

L'autoconsommation dans le tertiaire et l'industrie

*Note technique pour les installations photovoltaïques
principalement de puissance supérieure à 36 kVA*

Table des matières

L'autoconsommation dans le collectif, dans le tertiaire et l'industrie.....	1
Glossaire.....	3
1. Contexte : l'autoconsommation totale n'est pas la bonne solution pour relancer le photovoltaïque.....	5
Des objectifs de développement ambitieux mais des conditions tarifaires insuffisantes.....	5
Un coût de l'électricité maintenu artificiellement bas.....	5
2. Retours d'expériences.....	6
Cas types.....	6
Focus sur les bâtiments de bureaux.....	9
Points de vigilance.....	10
3. Distinction entre injection et vente.....	10
Présentation des différents schémas de raccordement.....	11
Demande de raccordement.....	13
Vente de la totalité avec injection du surplus	14
Cas particulier d'une production BT et d'un site en consommation HTA.....	16
4. Limitation de la puissance injectée.....	17
Quand limiter l'injection?.....	17
Solution technique : écrêtement statique de la production.....	18
Solution technique : écrêtement dynamique en autoconsommation.....	19
5. Conclusion.....	22
Annexes.....	23
1. Demande de raccordement.....	23
Puissance maximale installée.....	23
Options de vente.....	23
Puissance de raccordement.....	24
2. Monotone de puissance.....	24
Caractéristiques d'une monotone de puissance photovoltaïque.....	24
Pas de temps.....	25
Comparaison entre écrêtement statique et réduction de la puissance installée.....	26

Marine JOOS – Chargée de projet réseaux intelligents
Anne-Claire FAURE – Chargée de projet photovoltaïque

Décembre 2015



Cette note technique s'appuie sur la note de décryptage et de positionnement publié par HESPUL en janvier 2014 : elle a pour objectif, sur la base des notions définies et des recommandations émises dans la précédente note, d'informer l'ensemble des acteurs des retours d'expérience collectés par HESPUL.

Les solutions présentées dans cette note n'ont pas toutes été mises en oeuvre : leur présentation a également pour vocation d'inciter des porteurs de projet à développer des projets dans ces nouvelles configurations.

Pour rappel, l'autoconsommation peut se définir au sens physique et/ou au sens économique.

Les retours d'expérience, présentés au début de cette note, ne se préoccupent pas de savoir quel est le mode de valorisation économique de la production (vente de la totalité, vente du surplus, autoconsommation totale) : il s'agit d'un retour de taux d'autoconsommation et de taux d'autoproduction physique pour différents profils types.

Les schémas de raccordement, présentés par la suite, illustrent la différence entre injection (flux physique) et vente (flux économique). En particulier, est détaillée une solution d'autoconsommation physique avec vente de la totalité de la production et valorisation économique d'une partie de l'autoproduction.

Enfin, la dernière partie propose de s'interroger sur les raisons objectives de limiter l'injection physique et de trouver des solutions à moindre coût pour augmenter la capacité d'accueil du réseau.

Glossaire

Les définitions présentées ci-dessous ont été développées par Hespul. Elles ne sont en aucun cas les seules définitions possibles. Cependant, elles permettent d'établir un langage commun.

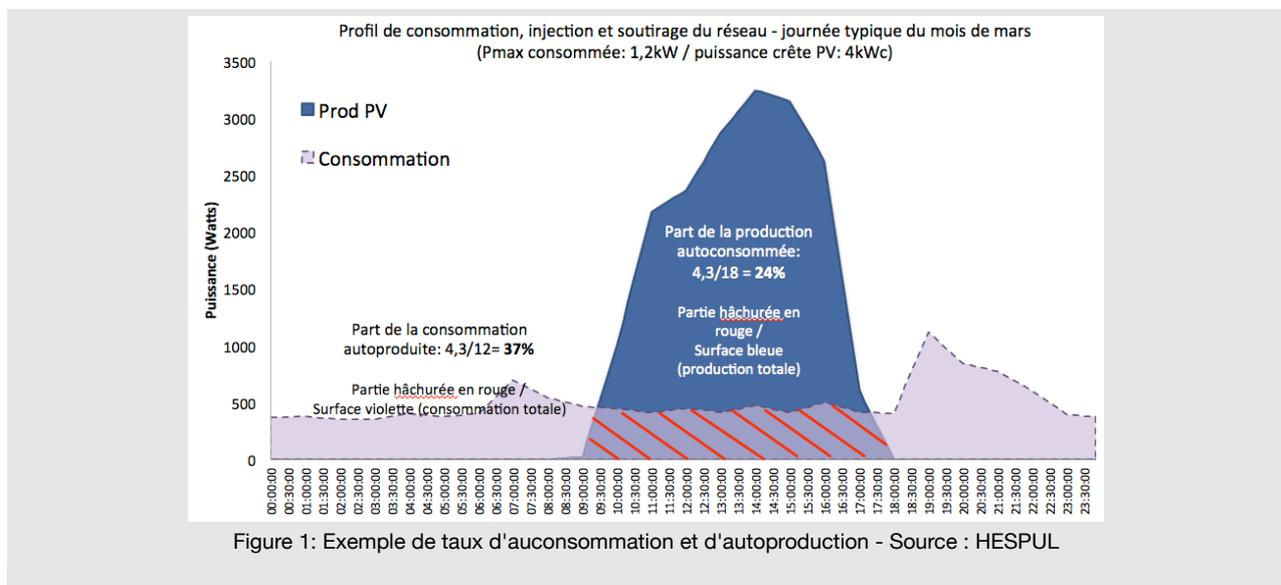
Le taux d'autoconsommation : Le taux d'autoconsommation correspond à la part de production d'électricité photovoltaïque qui est consommée sur place instantanément. **Ce taux sert à représenter la part non-injectée sur le réseau public.**

$$\text{Autoconsommation (\%)} = \text{Production consommée sur place} / \text{production totale}$$

Le taux d'autoproduction : Le taux d'autoproduction correspond à la part de consommation d'électricité qui est produite instantanément sur place par l'installation photovoltaïque. **Ce taux sert à évaluer la réduction de la quantité d'énergie soutirée grâce à l'approvisionnement sur site.**

$$\text{Autoproduction(\%)} = \text{Consommation produite sur place} / \text{consommation totale}$$

La consommation produite sur place est égale à la production consommée sur place (partie hachurée en rouge dans le graphique ci-dessous).



Le taux de couverture : Le taux de couverture correspond au rapport entre la production annuelle et la consommation annuelle. Ce taux permet notamment de rendre compte de l'atteinte des objectifs d'un bâtiment à énergie positive. Ce taux ne reflète donc pas l'autoconsommation physique : il est l'objet uniquement d'un [bilan énergétique](#).

$$\text{Couverture (\%)} = \text{Production annuelle} / \text{consommation annuelle}$$



HESPUL



Injection : part physique de la production injectée au réseau public de distribution, au point de connexion. L'injection est égale à la production uniquement dans le cas de la vente en totalité avec compteur au point de livraison. Ainsi, dans les autres configurations que nous pouvons nommer d'une manière générale « raccordement indirect »¹ (l'installation de production est raccordée indirectement au réseau public de distribution), l'injection est égale à la production totale à laquelle est soustraite la part consommée sur place (part d'autoconsommation) :

$$\text{Injection} = \text{production totale} - \text{production consommée sur place}$$

Soutirage : part physique de la consommation soutirée du réseau public de distribution, au point de connexion. De même, le soutirage, dans une configuration de raccordement indirect, est égal à la consommation totale du site à laquelle est soustraite la part produite sur place (part d'autoproduction) :

$$\text{Soutirage} = \text{consommation totale} - \text{consommation produite sur place}$$

Vente, la part d'énergie produite mesurée au point de comptage. Celle-ci peut être différente de la part mesurée au point de livraison.

1 La CRE, dans ses recommandations pour le développement des réseaux intelligents, désigne le raccordement indirect au sens large. Cependant, ERDF définit le raccordement indirect de manière plus restreinte puisque cela concerne uniquement la configuration dans laquelle une installation de production est raccordée indirectement au réseau via un réseau privé appartenant à une entité juridique différente du producteur. Nous préciserons dans la suite du document si il s'agit d'un raccordement indirect au sens large ou un raccordement indirect avec entité juridique différente.

1. Contexte : l'autoconsommation totale n'est pas la bonne solution pour relancer le photovoltaïque.

Des objectifs de développement ambitieux mais des conditions tarifaires insuffisantes

Pour rappel, la France doit atteindre 27 % de couverture de la consommation d'électricité par les EnR d'ici 2020 : les objectifs sommés des SRCAE (Schémas Régionaux Climat Air Energie) s'élèvent à 15 GW à 2020.

Les conditions tarifaires actuelles ne sont pas suffisantes pour le développement de projets photovoltaïques raccordés au réseau avec vente de la production en France :

- les tarifs d'achat sont trop bas, en dehors des installations intégré au bâti (IAB) dont la puissance est égale ou inférieure à 9kWc,
- les appels d'offres erratiques introduisent un risque élevé pour les porteurs de projets,
- les coûts de raccordement sont peu prévisibles et de plus en plus élevés.

Dans ces conditions, les producteurs pourraient être tentés d'opter pour un schéma de raccordement en « autoconsommation totale » afin d'obtenir un coût de raccordement nul en contrepartie d'un engagement à autoconsommer toute l'électricité produite (pas de tarif d'achat pour la partie éventuellement injectée sur le réseau).

