure 62 – Fiche de collecte de données de consommation en secteur résidentiel.	109
Figure 63 – Fiche de collecte de données de consommation en site isolé.	110

TABLE DES LOGIGRAMMES

Logigramme 1 – Cadre législatif et réglementaire de l’autoconsommation	8
Logigramme 2 – Textes réglementaires applicables selon la puissance et le mode de valorisation économique	9
Logigramme 3 – Répartition générique des installations selon la puissance de raccordement du site et dispositifs de comptage selon les modes d’injection.	25
Logigramme 4 – Synthèse sur les données de consommation.	45
Logigramme 5 – Synthèse sur les données de production	47
Logigramme 6 – Synthèse de l’étude des taux d’autoconsommation et d’autoproduction « naturels »	49
Logigramme 7 – Solutions d’optimisation pour les secteurs tertiaire et industriel	61
Logigramme 8 – Logigramme des démarches et relations contractuelles avec le gestionnaire de réseau ainsi que des montants des composantes fixes de TURPE au titre de la production.	65







Les productions du programme PACTE sont le fruit d'un travail collectif des différents acteurs de la filière bâtiment en France.

Retrouvez gratuitement la collection sur www.programmepacte.fr

LES PARTENAIRES DU PROGRAMME PACTE

MAÎTRES D'OUVRAGE



ENTREPRISES/ARTISANS



MAÎTRES D'ŒUVRE



CONTRÔLEURS TECHNIQUES



INDUSTRIELS



ASSUREURS



PARTENAIRES PUBLICS



Le Secrétariat Technique du programme PACTE est assuré par l'Agence Qualité Construction.

INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES EN AUTOCONSOMMATION

JUIN 2019

Ce guide concerne les installations photovoltaïques fonctionnant en autoconsommation, installées sur les bâtiments ou à leurs alentours, et connectées au réseau métropolitain continental ou situées en Zone Non Interconnectée (ZNI).

Après avoir précisé le cadre dans lequel ce guide a été réalisé (chapitre 1) puis son domaine d'application (chapitre 2), les chapitres 3 à 5 fournissent des éléments de contexte : des documents de référence ayant servi pour la rédaction du guide ou auxquels le lecteur peut se référer, un glossaire pour faciliter la lecture et une plongée dans le phénomène physique qu'est l'autoconsommation, puis sa déclinaison selon les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel ou selon la puissance des installations.

Destiné aux professionnels de la filière photovoltaïque, le cœur du guide fournit dans les chapitres 6 à 11 les clés pour la bonne réalisation de ces installations pour les phases de faisabilité, de conception, de mise en œuvre, d'exploitation et de maintenance. Le lecteur pourra ici trouver des informations selon le secteur qui l'intéresse (résidentiel, tertiaire, industriel) ou selon la puissance de l'installation concernée ($BT \leq 36$, $BT > 36$, HTA), facilitant ainsi sa recherche. Il pourra trouver en annexes des compléments d'information sur les clauses spécifiques à l'autoconsommation dans un CCTP, le stockage, les véhicules électriques et l'autoconsommation collective.