Un coût de l'électricité maintenu artificiellement bas

Dans le contexte actuel, l'autoconsommation ne peut en aucun cas offrir une alternative crédible aux tarifs d'achat garantis. En effet, le modèle économique sur lequel elle repose est inopérant à cause d'un prix de l'électricité de détail maintenu artificiellement trop bas, malgré la baisse constante du coût du matériel photovoltaïque². La rentabilité de l'autoconsommation dépendra de l'atteinte de la parité réseau dans les différents secteurs (résidentiel, tertiaire bureaux, autre tertiaire, industriel), de leur régime de fiscalité (exonération ou non de la TVA et du taux d'autoconsommation).

Le rapport de la DGEC à ce sujet publié en février 2015³ n'indique aucune intention de développer un mécanisme de soutien à l'autoconsommation dans le segment résidentiel. Par contre, il annonce des appels d'offres à venir pour l'autoconsommation dans les secteurs tertiaire et industriels et rappelle la nécessité d'améliorer les solutions de raccordement.

2 Lorsque la prime à l'autoconsommation en Allemagne a été lancée en 2009 (supprimée depuis en 2012), le prix de l'électricité en Allemagne était de 20c€/kWh HT et le tarif d'achat de l'électricité PV de 28,74c€/kWh, un écart de 8,74c€/kWh que la prime à l'autoconsommation compense en s'élevant à 12,36c€/kWh. En France, le prix de l'électricité pour les particuliers s'élève à 9,09c€/kWh HT (option base) et le tarif d'achat à 26,57c€/kWh, soit un écart de 17,48 c€/kWh.

3 Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable, Décembre 2014 (http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Rapport_autoconsommation.pdf). Hespul a participé au groupe de travail qui a mené à la publication de ce rapport.



2. Retours d'expériences

Hespul a effectué un certain nombre d'études en autoconsommation/autoproduction pour différents types de bâtiments⁴. Ces études ont pour but de représenter quelques cas types mais ne peuvent pas être généralisées, chaque cas présentant des caractéristiques uniques.

Lorsque l'on parle d'autoconsommation, on est face à une contradiction importante : les secteurs tertiaire/industriel présente les taux d'autoconsommation les plus importants (50-100%) mais aussi le prix final d'électricité en €/kWh le plus bas (exonération d'une part des TCFE pour les professionnels⁵, CTA très faible pour les sites raccordés à RTE, etc.) ; à l'inverse le secteur résidentiel présente des taux d'autoconsommation bas (20-30%) mais un prix final d'électricité plus élevé que le secteur tertiaire/industriel.

Cas types

On présente ici quelques cas types pour donner quelques ordres de grandeur pour plusieurs profils types mais rappelons que **chaque cas est unique**. Chaque cas type est illustrée par une courbe de charge hebdomadaire au mois de mars et une au mois d'août, correspondant à des périodes où des contraintes peuvent apparaître (faible consommation, forte production), du lundi au dimanche. Les taux d'autoconsommation et d'autoproduction sont calculés à l'année au pas de temps 10 min ou horaire (spécifié dans la légende). Pour chaque cas type, deux simulations d'autoconsommation/autoproduction ont été effectuées en utilisant d'une part, la puissance crête maximale qui peut être installée en toiture considérant les caractéristiques du site (encombrements de la toiture, etc.) et, d'autre part, la puissance crête maximale pouvant être installée pour atteindre un taux d'autoconsommation de 100 %.

En France, le schéma en autoconsommation totale impose de consommer l'intégralité de la production sur site (injection = 0). On admet ici une tolérance inférieure à 0,5 % de la production annuelle qui est injectée sur le réseau (en énergie). En effet, la figure 2 montre qu'une tolérance de cet ordre peut permettre d'installer une puissance crête 30 % supérieure à ce qui aurait du être installé si l'on recherchait un taux d'autoconsommation de 100,0 %. Cette figure permet également de représenter le compromis à trouver entre autoconsommation et autoproduction : plus la puissance crête augmente, plus le taux d'autoconsommation baisse et le taux d'autoproduction (et de couverture) augmente.

4 Les courbes de charge en consommation sont issues de campagnes de mesure sur ces bâtiments réalisées par le bureau d'études Enertech. Les courbes de production ont été générées par Hespul en utilisant des données d'irradiation (satellite) et un modèle électrique (développé par sa filiale EPICES Energie et utilisé à des fins de supervision de sites photovoltaïques), et des données réelles de production issue de la base de données d'EPICES.

5 Sont classés en consommation « non-professionnelles » les kWh consommés par les Particuliers et les sites appartenant à l'Etat, aux collectivités territoriales et aux établissements publics.



Autoconsommation, Taux de couverture et Autoproduction en fonction de la puissance crête
Bâtiment de Bureaux (Isère) - Pmax en soutirage: 26kW

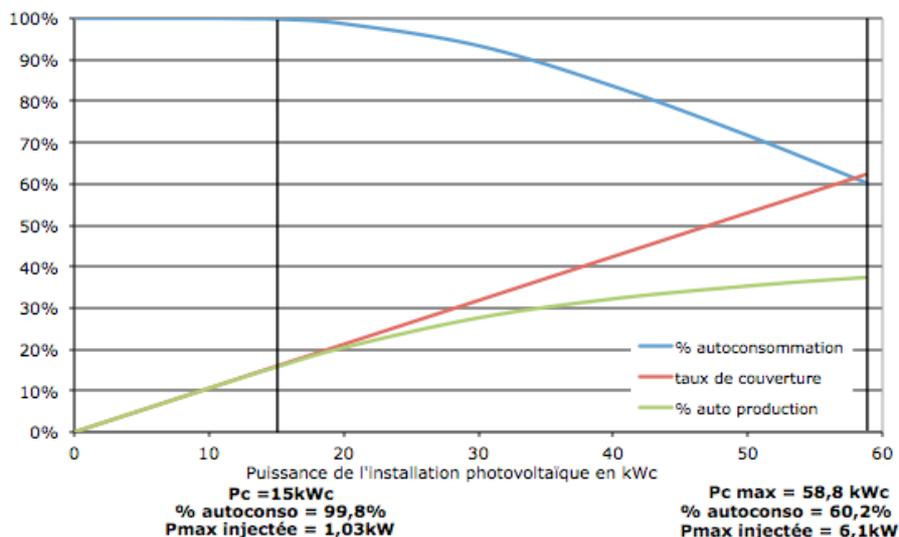


Figure 2: Pourcentage d'autoconsommation en fonction de la puissance crête d'une installation sur un bâtiment de bureaux

Le tableau 1 présente des résultats de simulation ainsi que les caractéristiques de chaque type de bâtiment qui permettraient d'envisager une exploitation de l'installation PV en autoconsommation (« + ») ou au contraire qui tendent à décourager ce type de schéma (« - »).

1. Secteur : Tertiaire - bureaux (avec climatisation électrique)

- + **Taux d'autoconsommation assez élevé** (taux d'autoconsommation de l'ordre de 50 à 100% en fonction de la surface de la toiture et des usages)
- + **Présence d'un exploitant sur site**
- + **Équipements de programmation et pilotage existants** (plus ou moins fonctionnels)
- + **Gisement de flexibilité important** côté consommation (climatisation, la ventilation, etc.)

Consommation et production PV d'un site tertiaire bureaux niveau RT2005 avec climatisation électrique (Pmax soustrée 25,9kW)-
Semaine type du mois d'août

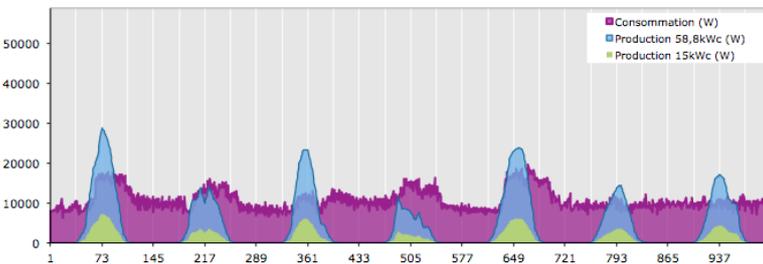
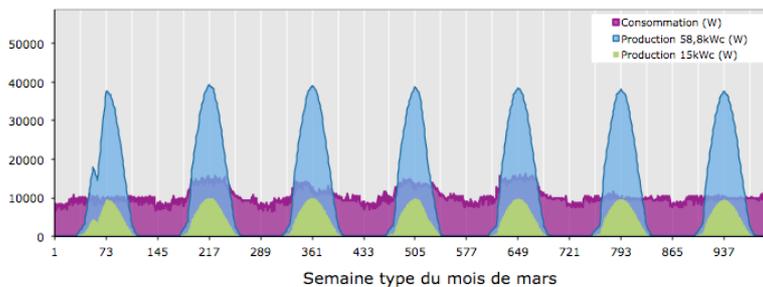


Figure 3: Profil hebdomadaire de consommation d'électricité et production PV pour un bâtiment de bureaux (abonnement de 110kVA) au pas 10 min, au mois d'août (haut) et mars (bas). 2 cas : une installation de 58,8kWc qui correspond au potentiel maximal de la toiture (taux d'autoconsommation = 60 %, taux d'autoproduction = 37,5 %) et une de 15kWc, dimensionnement permettant d'atteindre un taux d'autoconsommation de 99,8% sur l'année.



2. Secteur : Tertiaire - bureaux très basse consommation (sans climatisation ni chauffage électrique)

Voir ci-dessus – Tertiaire - bureaux

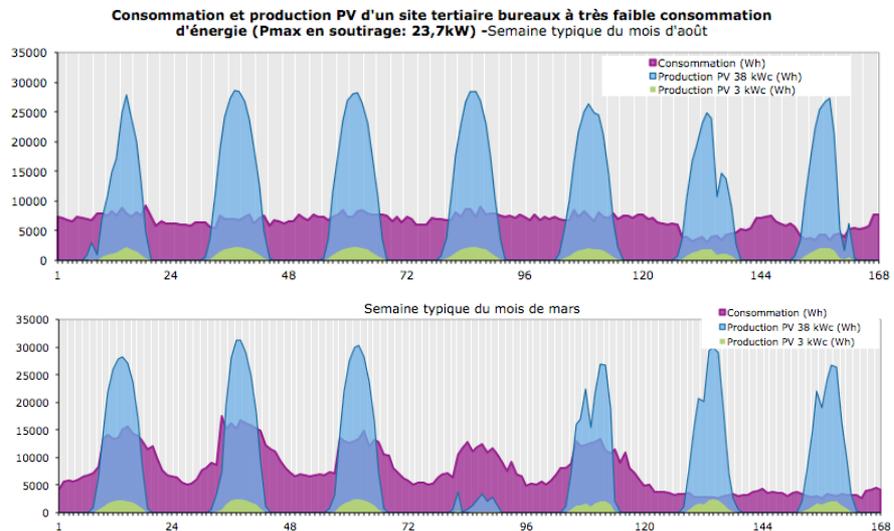


Figure 4: Profil hebdomadaire de consommation d'électricité et production PV pour un bâtiment de bureaux à très faible consommation d'énergie (abonnement de 42kVA) au pas horaire, au mois d'août (haut) et mars (bas). 2 cas : une installation de 38kWc qui correspond au potentiel maximal de la toiture (taux d'autoconsommation = 50 %, taux d'autoproduction = 38 %) et une de 3kWc, dimensionnement permettant d'atteindre un taux d'autoconsommation de 99,9 % sur l'année.

3. Secteur : Tertiaire avec charges frigorifiques importantes (stockage de produits frais)

+ Taux d'autoconsommation très élevé (taux d'autoconsommation de l'ordre de 90 à 100% en fonction de la surface de la toiture et des usages)

Les autres caractéristiques sont les mêmes que pour un site tertiaire de bureaux.

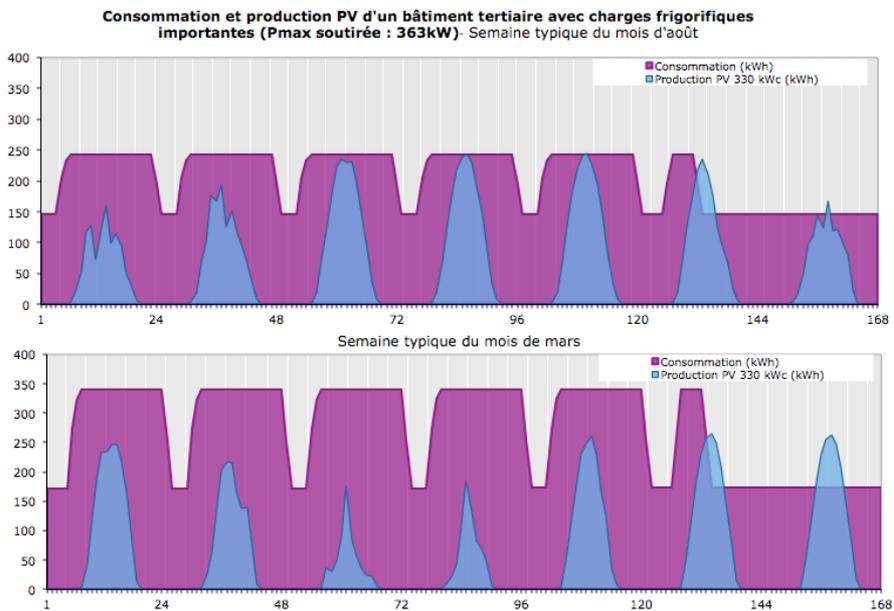


Figure 5: Profil hebdomadaire de consommation d'électricité et production photovoltaïque pour un site commercial avec charges frigorifiques importantes, au pas horaire, au mois d'août (haut) et mars (bas). Avec une installation de 330kWc qui correspond au potentiel maximal de la toiture, le taux d'autoconsommation est de 99,7 % à l'année (taux d'autoproduction = 20 %).

4. Secteur : Tertiaire éducation – Crèche

+ **Taux d'autoconsommation moyen** (taux d'autoconsommation de 50 % observé sur un cas – peu de retour d'expériences)

+ **Contrat d'exploitation et maintenance**

- Fermeture en été
- Efforts de MDE importants à réaliser sur les veilles (l'autoconsommation ne doit pas cautionner une surconsommation en été)
- Peu de charges flexibles
- Pas de moyens existants de pilotage de la consommation

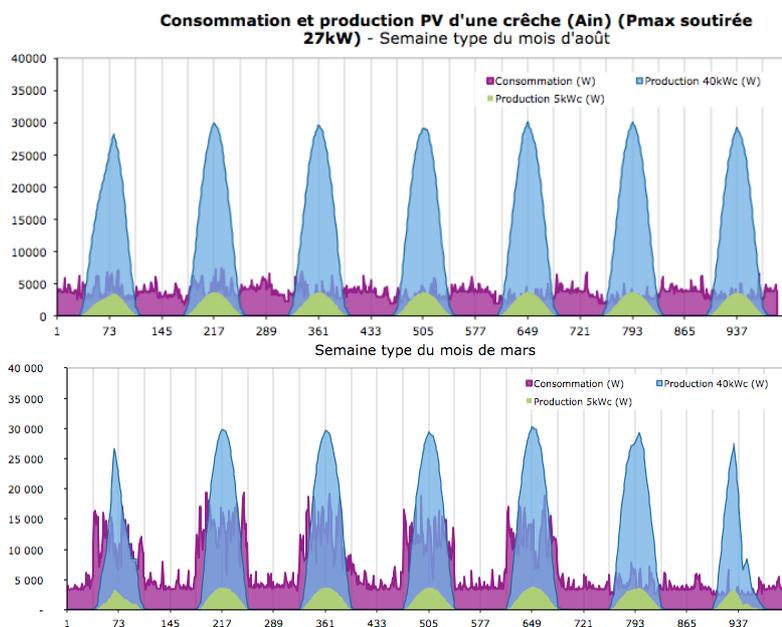


Figure 6: Profil hebdomadaire de consommation d'électricité et production photovoltaïque pour une crèche de 1700m², au pas 10 min, au mois d'août (haut) et mars (bas). 2 cas : une installation de 40kWc qui correspond au potentiel maximal de la toiture (taux d'autoconsommation = 50 %, taux d'autoproduction = 40,4 %) et une de 5kWc, dimensionnement permettant d'atteindre un taux d'autoconsommation physique de 99,6% à l'année.

Tableau 1: Résultats de simulation d'autoconsommation et autoproduction

Focus sur les bâtiments de bureaux

Département	26	26	38	69
Voir cas types correspondants (cf Tableau 1)	-	2- très basse consommation sans climatisation ni chauffage électrique	1- avec climatisation électrique	-
Production				
Puissance PV max en toiture (kWc)	28,3	37,8	58,8	65
Inclinaison	18°	18° / 30°	2°	5°
Orientation	200°	200° / 180°	n/a	300° / 120° (50-50)
Consommation				
Les usages principaux de l'électricité dans le bâtiment	Bureautique – Eclairage – Climatisation	Bureautique - Eclairage	Bureautique – Eclairage - Climatisation	Bureautique – Eclairage- Climatisation
La puissance d'abonnement électrique	36kVA hiver - 84kVA été	42kVA	110kVA	-
Pmax soutirée (kW)	34	24	26	284
Mois d'occurrence de la pointe	Décembre	Décembre	Février	Septembre
Pmoyenne appelée	9	8	11	114
Consommation électrique / m2 (kWh/m2)	66	24	58	76
Consommation-Production à Pmax				
Taux d'autoconsommation	56%	50%	60%	100%
Taux d'autoproduction	23%	38%	38%	7%
Taux de couverture	40%	76%	62%	7%
Pmax injectée en % de la Pcrête installée	82%	77%	62%	31%
Pmax pour atteindre 100% d'autoconso (kWc)	1	3	20	n/a

Tableau 2: Autoconsommation et autoproduction de différents bâtiments de bureaux

Points de vigilance

Les principaux écueils à inviter lorsque l'on étudie une offre en autoconsommation (ou en vente du surplus) sont nombreux. Nous listons les plus importants ci-dessous.

1. **Éviter de tuer le gisement de la production photovoltaïque**: éviter de sous-dimensionner largement une installation PV pour atteindre un pourcentage élevé d'autoconsommation (au détriment du taux d'autoproduction et du taux de couverture qui pourtant sont cruciaux pour améliorer le bilan énergétique d'un bâtiment). Dans le tableau 1 ci-dessus on observe des réductions très importantes de puissance crête lorsque l'on cherche à atteindre 100 % d'autoconsommation dans les bâtiments de bureaux.
2. **Etre vigilant à ne pas inciter à la surconsommation** : se focaliser sur le taux d'autoconsommation a tendance à encourager la surconsommation pendant les heures d'ensoleillement, seule possibilité de valorisation de l'électricité solaire dans le cas d'autoconsommation totale.
3. **Assurer la rentabilité des projets** : l'autoconsommation par définition est plus imprévisible comme système de valorisation que la vente de la totalité, puisqu'elle contient une incertitude sur la corrélation instantanée de la production et de la consommation.
4. **Limiter l'injection du PV sur le réseau seulement si les contraintes du réseau local le justifie** : Pour peu que l'on adapte à la marge les règles et les pratiques actuelles de dimensionnement, la capacité d'accueil du réseau en injection pure est considérable, notamment en zone urbaine, et ne justifie en aucune manière, et pour encore longtemps, que l'on cherche à tout prix à la limiter (voir le chapitre dédié). Dans le cas de coûts de raccordement importants, on pourra recourir au raccordement indirect avec vente de la totalité (voir le chapitre dédié) pour diminuer les coûts de raccordement, en fonction du projet, ou chercher à optimiser la demande de raccordement en diminuant la puissance nominale de l'onduleur (possibilité de demander une pré-étude à ERDF pour évaluer les gains).
5. **Éviter les études de faisabilité complexes et coûteuses** : Une première expertise rapide (bilan des charges, observation du TGBT, utilisation de cas types, etc.) peut permettre d'évaluer un temps de retour sur investissement, et comparer l'autoconsommation totale à d'autres solutions de raccordement (vente du surplus, vente de la totalité – raccordement direct et indirect). Si celui-ci semble être intéressant dans le cas de l'autoconsommation, alors une étude plus poussée peut être lancée.

Les données de consommation sont les plus complexes à récupérer ou à simuler, et ceci d'autant plus que le pas de temps est fin. En faisant la même analyse d'autoconsommation en utilisant deux jeux de données à des pas de temps différents, le taux d'erreur introduit par l'utilisation de données horaires par rapport à des données 1 min est négligeable : une légère baisse du taux d'autoconsommation (de 13 à 12,23%), correspondant à 0,8 % de la production annuelle. De plus, la consommation d'électricité peut être encore plus variable d'une année sur l'autre, surtout si l'électricité couvre des usages thermiques dépendant de la température extérieure (climatisation, chauffage). Il ne paraît donc pas indispensable de faire des études à la minute.

Pas de temps des données de production et de consommation	Taux d'autoconsommation	Taux d'autoproduction
1 min	12,23 %	10,26%
60 min	13 %	10,9 %

Tableau 3: Taux d'autoconsommation et d'autoproduction en fonction du pas de temps des courbes de charges utilisées.

3. Distinction entre injection et vente

Du point de vue de la physique, l'électricité suit toujours le chemin le plus court de moindre résistance



HESPUL



pour aller du point où elle est produite vers le point de consommation le plus proche. Lorsqu'un système photovoltaïque produit de l'électricité, ce sont toujours les appareils en fonctionnement au même moment à proximité immédiate qui seront alimentés en priorité, indépendamment du type de raccordement et de l'existence ou non d'un contrat d'achat.

Il importe de bien distinguer de ce qui relève de la **vente de la production (aspect économique)**, de ce qui relève de l'**injection contractuelle** (caractéristiques d'injection déclarées au gestionnaire de réseau) et de l'**injection physique au réseau public de distribution** (injection en puissance et en énergie mesurée au point de livraison).

Présentation des différents schémas de raccordement

Afin de mieux comprendre ces différences, sont présentés ci-dessous les différents schémas de raccordement possibles :

Les schémas (source Hespul) ont été volontairement simplifiés⁶ afin de présenter le plus clairement possible la distinction entre injection/soutirage et vente.

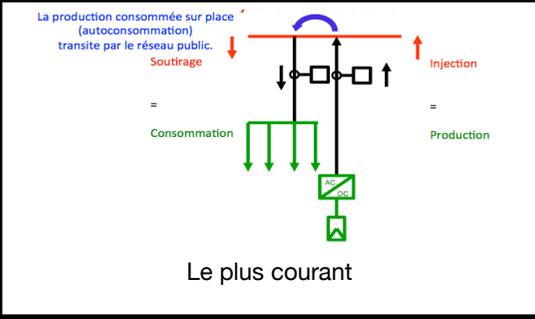
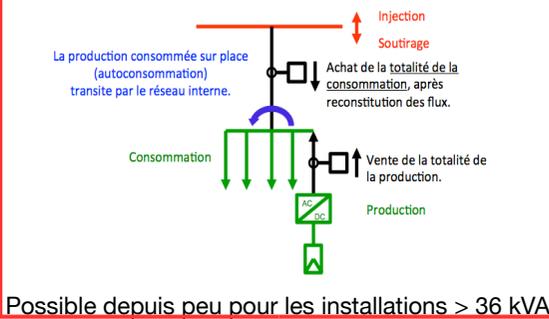
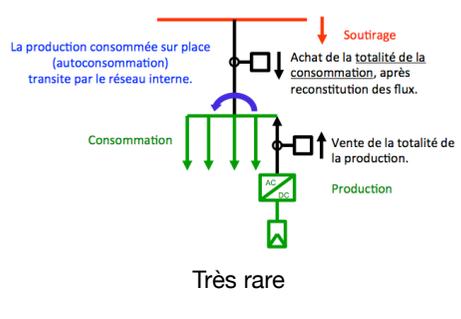
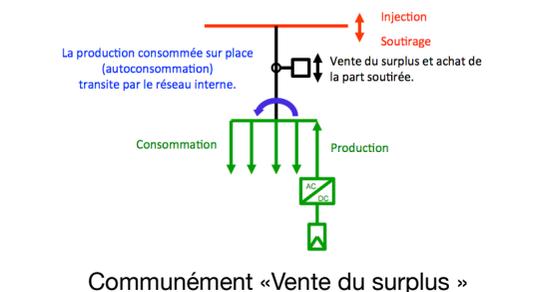
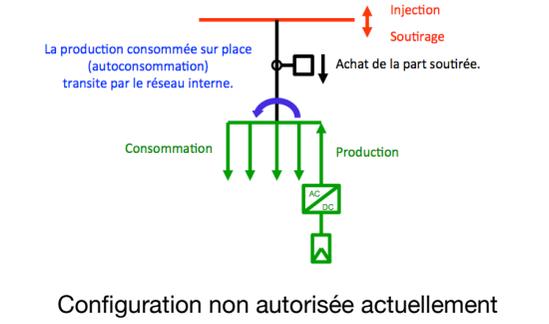
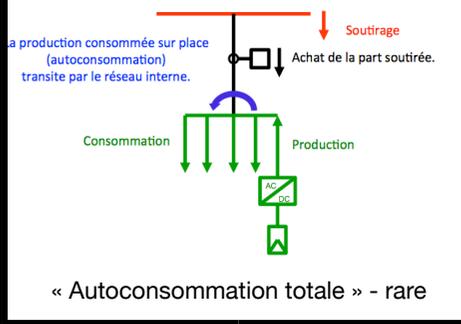
VENTE / INJECTION	Injection de la totalité de l'énergie	Injection du surplus d'énergie	Pas d'injection d'énergie
<p>Vente de la totalité</p>	 <p>La production consommée sur place (autoconsommation) transite par le réseau public. Soutirage</p> <p>=</p> <p>Consommation</p> <p>=</p> <p>Production</p> <p>Injection</p> <p>Le plus courant</p>	 <p>La production consommée sur place (autoconsommation) transite par le réseau interne. Soutirage</p> <p>Achat de la totalité de la consommation, après reconstitution des flux.</p> <p>Consommation</p> <p>Vente de la totalité de la production.</p> <p>Production</p> <p>Injection</p> <p>Possible depuis peu pour les installations > 36 kVA</p>	 <p>La production consommée sur place (autoconsommation) transite par le réseau interne. Soutirage</p> <p>Achat de la totalité de la consommation, après reconstitution des flux.</p> <p>Consommation</p> <p>Vente de la totalité de la production.</p> <p>Production</p> <p>Très rare</p>
<p>Vente du surplus</p>		 <p>La production consommée sur place (autoconsommation) transite par le réseau interne. Soutirage</p> <p>Vente du surplus et achat de la part soutirée.</p> <p>Consommation</p> <p>Production</p> <p>Communément «Vente du surplus»</p>	
<p>Sans vente</p>		 <p>La production consommée sur place (autoconsommation) transite par le réseau interne. Soutirage</p> <p>Achat de la part soutirée.</p> <p>Consommation</p> <p>Production</p> <p>Configuration non autorisée actuellement</p>	 <p>La production consommée sur place (autoconsommation) transite par le réseau interne. Soutirage</p> <p>Achat de la part soutirée.</p> <p>Consommation</p> <p>Production</p> <p>« Autoconsommation totale » - rare</p>

Tableau 4: Schémas de raccordement possibles

⁶ Les flèches noires représentent les flux économiques (et ne sont pas toujours représentatives des données comptabilisées au compteur) ; les flèches rouges et bleues, les flux physiques. En vert est représentée l'installation privée ; en rouge, le réseau public de distribution.

Demande de raccordement

C'est lors de la demande de raccordement que le producteur choisit l'**option de raccordement** de son installation et déclare la **puissance de raccordement en injection**, qui sera prise pour référence dans les études de dimensionnement par le gestionnaire de réseau (voir l'annexe 1).

Les tableaux ci-dessous listent les différentes options de raccordement possible selon chaque schéma présenté ci-dessus, et l'intérêt qu'elles peuvent avoir pour diminuer certains coûts de raccordement.

VENTE / INJECTION	Injection de la totalité de l'énergie produite	Injection du surplus d'énergie produite	Pas d'injection
Vente de la totalité	Option : « La vente totale de la production »	Option « La vente totale de la production » avec demande du compteur posé dans l'installation intérieure (ou raccordement indirect au sens d'ERDF si entités juridiques différentes).	Idem qu'injection du surplus
Vente du surplus	NA	Option « La vente du surplus de la production (déduction faite de la consommation) »	NA
Sans vente	NA	Option inexistante aujourd'hui : obligation d'avoir contractuellement un responsable d'équilibre pour les kWh injectés	Option : « L'électricité produite sera entièrement consommée sur le site »

Tableau 5: Option de raccordement à sélectionner selon les différentes configurations - Source : HESPUL

	Injection de la totalité	Injection du surplus	Pas d'injection
Puissance de raccordement : puissance injectée	Egale à la puissance maximale installée ⁷	Inférieure ou égale à la puissance maximale installée	Déclarée nulle
Coûts de raccordement (dimensionnement des ouvrages)	Branchement « totalité » et extension, le cas échéant	Branchement « surplus » et extension, le cas échéant	NA
Cadre contractuel de l'injection	CARD-I	CARD-I	Convention d'exploitation
TURPE	Frais de gestion et de comptage	Frais de gestion et de comptage	NA

Tableau 6: Comparaison de la puissance de raccordement à déclarer selon les trois modes d'injection

Dans le cas de l'injection du surplus, deux solutions sont possibles :

- **la puissance de raccordement déclarée est égale à la puissance maximale installée.**

Dans ce cas, la solution de raccordement technique ne différera de la vente en totalité que sur les travaux de branchement : les éventuels travaux d'extension (création/remplacement d'ouvrages sur le réseau) seront les mêmes (peu de réduction de coût de raccordement).

- **la puissance de raccordement déclarée est inférieure à la puissance maximale installée.**

⁷ Voir l'annexe 1.

Dans ce cas, les coûts de raccordement sont susceptibles d'être réduits étant donné que le dimensionnement ne sera réalisé que sur la puissance de raccordement. Il revient au producteur (demandeur) de s'engager sur la puissance déclarée : tout dépassement de puissance en injection pourrait être pénalisé contractuellement.

L'enjeu est donc de dimensionner au plus juste la puissance injectée afin d'éviter d'éventuels coûts d'extension : **c'est l'étude d'autoconsommation en puissance (et non uniquement en énergie) qui va permettre d'identifier la puissance maximale injectée.**

Vente de la totalité avec injection du surplus

Il est aujourd'hui possible de vendre la totalité de la production tout en n'injectant que le surplus sur le réseau public de distribution.

Principe du schéma de raccordement « S4 »

Cette configuration est schématisée et nommée « S4 » dans la note présentant différents schémas de comptage pour les installations supérieures à 36 kVA, publiée en décembre 2013 (ERDF-NOI-RES_46E)

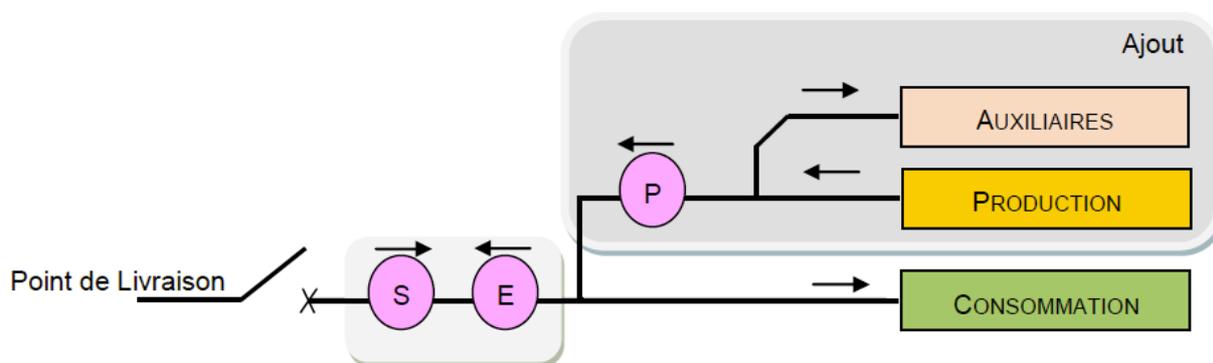


Figure 7: Schéma "S4" avec le compteur situé dans l'installation intérieure - Source : ERDF

Extrait de la note : Une fonction de comptage « P » est utilisée pour la mesure des énergies et puissances fournies par l'outil de production. Cette fonction de comptage n'est pas assurée par les comptages présents au Point de Livraison. Ce comptage donne lieu à l'établissement d'une prestation complémentaire de comptage (P430) prévue au Catalogue des Prestations d'ERDF (coût équivalent la composante annuelle de comptage du TURPE), qui doit être couplée avec une prestation de paramétrage d'une synchrone de courbes de mesure (P310), de 45,04 € TTC/mois.

Valorisation physique de l'autoconsommation et de l'autoproduction

Dans ce cas, l'autoconsommation et l'autoproduction sont valorisés physiquement, sans transiter par le réseau public de distribution.

Les coûts de raccordement peuvent être réduits puisqu'ils ne seront dimensionnés qu'uniquement sur la puissance injectée au réseau.

Valorisation économique de l'autoproduction

La valorisation économique de l'autoproduction se perçoit au niveau de la facture de consommation, uniquement sur la part variable du TURPE.

En effet, c'est bien la totalité de la consommation (consommation soutirée du réseau et consommation produite sur place) que le fournisseur facturera au consommateur. Cependant, c'est uniquement sur la part soutirée (part consommée au point de connexion avec le réseau public de distribution) que la part variable du TURPE sera facturée au consommateur.

La valorisation économique de l'autoconsommation n'est pas existante, dans la mesure où il n'y a pas de part variable du TURPE liée à l'injection (le seul TURPE facturé aux producteurs est un TURPE fixe de gestion et de comptage).

Principe du schéma de raccordement indirect avec entité juridique différente

Le raccordement indirect avec entité juridique différente a été mis en place par ERDF suite à la délibération de la CRE du 25 avril 2013. Il suit le même schéma de raccordement que le « S4 » mais en diffère par le cadre contractuel.

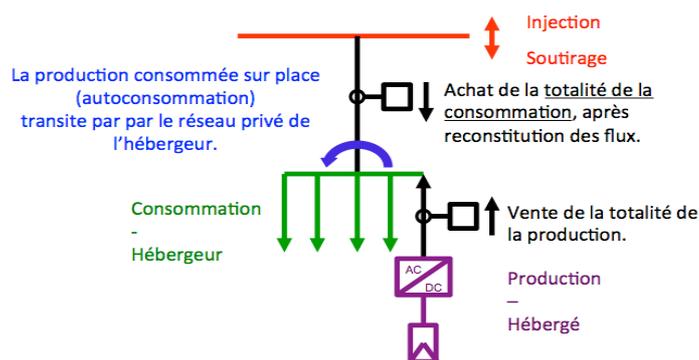


Figure 8: Schéma de raccordement indirect - Source : HESPUL

Cadre contractuel du raccordement indirect avec entités juridiques différentes

ERDF a mis en place un cadre contractuel, qui semble assez contraignant et qui pourrait mériter une simplification : en effet, plusieurs contrats vont être mis en place et vont engendrer des frais de gestion, de comptage et de décompte (voir la prestation F370 du catalogue d'ERDF), non négligeables à l'heure actuelle⁸ :

⁸ Frais de gestion, de comptage et de décompte (coût de décompte variable de 21,17 € TTC à 560,74 € TTC selon la configuration des compteurs) pour le Contrat de Service de Décompte de l'hébergé ; Frais de gestion et de comptage pour le Contrat CARD-I de l'hébergeur.

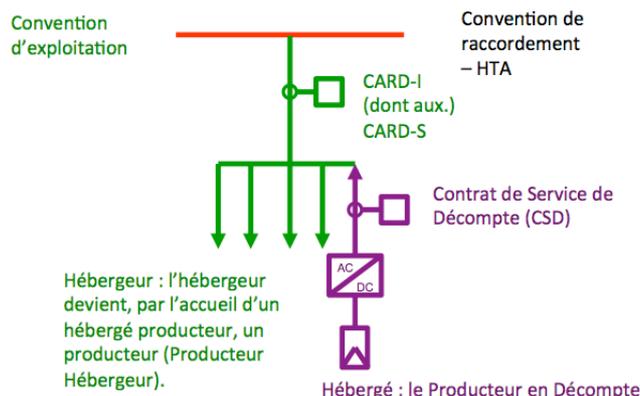


Figure 9: Cadre contractuel du raccordement indirect - Source : HESPUL

Cas particulier d'une production BT et d'un site en consommation HTA

La mise en place du raccordement indirect permet de répondre de manière positive au cas particulier d'une production BT et d'un site en consommation HTA. En effet, cela peut éviter sur un lycée par exemple, ou un hôpital, que l'installation de production soit raccordée directement au réseau BT qui peut être loin et avoir une faible capacité d'accueil : dans ce cas, l'installation est raccordée sur le transformateur privé dont la capacité d'accueil est suffisante, étant donné les niveaux de puissance en jeu.

Cependant, l'installation de production BT se trouvant raccordée indirectement au réseau public de distribution HTA, cela pourrait impliquer des contraintes supplémentaires, liés à ce domaine de tension. **D'après le cadre contractuel proposé par ERDF, l'installation de production BT doit alors respecter les conditions d'une convention de raccordement, d'un contrat d'accès au réseau et d'une convention d'exploitation au domaine de tension HTA.**

Une réflexion doit être menée sur la prise en compte dans le cadre réglementaire de ce cas spécifique pour éviter que ne soient appliquées des contraintes trop fortes et non pertinentes à des installations BT raccordées indirectement au réseau HTA.

D'une manière générale, cette demande ne concerne pas uniquement la configuration du raccordement indirect avec entité juridique différente : elle concerne en effet toute configuration de raccordement indirect (dont la vente du surplus) avec une installation de production BT et un site de consommation HTA.

4. Limitation de la puissance injectée

Quand limiter l'injection?

Pour peu que l'on adapte à la marge les règles et les pratiques actuelles de dimensionnement, la capacité d'accueil du réseau pour une installation injectant la totalité de la production est considérable, particulièrement en zone urbaine, et ne justifie en aucune manière, et pour encore longtemps, que l'on cherche à tout prix à la limiter. Il convient donc avant tout chose de se demander pourquoi on irait limiter l'injection. Ceci peut être pour les raisons suivantes :

- l'installation est raccordée en autoconsommation totale : le producteur s'engage contractuellement avec son GRD à ne pas injecter de production sur le réseau.
- l'installation est située dans un réseau contraint et le producteur s'attend en conséquence à un coût de raccordement très élevé : dans ce cas, le producteur peut étudier les solutions 4 et 5 (présentées ci-dessous) ou la solution du raccordement indirect (présentée précédemment).
- l'installation est en injection du surplus ou en injection de la totalité et se situe à proximité de nombreux autres consommateurs : dans ce cas, le producteur s'engage seulement à ne pas injecter au-delà d'une puissance déclarée dans sa demande de raccordement, et en ce sens, rien ne justifie qu'il limite son injection à une puissance inférieure à ce seuil.

D'un point de vue physique, il est possible de limiter l'injection de puissance de diverses manières – les deux dernières solutions techniques sont développées plus en détails :

1. **limiter la puissance crête du système photovoltaïque** : on va dans ce cas doublement à l'encontre du but recherché de développement des énergies renouvelables à moindre coût, puisque des systèmes plus petits produisent moins et coûtent plus cher.
2. **augmenter le nombre et/ou la puissance des appareils en fonctionnement en période de production** (gestion de la demande): le risque de cette approche est d'encourager une logique de surconsommation en cautionnant une consommation supplémentaire inutile d'électricité sous prétexte que l'électricité doit être utilisée sinon elle sera perdue, et un coût du pilotage de la demande élevé qui renchérit le coût de l'installation ;
3. **stocker une partie de la production dans le bâtiment**: se pose alors la question de l'efficacité technique, économique et écologique des solutions disponibles à l'échelle considérée (bâtiment), qui est loin d'être avérée dans l'état actuel des choses. Avec à peine plus de 5 GW de puissance installée fin 2014 contre 34 GW en Allemagne, le photovoltaïque ne génère pratiquement aucune contrainte sur le réseau de distribution sauf dans des cas très particuliers d'installations photovoltaïques de taille importante en bout de réseau, éloignées de tout point de consommation.
4. **sous-dimensionner la puissance de l'onduleur à puissance crête constante** : l'objectif recherché est d'optimiser la demande de raccordement en diminuant la puissance nominale de l'onduleur à puissance crête constante. Il est possible de demander une pré-étude à ERDF pour évaluer les gains de cette solution en termes de coûts évités de raccordement. Cette approche est vertueuse dans la mesure où elle optimise les capacités d'accueil sur le réseau et permet au producteur d'accéder à une offre de raccordement moins cher moyennant une très faible perte de production (*voir section « Solution technique : écrêtement statique »*).
5. **limiter la puissance de l'onduleur à puissance crête constante en fonction de la consommation sur site** : sur un site où l'installation de production est raccordée sur le circuit



intérieur, il est possible de commander le(s) onduleur(s) en temps réel pour diminuer la puissance injectée sur le réseau le cas échéant. Cette solution peut faire sens dans un réseau contraint pour préserver les capacités d'accueil, à condition que l'énergie non injectée ne représente qu'une proportion négligeable de la production annuelle et/ou que les coûts évités de raccordement compense largement la perte annuelle de production. Etant basé sur une autoconsommation physique relativement imprévisible, ce pilotage introduit néanmoins une incertitude sur le modèle économique de l'installation qu'il convient d'étudier. (voir section « Solution technique : écrêtement dynamique en autoconsommation »).

D'un point de vue contractuel, dans le cas de coûts de raccordement importants, on pourra recourir au raccordement indirect (voir chapitre précédent) avec vente de la totalité pour diminuer les coûts de raccordement (on diminue ainsi la puissance déclarée en injection), en fonction du projet.

En Allemagne, la loi EEG de 2012 impose à toutes les installations PV de pouvoir écrêter de manière statique (pour les installations de puissance inférieure ou égale à 30kWc) ou dynamique (sur envoi de signaux du gestionnaire de réseaux en temps réel) à 70% de la puissance crête, et ce pour maximiser la capacité d'accueil des réseaux. Aucune rémunération n'est fournie en contrepartie de ce service.

Solution technique : écrêtement statique de la production

L'**écrêtement statique** consiste à limiter par conception la puissance maximale en sortie d'onduleur. Ainsi, lorsque que la production des modules dépasse la puissance de dimensionnement de l'onduleur, ce dernier s'auto-régule pour délivrer sa puissance maximale.

Le dimensionnement de la puissance active de(s) onduleur(s) à 70% de la puissance crête (au lieu de 85-100%) **de l'installation induit entre 0,2 et 0,7% de pertes annuelles de production par rapport à un dimensionnement à 100 % de la puissance crête pour une augmentation donc de 40% de la capacité d'accueil du réseau** (Figure 16), et entre 8 et 12 % de pertes pour une augmentation de 100% de la capacité d'accueil⁹.

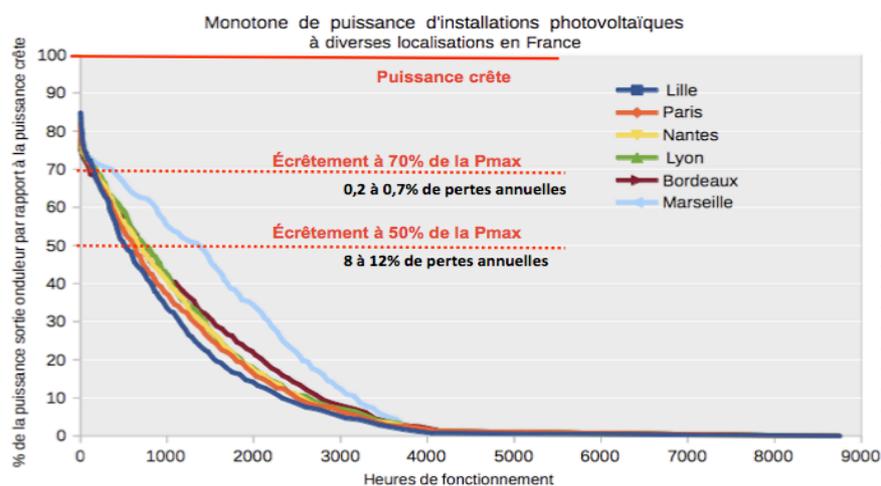


Figure 10 : Monotones de puissance d'installations photovoltaïques orientées plein sud à différentes latitudes en France. Source : HESPUL

On peut noter que la même analyse à un pas plus fin procure les mêmes résultats. La monotone d'un même site en utilisant des puissances moyennes au pas 10 mn ou moyennes au pas horaire est équivalente sur la partie verticale de la monotone. **Les pertes dues à l'écèlement ne sont pas**

⁹ Cette étude a été réalisée par Hespul sur la base de courbes de production réelle.

significativement différentes pour un écrêtement à 70 % de la puissance crête mais différentes pour un écrêtement à 50 % de la puissance crête (voir l'annexe 2).

Dans un réseau contraint, l'écrêtement statique peut représenter un gisement important de coût évités pour le GRD et le producteur, moyennant une perte de production qui est, soit indolore pour le producteur, soit à compenser en partie par le GRD, dépendant du seuil d'écrêtement choisi ; en cela, **cette solution de limitation de puissance constitue ainsi une solution à moindre coût global**. Enfin cette solution très simple peut être justifiée pour des installations basse tension qui ne dispose pas de communication temps réel avec le gestionnaire de réseau ou interne au site.

Solution technique : écrêtement dynamique en autoconsommation

Dans le cas d'un raccordement sur le tableau du circuit intérieur¹⁰, l'écrêtement dynamique consiste à maintenir la puissance active injectée sur le réseau sous un certain seuil (% de la puissance maximale installée des onduleurs) en modulant la puissance en sortie de l'onduleur en fonction de la consommation sur site en temps réel. Cette démarche peut faire sens dans le cadre d'un réseau contraint avec une forte pénétration d'énergie renouvelable. Les figures 18 et 19 ci-dessous permettent d'illustrer la différence entre les stratégies possibles de limitation de l'injection.

Cas 1 : bâtiment de bureaux à très faible consommation d'énergie

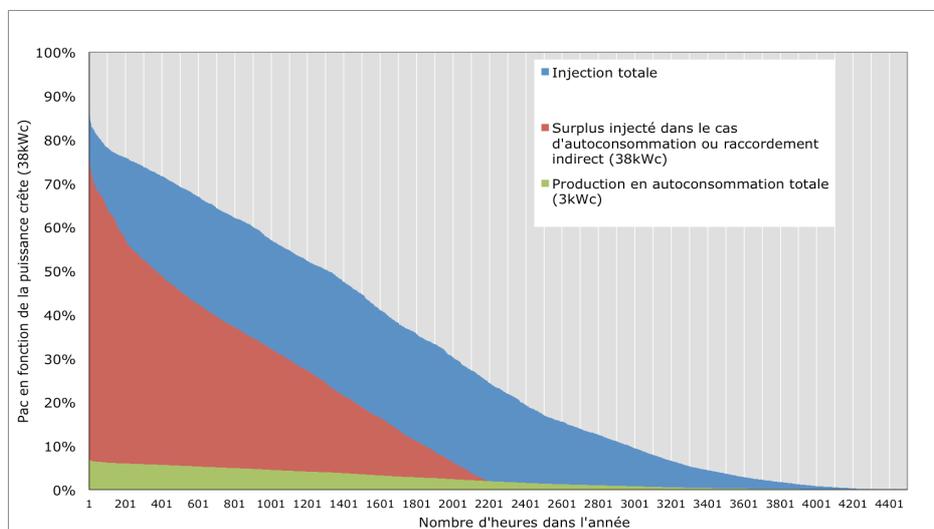


Figure 11: Monotone de puissance de la production et l'injection sur le réseau dans un schéma d'injection totale, d'injection du surplus et d'autoconsommation totale dans le cas d'un bâtiment de bureaux à très faible consommation d'énergie. Source : HESPUL

¹⁰pouvant correspondre aux configurations de raccordement suivantes : « raccordement indirect », « vente du surplus », « autoconsommation totale », schéma de comptage S4 avec vente de la totalité



Dans le cas de la figure 11, plusieurs configurations sont représentées :

– **La monotone d'une puissance crête de 38 kWc :**

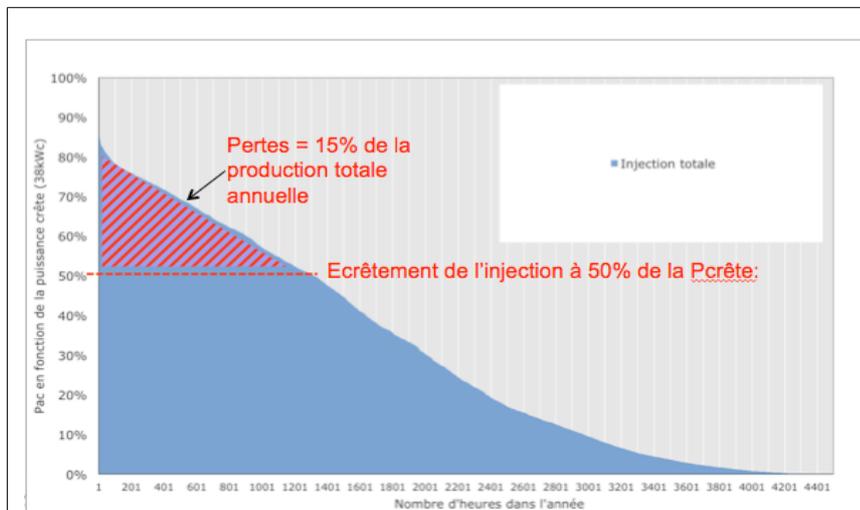


Figure 12: Ecrêtement statique d'une installation de 38 kWc sur un bâtiment de bureaux très performant - Source : HESPUL

Un écrêtement statique
(sous-dimensionnement de l'onduleur) à 50 % ($P_{\max \text{ injectée}} = 50\%P_{\text{crête}}$) génère 15 % de pertes annuelles (correspondant à 1313 heures d'écrêtement).

En effet, l'écrêtement statique va venir limiter la production totale, en sortie onduleur.

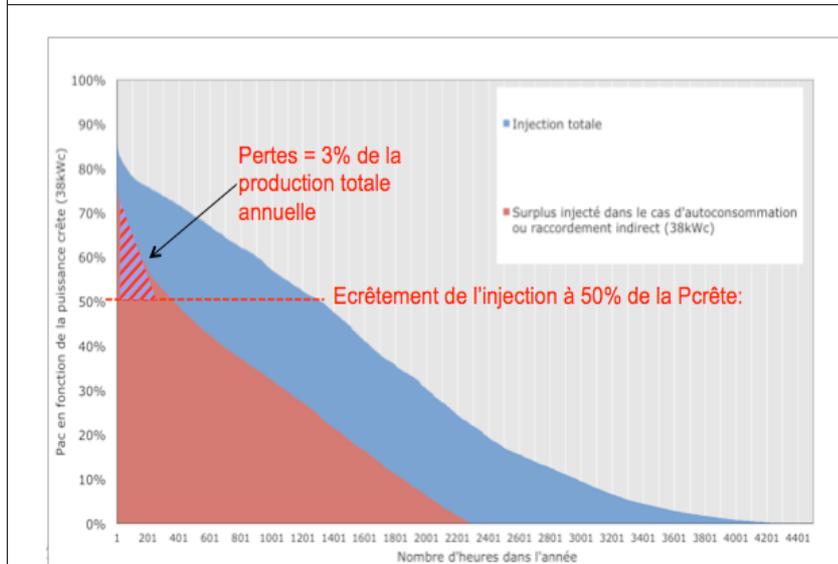


Figure 13: Ecrêtement dynamique d'une installation de 38 kWc sur un bâtiment de bureaux très performant - Source : HESPUL

Un écrêtement dynamique
(pilotage de la puissance active en fonction de la puissance consommée en temps réel) à 50 % ($P_{\max \text{ injectée}} = 50\%P_{\text{crête}}$) génère 3 % de pertes annuelles (correspondant à 366 heures d'écrêtement) .

En effet, l'écrêtement dynamique ne limite l'injection de production que sur la part non consommée sur place.

- **La monotone d'une puissance crête de 3 kWc :** pour atteindre un taux de 99,9 % d'autoconsommation il faudrait installer une puissance de 3 kWc (au lieu des 38 kWc). Dans ce cas, l'installation injecterait 9h/an, avec une valeur maximale de 1,7 % de la puissance crête. Dans ce cas, l'installation va produire seulement 8% de la production annuelle par rapport à une installation de 38kWc.

Dans cette configuration, il ne semble pas pertinent de privilégier une installation en autoconsommation totale.

Cas 2 : Plateforme logistique avec production de froid

La figure 24 illustre l'intérêt, dans ce cas précis, d'un raccordement indirect ou d'une vente de surplus (injection du surplus) pour réduire la puissance de raccordement : l'écrêtement statique ou dynamique à 50 % de la puissance crête n'est pas nécessaire dans le cas d'un raccordement indirect ou d'une vente du surplus puisque $P_{\text{max injectée}} = 27\%P_{\text{crête}}$

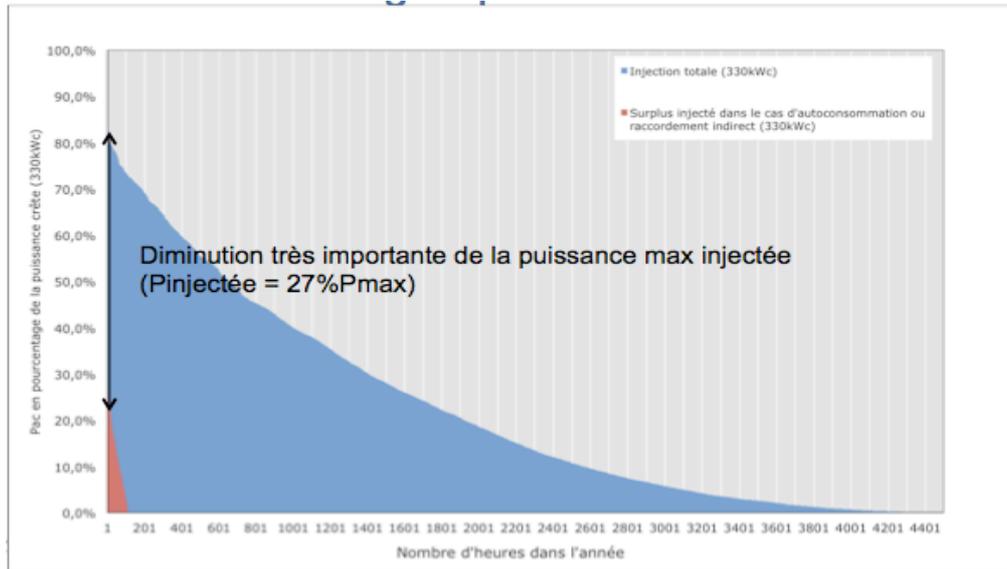


Figure 14 : Monotone de puissance de la production et l'injection sur le réseau dans un schéma d'autoconsommation dans le cas d'une plateforme logistique

Source : HESPUL

En conséquence, dans le cas du bâtiment de bureaux (figure 11), une contrainte d'injection maximale à 50% de la puissance maximale semble être envisageable sans que le modèle économique de l'installation ne soit remis en cause. Dans le cas de tertiaire avec stockage froid (figure 14), une contrainte d'injection maximale à 0 % de la puissance installée semble être envisageable sans que le modèle économique de l'installation ne soit remis en cause.

Dans le cas d'un écrêtement dynamique, des compteurs de consommation et de production communiquent des données en temps réel sur la consommation et la production à un automate intégrant une partie logicielle qui déduit le point de fonctionnement adéquat de(s) onduleur(s) pour limiter la puissance injectée à un certain seuil déclaré comme puissance de raccordement dans la demande de raccordement. Des produits permettant de réaliser ce pilotage sont commercialisés à l'heure actuelle (voir les onduleurs avec fonctionnalité de régulation de puissance active et le(s) automate(s) nécessaire(s) ayant une fonctionnalité de régulation de l'injection - « feed-in regulation »).

5. Conclusion

La question de l'autoconsommation n'est pas simple à traiter, dans la mesure où elle nécessite de comprendre différentes notions dont :

- les notions physiques d'autoconsommation et d'autoproduction, ainsi que la question de l'injection et du soutirage ;
- les différentes options possibles de vente et de valorisation économique de l'autoconsommation et/ou de l'autoproduction ;
- le cadre contractuel du raccordement au réseau et les obligations techniques et réglementaires.

Certaines solutions présentées nécessitent encore des éclaircissements, notamment du gestionnaire de réseau. Le dialogue avec ce dernier sera poursuivi, en particulier au regard des recommandations de la CRE et de la DGEC :

La Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a publié deux délibérations sur le développement des réseaux intelligents en Basse Tension qui demandent à ce que les Gestionnaires de Réseau inscrivent dans leur feuille de route l'analyse des solutions de raccordement indirect, définies au sens large, analyse qui devra permettre :

- « - d'estimer le coût des différentes solutions de raccordement, pour le raccordement indirect au réseau public de distribution d'une installation de production via une installation de consommation ;
- de préciser les possibles évolutions des procédures de traitement des demandes de raccordement et les moyens de collecte d'informations (fiches de collecte et interfaces dématérialisées) en vue du raccordement indirect des installations de production ;
- d'identifier les évolutions du barème de facturation des opérations de raccordement pour les nouveaux raccordements indirects d'installations de production en basse tension ;
- d'étudier les évolutions des modalités de sous-comptage de la consommation et de la production du client et de leur affectation au périmètre d'un responsable d'équilibre, ainsi que les éventuelles modifications à apporter au catalogue de prestations, afin que la prestation de comptage en décompte ne constitue pas un frein au développement de l'autoproduction. »

Les recommandations de la DGEC, issues du rapport final sur l'autoconsommation et l'autoproduction, rappellent par ailleurs qu'il faut :

« -Approfondir les réflexions sur les options d'écrêtement et de déconnexion en lien avec les gestionnaires de réseaux et la profession ;

- Poursuivre le dialogue entre les gestionnaires de réseaux et les professionnels sur les règles de dimensionnement technique et économique des raccordements et leur adaptation aux spécificités de l'autoconsommation / autoproduction. »

Annexes

1. Demande de raccordement

Si l'on se réfère à la fiche de collecte de demande de raccordement pour les installations supérieures à 36 kVA, c'est dans la partie sur les caractéristiques générales en injection qu'il faudra faire part du schéma de raccordement souhaité.

CARACTERISTIQUES GENERALES EN INJECTION	
Puissance de production installée Pmax ^{b*} → correspond à la puissance qui figure, le cas échéant, dans la déclaration ou la demande d'autorisation d'exploiter.	kW ⁹
Injection de la production (nette d'auxiliaire) sur le Réseau Public de Distribution*	<input type="checkbox"/> La vente totale de la production <input type="checkbox"/> La vente du surplus de la production (déduction faite de la consommation) <input type="checkbox"/> L'électricité produite sera entièrement consommée sur le site ¹⁰
Puissance de production maximale nette livrée au Réseau Public de Distribution* → correspond à la puissance de raccordement en injection ¹¹	kW ¹²
Puissance active maximale soutirée au Réseau Public de Distribution (au niveau du Point De Livraison du Site)*	kW ¹³

Figure 15: Extrait de la fiche de collecte pour les installations supérieures à 36 kVA - Source : ERDF

Puissance maximale installée

Cette puissance correspond à la puissance minimum entre la puissance des panneaux et la puissance maximale de l'onduleur, d'après le mode d'emploi d'ERDF des fiches de collecte »¹¹. Elle correspond dans la majorité des cas à la puissance de l'onduleur.

Cette puissance n'est pas dimensionnante pour le raccordement au réseau mais sert de référence pour définir le domaine de tension du réseau public de distribution auquel l'installation doit être directement raccordé.

Puissance de production installée Pmax ^{b*} → correspond à la puissance qui figure, le cas échéant, dans la déclaration ou la demande d'autorisation d'exploiter.	kW ⁹
---	-----------------

Figure 16: Extrait de la fiche de collecte pour les installations supérieures à 36 kVA - Source : ERDF

Options de vente

Trois possibilités sont définies par ERDF pour la vente :

Injection de la production (nette d'auxiliaire) sur le Réseau Public de Distribution*	<input type="checkbox"/> La vente totale de la production <input type="checkbox"/> La vente du surplus de la production (déduction faite de la consommation) <input type="checkbox"/> L'électricité produite sera entièrement consommée sur le site ¹⁰
---	---

Figure 17: Extrait de la fiche de collecte pour les installations supérieures à 36 kVA - Source : ERDF

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

Puissance de raccordement

La puissance de raccordement en injection est la puissance sur laquelle se base l'étude de raccordement et qui dimensionne donc les coûts de raccordement.

Puissance de production maximale nette livrée au Réseau Public de Distribution* → correspond à la puissance de raccordement en injection ¹¹	kW ¹²
---	------------------

Figure 18: Extrait de la fiche de collecte pour les installations supérieures à 36 kVA - Source : ERDF

2. Monotone de puissance

Caractéristiques d'une monotone de puissance photovoltaïque

Les monotones de puissance¹² d'installations photovoltaïques sont très caractéristiques du fonctionnement des installations :

- Un nombre d'heures de fonctionnement à pleine puissance très limité (puissance de 70 à 100 % de la puissance crête, atteinte peu d'heures dans l'année),
- Une partie quasiment linéaire entre 70% de la Pmax et 15-20% de la Pmax correspondant à la plage de fonctionnement la plus rencontrée et, en conséquence, celle qui contribue le plus à la production d'énergie annuelle d'une installation PV. (Figure 16)
- Aucune production (0 % puissance crête) au-delà de 4000 heures qui correspond aux périodes nocturnes

¹² La monotone de puissance permet de visualiser le nombre d'heures dans l'année pendant laquelle la production est inférieure à un certain niveau de puissance. Elle correspond à l'ensemble des points d'une courbe de charge de production sur 1 an classés de façon décroissante (et non pas de façon temporelle).

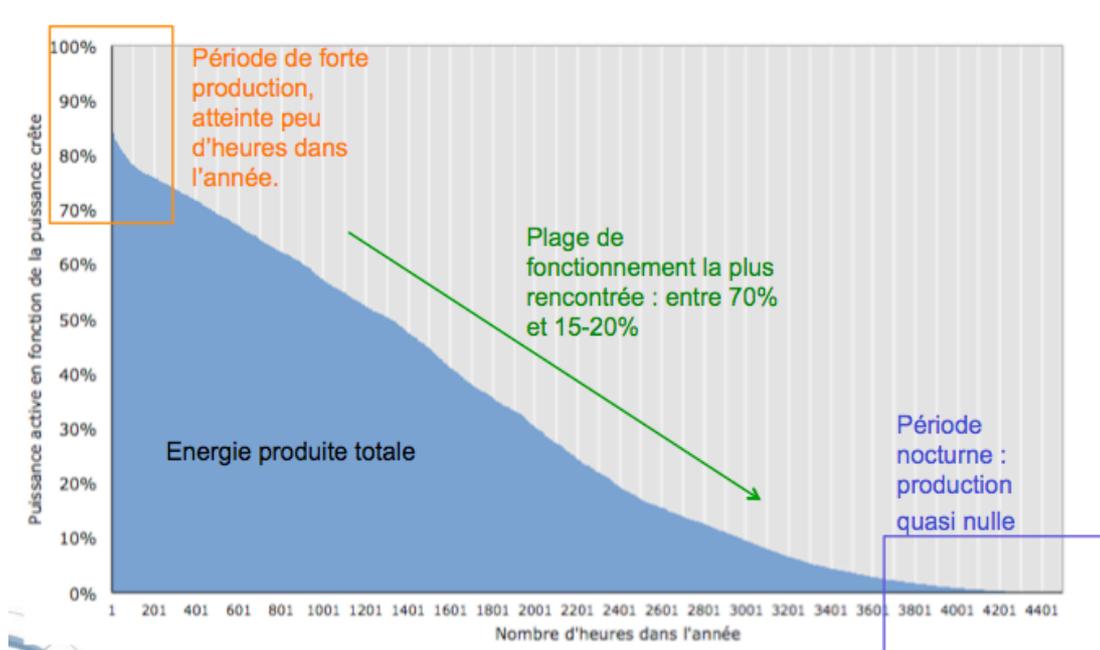


Figure 19: Caractéristiques d'une monotone de puissance d'une installation de production photovoltaïque

Pas de temps

Sur un site spécifique observé en Rhône-Alpes, la différence due au pas de temps utilisé est présenté dans le tableau 3 et les monotones correspondantes dans la figure 20. En conclusion, les études d'écèlement et d'autoconsommation au pas de temps horaire seront souvent suffisantes pour une évaluation technico-économique.

	Pertes dues à un écèlement la puissance de l'onduleur à 70 % de la puissance crête	Pertes dues à un écèlement la puissance de l'onduleur à 50 % de la puissance crête
Courbe de production au pas 10 mn	1,09 %	12,31 %
Courbe de production au pas horaire	0,71 %	10,82 %

Tableau 7: Pertes annuelles en pourcentage de la production annuelle dues à un écèlement de la puissance maximale de l'onduleur



Monotone d'un site photovoltaïque (inclinaison: 17°, orientation: 200°) en Rhône-Alpes en fonction du pas de temps de mesure

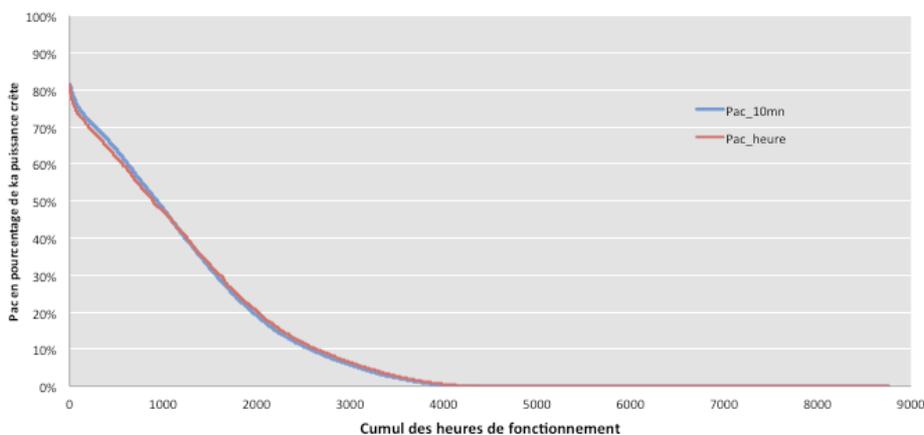


Figure 20: Monotone de puissance d'une installation PV en fonction du pas de temps d'enregistrement de la courbe de charge. Source : HESPUL

Comparaison entre écrêtement statique et réduction de la puissance installée

	<p>L'écrêtement statique représente une perte de 8 à 12% de production totale sur l'année (en fonction de la localisation de l'installation).</p>
	<p>La diminution de la puissance crête de 330 à 165kWc (« injection totale pour 165kWc ») permet d'atteindre la contrainte de $P_{max\ injectede} = 50\%P_{crête}$ mais signifie également que l'installation va produire seulement 50% de la production annuelle par rapport à une installation de 330kWc</p>